

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**USO DE NUEVAS TÉCNICAS PARA EL CÁLCULO DE POROSIDAD,
PERMEABILIDAD E INTENSIDAD DE FRACTURA A PARTIR DE
PERFILES DE IMÁGENES Y COMPARACIÓN CON LOS PERFILES
CONVENCIONALES**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Mireya Carolina Reques Oropeza
Para optar al Título
De Ingeniero Geólogo

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**USO DE NUEVAS TÉCNICAS PARA EL CÁLCULO DE POROSIDAD,
PERMEABILIDAD E INTENSIDAD DE FRACTURA A PARTIR DE
PERFILES DE IMÁGENES Y COMPARACIÓN CON LOS PERFILES
CONVENCIONALES**

Tutor Académico: Prof. Ovidio Suárez
Tutor Industrial: Ing. Eduardo García
Cotutor: Lenín González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Mireya Carolina Reques Oropeza
Para optar al Título
De Ingeniero Geólogo

Caracas, 2008

DEDICATORIAS

Yo, la autora de este trabajo especial de grado dedico el presente logro: primeramente a dios, quien siempre desea lo mejor para mi y es la guía de mis pasos.

Seguidamente a mis padres, quienes han dejado su huella en mi vida, convirtiéndose en el eje a seguir y quienes sin saberlo, son el motivo para mejorar continuamente, esperando que algún día se sientan tan orgullosa de mi como lo estoy yo de ellos.

AGRADECIMIENTOS

A Dios: Por iluminarme el camino a seguir y que siempre me ha acompañado.

A mi Familia: Padres y Hermanos.

A mis tutores y co-tutores: Ovidio Suarez, Eduardo García, Sergio Escalante, Lennin González.

A la UCV: Por todas las experiencias vividas, que de alguna manera u otra me ayudó alcanzar mis metas.

Y a todas aquellas personas que, de alguna manera, me ofrecieron su ayuda y palabras alentadoras para continuar esta investigación.

Reques O., Mireya C.

**USO DE NUEVAS TÉCNICAS PARA EL CÁLCULO DE POROSIDAD,
PERMEABILIDAD E INTENSIDAD DE FRACTURA A PARTIR DE
PERFILES DE IMÁGENES Y COMPARACIÓN CON LOS PERFILES
CONVENCIONALES**

**Tutores Académicos: Prof. Ovidio Suárez. Cotutor: Prof. Lennin González.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. Año 2008,230p.**

Palabras Claves: Colombia, Campo Guaduas, Petrofísica, Registros, Porosidad, Permeabilidad, Fractura, Yacimientos Fracturados.

El presente trabajo tiene básicamente como objetivo principal usar nuevas técnicas para el cálculo de porosidad y permeabilidad e intensidad de fractura a partir de los registros de imágenes (FMI) en yacimientos naturalmente fracturados, del Campo Guaduas Formación Cimarrona, ubicado en Colombia, con el fin de hacer comparación con los registros convencionales.

Para el cálculo de los parámetros de porosidad, permeabilidad e índice de intensidad de fractura, se utilizaron los registros de imágenes (FMI), usando la ecuación de Nelson (1980), SPE (86935), ecuación de Simandoux, ecuación de Indonesia, para establecer con mayor precisión los valores de porosidad, permeabilidad, índice de intensidad de fractura, seguidamente se usaron los perfiles convencionales (N, S, R, D) para calcular los mismos parámetros.

La comparación de estos registros (N, S, R, D) se realizó correlacionando los valores de porosidad y permeabilidad de fractura obtenidos a partir de gráficos cruzados de los registros convencionales y los obtenidos de los perfiles de imágenes (FMI).

El resultado obtenido del análisis de los FMI para la determinación de PHI_{fr} (porosidad de fractura), K_{fr} (permeabilidad de fractura), IIF (índice de intensidad de fractura), no tienen ninguna correlación con los correspondientes a los registros convencionales, por lo tanto se basaron sólo en los registros de imágenes (FMI).

Los convencionales servirían solo para establecer intervalos posibles en fracturas naturales

INDICE

CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO II	
MARCO TEORICO.....	8
2.1.- Perfil de Rayos Gamma.....	8
2.1.1.- Propiedades de los Rayos Gamma.....	9
2.1.2.- Aplicaciones de los Rayos Gamma.....	9
2.2.-Potencial Espontáneo.....	10
2.2.1.- Principios Físicos.....	10
2.2.2.- Aplicaciones del Potencial Espontáneo.....	12
2.3.- El Calibre.....	13
2.3.1.- Aplicaciones del Calibre.....	13
2.4.- Perfiles de Resistividad.....	14
2.4.1.- Principios Físicos.....	14
2.4.2.- Clasificación y Tipos de Herramientas.....	15
2.4.2.1.- Principio físico de las medidas de inducción y sonda DIL (Herramienta vigente).....	17
2.4.3.- Aplicaciones de los Perfiles de Resistividad.....	19
2.5.- Perfil de Densidad.....	19
2.5.1.- Porosidad del Perfil de Densidad.....	20
2.6.- Perfiles Neutrónicos.....	22
2.6.1.- Fundamentos.....	22
2.6.2.- Efectos de la Litología.....	24
2.6.3.- Determinación de la Porosidad con Perfiles Neutrónicos.....	25
2.6.4.-Aplicación del Perfil Neutrón.....	25
2.7.- Factor Fotoeléctrico.....	26
2.8.- Imágenes de Perforación.....	26
2.8.1.- Imágenes Eléctricas de Perforación.....	27

2.8.2.- Interpretación de las Imágenes de perforación.....	30
2.8.3.- Ocurrencias de Fracturas y Fallas y su Orientación.....	30
2.8.4.- Apertura de la Fractura.....	34
2.8.5.- Interpretación Sedimentológica.....	34
2.9.- Arenas Arcillosas	38
2.9.1.- Resistividad de Formaciones Arcillosas.....	41
2.9.1.1.- Modelo Simplificado de Arenas- Lutitas Laminares.....	41
2.9.1.2.- Modelo Simplificado de Lutita Dispersa.....	42
2.9.1.3.-Arcillosidad e Interpretación de Cationes.....	44
2.9.1.4.- Relación de Lutitas en su Totalidad.....	46
2.9.2.- El SP en Formaciones Arcillosas.....	47
2.10.- Los Perfiles de Porosidad en Formaciones Arcillosas.....	51
2.10.1.- Perfil Neutrónico.....	51
2.10.2.- Perfil de Densidad.....	52
2.10.3.- Perfil Sónico.....	54
2.10.4.- Gráficos de Interrelación (Crossplot) Neutronico-Densidad.....	56
2.10.5.- Interpretación Sónico-Resistividad.....	60
2.10.6.- Indicadores de Arcillosidad.....	60
2.11.- Permeabilidad - Definiciones.....	65
2.12.- Saturación Irreducible.....	69
2.13.- La Zona de Transición-Efectos de la Presión Capilar.....	71
2.14.-Presión Capilar contra Saturación.....	72
2.14.1.-Presión Capilar Contra Porosidad y Permeabilidad.....	75
2.15.- Permeabilidad obtenida Gradientes de Resistividad.....	78
2.15.1.- Estimación de la Permeabilidad usando \emptyset y S_w	79
2.15.2.- $(S_w)_{irr}$ y Permeabilidad de Gráficos de S_w vs \emptyset	79
2.16.- Predicción del Porcentaje de Agua Producida (Water cut).....	81

CAPITULO III

MARCO GEOLOGÍCO.....	83
3.1.- Descripción Geológica.....	83
3.1.1.- Geología Regional.....	83
3.1.2.- Evaluación Tectónica Sedimentaria Regional.....	85
3.1.3.- Geología Estructural Regional.....	90
3.1.4.- Estratigrafía Regional.....	94
3.2.- Petrografía.....	97
3.2.1.- Facies de la Formación Cimarrona.....	97
3.2.2.-Tipos de Poros.....	98
3.2.3.- Representatividad del Muestreo en Núcleo.....	100
3.2.4.- Evaluación Visual de Núcleo.....	101
3.2.5.- Análisis Visual de Fractura de Núcleo.....	101
3.3.- Descripción Sedimentaria.....	104
3.3.1.- Geología Local.....	104
3.3.2.- Descripción del Núcleo del Pozo 6W.....	104
3.3.3.- Interpretación Paleoambiental.....	132

CAPITULO IV

METODOLOGÍA PETROFÍSICA.....	140
4.1.-Métodos Convencionales para el cálculo de porosidad, permeabilidad e intensidad de fractura.....	140
4.1.1.-Perfiles Convencionales.....	140
4.1.2.- Parámetros determinados.....	140
4.2.- Nuevas Técnicas para el cálculo de porosidad, permeabilidad e intensidad de fractura a partir de perfiles de imágenes FMI (Microbarrido de Imágenes de Formación).....	144
4.2.1.- Perfiles de Imágenes.....	144
4.2.2.- Parámetros determinados.....	144

CAPITULO V

ANALISIS DE RESULTADOS.....	148
5.1.-Análisis de los registros de imágenes (FMI) en los Pozos 1N-2S-3E-4E-5E - 6W.....	148
5.2.-Análisis de comparación de los registros de imágenes (FMI) con los registros convencionales.....	160
5.3.- Análisis de resultado de los gráficos cruzados de porosidad de fractura (PHI frac) y de permeabilidad de fractura (Kfrac).....	164
5.4.- Análisis de resultado de los histogramas de frecuencia de los Pozos.....	166

CAPITULO VI

Conclusiones.....	167
Recomendaciones.....	170

CAPITULO VII

Bibliografía.....	171
-------------------	-----

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1	Mapa de localización geológica 6
Figura 2	Mapa de ubicación de los pozos 7
Figura 3	Elementos básicos de la herramienta de perforación eléctrica 29
Figura 4	Imagen FMI con presencia de arenisca en la parte de la fractura 32
Figura 5	Microfallas, intercalaciones de areniscas y lutitas 33
Figura 6	Imagen FMI con arenas bioturbadas 36
Figura 7	Imagen eléctrica STAR 37
Figura 8	Conductividad de una arena arcillosa vs conductividad del agua 45
Figura 9	Potencial electroquímico 50
Figura 10	Densidad- Neutrón 58
Figura 11	Porosidad de densidad vs porosidad neutrón de caliza arcillosa 59
Figura 12	Permeabilidad relativa vs saturación 68
Figura 13	Permeabilidad relativa vs saturación 70
Figura 14	Curva de presión capilar de mercurio 73
Figura 15	Elevación sobre el nivel del agua libre contra saturación de agua 74
Figura 16	Series de curvas de presión capilar como función de permeabilidad 76
Figura 17	Curva promedio de presión 77
Figura 18	Perfil eléctrico con gradiente de resistividad..... 78
Figura 19	Porosidad contra saturación de agua 80
Figura 20	Gráficos para predecir el porcentaje de agua en la en la formación .. 82
Figura 21	Mapa de localización geológica 84
Figura 22	Provincia tectónica del caribe y norte de suramerica 86
Figura 23	Paleogeografía y modelo tectónico 88
Figura 24	Mapa geológico generalizado área Guaduas 92
Figura 25	Secuencia estratigrafica del Campo de Guaduas 94
Figura 26	Tipo de porosidad, fracturas 99
Figura 27	Tipo de porosidad, intraparticula 99

Figura 28	Tipo de porosidad, disolución microscópicas	100
Figura 29	Fractura tipo encontrada en la Formación Cimarrona	102
Figura 30	Arenas. Fracturas parcialmente rellenas de calcita	103
Figura 31	Caliza granular homogénea	105
Figura 32	Detalle de la fractura natural	106
Figura 33	Caliza granular con contacto erosivo	107
Figura 34	Estructuras sedimentaria de bioturbación.....	108
Figura 35	Caliza arenosa/arenisca calcárea	110
Figura 36	Fractura rellena completamente de calcita	111
Figura 37	Muestra impregnada de alcohol para resaltar textura.....	112
Figura 38	Caliza de textura gruesa conglomerática.....	113
Figura 39	Algunos clastos de cuarzo lechoso	114
Figura 40	Estratificación cruzada	115
Figura 41	Intraclastos de caliza.....	116
Figura 42	Muestras del núcleo impregnada de alcohol	117
Figura 43	Fractura transversal observada en el núcleo.....	119
Figura 44	Rizaduras	120
Figura 45	Muestra impregnada de alcohol para resaltar el detalle	121
Figura 46	Guijarros de cuarzo.....	122
Figura 47	Laminaciones de rizaduras	123
Figura 48	Rizaduras, microestilolitas	124
Figura 49	Laminaciones de rizaduras	125
Figura 50	Laminaciones de rizaduras	126
Figura 51	Caliza arenosa con rizaduras	127
Figura 52	Abundantes laminaciones de rizaduras	128
Figura 53	Bioturbaciones y bioclastos en tamaño de matriz	129
Figura 54	Bioturbación muy bien preservada.....	130
Figura 55	Zona de bioturbaciones.....	131
Figura 56	Modelo textural de la Formación Cimarrona	133
Figura 57	Secuencia estratigrafica de la Formación Cimarrona.....	134

Figura 58	Ejemplos de Sedimentación de la Formación Cimarrona	135
Figura 59	Secuencia estratigráfica de 7 ^{mo} orden	136
Figura 60	Representación litológica de los registros eléctricos.....	138
Figura 61	Resultado petrofísico del POZO-1N	147
Figura 62	Evaluación petrofísica gráfica POZO-1N	149
Figura 63	Evaluación petrofísica gráfica POZO-2S	151
Figura 64	Evaluación petrofísica gráfica POZO-3E.....	153
Figura 65	Evaluación petrofísica gráfica POZO-4E.....	155
Figura 66	Evaluación petrofísica gráfica POZO-5E.....	157
Figura 67	Evaluación petrofísica gráfica POZO-6W.....	159
Figura 68	Evaluación petrofísica gráfica POZO-2S	162
Figura 69	Evaluación petrofísica gráfica POZO-2S con imágenes FMI	163
Figura 70	Evaluación petrofísica gráfica POZO-1N	177
Figura 71	Evaluación petrofísica gráfica POZO-2S	178
Figura 72	Evaluación petrofísica gráfica POZO-3E.....	179
Figura 73	Evaluación petrofísica gráfica POZO-4E.....	180
Figura 74	Evaluación petrofísica gráfica POZO-6W.....	181
Figura 75	Evaluación petrofísica gráfica POZO-1N con imágenes FMI	182
Figura 76	Evaluación petrofísica gráfica POZO-3E con imágenes FMI.....	183
Figura 77	Kfrac_fmi vs DTCO Cimarrona Superior	184
Figura 78	Kfrac_fmi vs DTCO Cimarrona Inferior.....	185
Figura 79	Kfrac_fmi vs DTCO Normalizado (Relación I).....	186
Figura 80	Kfrac_fmi vs DTCO Normalizado Cimarrona Inferior.....	187
Figura 81	Kfrac_fmi vs DT4S Normalizado (Relación I)	188
Figura 82	Kfrac_fmi vs PHIT Cimarrona Superior	189
Figura 83	Kfrac_fmi vs PHIT Cimarrona Inferior.....	190
Figura 84	Kfrac_fmi vs PHI_frc_res	191
Figura 85	PHIfrc vs DTCO	192
Figura 86	PHIfrc vs DTSM	193
Figura 87	PHIfrc_fmi vs PHIfrc_por	194

Figura 88	PHIfrc_fmi vs IIF_por.....	195
Figura 89	PHIfrc_fmi vs NPHI.....	196
Figura 90	PHIfrc_fmi vs RHOB.....	197
Figura 91	PHIfrc_fmi vs GR.....	198
Figura 92	PHIfrc_fmi vs PHIS	199
Figura 93	PHIfrc_fmi vs PHIE	200
Figura 94	PHIfrc_fmi vs PHIT	201
Figura 95	PHIfrc_fmi vs PHI_frc_res Cimarrona Superior.....	202
Figura 96	PHIfrc_fmi vs PHI_frc_res Cimarrona Inferior	203
Figura 97	Histograma de frecuencia- FVAH. Pozo-1N	204
Figura 98	Histograma de frecuencia- FVAH. Pozo-2S	205
Figura 99	Histograma de frecuencia- FVAH. Pozo-3E	206
Figura 100	Histograma de frecuencia- FVAH. Pozo-4E	207
Figura 101	Histograma de frecuencia- FVAH. Pozo-5E	208
Figura 102	Histograma de frecuencia- FVAH. Pozo-6W.....	209

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Valores de densidad máxima.....	21
Tabla 2	Ecuaciones para determinar el volumen de arcillosidad	62
Tabla 3	Tabla de producción de los pozos	210
Tabla 4	Porcentaje de porosidad y permeabilidad de fractura	211

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Los depósitos naturalmente fracturados se pueden presentar en cualquier litología, incluyendo carbonatos o arenas e incluso rocas del basamento cristalino; sin embargo, suelen estar mejor desarrollados en carbonatos. Varios investigadores se han pronunciado en cuanto a evaluar depósitos naturalmente fracturados, usando varios métodos que sirven al extenderse a escala macroscópica de la sísmica tridimensional, hasta la escala del análisis transitorio de la presión. Cada uno de estos métodos tiene ciertas ventajas, limitaciones, aplicabilidad y confiabilidad.

El énfasis de esta trabajo está dirigido a la definición de un método innovador para caracterizar varias propiedades petrofísicas en yacimientos naturalmente fracturados usando registros, tanto convencionales, como no convencionales. Estos registros proporcionan medidas “in situ” que se pueden comparar con el análisis de núcleo y otras técnicas como pruebas de pozos. Con los datos obtenidos, a partir de las medidas de registros convencionales o no convencionales y el apoyo de la elaboración de gráficos que incluyen parámetros como, porosidad, permeabilidad, índice de intensidad de fractura, porosidad efectiva, arcillosidad, se generan técnicas que permiten determinar, porosidad de fractura, permeabilidad de fractura en yacimientos naturalmente fracturados que hayan pozos que no tengan perfiles de imágenes. Estas técnicas se basan principalmente en establecer ecuaciones empíricas que permitan el cálculo de porosidad de fractura, permeabilidad de fractura en pozos que no tengan perfiles convencionales y no tengan perfiles de imágenes (FMI).

A lo que se quiere llegar es a establecer correlaciones y/o ecuaciones validadas en pozos que no poseen todo tipo de perfiles, tanto convencionales como de imágenes y que puedan ser extrapolados o utilizados en aquellos pozos del área que sólo disponga de los perfiles convencionales (gamma ray, resistividad, densidad neutrón, sónico compresional), para así poder tener un patrón general de los parámetros de porosidad de fractura, permeabilidad de fractura e índice de intensidad de fractura en todos los pozos presentes en el área de estudio.

OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de este trabajo es de establecer ecuaciones a partir de la comparación del cálculo de porosidad, permeabilidad e índice de intensidad de fractura realizada con los perfiles convencionales y los perfiles de imágenes.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Aplicación de los perfiles convencionales
- Aplicación de los perfiles de imágenes (FMI)
- Comparación de ambos perfiles
- Cálculo de porosidad y permeabilidad a partir de los perfiles convencionales
- Cálculo de permeabilidad y porosidad a partir de los perfiles de imágenes (FMI)
- Correlación de los cálculos de porosidad, permeabilidad para establecer una comparación entre ambos métodos.
- Establecimiento de las ecuaciones definitivas para el cálculo de permeabilidad, porosidad e índice de intensidad de fractura.
- Correlación de los resultados con análisis de núcleo y litología

Para el desarrollo de este trabajo especial de grado se utilizaron los datos suministrados por la empresa (Pacific Stratus Energy).

La metodología a usar es:

- Búsqueda bibliográfica: Tesis y artículos técnicos relacionados con perfilaje de pozos, especialmente aquellos relacionados con la detección y análisis de fracturas naturales.
- Recopilación y selección de información relevante.

- Cálculo de porosidad y permeabilidad, a través, de perfiles convencionales y de imágenes FMI.
- Comparación de datos por ambas técnicas.

ALCANCE

La elaboración de este trabajo permitirá la determinación de nuevas ecuaciones para el cálculo de porosidad, permeabilidad e índice de intensidad de fractura, a partir de la comparación de los perfiles convencionales y los de imágenes FMI.

Lo anteriormente expuesto es la base para establecer una correlación entre los datos obtenidos bajo los perfiles convencionales y los perfiles de imágenes (FMI).

Estos cálculos se desarrollaron, a partir, de los datos obtenidos por la empresa (Pacific Stratus Energy), tomados directamente en varios pozos.

METODOLOGÍA

Este trabajo se basa principalmente en tres etapas: una primera de carácter preliminar una segunda de laboratorio y una tercera de oficina.

Etapas Preliminares: Consiste en la revisión de toda la información existente sobre el tema a desarrollar.

- Recopilación bibliográfica de los trabajos previos realizados en la zona.
- Análisis crítico y síntesis bibliográfica de la información obtenida a partir de tesis, informes técnicos y artículos técnicos relacionados con fracturas naturales.

Etapa de Oficina: Esta etapa se basa principalmente en cálculos y en definición de nuevas ecuaciones.

- Cálculo de porosidad con perfiles convencionales y perfiles de imágenes (FMI).
- Cálculo de permeabilidad con perfiles convencionales y perfiles de imágenes (FMI).
- Cálculo de intensidad de fractura con perfiles convencionales y perfiles de imágenes (FMI).
- Determinar nuevas ecuaciones para el cálculo de intensidad de fractura.

Etapa de Análisis de Resultados: En esta etapa se realizará la comparación de los datos obtenidos en la etapa práctica y se comparará con la síntesis realizada en la etapa preliminar. Se realizarán, en general, las siguientes actividades:

- Se realizará una comparación de las ecuaciones usadas para el cálculo de porosidad y permeabilidad a partir de los perfiles convencionales y los perfiles de imágenes (FMI).
- Se realizará la interpretación pertinente a los datos obtenidos de permeabilidad y porosidad de los pozos en estudio.
- Se efectuará la interpretación de los datos de intensidad de fractura de los pozos correspondientes.
- Integración de toda la información.
- Elaboración del informe final.

Ubicación Geológica del área de estudio

Mapa de Localización Geológica

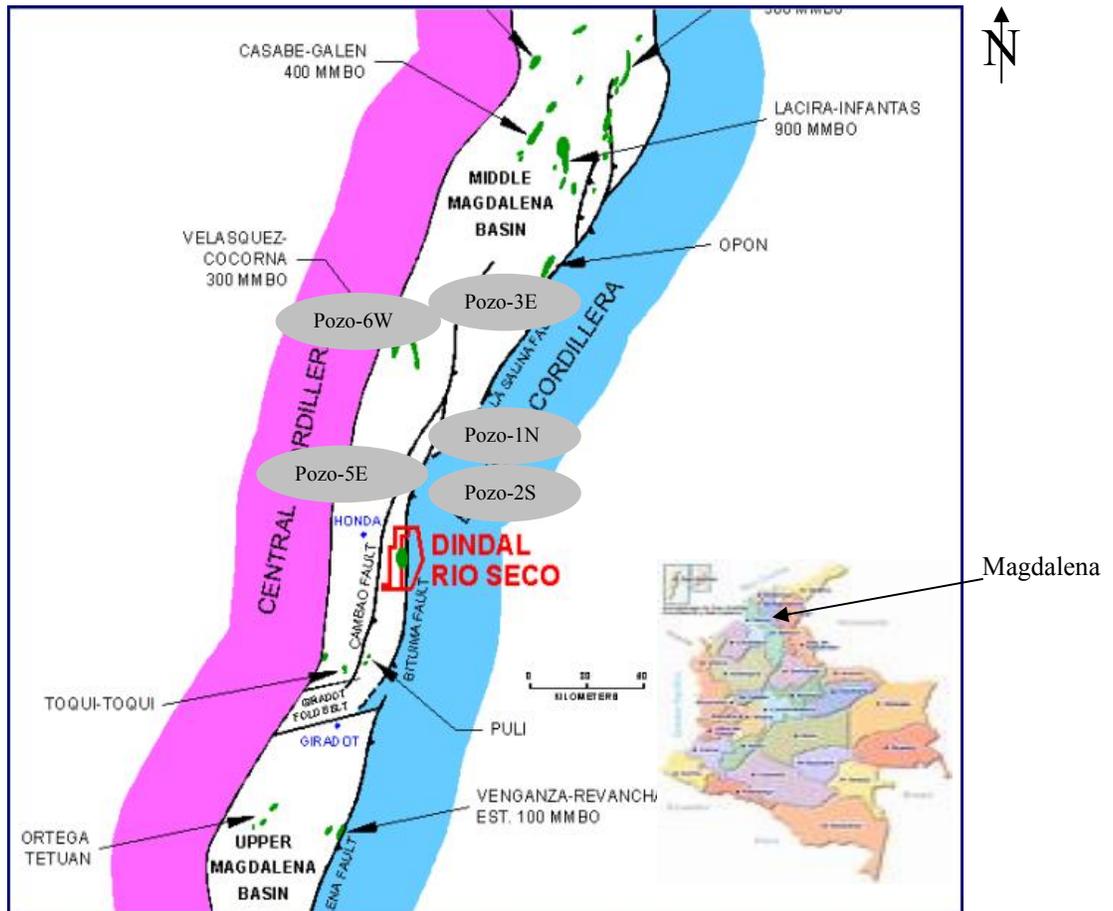
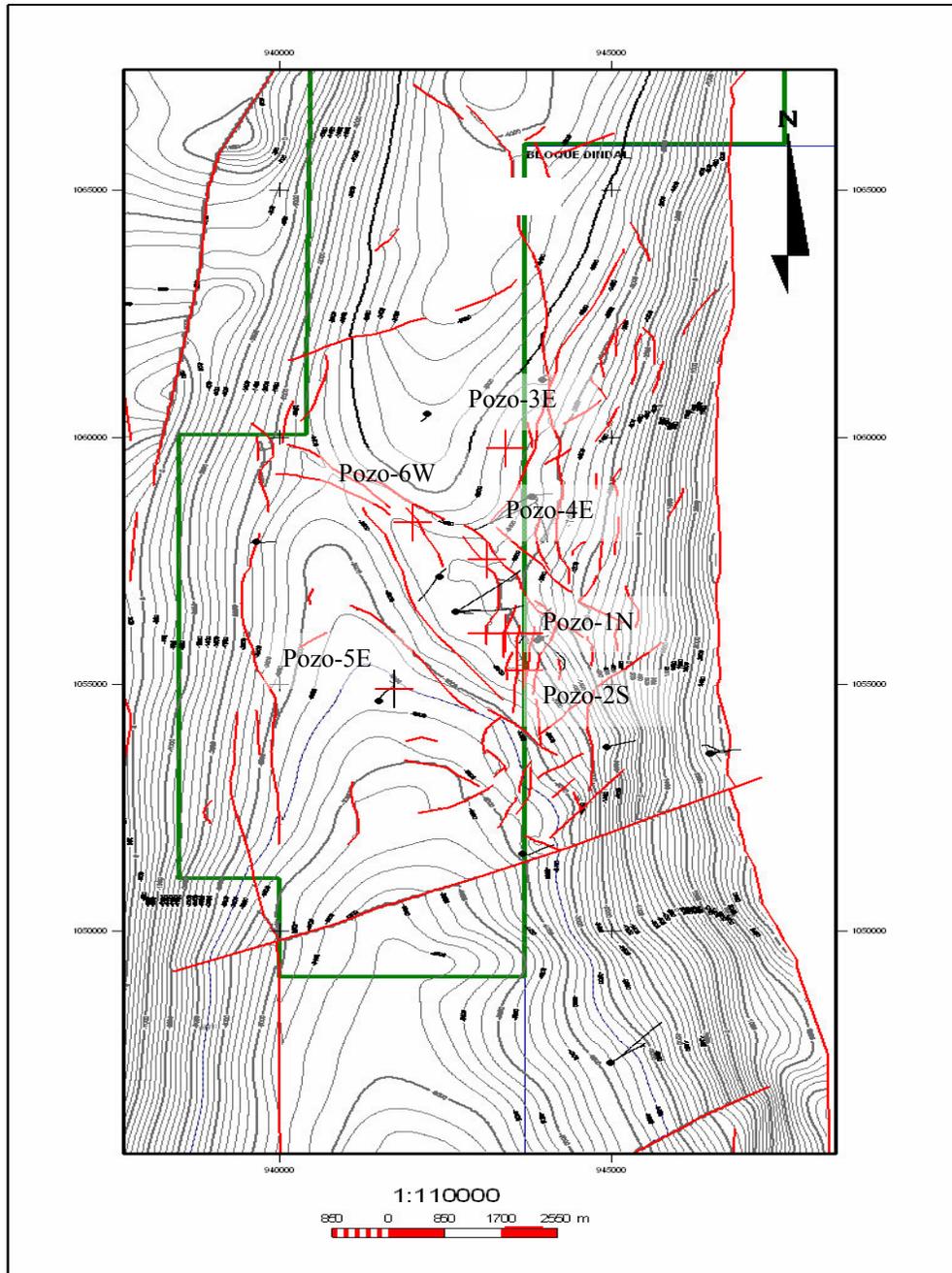


Figura 1. (Tomado de: Tecnología Internacional de Reservorios. Sociedad Internacional Petrolera S.A, SIPETROL. Marzo 2004)

Mapa base de ubicación de los pozos



Escala 1:91000

Figura 2. Mapa de ubicación de los pozos donde el pozo 6W fue estudiado. Tomado de (IRT, USA 2004).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 El Perfil de Rayos Gamma

El perfil Rayos Gamma (GR) mide la radioactividad de las formaciones. Esta radioactividad proviene, de la emisión de Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K) presente en la roca. Los rayos gamma son capaces de penetrar unas pocas pulgadas en la roca y una fracción de ellos, que se origina cerca del hoyo, lo atraviesa pudiendo ser detectados por un censor de rayos gamma, el cual es, típicamente, un cintilómetro de longitud activa de 8 a 12 pulgadas. Este detector produce un pulso eléctrico discreto por cada rayo gamma detectado y el parámetro registrado es el número de pulsos captados por unidad de tiempo (GARCÍA, 1995).

En las formaciones sedimentarias, el perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de lutita de las formaciones. Esto es porque los elementos radioactivo tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de ceniza volcánica o rodados graníticos radioactivos, o cuando las aguas de formación contienen sales disueltas de potasio. El perfil de Rayos Gamma puede ser registrado en pozos entubados lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento. Es frecuentemente usado como subtítulo del SP (Potencial Espontáneo) en los pozos entubados donde es imposible obtener el SP, ó en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio. En ambos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas y para correlaciones. La profundidad de investigación del GR es de 6 a 12 pulgadas, siendo mayor para formaciones de baja densidad (alta porosidad). La resolución vertical de la herramienta es de alrededor de 3 pies, dependiendo de la velocidad a la cual se corra (op cit).

2.1.1 Propiedades de Rayos Gamma

Los Rayos Gamma son erupciones de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Casi toda la radiación gamma en la tierra es emitida por isótopo radioactivo del potasio de peso atómico 40 y por elementos radioactivos de la serie uranio (U) y torio (Th). Cada uno de estos elementos emite rayos gamma cuyo número de energía son distintivos de cada elemento. La energía de emisión de los rayos gamma: el potasio (K_{40}) emite rayos gamma de un solo nivel de energía de 1.46 Mev, mientras que la serie de uranio y torio emiten muchos rayos gamma de varios niveles energéticos. Al pasar a través de materia, los rayos gamma experimentan sucesivas colisiones con los átomos de la formación, de acuerdo al efecto Compton de dispersión, perdiendo energía en cada colisión. Finalmente, después que los rayos gamma han perdido suficiente energía, es absorbido según el efecto fotoeléctrico. En el efecto fotoeléctrico los rayos gamma de baja energía son absorbidos completamente por los átomos del material de la formación dando lugar a la expulsión de los electrones desde dicho átomo (SCHLUMBERGER, 1972).

2.1.2 Aplicaciones de los Rayos Gamma

El perfil de Rayos Gamma (GR) es particularmente útil para definición de estratos de arcilla, cuando la curva del Potencial Espontáneo (SP) está redondeada (en formaciones muy resistivas) ó aplanadas ($R_{mf} \approx R_w$), ó cuando no se puede registrar la curva del (lodos no conductivos, pozos entubados, pozos vacíos) El registro de Rayos Gamma refleja la proporción de arcilla, y en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de la arcillosidad. También se emplea para la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio (K), Uranio (U) o Torio (Th). Su respuesta, corregidos los efectos del pozo, es prácticamente proporcional al contenido de K_2O , aproximadamente 15 unidades API por 1% de

K₂O. EL registro de GR también se puede utilizar para delinear minerales. A partir de este registro de Rayos Gamma se puede determinar el volumen de arcillosidad en cada uno de los puntos donde fue tomada la medición de radioactividad, a continuación se presenta la ecuación utilizada para el cálculo de este parámetro:

$$Vcl = \frac{GR_{leido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde:

GR max: es el valor máximo del perfil de Rayos Gamma

GR min: es el valor mínimo del perfil de Rayos Gamma

GR leído: es el valor leído en el perfil de Rayos Gamma

Todo esto expresado en unidades API (American Petroleum Institute)

Vcl: es volumen de arcillosidad

(SCHLUMBERGER, 1972)

2.2 Potencial Espontáneo

La curva de potencial espontáneo (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad (op cit).

2.2.1 Principios Físicos

El potencial Espontáneo (SP) es un fenómeno que se produce en un pozo, cuando el lodo de perforación se pone en contacto con las formaciones en un subsuelo, existiendo un contraste de salinidad entre el lodo y el agua de formación. Esto genera cuatro potenciales eléctricos, dos electroquímicos y dos electrocinéticos. El primero de los electroquímicos, Esh, llamado también de membrana, existe a través de la arcilla impermeable, entre su interfase horizontal con una zona permeable, y su interfase vertical con el lodo en el hoyo. El segundo, Ed o potencial

de difusión, se construye a través de la transición entre las zonas invadidas y no invadidas de la capa permeable. Los potenciales electrocinéticos existen a través de las costras de lodo, E_{mc} , y de una delgada capa de arcilla en la interfase entre la lutita y el lodo, E_{sb} (GARCÍA, 1995).

El potencial de difusión (E_d) existirá en la interfase entre dos soluciones de diferente salinidad. Los iones Cl^- poseen una mayor movilidad que el Na^+ , así que habrá un flujo neto de cargas negativas desde la solución con mayor concentración, generalmente el igual de formación, hacia la menor concentración, usualmente el filtrado de lodo. Esto será equivalente a un flujo de corriente en la dirección opuesta. La magnitud del potencial correspondiente en milivoltios, para soluciones de cloruro de sodio y a 77° F, será:

$$E_d = - 11.6 \log (R_{mf} / R_w)$$

Siendo R_{mf} "resistividad de filtrado de lodo" y R_w "resistividad de agua" resistividades equivalente relacionadas con los valores reales R_{mf} y R_w . (op cit).

El potencial de membrana o E_{hs} está asociado con caminos selectivos de los iones en las lutitas. Debido a la estructura laminada de los minerales de arcilla y sus cargas superficiales, las lutitas permiten el paso de los iones de Na^+ pero retiene los Cl^- . Cuando las lutitas separan soluciones de cloruro de sodio de diferentes concentraciones, los iones positivos se mueven a través de la lutita desde la solución más concentrada, normalmente el agua de formación, a la menos concentrada, usualmente el lodo de perforación, lo cual constituye un flujo de corriente. La magnitud de potencial causado por este flujo es función de las actividades iónicas de ambas soluciones, las cuales, a vez, están relacionadas con sus resistividades. Para soluciones de cloruro de sodio a 77F°, el potencial en milivoltios es:

$$E_{hs} = 59.1 \log (R_{mf} / R_w)$$

El potencial E_{mc} a través de la costra de lodo es un potencial de electrofiltración, que es producido por un flujo de electrolito, el filtrado de lodo, a través de un medio poroso, la costra. Típicamente es de sólo unos pocos milivoltios que se añaden a los potenciales electroquímicos, para el caso normal cuando $R_{mf} > R_w$; sin embargo, es parcialmente compensado por un potencial similar, E_{sb} , de polaridad opuesta existente en la interfase lutita-lodo, cuando la primera actúa como una gruesa costra de lodo con una baja pérdida de agua. De acuerdo con esto, usualmente la suma de los potenciales electrocinéticos es sumamente pequeña. Excepciones a esta situación serán cuando las formaciones permeables están despresurizadas por producción o cuando lodos muy pesados se oponen a formaciones normalmente presurizadas. El SP total será entonces la suma de los potenciales electroquímicos o $SSP = -(61 + 0.133T) \log (R_{mf}/R_w)$, donde el SSP está en milivoltios y T en °F (GARCÍA, 1995).

2.2.2 Aplicación del Potencial Espontáneo

- 1.- La curva SP es usada principalmente para seleccionar zonas permeables
- 2.- Ubicar límites y permitir la correlación entre capas permeables.
- 3.- Determinación de valores de la resistividad del agua de formación.
- 4.- Dar valores cuantitativos del contenido arcilloso de una capa.

(SCHLUMBERGER, 1972).

2.3 El Calibre

El calibre es una herramienta diseñada para medir el diámetro del hoyo construido durante la perforación de un pozo, y el registro producido (diámetro vs profundidad) da una clara idea acerca del estado en que se encuentra el hoyo en el momento del perfilaje. Existen muchos tipos de calibre, en este caso se explicarán sólo dos de éstos: el usado generalmente con las herramientas acústicas y el incorporado a la herramienta de micro-resistividad. El primero es un diseño de tres brazos que trabaja con un mecanismo de resorte y que, al mismo tiempo, actúa con un centralizador, forzando el eje de la herramienta a mantenerse paralelo al eje del hoyo. El segundo, realiza una medida de la distancia entre dos cojines que se abren eléctricamente para hacer contacto con las paredes del hoyo. Otro calibre puede obtenerse con la herramienta de densidad, la cual mide la distancia del patín que contiene la fuente de radiación y los detectores y el brazo que, abriéndose electrónicamente, fuerza la cara del patín contra las paredes del hoyo con relativa alta presión. Las herramientas de buzamiento, básicamente resistivas, proveen medidas del diámetro del hoyo en direcciones opuestas usando cuatro patines, o medidas del radio del hoyo independiente para cada patín, con herramientas de cuatro o seis brazos. Paradójicamente, la herramienta más precisa para determinar la geometría del hoyo y su tamaño no es una herramienta de brazos y patines, sino en la imagen acústica, la cual provee una cobertura de 360° (GARCÍA, 1995).

2.3.1 Aplicaciones del Calibre

1.- Esta herramienta puede ser particularmente útil cuando el volumen del hoyo puede ser integrado de los datos del calibre.

2.- Si la tubería del revestimiento va a ser colocada, el ingeniero sabrá el volumen del hoyo que usará en dicha tubería y sustrayendo el valor del volumen integrado del hoyo calculado con el calibre, puede determinar la cantidad de espacio anular disponible para la cementación.

3.- La evidencia de costra de lodo, cuando el diámetro medido por el calibre es menor que la de la mecha usada para perforar el hoyo, es un buen indicador de la permeabilidad de las formaciones.

4.- Las herramientas que ejercen menor presión contra las paredes del hoyo son las mejores para identificar costras de lodo (op cit).

2.4 Perfiles de Resistividad

Durante el primer cuarto del siglo de existencia de perfiles de pozos, los únicos perfiles eléctricos disponibles fueron los convencionales de Resistividad más el SP. Miles de ellos fueron hechos cada año en pozos perforados en todo el mundo. Desde entonces se han desarrollado nuevos métodos de perfilaje para medir valores mucho más exactos de R_w ó R_t , que son los parámetros buscados. A lo largo de los años, ha habido una sucesión continua de herramientas de resistividad, con diseños mejorados. Pareciera conveniente olvidar las herramientas obsoletas, pero no así. Los archivos de las compañías petroleras todavía contienen abundantes registros viejos que se revisan continuamente para estudiar nuevos prospectos (SCHLUMBERGER, 1972).

2.4.1 Principios Físicos

La resistividad la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La corriente puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha información. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y la pirita, la roca seca es un buen aislante eléctrico. Además, las

rocas perfectamente seca rara vez se encuentra. Por lo tanto, las formaciones subterráneas tienen resistividades medibles y finitas, debido a aguas dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

La resistividad de la formación depende de:

La resistividad del agua de formación.

La cantidad de agua presente.

La geometría estructural de los poros.

Las resistividades de formación por lo general varían de 0.2 a 1000 ohmios-metros (ohm-m), resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones impermeables de muy baja porosidad (por ejemplo las evaporitas).

La resistividad de la formación se mide, ya sea al enviar corriente a la formación y medir la facilidad con que fluye la misma, o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir su magnitud (SCHLUMBERGER, 1972).

2.4.2 Clasificación y Tipos de Herramientas

Clasificación de las herramientas de resistividad que han sido usadas o que se encuentran todavía en uso. Las curvas están categorizadas por su profundidad de investigación, profunda (>3pies), media (1.5-3 pies), somera (0.5-1.5 pies) y para la zona lavada (1-6 pulgadas). Estos números significan que el 50% de la respuesta de la herramienta viene de la formación contenida dentro de la profundidad indicada y el otro 50% de más allá de ésta. Todas las curvas, profundas, medias y someras son obtenidas de electrodos ó bobinas montadas en tubería cilíndrica, las cuales son corridas más o menos centralizadas en el hoyo. En contraste, en las herramientas usadas para medir la resistividad de la zona lavada, o de la microresistividad, los electrodos están montados en un patín y son forzados contra una pared del hoyo.

Antes de 1950, todas las medidas de resistividad fueron hechas con arreglos electrónicos simples, llamados normales y laterales, en un registro que se llamó “Eléctrica Survey” (ES). El primer sistema que reemplazó al ES para lodos frescos

fue el Inducción profundo combinado con la Normal Corta, llamado IES o IEL. Más tarde, la Normal Corta fue reemplazada por una curva somera enfocada llamada Enfocada Esférica (SFL). Aún para lodos frescos, a mitad de los 60 se introdujo la herramienta de Doble Inducción, la cual contaba con una lectura profunda, otra media y una enfocada somera (DIFL, DISG, DIL-LL8). A mediados de 70 apareció la combinación DIL-SFL, la cual fue reemplazada por las herramientas de inducción simple, debido a sus capacidades para corregir las resistividades. Dos herramientas diseñadas para la zona lavada, aparecieron para lodos frescos: el MicroLog, MiniLog o Contact log, el cual se constituyó en la mejor herramienta para detectar arenas permeables, y el perfil de Proximidad, el cual media R_{xo} aún en la presencia de costras de lodo grueso (GARCÍA, 1995).

Para lodos salados, dos curvas enfocadas de investigación media aparecieron en los 50: los LateroLog 7 y 3. Al mismo tiempo apareció el Microlaterolog (MLL) para la zona lavada, la cual tenía que correrse independientemente de los anteriores. En los 70 fué introducido el Doble Latroperfil, el cual daba dos medidas enfocadas, profunda y media, y podía ser corrido simultáneamente con una herramienta de la zona lavada, MLL o MSFL, esta última un diseño SFL montado en un patín (op cit).

2.4.2.1.- Principios físicos de las medidas de inducción y sonda DIL (herramienta vigente):

El registro de inducción mide, inherentemente, la conductividad de una formación en el subsuelo, la cual es la inversa de su resistividad. En unidades comunes usadas, la conductividad en mmh-m es equivalente a 1000/ resistividad en ohmm (GARCÍA, 1995).

Una corriente constante de 20KHz de frecuencia alimenta una bobina transmisora. Esto genera un campo magnético alterno que produce una corriente circular, llamada de Foucault o “eddy”, que circula en el medio circundante. Esta corriente así generada produce, a su vez, un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. Este voltajes es aproximadamente proporcional a la conductividad del medio que rodea a la herramienta, con lo cual esta conductividad, o lo que es lo mismo, su resistividad puede ser calculada para ser desplegada en la forma de un registro. Con un simple transmisor- receptor como el mostrado, las contribuciones a la señal, debidas al lodo en el hoyo y a la zona invadida, así como a las capas adyacentes por encima y por debajo del par de bobinas, pueden ser importantes. Las herramientas de inducción en la práctica, utilizan entonces un arreglo de bobinas auxiliares, tanto transmisoras como receptoras, para minimizar estas contribuciones y maximizar la profundidad de la investigación y la resolución vertical. Típicamente, son usadas seis o más bobinas con un separación aproximadamente de 40 pulgadas entre el par transmisor- receptor, para obtener la curva de máxima penetración, llamada ILd. Menos bobinas son usadas para proveer la curva de penetración media, llamada ILm (op cit).

Los registros de inducción no requieren un fluido conductor en el hoyo para operar. Trabajan muy bien, de hecho mejor, en hoyos llenos de aires o gas, o con lodo en base a aceite, siendo las únicas herramientas de resistividad disponible para estos casos. El registro de inducción tiene una resolución vertical de cerca de 4 pies, determinada primariamente por la separación de las bobinas principales; sin embargo,

existe contribuciones de las capas bastante por arriba y por debajo de la sección del hoyo de 4 pies directamente en frente de la herramienta. Estas contribuciones son muy pequeñas en lutitas, pero son significativas en calizas, cuando las capas adyacentes son mucho más conductoras que la formación en la cual se mide la conductividad o resistividad, aún cuando la capa es mucho más gruesa de 4 pies. Este podría ser el caso de una caliza de baja porosidad, de 10 pies de espesor, saturada de hidrocarburo, entre dos lutitas. La herramienta podría leer tan bajo como la mitad de la resistividad verdadera en el peor de los casos. Los manuales de las compañías de servicio presentan gráficos para realizar estas correcciones, las cuales presumen capas adyacentes gruesas y homogéneas, lo cual muy a menudo no es correcto. Por esta razón estas correcciones son casi siempre ignoradas (GARCÍA, 1995).

Si la herramienta de inducción es alzada en el aire sin ningún material conductor en su vecindad, habrá una pequeña señal, del orden de unos cuantos mmho/m, debido al acoplamiento residual entre las bobinas transmisoras y receptoras. Esta señal es llamada error de sonda, normalmente balanceada antes de la operación de la herramienta. No existe garantía, sin embargo, de que ese error sea el mismo bajo condiciones de baja temperatura y presión (op cit).

2.4.3 Aplicaciones de los perfiles de Resistividad

El principal uso de los registros (ó perfiles) de resistividad es en el cálculo de saturación de fluido en las diferentes formaciones o arenas. Se puede calcular de saturación de la zona invadida (o lavada), que es la más próxima a las paredes del pozo, utilizando algunos registros de resistividad que poseen poca profundidad de investigación como el Micro Spherical Log (MSFL) y el Proximity Log.

Para el cálculo de la saturación de fluidos en la zona virgen (más allá de la zona invadida), se utilizan las medidas de resistividad obtenidas de los perfiles Laterolog.

Deep (LLD) e inducción (ILD), los cuales poseen un radio de investigación mayor y suministran valores de resistividad que están muy cercanas a la resistividad verdadera de la formación (R_t) (GARCÍA, 1995).

2.5 Perfil de Densidad

El perfil de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad del hidrocarburo; evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutita petrolífera.

Fundamento: Una fuente radioactiva colocada en una almohadilla (patín) blindada es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma de media energía. Los rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque los rayos gamma ceden algo de su energía cinética, pero no toda, al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de Dispersión. La fuente y el detector del aparato de Schlumberger están diseñados de manera que su respuesta se debe en mayor parte, al efecto Compton. Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia

fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma de efecto Compton está discretamente relacionado con el número de electrones en la formación.

De este modo, la medición de aparatos de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de electrones (números de electrones por centímetros cúbico) de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros (SCHLUMBERGER, 1972).

2.5.1 La porosidad del Perfil de Densidad

Para una formación limpia de densidad de matriz ρ_{ma} conocida y que tiene una porosidad Φ . y está saturada con un líquido de densidad promedio, ρ_f , la densidad total de la formación ρ_b será rigurosamente:

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

Para los fluidos que generalmente saturan lo poros (excepto gas e hidrocarburos livianos) y para las matrices de los minerales comunes, la diferencia entre la densidad aparente medida por el aparato y la densidad total ρ_b es despreciable, de manera que al despejar:

$$\phi = \frac{\rho_{max} - \rho_b}{\rho_{max} - \rho_t}$$

Donde $\rho_b = \rho_a$

En la tabla que se presenta a continuación se dan algunos valores comunes de densidad máxima (ρ_{ma}) (SCHLUMBERGER, 1972).

Tabla 1. Valores de densidad máxima

ρ_{ma}	LITOLOGÍA
2.65	Para arenas, areniscas y cuarcitas.
2.68	Para arenas calcáreas o calizas arenosas
2.71	Para calizas
2.87	Para dolomitas

El fluido que satura los poros de las formaciones permeables, en vista de la pequeña profundidad de investigación que tiene el aparato (alrededor de 6 pulgadas o 15 centímetros), es mayormente filtrado de lodo. Este filtrado puede tener una densidad, temperatura y presión.

Efecto de la lutita: La interpretación del perfil de Densidad puede ser afectada por la presencia de arcillas o lutitas en la formación. A pesar de que las propiedades de las lutitas varían con las formaciones y el lugar, una densidad típica para capas de lutitas varían con el lugar de las formaciones, una densidad típica para capas de lutitas e intercalaciones laminares es del orden de 2.2 a 2.65. Las densidades de la lutita tienden a ser menores en profundidades pequeñas, donde las fuerzas de compactación no son tan grandes. La lutitas dispersas o arcillas diseminadas en los espacios porales pueden tener, en general, densidades algo menores que las lutitas intercaladas.(op cit).

2.6 Perfiles Neutrónicos

Los perfiles neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el Perfil Neutrónico da valor real del espacio poral llenos de fluidos. Las zonas gasíferas pueden frecuentemente identificarse comparando el Perfil Neutrónico con otro de porosidad o con los valores de porosidad obtenidos de testigos o núcleos.

Una combinación del Perfil Neutrónico con uno o dos perfiles de porosidad, dan valores aún más exactos de porosidad e identificación litológica, incluyendo la evaluación del contenido de lutita (SCHLUMBERGER, 1972).

2.6.1 Fundamentos

Los Neutrones son partículas eléctricamente neutras cuyas masas son casi idénticas a la del átomo de hidrógeno.

Una fuente radiactiva colocada en la sonda emite continuamente neutrones de alta energía (velocidad). Estos neutrones, al encontrarse con el núcleo del material de la formación, chocan elásticamente a semejanza de bolas de billar y en cada colisión los neutrones pierden parte de su energía.

La cantidad de energía perdida por un neutrón en cada colisión depende de masa relativa del núcleo con el cual choca. La mayor pérdida de energía ocurre, cuando el neutrón choca con el núcleo de masa prácticamente igual como es el hidrógeno. Colisiones con núcleo pesados no provocan mucha pérdida de velocidad. De esta manera, la pérdida de velocidad dependerá principalmente de la cantidad de hidrógeno en la formación. A los pocos segundos los neutrones han sido amortiguados, por choques sucesivos, a velocidades “termales” correspondiente a energías de alrededor de 0.025 electrón- voltios. Entonces se dispersan sin orden, sin

perder más energía, hasta que son capturados por núcleos de átomos tales como cloro, hidrógeno, silicio, etc (SCHLUMBERGER, 1972).

Los núcleos capturadores se excitan y originan una emisión de rayos gamma de alta energía, denominados Rayos Gamma de Captura. De acuerdo al tipo de aparato, éste puede detectar los rayos gamma de captura ó los propios neutrones mediante un detector colocado en la misma sonda. Cuando la concentración de hidrógeno de la formación que rodea al fuente de neutrones es alta, la mayoría de los neutrones son retardados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por el contrario, si la concentración de hidrógeno es baja, los neutrones viajan más lejos antes de ser capturados. Con la distancia de fuente a detector comúnmente utilizada, a una mayor lectura corresponde una menor concentración de hidrógeno y viceversa.

Equipos: Los equipos neutrónicos que se han utilizado son: la serie GNT, el aparato SNP (Sindewal Neutrón Porosito) y el CNL (Compénsate Neutrón Log). Las fuentes utilizadas que emiten neutrones con una energía inicial de varios millones de electro- voltios son la de plutonio- berilio (Pu-Be) o la de americio-berilio (Am-Be).

El GNT es un aparato de medición no direccional que emplea un detector que es sensible a los rayos gamma de captura de alta energía y a los neutrones de velocidad termal. Puede utilizarse en pozos abiertos o entubados. La porosidad leída de un registro en pozo entubado es menos exacta, debido a incertidumbres surgidas por el peso y posición de la tubería de revestimiento, la presencia de cemento detrás de ésta y otros factores. Se pueden utilizar combinaciones de distancia fuente-detector de acuerdo a las condiciones en que se encuentra el pozo y a la gama de porosidades. El GNT se corre excentralizado para que incidiese lo menos posibles en el efecto del pozo.

En el sistema SNP, la fuente y detector de neutrones están colocados en una almohadilla (patín) en contacto con la pared del pozo. El detector es un contador proporcional blindado, de tal manera, que solamente los neutrones con energía por encima de 0.4. electrón-voltios pueden ser detectados (op cit).

El CNL es un aparato de tipo mandril diseñado para ser corrido en combinación con otros aparatos para obtener así un perfil neutrónico simultáneamente con otros perfiles. El CNL es un instrumento de detección de neutrones termales, con dos espaciamentos. La relación entre el número de pulso o cuentas (counting rate) recibidos en dos detectores, se procesa en el equipo de superficie para tener un registro de índice porosidad neutrónica, en escala lineal. La fuente radioactiva de 16 curies produce neutrones a una tasa cuatro veces mayor que fuentes corrientes, reduciendo así la variación estadística. Se aumenta la profundidad de investigación al incrementar en este aparato la distancia entre la fuente y los detectores. Se han hecho comparaciones entre perfiles SNP y CNL corridos en un mismo pozo y se ha demostrado, que el CNL tiene una profundidad radial de investigación mucho mayor que el SNP. El CNL puede ser utilizado en pozos llenos líquidos, con ó sin tubería de revestimiento, pero no en pozos llenos de gas. (SCHLUMBERGER, 1972).

2.6.2 Efecto de la litología

Las lecturas de los perfiles neutrónicos están algo afectadas por la litología de la roca matriz. Las lecturas del GNT son convertidas desde unidades API a índices de porosidad suponiendo que la naturaleza de la matriz es caliza; si la litología es conocida, por ejemplo areniscas o dolomías, los valores de la porosidad correspondiente a calizas son corregidos. Las escalas de los perfiles SNP son normalmente basadas en la suposición de que la matriz es caliza. Las porosidades para otras litologías son obtenidas a partir de gráficos ó de escalas impresas en el encabezamiento de los perfiles. Estas correcciones para el SNP se aplican sólo a pozos llenos de líquidos. Si hay gas en el pozo, el efecto de la litología puede ser reducido a un nivel despreciable y se puede leer la porosidad directamente (op cit).

2.6.3 Determinación de la porosidad con perfil neutrónico

Todo perfil neutrónico puede proporcionar valores de porosidad aparente siempre que se tome en cuentas algunas suposiciones y correcciones. Sin embargo, solamente se puede reconocer y corregir ciertos efectos como son la litología, contenido de arcilla y cantidad y tipo de hidrocarburo, cuando exista información adicional de porosidad de perfil sísmico y/o densidad. Cuando se hace una interpretación sólo basada en perfiles neutrónicos hay que tomar en cuenta las incertidumbres correspondiente (SCHLUMBERGER, 1972).

2.6.4 Aplicaciones del Perfil Neutrón

La determinación de la porosidad es uno de los usos más importantes de los registros de neutrones. Para determinaciones exactas de porosidad, son necesarias correcciones por litología y parámetros de hoyo.

En combinación con otros registros de porosidad (u otros datos de porosidad) o cuando se usan en un diagrama de interrelación, los registros de neutrones son útiles para detectar zonas gasíferas. Para esta aplicación, la combinación neutrones-densidad resulta óptima en formaciones "limpias", ya que las respuestas al gas son en direcciones opuestas. En formaciones arcillosas, la combinación neutrón-sónico es un detector eficiente de gas, ya que la arcilla afecta a cada una de manera similar. Para una mayor precisión, al determinar la porosidad y la saturación en zonas de gas, el registro de neutrones debe corregirse por efecto de excavación.

Otras aplicaciones:

- El diseño de SNP es específicamente para pozos abiertos y en la determinación de la porosidad el efecto del pozo en mínimo. Es el único aparato neutrónico que trabaja bien en pozos llenos de gas.

- El diseño CNL es para ser corrido en combinación con otros aparatos en pozos abiertos o entubados. El efecto de los parámetros del pozo queda reducido considerablemente por sus características compensatorias.

- El GNT puede ser usado en pozos abiertos o entubados. Se registra al mismo tiempo que una curva de rayos gamma con lo cual se hace resaltar cualitativamente la presencia de lutitas, formaciones impermeables y secciones porosas (SCHLUMBERGER, 1972).

2.7 Factor Fotoeléctrico

La herramienta de Lito-Densidad (LDT) es prácticamente la misma que su predecesora, el FDC; sin embargo, la operación es diferente. Con el LDT, las mediciones de densidad y factor fotoeléctrico son realizadas mediante selección, por niveles de energía de los rayos gamma que inciden en el detector lejano.

La medición del factor fotoeléctrico (P_e) se realiza al registrar los rayos gamma que caen en la zona de baja energía. La proporción de pulso en la ventana de conteo responderá, entonces, al índice de absorción foto-eléctrico, dado por $U = P_e \cdot p_e$. Mientras mas grande el valor de U , más pequeña la proporción de conteo, y viceversa. Con la calibración propia, el valor de U para cualquier formación dada puede ser determinado (GARCÍA, 1995).

2.8 Imágenes de Perforación

Generalidades: las imágenes de perforación son fotos electrónicas de las rocas y de los fluidos propios de un pozo. Tales imágenes son hechas por dispositivos eléctricos, acústicos o videos los cuales han sido bajados en el pozo. Las imágenes son orientadas, ellas presentan una alta resolución vertical y lateral y éstas a su vez proporcionan información crítica acerca de buzamientos de planos, fracturas, fallas, inconformidades, dirección de paleocorrientes, “vuggy” y porosidad de fractura, y otras características geológicas. Se tienen estudios de casos que muestran que las

imágenes de perforación son usadas mejor en combinación con otros datos disponibles del pozo.

Por el alto costo y riesgo existente, en la actualidad hay pocos pozos con núcleos. Los núcleos tomados no contienen la información completa de la formación, por lo tanto, los pozos de exploración lo desconocen. Algunas litologías tienden a tener una recuperación pobre del núcleo, tales como arenas inconsolidadas y fracturadas, “vuggy” o intervalos brechados. En algunos núcleos el contraste acústico o eléctricos entre diferente litologías, puede ser más significativo que el contraste aparente de la visión humana. En años recientes, todos estos factores han llevado al incremento del uso de imágenes de perforación para la caracterización de las superficies de las rocas sedimentarias (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

2.8.1 Imágenes eléctricas de perforación

Imágenes eléctricas de perforación están basadas en la inmersión métrica, que han estado disponible comercialmente desde el año 1950. En la figura 3 se puede observar la tendencia evolutiva de la inmersión métrica de las imágenes de perforación de pocos electrodos para un conjunto complejo de electrodos de patines múltiples.

Adquisición de datos: la primera corrida de la herramienta en el hoyo es con el patín cerrado. Al inicio de la corrida del registro, o bien 4, 6 u 8 patines son colocados y presionados en la pared del hoyo. El número de patines depende del dispositivo ó el registro que está siendo utilizado. La corriente eléctrica es forzada hacia el interior de la roca a través de los electrodos, sensores remotos y medición de la corriente después de interactuar con la formación (Figura 3). La data cruda incluye múltiples lecturas de electrodos, lecturas de caliper de patines individuales o pares de patines en el eje X, Y, Z, lecturas de acelerómetro y magnetómetro. La desviación de perforación y la orientación del patín 1 (herramienta) son determinadas por el magnetómetro.

La tasa de la muestra para electrodos y datos de acelerómetro son muy altas, normalmente 120 muestra/pies (400 muestras/ m). Debido a esto el tamaño del archivo digital puede ser muy grande. De hecho, se obtienen decenas de cientos de mega bytes de datos de un registro corrido. El área de cobertura de la pared del hoyo está en función del ancho del conjunto de electrodos, número de patines y diámetro del hoyo. En la cobertura del hoyo sin imágenes, aparecen como partes desnudas blancas entre los patines. La profundidad de perforación es pequeñas, generalmente es menor que 1 en (2.5 cm) hacia el interior de la formación. La tasa de corte, la cual es comprobable por otros registros del hoyo abiertos, es 1.600 a 1.800pies/h (500 a 550 m/h). Por ser dispositivos eléctricos, el lodo de perforación debe ser conductivo. La resistividad del lodo mayor que 50 ohm-m son las más inusuales para imágenes eléctricas de perforación, aunque herramientas comerciales están ahora disponibles para el lodo en base a petróleo. Las mejores imágenes son adquiridas se obtienen cuando la proporsición entre la formación y la resistividad del lodo es menor que 1.000. Cuando se colocan los cortes convencionales de las herramientas las limitaciones comprobables son la presión y la temperatura. (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

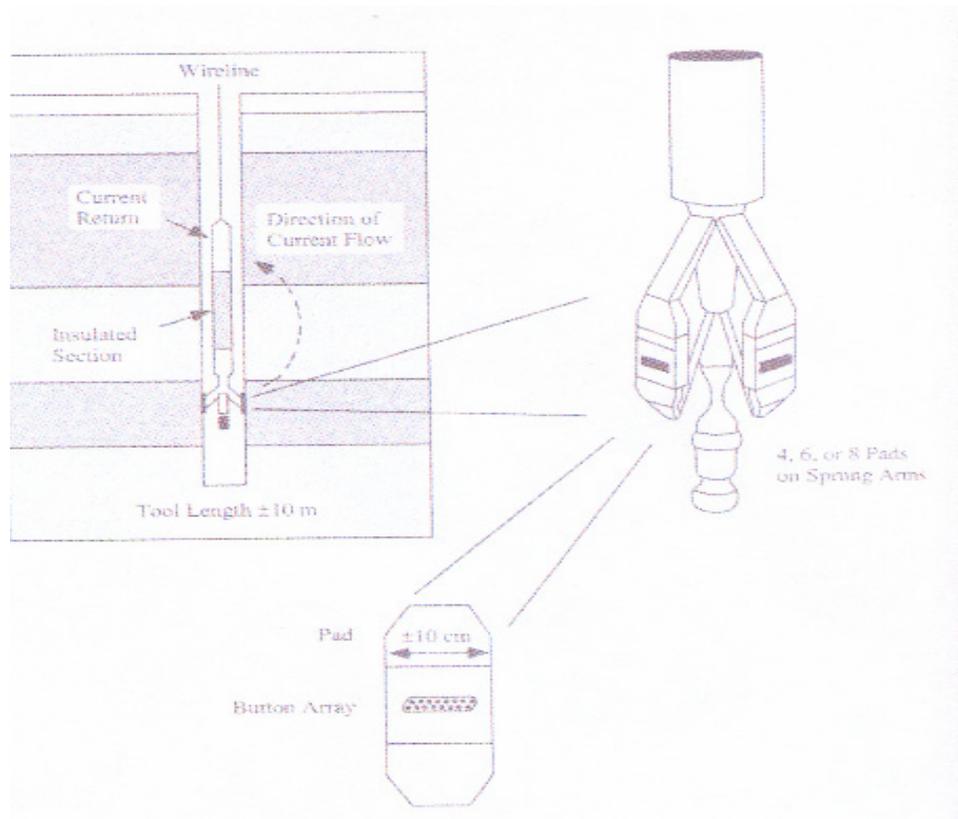


Figura 3.- Elementos básicos de la herramienta de perforación eléctrica. Tomado de (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

2.8.2 Interpretación de la imágenes de perforación

Es la práctica, el registro interpreta y se desplaza a través del procesamiento del registro en la computadora en la estación de trabajo o PC, ver imágenes estáticas o dinámicas mientras que el ajuste del seno de onda es observado en la frontera del plano de fracturas y otras características geológicas. Automáticamente el buzamiento recogido por los programas están disponibles, y la interpretación puede elegir o editar buzamiento recogido por los programas que están disponibles, y elegir o editar buzamientos que ya están recogidos por varios algoritmo de computadoras. Esta sección traza los más importantes usos de las imágenes de perforación. Un incremento constante de números de estudiantes han usado estas herramientas. (HURLEY "Borehole Images", 2004).

2.8.3 Ocurrencia de fracturas - fallas y su orientación

La utilización más obvia de las imágenes de perforación en el área de la interpretación estructural, especialmente detectando y orientando fracturas y fallas (Figura 4 y 5), en algunos casos, las fallas planas pueden tener imágenes y orientación. Esto es especialmente verdadero para micro fallas, las cuales pueden haber compensado cantidades de solo unas pocas pulgadas (cm). En otros casos, las fallas corresponden a una ruptura del subsuelo y pueden ser imágenes erróneas. Si esto sucede, la interpretación puede ser buscada en la fractura cercana, la cual se refiere a la orientación de la falla. Cambios en la orientación del plano pueden indicar que la perforación ha sido cruzada por los ejes de fallas varias veces. La frontera dominante entre los plano de buzamiento, consiste en un grupo de inmersiones, que podrían ser fallas o inconformidades (op cit).

En el análisis de fractura se muestran generalmente varios sistemas fracturados. Sólo se pueden usar las imágenes de perforación en fracturas abiertas, ya que, el lodo conductivo en fracturas abiertas aparecerá como un rastro oscuro, sobre la imagen eléctrica de perforación también se toman en cuenta las fracturas llenas de bitumen que podrían aparecer como una oscura huella en imágenes eléctricas de perforación. Otros registros, tales como el gamma ray, pueden ayudar a resolver tales situaciones. Si la fractura es rellena con cemento, tales como calcita, anhidrita ó cuarzo, la fractura podría aparecer como rastro resistivo en la imagen eléctrica de perforación. Las fracturas selladas en registros acústicos pueden aparecer en amplitud, pero no el tiempo de viaje de la imagen.

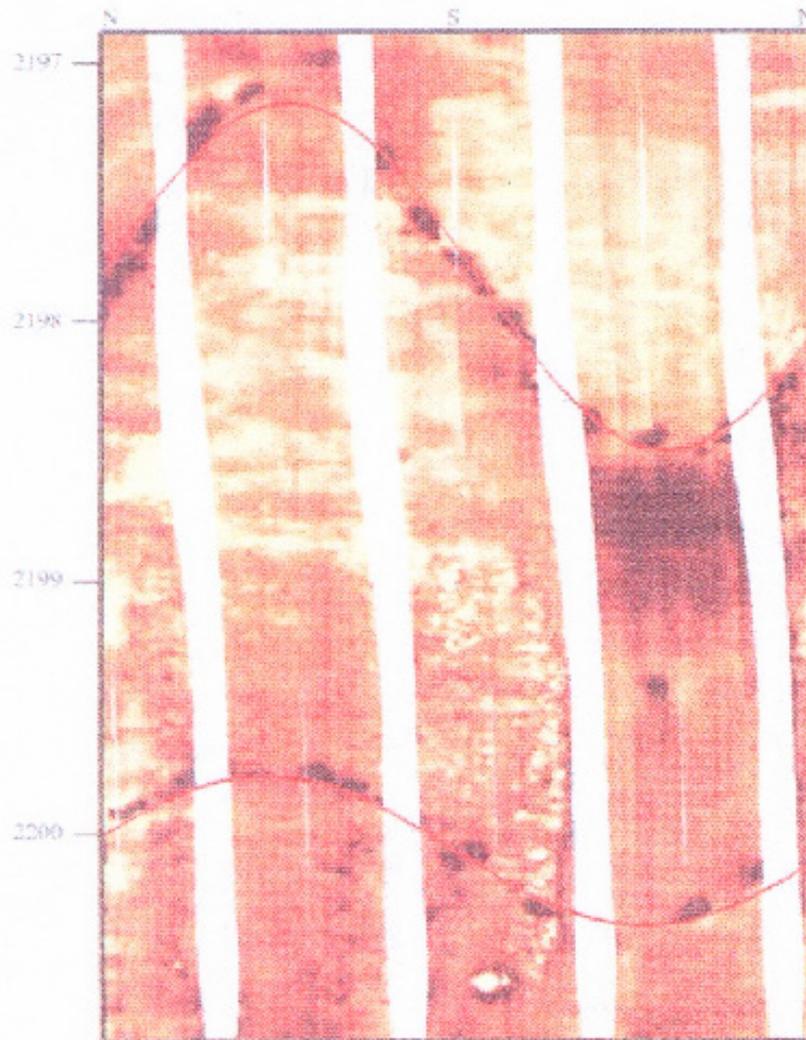


Figura 4.- La imagen de FMI presenta una arenisca en la parte de la fractura, que se presentan como conductora de segmentos discontinuos. Tomado de (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

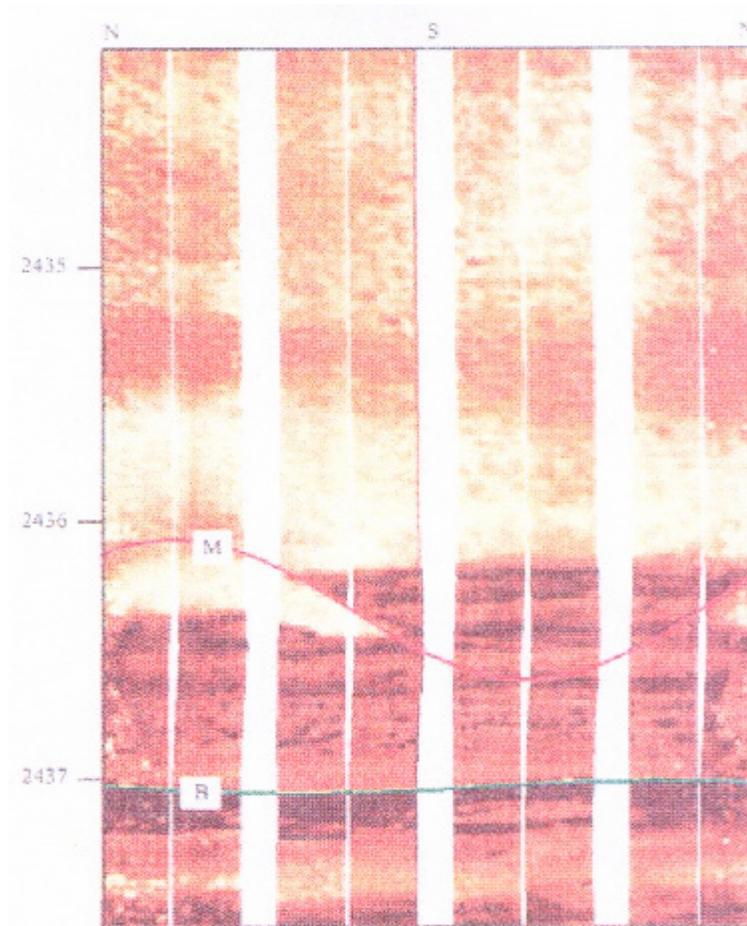


Figura 5.- (M) microfalla, (B) frontera intercalaciones de areniscas y lutitas. Tomado de (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

2.8.4 Apertura de la fractura

En las placas paralelamente llenadas por pocos fluidos en fracturas, permeablemente es proporcional a la secuencia del ancho de la apertura de la fractura. Porque las fracturas no son verdaderamente placas paralelas, son estimación de fluidos que pueden ser modificados con exactitud por asperezas, o irregularidades, a lo largo de la pared de la fractura. Es sumamente importante para los geólogos la relación entre la permeabilidad y la apertura de la fractura para la perforación.

Luthi y Souhaite (1990) modelan anchos de apertura de fractura al ser registrados por imágenes eléctricas de perforación. Ellos derivan el método para el cálculo del ancho de apertura, usando el lodo resistivo como principal parámetro de entrada. Sobre la base de su técnica, software comercial (disponible en Schlumberger) calculan el ancho de apertura por imágenes eléctricas de perforación. Utilizando esta técnica crean un sistema de fractura, a lo que se referían esto último es a la recuperación de pozos horizontales. (HURLEY "Borehole Images", 2004).

2.8.5 Interpretación sedimentológica

El hecho de que el límite menor intrínscico de resolución de la imagen de perforación en el orden de 0.2 pulgadas en (5mm). Con imágenes eléctricas, se puede tener imágenes fracturada conductiva en la roca de resistencia que son fracciones de milímetro de ancho. Aunque los tipos de granos en general, no se puede discernir, características tales como madrigueras (Figura 6), clastos, "vug", y brechas que son

comunes. Formas "vug" pueden ser diagnosticadas por ciertos fósiles. Cuantificación "vug" de imágenes de perforación utilizando técnicas de píxel de computador ha llevado al reconocimiento de las unidades de flujo y tiempo a pagar en algunos embalses.

Cambios en la base del color de las imágenes pueden indicar cambios en el tipo o la cantidad de porosidad de matriz. También las imágenes de cementación de fracturas abierta y porosidad. Estructuras sedimentarias, tales como fracturas, escarpes de fluidos, ripples, cruces de gráficos y clastos imbricados pueden ser aparente (Figura 5) la observación de tales estructuras pueden rendir paleocorrientes, fases, y desarrollo de interpretación depositacional.

Finalmente laminas de areniscas y lutitas tiene espesores en la escala de 2 a 20 pies en (5 a 50 cm). Tales láminas están por debajo de los límites de resolución de la mayoría de las herramientas de registros. Delgadas láminas han sido resueltas con éxito y cuantificadas mediante imágenes perforación. Tales análisis han llevado a mejores estimaciones de espesores neto de reservorios en cifras brutas de espesores de reservorios y mejorando el calculo volumétrico (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

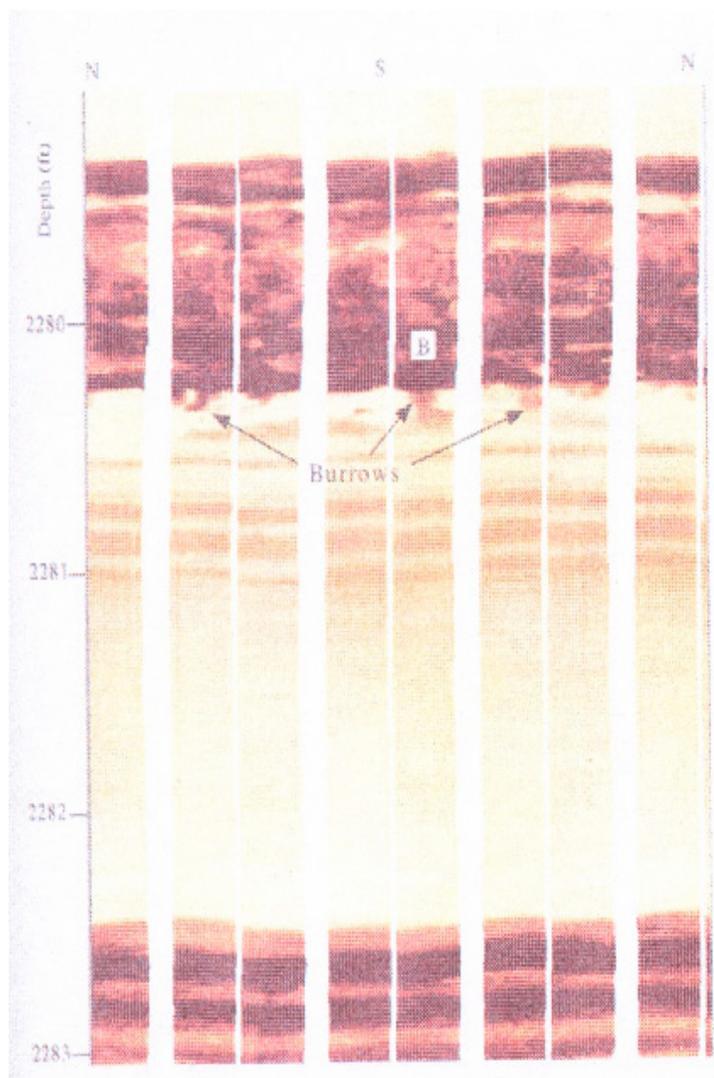


Figura 6.- Imagen FMI intercalaciones de areniscas y lutitas. Arenas bioturbadas (B). Tomado de (HURLEY "Borehole Images", 2004).

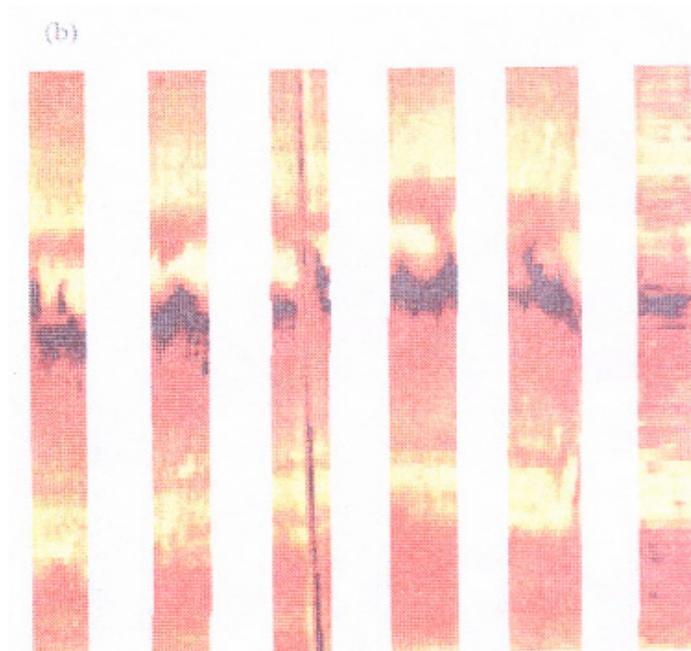
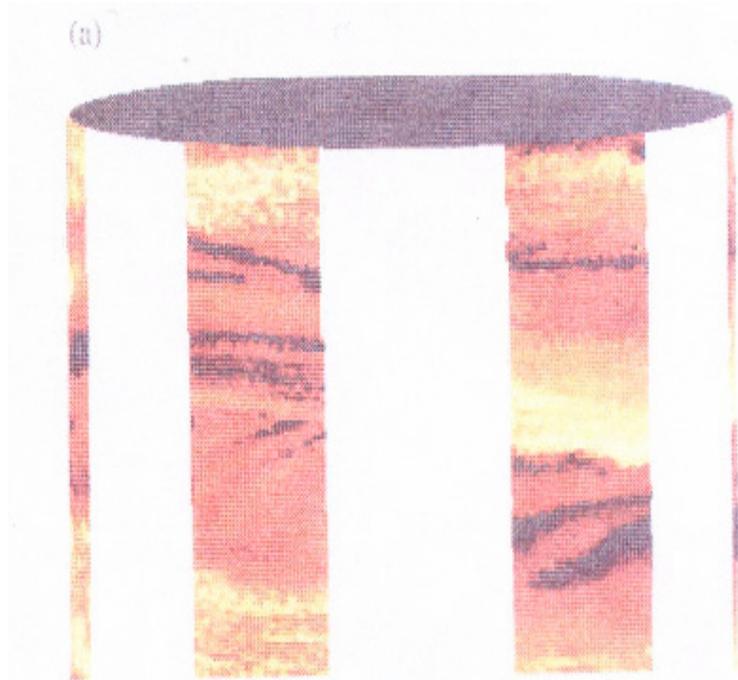


Figura 7.- Imagen eléctrica STAR areniscas laminadas de aguas profundas. A se muestran rizaduras, B estructura de escape de fluido. Tomado de (HURLEY "Borehole Imagens", 2004).

2.9 Arenas Arcillosas

Las lecturas de muchos perfiles son afectadas por la arcillosidad de la formación. Por consiguiente, la interpretación de formaciones arcillosas es más compleja que en formaciones limpias (sin matriz arcillosa).

En este capítulo se expondrán principalmente acerca de arenas arcillosas, por la frecuencia de su ocurrencia en las series arena-lutita (1). Sin embargo, muchas de las técnicas que aquí se presentan son aplicables así mismo a carbonatos arcillosos (2).

La arcillosidad afecta los perfiles según la proporción de lutitas y sus propiedades físicas. En el caso de varios aparatos de perfilaje (Resistividad, Sónico, SP y Resonancia Nuclear Magnética) depende también de la forma en la lutita está distribuida en la formación. Las lecturas de los aparatos de perfilaje radioactivo (Rayos Gamma, Neutrónico, Densidad, Tiempo de Degradación Termal) no son afectadas por la forma de distribución de la lutita (SCHLUMBERGER, 1972).

El estudio de núcleos (testigos) revela que el material arcilloso se encuentra repartido en la formación de tres maneras posibles (Ecuación 1).

1. La lutita puede existir en forma de lámina, entre las cuales están depositadas las capas de arena. La lutita en forma laminar no afecta la porosidad o permeabilidad de las propias capas de arena. Sin embargo, al haber una mayor cantidad de lutita laminar – con lo que habrá una disminución correspondiente de la cantidad del medio poroso – la porosidad total queda reducida en la misma proporción.

2. La lutita está en forma de granos o nódulos en la matriz de la formación. A esta lutita estructural se le atribuye propiedades parecidas a la lutita laminar.
3. El material arcilloso puede estar disperso a través de la arena, llenando parcialmente los intersticios intergranulares. La lutita dispersa puede hallarse en forma de acumulaciones adheridas a los granos de arena, o puede llenar parcialmente los canales porales. La lutita dispersa en los poros de la formación reduce marcadamente su permeabilidad. Naturalmente, todas estas formas de la lutita pueden ocurrir simultáneamente.

Como las lutitas laminares y estructurales han estado sometidas a las mismas presiones de sobrecarga (overburden) como los estratos de lutita, se supone que tiene el mismo contenido de agua. En la interpretación práctica se les atribuye las mismas propiedades promedio que a las capas vecinas de lutita. También se consideran idénticas las lecturas de los perfiles en estos dos tipos de lutita.

Se acepta que la lutita dispersa tiene la misma composición mineralógica de la lutita “promedio” del intervalo. Sin embargo, al estar sometida solamente a presión hidrostática y no de sobrecarga (overburden), debe contener una mayor cantidad de agua adherida a los granos. En las determinaciones de porosidad en base a análisis de núcleos (testigo), gran parte de esta agua se escapa durante el secado (3). Los resultados del análisis dan, por consiguiente, valores de porosidad demasiado elevados. Es aconsejable incluir en interpretación de porosidad de perfiles una parte de agua adherida de las lutitas dispersas, para permitir una comparación más real con los resultados del análisis de núcleos (SCHLUMBERGER, 1972).

Se facilita la evaluación de arenas arcillosas al aceptar que existen una o dos distribuciones simplificadas. En uno de estos modelos la lutita laminada se encuentra intercalada con capas de areniscas limpias. En el otro se supone que toda la lutita está dispersa. Las relaciones presentadas más abajo se refieren a estos dos modelos simplificados de distribuciones de las lutita. De acuerdo con la experiencia, cuando la fracción de lutita no es grande, los valores de saturación hallados con cualquier de los dos modelos no son muy diferentes.

El uso de computadoras electrónicas permite tener un modelo de interpretación más completo. Este modelo incorpora condiciones basadas en la manera comprobable de deposición de las secuencia de arenas y lutitas. Las lutitas contienen, en diferentes proporciones, minerales de arcilla (hilita, montmorilonita, kaolinita, etc.), como también limo (silt), carbonatos y otros materiales no arcillosos. El limo tiene grano muy fino, predominantemente cuarzo, pero puede incluir feldespato, calcita y otros minerales. Esto es consistente con los fundamentos de la sedimentología: es más probable hallar el limo en ambiente de mayor energía asociado a deposición de arena que en un ambiente de poca energía requerido para la deposición de arcilla fina (SCHLUMBERGER, 1972).

Cuando la lutita (shale) está compuesta de arcilla (clay) húmeda y limo (silt), es obvio que en términos de fracciones del volumen total se tiene:

$$V_{sh} = V_{silt} + V_{clay} \quad (\text{ec.1})$$

Además podemos caracterizar la lutita por su índice de Limo (Silt Index), I_{silt} , dado por:

$$I_{silt} = \frac{V_{silt}}{V_{sh}} \quad (\text{ec-2})$$

También $V_{clay} = V_{sh} (1 - I_{silt}) \quad (\text{ec-3})$

$$\phi_{Nsh} = \phi_{Nclay} (1 - I_{silt}) \quad (\text{ec-4})$$

$$\phi_{Dsh} = \phi_{Dclay} (1 - I_{silt}) \quad (\text{ec-5})$$

$$\phi_{Ssh} = \phi_{Sclay} (1 - I_{silt}) \phi_{Ssilt} * I_{silt} \quad (\text{ec-6})$$

Las ecuaciones de interpretación citadas más abajo, se mencionarán frecuentemente en términos de parámetros de arcilla húmeda. Existe una razón importante para ello. Las propiedades de la lutita varían con el contenido en limo. Las propiedades de la arcilla húmeda, sin embargo, son probablemente más constantes sobre intervalos largos de manera que es posible determinar su valor por medios estadísticos (SCHLUMBERGER, 1972).

2.9.1 Resistividad de Formaciones Arcillosas

2.9.1.1 Modelo Simplificado de Arenas- Lutitas Laminares

R_t , la resistividad en la dirección de los planos de estratificación, se relaciona con R_{sh} (la resistividad de las láminas de lutita) y con R_{sd} (la resistividad de las capas de areniscas limpia) mediante la relación de conductividad paralela (4):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(1 - V_{lam})}{R_{sd}} + \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \quad (ec-7)$$

Donde V_{lam} la fracción de lutita en el volumen total, distribuida en láminas, todas de espesor uniforme.

Para las láminas de arenisca limpia $R_{sd} = F_{sd} R_w / S_w^2$ donde F_{sd} es el factor de resistividad de la formación de arenisca limpia. Como $F_{sd} = a / \Phi_{sd}^2$ (donde Φ_{sd} es la porosidad de las capas de arenisca limpia) y $\Phi = (1 - V_{lam}) \Phi_{sd}$ (donde Φ es la porosidad de toda la formación).

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^2 S_w^2}{(1 - V_{lam}) a R_w R_{sh}} + \frac{V_{lam}}{a R_w R_{sh}} \quad (ec-8)$$

Para evaluar S_w por el modelo laminar se debe determinar R_t , R_w , Φ , V_{lam} y R_{sh} con el fin de utilizar la ecuación ec-8.

Para determinar R_t , existe el mismo problema que para formaciones limpias. Se discute la determinación de R_w . La resistividad de capas adyacentes de lutitas se toma como R_{sh} . Más abajo se discute la forma de determinar Φ y V_{lam} (es decir, de V_{sh}) (SCHLUMBERGER, 1972).

2.9.1.2 Modelo Simplificado de Lutita Dispersa

En este modelo la formación conduce corriente eléctrica a través de una red constituida por el agua poral y la lutita dispersa. Se considera que el agua y la lutita dispersa conducen la corriente como si fuera una mezcla de electrolitos. Esta suposición lleva a la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_{im}^2 S_{im} q}{a} + \frac{S_{im} - q}{R_{dis} R_w} \quad (ec-9)$$

Donde

Φ_{im} es la “porosidad ínter matriz” que incluye todo el espacio ocupado por fluidos y lutita dispersa (Φ_{im} corresponde a un “factor de formación intermatriz”, $F = a / \Phi_{im}^2$).

S_{im} es la fracción de la “porosidad intermatriz”, Φ_{im} , que está ocupada por una mezcla de agua de formación y lutita dispersa.

q es la fracción de la “porosidad”, Φ_{im} , ocupada por la lutita dispersa.

R_{dis} es la resistividad de la lutita dispersa.

Se puede demostrar, asimismo, que $S_w = (S_{im} - q) / (1 - q)$, donde S_w es la saturación de agua como fracción de la porosidad verdadera.

Al combinar estas relaciones y resolver por S_w , se obtiene lo siguiente:

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{aR_w + qR_{dis} - R_w^2 - qR_{dis} + R_w}{\phi_{im}^2 R_t 4R_{dis}}}}{1 - q} \quad (ec-10)$$

Generalmente Φ_{im} esta dado por el perfil Sónico (ecuación ec-26 a). El valor de que se obtiene de los perfiles Sónico y de Densidad (ecuación ec-28). En algunas áreas, donde $\rho_{dis} \approx \rho_{ma}$, se acepta que Φ es igual a ΦD en areniscas invadidas o areniscas acuíferas. Es difícil evaluar R_{dis} pero admitir que su magnitud es de varias veces R_w , su valor no es crítico. Cuando R_w es muy pequeña comparada con R_{dis} , y la arenisca no es muy arcillosa, se puede simplificar la ec-10 para que sea independiente de R_{dis} : (SCHLUMBERGER, 1972).

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{aR_w + q^2 - q}{\phi_{im}^2 R_t 8}}}{1 - q} \quad (ec-11)$$

2.9.1.3.-Arcillosidad e Interpretación de Cationes

Una forma moderada de interpretar curvas de resistividad y del SP en formaciones arcillosas consiste en relacionar las contribuciones de la lutita a la conductividad, con sus capacidades de intercambio catiónico. Para eso, la siguiente ecuación de la resistividad de una arena acuífera arcillosa.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1(1 + BQ_v)}{F * R_w} \quad (\text{ec-12})$$

Donde

Q_v es la concentración de intercambio catiónico, en miliequivalente de sitios de intercambio para iones de Na por centímetros cúbico de volumen poral según se define lo siguiente.

F^* es un factor de resistividad limitativo de la formación (el factor de formación que se medirá para un valor muy bajo de R_w). Corresponde aproximadamente al factor de formación de una formación limpia de la misma porosidad.

B es un coeficiente que se puede hacer variar con R_w para ajustar los datos experimentales cuando los valores de R_w son muy altos.

El término $B Q_v / F^*$ es el exceso de conductividad contribuido por la arcillosidad. En la Figura 8 está señala como conductividad en exceso "Cexcess".

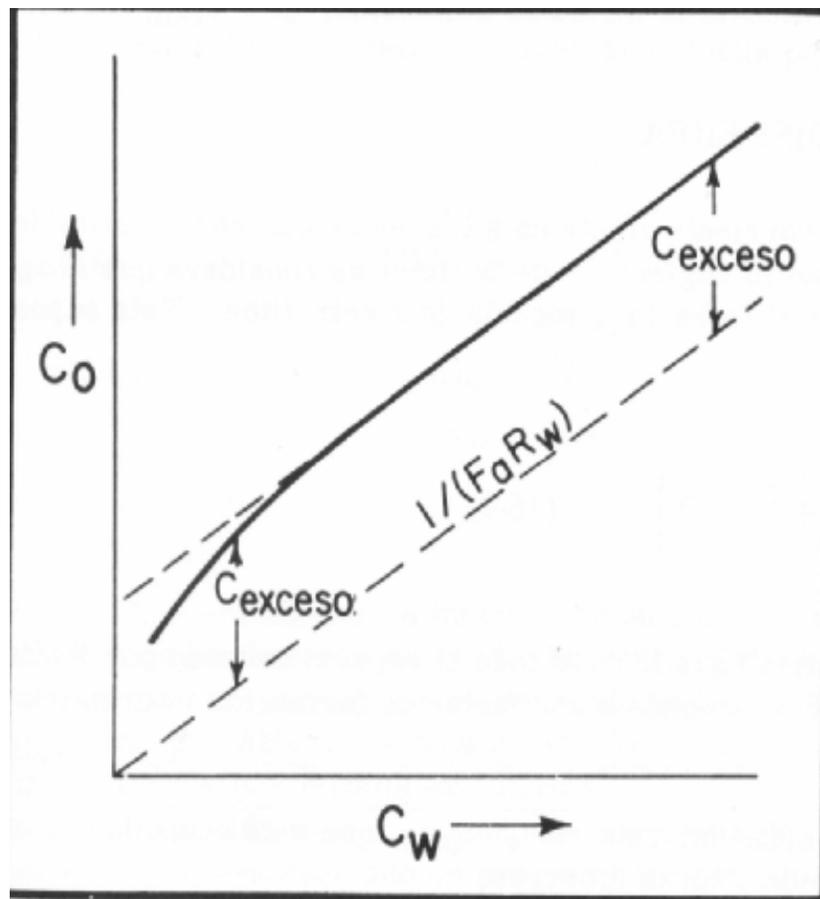


Figura 8.- La curva gruesa indica la conductividad de una arena arcillosa " C_o " como función de la conductividad del agua de formación " C_w ".

Para utilizar directamente este concepto sería preciso poder determinar la capacidad de intercambio catiónico de la formación. La capacidad de intercambio catiónico será, naturalmente proporcional a V_{clay} . Sin embargo, dependerá también de la actividad (capacidad de intercambio catiónico) del tipo de lutita. Se relaciona el conjunto de estos factores con R_{Sh} (SCHLUMBERGER, 1972).

2.9.1.4.-Relación de la Lutita en su Totalidad

Como resultados de las ideas arriba citadas, se ha concluido de investigaciones de laboratorio y de experiencia de campo que la siguiente relación es aplicable a muchas formaciones arcillosas independientemente de la distribución de la lutita y sobre toda la gama de valores de S_w que se encuentran en la práctica.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^2 S_w^2 + V_{sh} S_w}{R_t a R_w (1 - V_{sh}) R_{sh}} \quad (\text{ec-13})$$

Al usar esta fórmula, se toma R_{Sh} igual a la resistividad adyacentes de lutita y V_{Sh} es la fracción de lutita determinada de un indicador de la totalidad de la lutita.

Para el caso de una lutita que consiste de arcilla y limo, por analogía con la relación $R_o = aR_w / \Phi^m$, se relaciona R_{clay} con R_{Sh} así:

$$R_{sh} = \frac{R_{clay}}{(1 - I_{silt})^x} \quad (\text{ec-14})$$

Se toma, generalmente, el valor de $x = 2$ pero se lo puede determinar por análisis estadístico de las resistividades de las lutitas.

Por experiencia se sabe que x varía de 1, 4, a 2, 4.

Con esta relación y las ecuaciones 1 y 2 la relación, en términos de parámetros se arcilla, para R_t es como sigue:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^2 S_w^2}{aR_w(1-V_{sh})} + \frac{V_{clay}(1-I_{Silt})S_w}{R_{clay}} \quad (\text{ec-15})$$

Se pueden escribir relaciones similares para R_{shxo} y R_{xo} (SCHLUMBERGER, 1972).

2.9.1.5.-El SP en Formaciones Arcillosas

Cuanto mayor sea la proporción de lutita, más reducida queda la desviación del SP comparada con lo que sería en una formación limpia con la misma agua de formación. El SP en arenas arcillosas disminuye también por otras causas, tal como por la saturación de hidrocarburos.

Se conoce como SP pseudo-estático (PSP) la desviación del SP frente a una formación arcillosa homogénea de buen espesor, o la desviación del SP frente a un estrato arcilloso delgado corregido por la falta de suficiente espesor (op cit).

En el caso de arenas arcillosas laminadas, si el SSP (SP estático) = $-K \log (R_{mf}/R_w)$ es decir que se hace caso omiso de toda corrección por actividad y tomando $n = 2$, se puede demostrar que:

$$PSP = -K \log \frac{R_{xo}}{R_t} - 2aK \log \frac{S_{xo}}{S_w} \quad (\text{ec-16})$$

Donde

K es el coeficiente común del SP electroquímico.

A es el factor de reducción del SP, igual a PSP/SSP .

S_w es la saturación de agua de formación de las láminas de arenisca.

S_x es la saturación de filtrado en la zona invadida de las láminas de arenisca.

Al haber un 100% de saturación de agua, la ecuación anterior se convierte en:

$$PSP = -K \log \frac{R_{xo}}{R_t} \quad (\text{ec-17})$$

Si se toma $S_{xo} = (S_w)^{1/5}$ y $PSP / \alpha = -K \log (R_{mf}/R_w)$, la ecuación queda como:

$$\frac{1 \log R_{xo}}{\alpha R_t} = \frac{\log R_{mf}}{R_w} + \log(S_w^{8/5}) \quad (\text{ec-18})$$

Las arenas arcillosas se basan en la ecuación anterior. Las líneas de S_w corresponden a $\alpha = 1$ (formaciones limpias). Se entran los valores de R_{xo} / R_t , PSP y SSP al gráfico de escala logarítmica. En efecto, el segundo párrafo debajo del gráfico indica que su construcción corresponde a la multiplicación de $\log R_{xo}/R_t$ por

SSP/SPS, es decir por $1/\alpha$. (Esto da el valor de R_{xo}/R_t que se hubiera encontrado en una formación limpia con los mismo valores de S_w y R_{mf}/R_w) (SCHLUMBERGER, 1972).

Se ha calculado también el SP electroquímico en arenas arcillosas utilizando el concepto de intercambio catiónico descrito más arriba. La figura 9 ilustra el ejemplo de un gráfico obtenido de esta manera. Este gráfico corresponde a Q_v lutita = 10 miliequivalente/cc. Se ha definido el Q_v según la ecuación 12 para llegar a este valor, se debe aceptar que la lutita tiene porosidad, la que puede llegar a 5%.

En el gráfico se coloca E_c (SP electroquímico) en la ordenada y la concentración de sales en la abscisa para varios valores de (Q_v) arena arcillosa. Para determinar R_w , se puede entrar en abscisa con la concentración en NaCl del filtrado (4g /litros) para hallar la intersección con la curva apropiada de arenas arcillosas ($Q_v = 0,2$). El valor correspondiente de E_c (111mV) aparece en la ordenada. A este valor de E_c se añade algebraicamente el PSP (-27 mV) y se vuelve al gráfico con el valor encontrado (84 mV). Se determina la concentración del agua de formación (15gr/litros) en el punto de intervención con la curva para la misma Q_v . La escala de la abscisa podría haberse graduado también en unidades de resistividad del agua (R_w o R_{mf}).

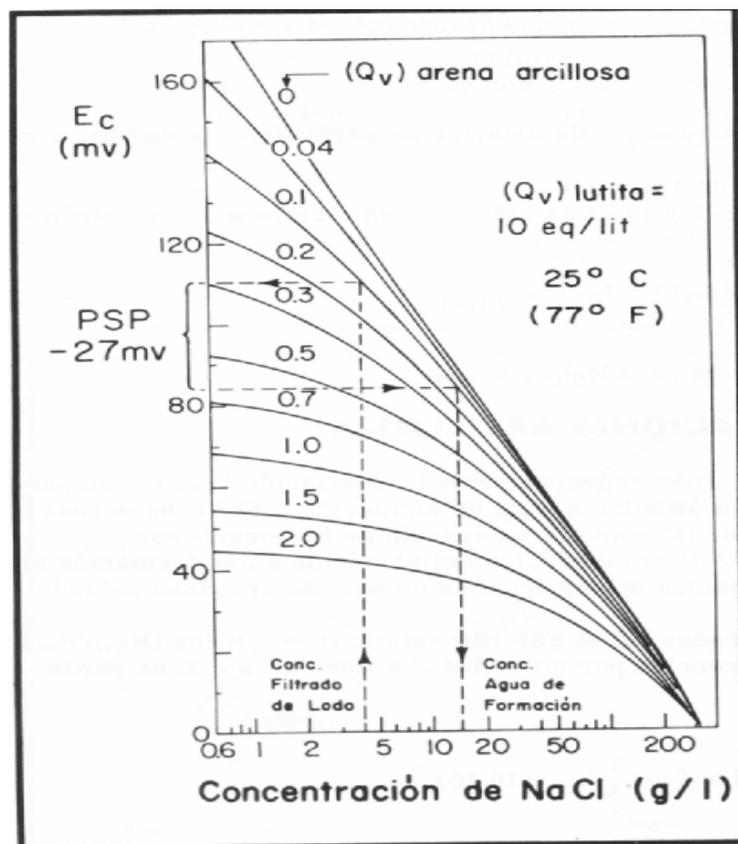


Figura 9.- Potencial electroquímico (E_c) de una arena arcillosa contra la concentración de NaCl (Q_v es la concentración del intercambio catiónico por cc de volumen poral) (SCHLUMBERGER, 1972).

2.10.-Los Perfiles de Porosidad en Formaciones Arcillosas

Se estima que en lutitas laminadas y estructurales, la repuesta de los Perfiles de Densidad y Neutrónicos es similar a la que dan en estratos vecinos de lutitas. Si se considera iguales condiciones de cantidad de agua adherida y de impurezas, se puede decir lo mismo de las lutitas dispersas.

Por otro lado, la repuesta del Perfil Sónico a la lutita intersticial dispersa es diferente a la que da en lutita estructural o laminada (SCHLUMBERGER, 1972).

2.10.1.-El Perfil Neutrónico

El Perfil Neutrónico responde a todo el hidrógeno que esté presente en formaciones arcillosas (incluyendo el hidrógeno del agua adherida a la lutita). Si hay hidrocarburos y suponiendo que la sonda ha sido calibrada en formaciones acuíferas de agua dulce, la porosidad neutrónica, Φ_N , está dada por la formula:

$$\phi_N = \phi S_{xo} \phi_{Nmf} + V_{sh} \phi_{Nmf} + \phi S_{hr} \phi_{Nh} - \Delta \phi_{Nex} + (1 - \phi - V_{sh}) \phi_{Nma} \quad (\text{ec-19})$$

Donde:

Φ es la porosidad de la formación arcillosa (excluyendo la lutita dispersa y el agua asociada adherida).

S_{xo} es la saturación de agua de la zona lavada.

S_{hr} es la saturación de hidrocarburo residual en la región investigada por el aparato

Φ_{Nmf} es la respuesta del Perfil Neutrónico al agua en la formación que se investiga y se supone que es filtrado de lodo. Si el agua es dulce, $\Phi_{Nmf} \approx 1$.

Φ_{Nsh} es la respuesta del Perfil Neutrónico en la lutita (determinada, por ejemplo, de la lectura del Perfil en lutitas adyacentes). El valor de Φ_{Nsh} varía con la localidad y formación.

Φ_{Nhh} es la respuesta del Perfil Neutrónico en hidrocarburos. Para el caso de densidades comunes de los hidrocarburos, el índice de hidrógeno del petróleo será parecido al del agua. Para Φ_{Nhh} de gas y petróleos livianos.

$\Delta\Phi_{Nex}$ es el efecto de excavación sobre el Perfil Neutrónico.

Φ_{Nma} es la respuesta del Perfil Neutrónico en la matriz (efecto de litología). Si la sonda fue calibrada en calizas, el efecto de litología en calizas será nulo y este término desaparece. En la misma forma, el efecto litológico en areniscas es prácticamente nulo si la calibración se hace en areniscas.

En términos de los parámetros de la arcilla, se escribe la ecuación:

$$\phi_N = \phi S_{xo} \phi_{Nmf} + V_{clay} \phi_{Nclay} + \phi S_{hr} \phi_{Nhh} - \Delta\phi_{Nex} + (1 - \phi - V_{clay}) \phi_{Nma}^*$$

Donde Φ_{Nma}^* es la respuesta neutrónica en sólidos no arcillosos.

(SCHLUMBERGER, 1972).

2.10.2.- Perfil de Densidad

Para el cálculo de la densidad total (bulk density) se usa la siguiente fórmula:

$$\rho_b = \phi(S_{xo} \rho_{mf} + S_{hr} \rho_{ha}) + (1 - \phi - V_{sh}) \rho_{ma}$$

Donde ρ_{ma} es la densidad de la fracción libre de la matriz sin lutita y ρ_{ha} es la densidad aparente del hidrocarburo. A veces se escribe la ecuación como:

$$\rho_b = \phi \rho_{mf} - \phi S_{hr} (\rho_{mf} - \rho_{ha}) + V_{sh} (\rho_{sh} - \rho_{ma}) + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

Donde $\phi S_{hr} (\rho_{mf} - \rho_{ha})$ es el efecto del hidrocarburo sobre el Perfil de Densidad y $V_{sh} (\rho_{sh} - \rho_{ma})$ es el efecto de lutita.

Se puede escribir la ecuación en términos de V_{clay} :

$$\rho_b = \phi (S_{xo} \rho_{mf} + S_{hr} \rho_{ha}) + V_{clay} \rho_{clay} + (1 - \phi - V_{clay}) \rho_{ma}$$

Es posible derivar una ecuación parecida, para una relación con Φ_D , la porosidad aparente vista por el Perfil de Densidad:

$$\phi_D = \phi (S_{xo} + S_{hr} \phi_{Dh}) + V_{sh} \phi_{Dsh}$$

Donde ϕ_{Dh} y ϕ_{Dsh} son las porosidades aparentes del Perfil de Densidad en hidrocarburos y las lutitas adyacentes:

$$\phi_{Dh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{ha}}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}$$

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}$$

Para arenas arcillosas, se toma ρ_{ma} como 2,65. El valor de ϕ_{Dsh} es generalmente menor de 0,2 y a veces es muy pequeño y aún negativo. Por experiencia de campo se sabe que es aceptable tomar $\Phi = \Phi_D$ en arenas acuíferas y areniscas invadidas por filtrado. (Esto es equivalente a tomar $\rho_{sh} = \rho_{MA}$) (SCHLUMBERGER, 1972).

2.10.3.-Perfil Sónico

En formaciones compactadas, el Perfil Sónico generalmente “ve” al hidrocarburo como si fuera agua, de manera que:

$$\Delta_t = (1 - \phi - V_{sh})\Delta_{tma} + (V_{lam} + V_{str})\Delta_{tlam} + (\phi + V_{dis})\Delta_{tf}$$

Y

$$\phi_S = \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} = \phi + V_{dis} + (V_{lam} + V_{str})(\phi_S)_{lam}$$

En arenas no compactas, la ecuación es la siguiente:

$$\phi_S = C_p(\phi + V_{dis}) + (V_{lam} + V_{str})(\phi_S)_{lam}$$

Donde C_p es un factor de corrección, mayor que uno en formaciones no compactas. Se lo computa comparando Φ_S y Φ_N en areniscas limpias, saturadas de líquido.

En arenas de gas, no compactas, el valor de Φ_S puede ser mayor de lo obtenido de la ecuación anterior.

En estas ecuaciones, Δ_{tlam} y $(\Phi_S)_{lam}$ se refieren a la respuesta sónica en lutitas laminares y estructurales.

$$(\phi_S)_{lam} = \frac{\Delta_{tlma} - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}}$$

Se obtiene Δ_{tlam} de las lutitas adyacentes: el valor de $(\Phi_S)_{lam}$ está entre 0,2 y 0,4 en la mayoría de los casos aún cuando en carbonatos puede bajar a 0,1.

En arenas arcillosas Δ_{tma} va de 55,5 a 51,2 μ s / pie ($v = 18.000$ a 19.500 pies / s).

Modelo Simplificado de Lutita Dispersa

Se toma la respuesta del Perfil Sónico en lutitas dispersas como idéntica a la que corresponde al agua ($\Delta_{tdis} = \Delta_{tw}$ y $(\Phi_S)_{dis} = 1$). Según datos de laboratorios y de campo, esta aproximación es generalmente válida para valores de q ($= V_{dis}/\Phi_{im}$) hasta del 40% ó 50%. (Para valores superiores de q se considera que la formación tiene permeabilidades demasiados bajas para producir en forma comercial.

Cuando existe solamente lutita dispersa, la repuesta sónica queda como:

$$\phi_S = \phi + V_{dis} = \phi_{im}$$

(En formaciones compactas)

$$\phi_S = C_p (\phi + V_{dis})$$

(En formaciones no compactas)

Aquí también, el valor de Φ_S dado por la ecuación anterior puede ser demasiado bajo en el caso de arenas gasíferas no consolidadas.

En aquellas áreas donde en formaciones acuíferas e invadidas de filtrado $\Phi_D = \Phi$ (es decir $\rho_{sh} = \rho_{ma}$) la ecuación anterior puede quedar como:

$$\phi_S - \phi_D \approx V_{dis} = q\phi_{im}$$

$$\frac{\phi_S - \phi_D}{\phi_S} \approx \frac{V_{dis}}{\phi} = q$$

El Perfil “Q” ($Q = (\Phi_S - \Phi_D) / \Phi_S$) se basa en esta ecuación. Este Perfil es útil en muchas áreas como indicador de permeabilidad en la parte que corresponde a la lutita dispersa (SCHLUMBERGER, 1972).

2.10.4.-Gráfico de Interrelación (Gráficos cruzados) Neutrónico- Densidad

Cuando la litología es uniforme y es conocida (y el Perfil Neutrónico ha sido calibrado en conformidad) y las formaciones son saturadas de agua, las repuesta de los Perfiles Neutrónicos y de Densidad son como sigue:

$$\phi_N = \phi + V_{sh} \phi_{Nsh}$$

$$\rho_h = \rho_{ma} (1 - \phi - V_{sh}) + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_r \phi$$

ó

$$\phi_D = \phi + V_{sh} \phi_{Dsh}$$

Se supone que las repuestas de los Perfiles Neutrónicos y de Densidad son las mismas en lutitas laminadas y dispersas. Esto significa que V_{sh} corresponde al volumen total de toda la lutita sin tomar en cuenta la forma en que se presenta. Existen soluciones gráficas para la porosidad, Φ y el volumen total de lutita, V_{sh} , en las ecuaciones de porosidad, mediante un gráfico de interrelación (crossplot) (SCHLUMBERGER, 1972).

La figura 10 muestra un gráfico, de interrelación Neutrónico- Densidad hecho para la condiciones prevalentes en un pozo ó campo dado. Se define el triángulo de la figura por el punto de “matriz”, punto de “agua” y punto de “lutita” en los vértices correspondiente. En este ejemplo, el punto de matriz está en $\Phi_N = 0$ y $\rho_{ma} = 2,65$ (matriz de cuarzo). El punto de agua está en $\Phi_{Nw} = 100$ unidades de porosidad y $\rho_w = 1,0$.

El punto A, graficado como ejemplo, corresponde a las lecturas de los Perfiles de $\rho_b = 2,2$ y $\Phi_N = 33\%$.De la interpretación se ve que $\Phi = 23\%$, $V_{sh} = 16\%$.

La figura 11 presenta un gráfico similar en el que se ha entrado con Φ_D y Φ_N . El triángulo se define mejor con puntos tomados de una sección gruesa de una caliza arcillosa. Los puntos que caen en la línea de pendiente 45° que pasa con el origen,

corresponde a formaciones limpias ($V_{sh} = 0$). Los puntos ubicados en la parte inferior son los de menor porosidad, Φ como todos ellos caen sobre una línea que pasa por el origen, se puede suponer que esta línea representa $\Phi = 0$.

Tal como se hace la figura 10, se pueden líneas de V_{sh} y de Φ constante. En esta forma se determina para cada punto la porosidad y la fracción volumétrica de lutita.

Para la utilización directa del gráfico de interrelación (crossplot) se supone una saturación de 100% de agua en la zona investigada por los aparatos. Al tener gas o hidrocarburo livianos, Φ_N disminuye al igual que ρ_b (Φ_D aumenta). El punto, por consiguiente, se desplazará hacia el nor-este, cuando hay gas o hidrocarburos livianos se requiere también de un indicador de arcillosidad, tal como el Perfil de Rayos Gamma o el SP para evaluar la cantidad de estos desplazamiento.

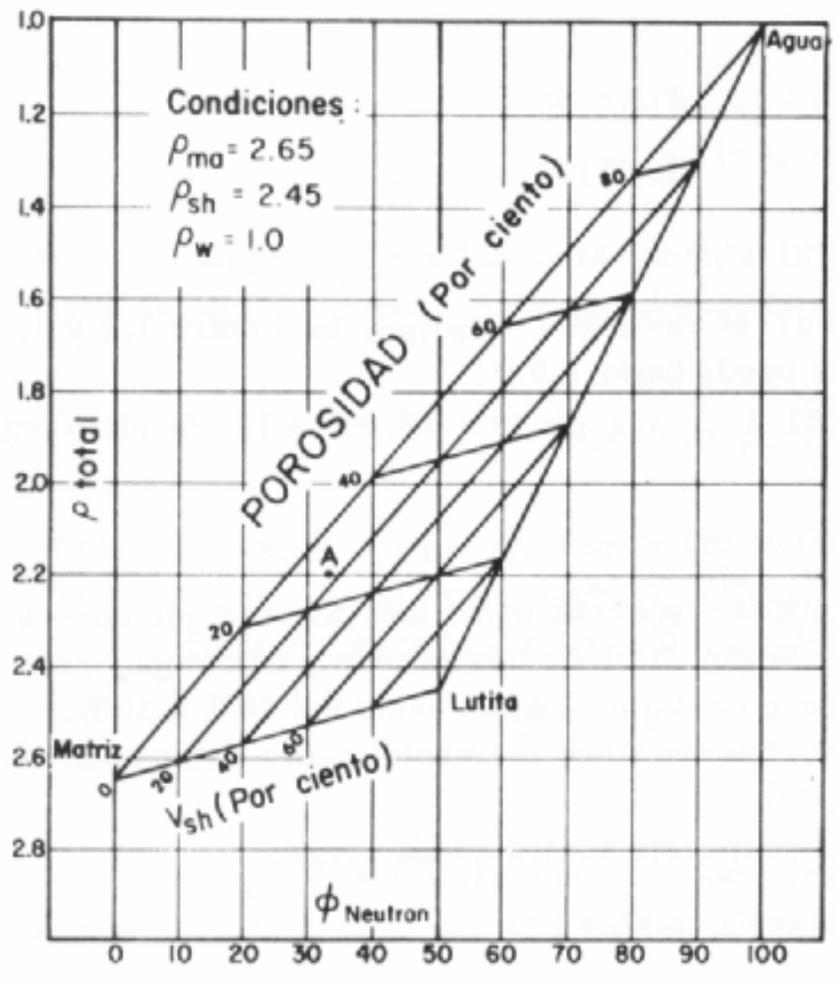


Figura 10.- Esta figura de Densidad-Neutrónico que muestra puntos para matriz, fluido y lutitas calibradas para determinar V_{sh} y porosidad. Tomado de (SCHLUMBERGER, 1972).

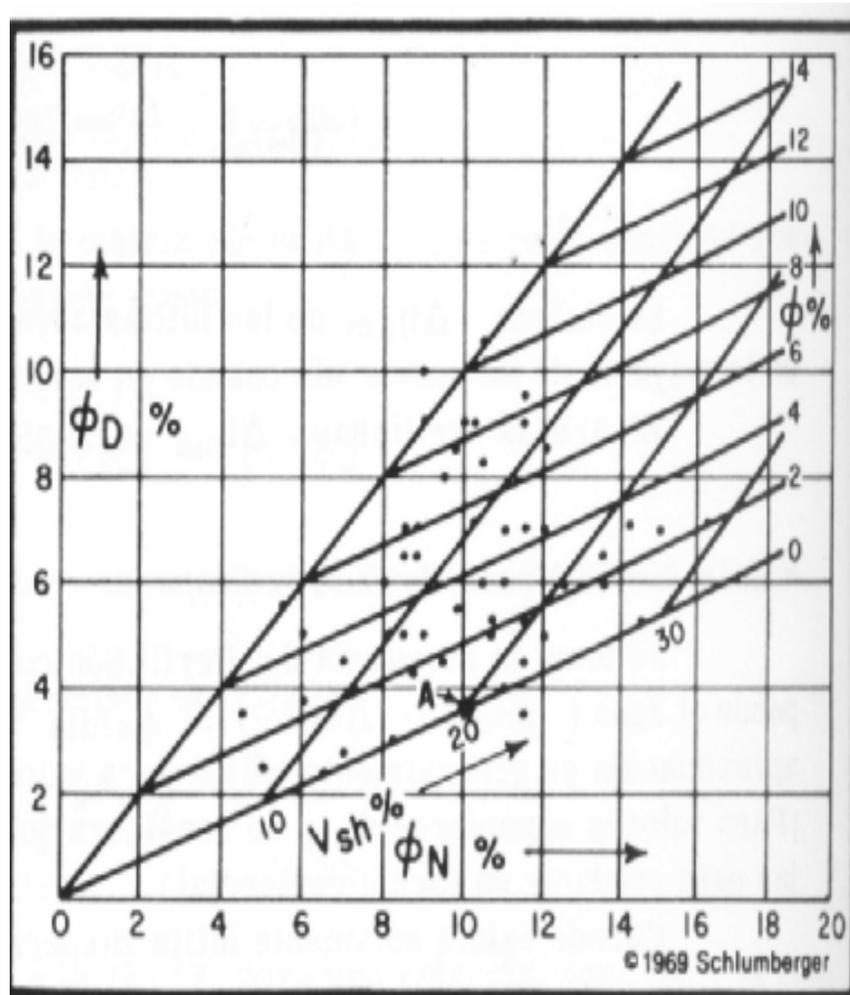


Figura 11.- Porosidad Φ_D contra Φ_N en sección de caliza arcillosa. Tomado de (SCHLUMBERGER, 1972).

2.10.5.-Interpretación Sónico-Resistividad

En la interpretación sónico-resistividad se puede en algunas áreas obtener Φ y S_w en arenas arcillosas y no compactadas, cuando se dispone de Perfiles de Resistividad y Sónico. Se utiliza este tipo de interpretaciones cuando las lutitas son blandas, donde la porosidad intergranular es alta y la lutita está dispersa en la arenisca (por ejemplo) la costa de Golfo de México en los Estados Unidos.

2.10.6.-Indicadores de Arcillosidad (Clay Indicators)

Se usan los Indicadores de arcillosidad para señalar cualitativamente si una formación es limpia o arcillosa y así poder seleccionar el método de interpretación más apropiado; su utilidad es aún mayor cuando sirven para hacer una estimación cuantitativa de la fracción de arcilla en la formación. En un caso así facilitan el conocimiento del efecto de la arcillosidad sobre las lecturas de los perfiles y permiten hacer las correcciones necesarias, para conformarlas a las lecturas en formaciones limpias (SCHLUMBERGER, 1972).

Gráficos de Interrelación (Crossplot) Neutrónico- Densidad.

Se construye en forma similar a los anteriores y son útiles en areniscas compactas con lámina de lutita.

Perfil Q

El perfil Q es igual a $(\Phi_S - \Phi_D) / \Phi_S$ y que se usa como Indicador de Arcillosidad en areniscas en las que la lutita es del tipo disperso.

Perfil de Rayos Gamma

Sirve para dar, generalmente, un límite superior de arcillosidad en formaciones que como material radioactivo no contiene sino lutita.

Perfiles de Resistividad

Indican arcillosidad con hidrocarburos. Su uso favorece en formaciones de baja porosidad con baja saturación de agua

El Perfil SP

Se puede utilizar en areniscas saturadas de agua. En areniscas con hidrocarburos tienden a dar un límite superior de arcillosidad.

Es importante notar que todo indicador de arcillosidad depende del contenido de lutita en la gama de valores en que se utiliza. Esto puede depender de las condiciones locales.

Al usar el mayor número de estos indicadores, se obtiene una evaluación confiable de V_{clay} sobre una amplia gama de condiciones: desde porosidades bajas a altas, desde un contenido bajo de arcilla a un alto y aún de condiciones desfavorables del pozo, por cuanto varios de los Indicadores de Arcillosidad son pocos afectados por la geometría del pozo (SCHLUMBERGER, 1972).

Tabla 2. Ecuaciones para determinar el volumen de arcillosidad

Tipos de Registro	Ecuaciones para el calculo del volumen de arcilla	Comentario	Referencias
Gamma Ray	$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$	Línea de Aproximación	-----
	$V_{sh} = \frac{2(V_{sh} \bullet^{G_{CUR}}) - 1}{2^{G_{CUR}} - 1}$	A partir de la ecuación de $V_{sh} = 1$ G _{CUR} =2, roca vieja	Larionov (USSR)
	$V_{sh} = X \cdot V_{sh}$	G _{CUR} = 3.7, roca terciaria V_{sh} para la ecuación igual a 1	-----
	$V_{sh} = \frac{GR - A}{B}$	X= Terminos de corrección local A,B es igula al coeficiente del área geologica	-----
Continuación de la tabla N° 2	$V_{sh} = \frac{\rho_B \cdot GR - B_o}{\rho_{sh} \cdot GR_{max} - B_o}$	Corrección de	

Gamma Ray	$V_{sh} = \frac{(\rho_B \cdot GR)^M A}{B \frac{SI}{(1-SI)} + C}$	Densidad de Formación (ρ_B, ρ_{sh}) y antecedentes de lecturas de formaciones limpias (B_o)	Schlumberger (1969)
		Consideracion del acercamiento estatico de la arcilla con componentes de silice (Indice de silice SI y A,B,C=coeficientes)	Poupon (1970)
Registro Espectral de Cuenta Total (Spectralog SM Total Counts) Continuación de la tabla N° 2	$V_{sh} = \frac{CTS - CTS_{min}}{CTS_{max} - CTS_{min}}$	Linea de Aproximación	-----
	$V_{sh} = \frac{2^{(V_{sh})GCUR} - 1}{2^{GCUR} - 1}$	GCUR=2, Roca vieja GCUR=3.7, Roca Terciaria	Despues de Larionov (USSR)

Registro Espectral de Potasio (Spectralog Potassium)	$V_{sh} = \frac{K_{40} - K_{40min}}{K_{40max} - K_{40min}}$ $V_{sh} = \frac{2^{(V_{sh} \cdot GCUR)} - 1}{2^{gcur} - 1}$	<p>Linéa de Aproximación</p> <p>GCUR=2, Rocas Viejas Gcur=3.7, Roca Terciaria</p>	<p>-----</p> <p>Fertl et al. (despues de Larionov)</p>
Registro Espectral de Torio (Spectralog Thorium)	$V_{sh} = \frac{TH - TH_{min}}{TH_{max} - TH_{min}}$	<p>Linea de Aproximación</p>	<p>-----</p>
Potencial espontaneo (Spontaneous Potential)	$V_{sh} = \frac{2^{(V_{sh} \cdot GCUR)} - 1}{2^{gcur} - 1}$ $V_{sh} = 1.0 - \frac{PSP}{SSP} = 1.0 - \alpha$	<p>GCUR=2, Rocas Viejas Gcur=3.7, Roca Terciaria</p> <p>-----</p>	<p>Fertl et al. (despues de Larionov)</p> <p>Doll (1950)</p>
Continuación de la tabla N° 2	$V_{sh} = 1.0 - X \frac{PSP}{SSP} = 1.0 - X \cdot \alpha$	<p>X es en funsión</p>	

		de la arcilla y a el tipo de minerales	Desbrandes (1969)
Resistividad (Resistivity)	$V_{sh} = \left(\frac{R_{sh}}{R_{log}}\right)^{1/b}$ donde b=1.0-2.0	V_{sh} por encima y por de bajo del suelo	Gaymard (1970)
Neutron	$V_{sh} = \frac{\phi_N}{\phi_{Nsh}}$	-----	Gaymard (1970)

2.11. - Permeabilidad- Definiciones

La permeabilidad es la medida de la facilidad con que una formación permite el paso de un fluido de determinada viscosidad a través de ella. Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, vasos capilares o fracturas). En general, a una mayor porosidad corresponde una mayor permeabilidad, pero la porosidad formada por espacios no interconectados (como, a veces, el caso de porosidad cavernosa) no constituye porosidad efectiva y no contribuye a la permeabilidad de la formación (SCHLUMBERGER, 1972).

Algunas arenas de grano fino pueden tener mucha porosidad interconectada, pero al mismo tiempo los poros a través de los cuales debe moverse el fluido pueden ser estrechos y tortuosos tendiendo a disminuir la permeabilidad efectiva de la formación. Por consiguiente, la permeabilidad de arenas de grano fino puede ser muy baja (op cit).

En cambio, algunas otras formaciones como la caliza, pueden ser compuestas de roca densa con pequeñas grietas de gran extensión. En este caso, aunque la porosidad sea baja, la “permeabilidad” puede ser muy alta. Calizas fracturadas pueden tener altas permeabilidades con porosidades muy bajas (SCHLUMBERGER, 1972).

La permeabilidad de una muestra de roca al paso de un fluido homogéneo es una constante siempre y cuando el fluido no reaccione con la muestra, ni las características físicas de la misma cambien al preparar la muestra ó al ejecutar la medición de permeabilidad. La permeabilidad que se determina usando un fluido homogéneo es la permeabilidad absoluta (k) de la roca. Se deben corregir las mediciones de permeabilidad con aire ó gas, por efectos de “deslizamiento” (slippage) para obtener una permeabilidad equivalente a líquidos, utilizando las correcciones de Klinkenberg (op cit).

La unidad de permeabilidad es el “darcy”. Siendo el darcy una unidad muy grande, en la práctica se usa el millidarcy (md), una milésima de darcy.

Las permeabilidades de formaciones productoras varían mucho. Abarcan desde menos de 0,1 md hasta más de 13000 md. La permeabilidad mínima que permite la explotación comercial de un yacimiento depende de varios factores, entre los cuales se pueden mencionar: el espesor de la zona productiva, si es petróleo o gas, la viscosidad del hidrocarburo, la presión de la formación, la saturación de agua, precio del crudo, etc.

Cuando dos o más fluidos inmiscibles (por ejemplo agua y petróleo) están presentes en la formación sus flujos se interfieren mutuamente. La permeabilidad efectiva (K_o , K_w) es en estos casos inferior a la permeabilidad absoluta (K) de la formación. La permeabilidad efectiva de una roca depende no sólo de las características intrínsecas de la misma, sino también de los fluidos y de las proporciones relativas de éstos en los poros (op cit).

Las permeabilidades relativas son dadas por las razones entre las permeabilidades efectivas (K_o , K_w) y la permeabilidad absoluta (K). Por ejemplo, si tenemos un sistema de petróleo y agua, la permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) será K_w/k . En forma similar, la permeabilidad relativa al petróleo (k_{ro}) es igual a K_o/k . La permeabilidad relativa varía entre 0 y la unidad y es generalmente dada como un porcentaje (SCHLUMBERGER, 1972).

La figura 12 muestra las curvas de permeabilidad relativa para una formación mojada al agua "water wet" que contiene agua y petróleo solamente. k_{ro} y k_{rw} varían con la saturación. Escalas complementarias de S_w (saturación de agua) y S_o (Saturación de petróleo) están dadas en la parte inferior de la figura. Las curvas muestran que a alta saturación de petróleo, k_{ro} es grande y k_{rw} es pequeño: el petróleo fluye fácilmente, no así el agua. A altas saturaciones de agua, k_{ro} es pequeño y k_{rw} es grande. Ahora el agua fluye fácilmente, no así el petróleo.

En general, la forma de las curvas de permeabilidad relativa depende de las características de la formación, de los poros y de los fluidos presentes (agua, petróleo, gas) (op cit).

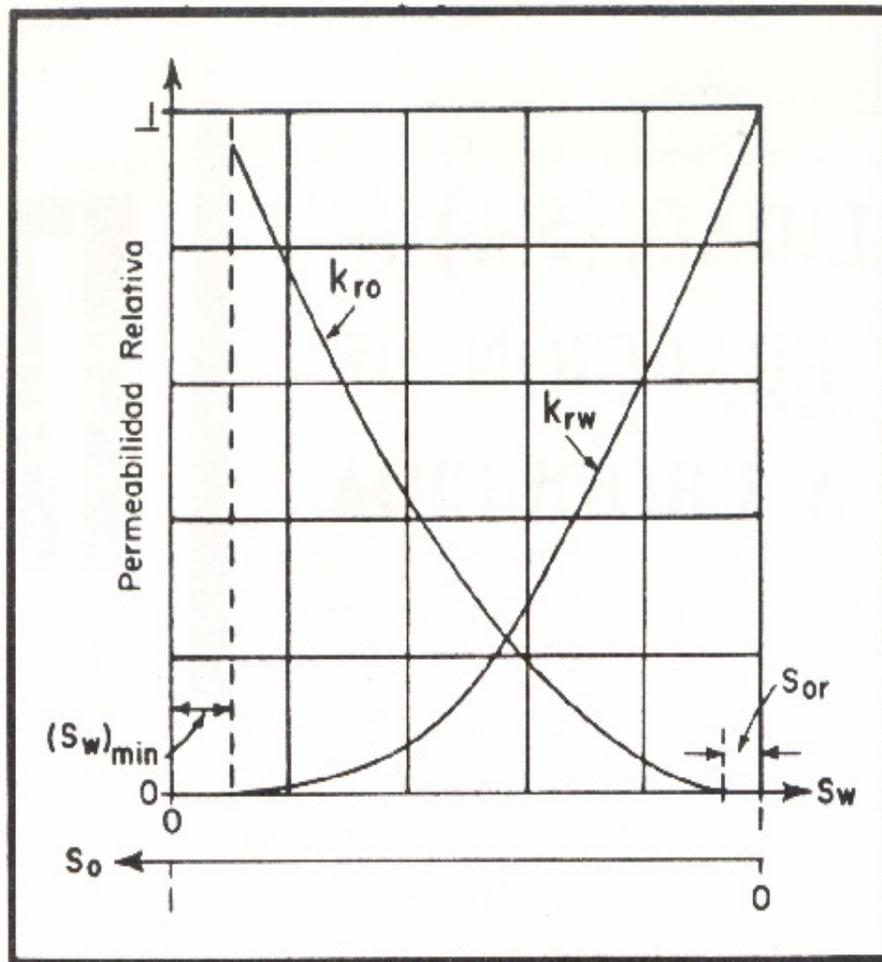


Figura 12.- Permeabilidad relativa contra Saturación. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

2.12.- Saturación Irreductible

En la figura 13 se indica que el petróleo deja de fluir para un valor de la saturación dada con K_{ro} igual a cero. En estas condiciones el petróleo que queda en la formación es relativamente inmóvil y la saturación de petróleo (S_o) es prácticamente la saturación de petróleo residual (S_{or}), en la zona completamente lavada de la formación. (Los valores de saturación de petróleo residual encontrados en núcleos pueden variar algo en función de la fuerza con que hayan sido lavados).

Como lo indica la Figura 13 la curva K_{rw} también se hace cero para un valor de $S_w = (S_w)_{min}$. En estas condiciones en la formación fluiría solamente petróleo y el agua sería, por consiguiente, inmóvil. En una formación mojada al agua (water wet) siempre habrá una cierta cantidad de agua retenida en los poros, debido a fuerzas capilares. Esta agua no puede ser desplazada por petróleo a las presiones generalmente encontradas en formaciones productoras y, por consiguiente, la saturación de agua nunca llega a cero. Las paredes de los poros de casi todas las formaciones conocidas son mojadas al agua (water wet).

$(S_w)_{min}$ es llamado, a veces, saturación de agua irreducible ($S_w)_{irr}$, como se verá más tarde. $(S_w)_{min}$ es una función de la porosidad y permeabilidad. En la mayoría de las formaciones de interés $(S_w)_{min}$ varía desde un 10% hasta más del 50%.

Cuando el petróleo es producido por empuje de agua de la formación, las cantidades relativas de petróleo y agua producidos dependen de las permeabilidades relativas a las respectivas saturaciones. A medida que el petróleo es producido y aumenta la saturación de agua, llegará un momento en el cual se comenzará a

producir algo de agua con el petróleo. Al seguir la producción, aumentará la cantidad de agua producida.

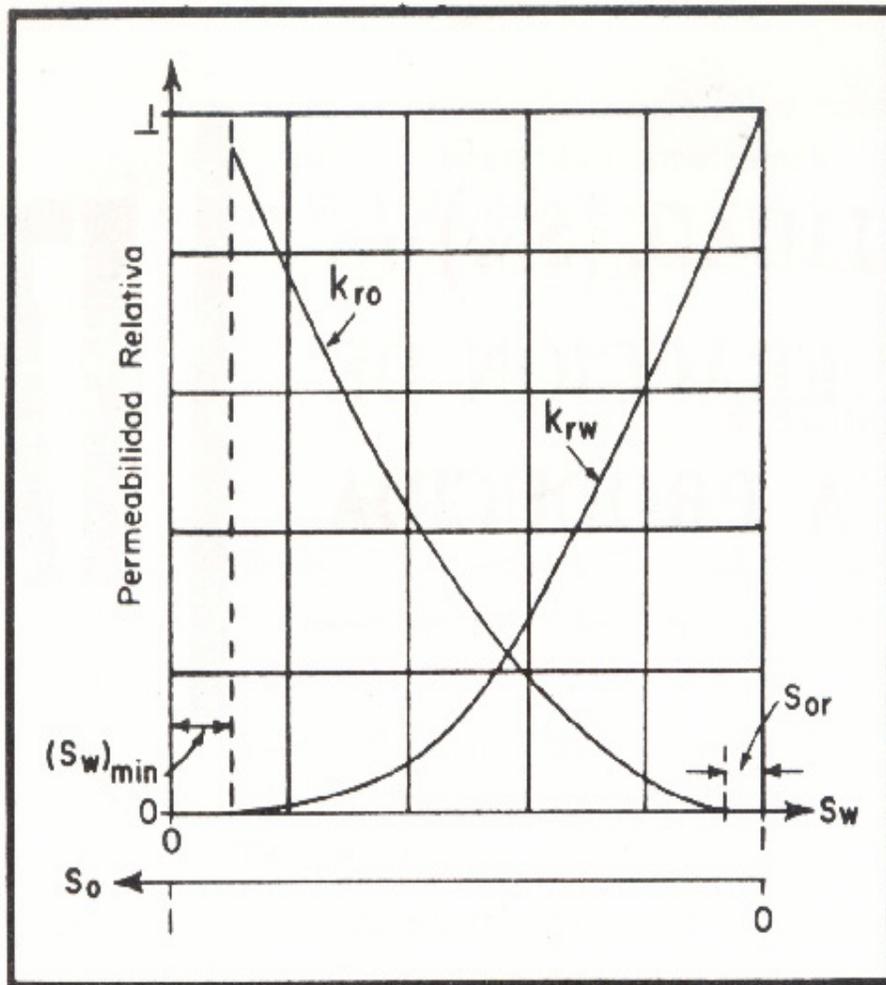


Figura 13. Permeabilidad relativa contra Saturación. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

2.13.- La Zona de Transición- Efectos de la Presión Capilar

La zona de transición en una formación para la cual la saturación varía desde un 100% de agua en el fondo de la zona hasta una saturación máxima de petróleo (saturación de agua irreducible) en la parte superior de dicha zona.

La zona de transición puede ser de muy pequeño espesor en formaciones muy porosas y permeables o bastante gruesa, como en el caso de formaciones de poca permeabilidad.

En los poros donde coexiste petróleo y agua, éstos naturalmente no se mezclan sino que son separados por superficie interfaciales curvas. El agua, siendo la fase humectante, se quedará cerca de las paredes de los poros y en los espacios angulares de los puntos de contacto de los granos; el petróleo, en cambio, tiende a agruparse formando glóbulos en los espacios más grandes de los poros. La tensión superficial de los contactos interfaciales agua-petróleo hará que la presión interna de los glóbulos de petróleo sea mayor que aquella del agua. Mientras mayor sea la curvatura de la superficie interfacial, mayor será la diferencia de presiones. Esta diferencia es igual a la presión capilar PC.

2.14.- Presión Capilar Contra Saturación

La relación entre la presión capilar y la fracción del espacio poroso lleno de petróleo o gas, depende del tamaño de los poros y su distribución en la roca; y de las tensiones interfaciales de los fluidos.

En la figura 14 se muestra una curva típica de presión capilar. Esta curva es el resultado de mediciones hechas sobre un núcleo. Estas mediciones fueron obtenidas en el laboratorio inyectando bajo presión una fase no humectante (en general mercurio *) dentro de una muestra húmeda al agua. El volumen de fluido inyectado y la presión de inyección fueron luego graficados. La forma de la curva muestra que a medida que la presión es aumentada, la fase no humectante ocupa poros más y más pequeños hasta que se obtenga una saturación que no puede ser cambiada apreciablemente con grandes incrementos de presión. Prácticamente se habrá obtenido la saturación irreductible, (S_w) irr, cuando la presión de inyección sea igual a las mayores presiones capilares comúnmente encontradas en las formaciones de interés.

La curva de presión capilar de la figura 14 puede convertirse en un gráfico de saturación de agua (S_w) contra la altura por encima de la mesa de agua. La figura 15 muestra uno de estos gráficos para una zona de transición agua-petróleo. La curva de presión capilar fue obtenida del análisis de un núcleo y los valores de saturación de agua fueron obtenidos de los correspondientes Perfiles

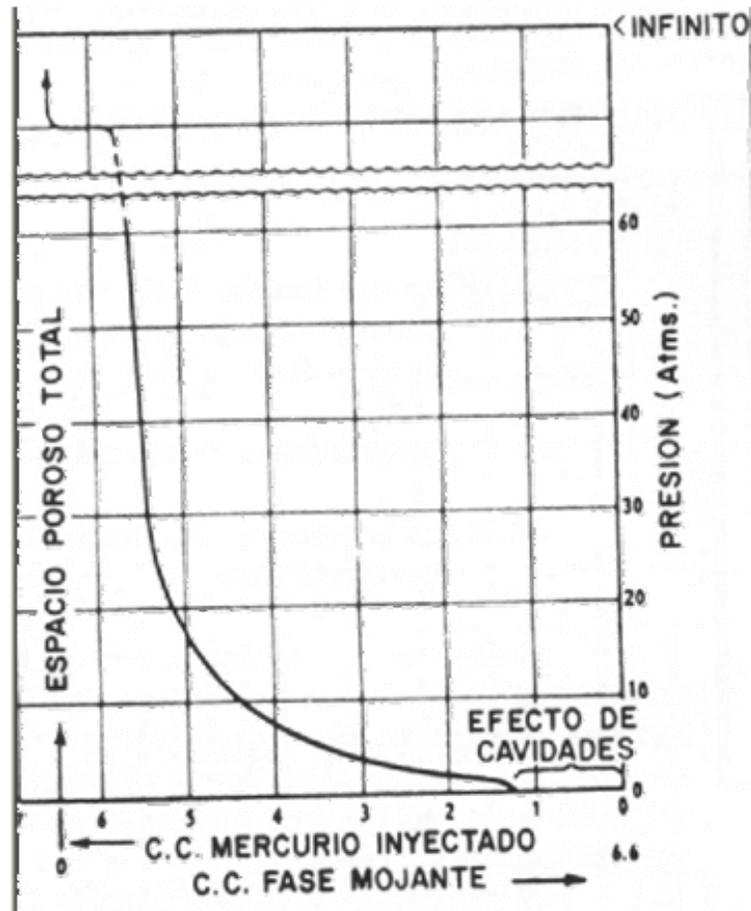


Figura 14.- Curva de presión capilar de mercurio, obtenida en el laboratorio. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

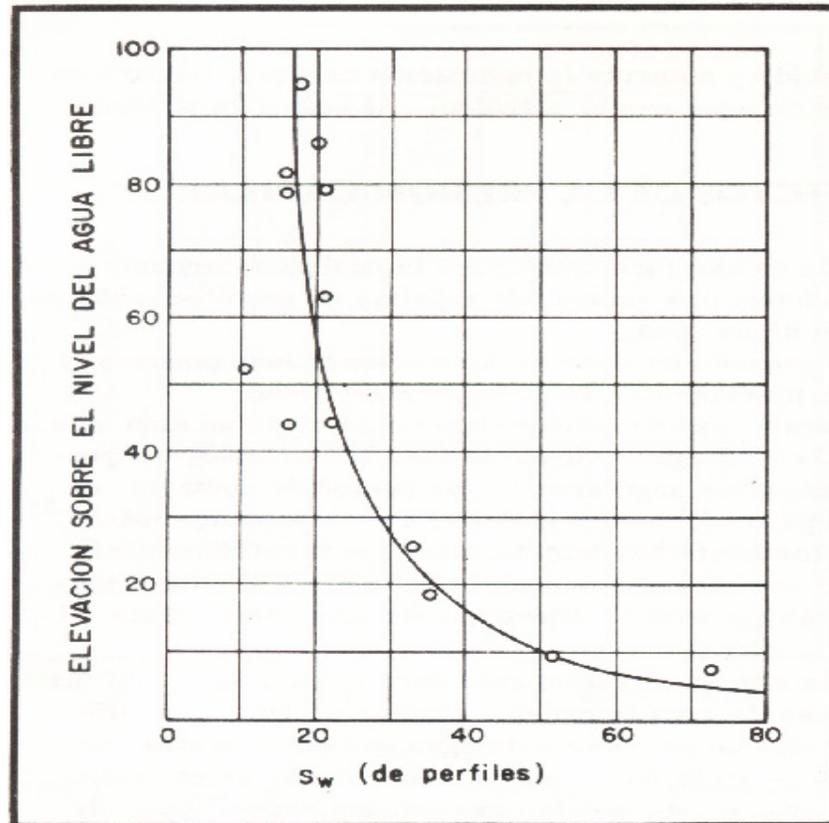


Figura 15.- Elevación sobre el nivel del agua libre contra saturación de agua irreductible. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

2.14.1.-Presión Capilar Contra Permeabilidad y Porosidad

Ha sido demostrado que la forma de la curva de presión capilar está relacionada con la porosidad (Φ) y la permeabilidad (k).

Se ha propuesto la siguiente relación:

$$P_c = \sigma \left(\frac{\phi}{\kappa} \right)^{1/2}$$

Donde

J es una función de S_w que determina la forma básica del gráfico de P_c contra S_w .

σ es la tensión interfacial

$\frac{\phi}{\kappa}$ es la relación de porosidad- permeabilidad.

La dependencia de las curvas de la presión capilar con respecto a la permeabilidad está claramente ilustrada en la figura 16, las curvas de este gráfico fueron obtenidas del análisis de núcleos provenientes de dos campos del Sur de Texas.

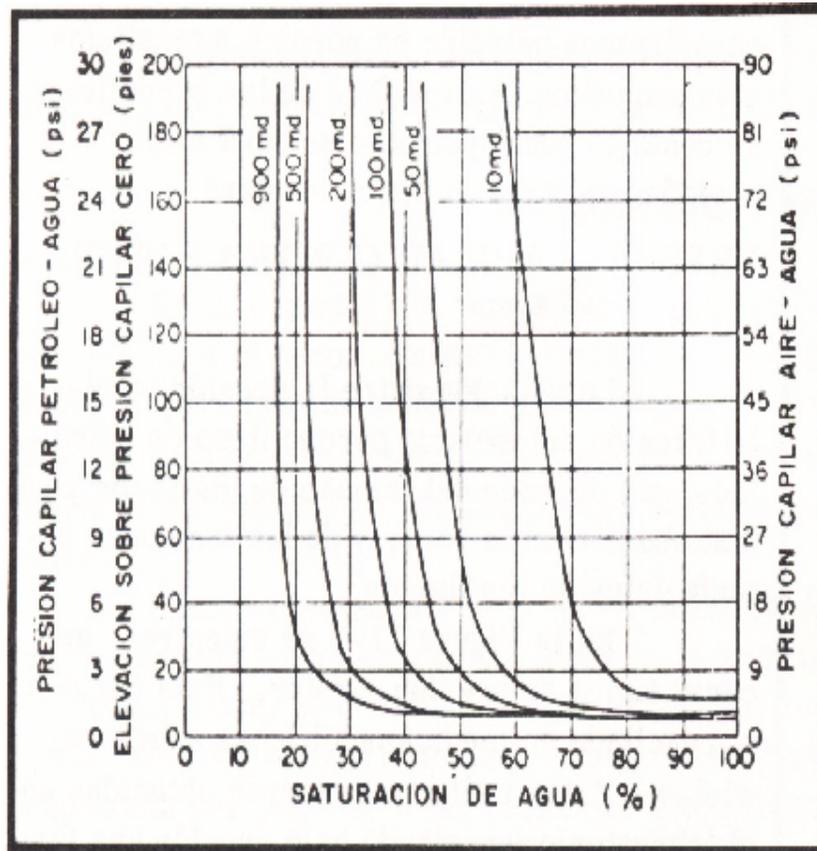


Figura 16.- Series de curvas de Presión Capilar como función de permeabilidad. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

La figura 17 ilustra como las formas de las curvas de presión capilar depende de la porosidad de un tipo dado de roca.

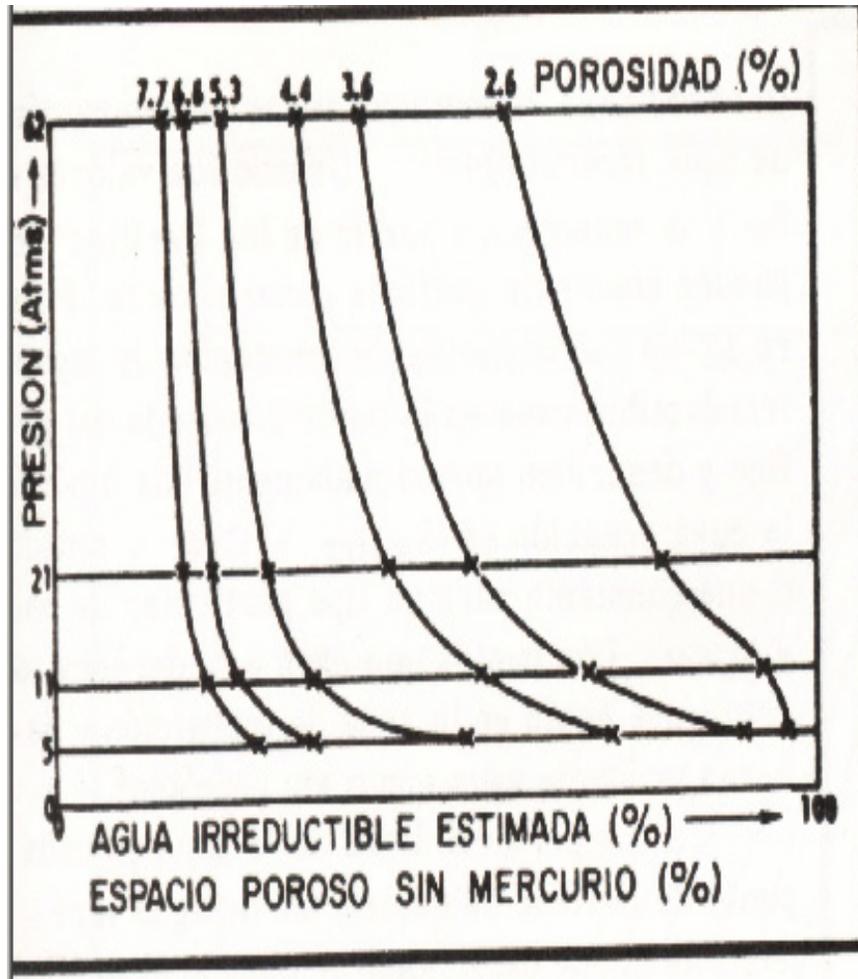


Figura 17.- Curvas promedio de presión capilar de mercurio. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

2.15.-Permeabilidad Obtenida Gradientes de Resistividad

Una de la consecuencia de la disminución de la saturación de agua a medida que aumenta la distancia por encima de la mesa de agua, es el incremento de la resistividad. Si suponemos que la porosidad es homogénea a través de la formación, la resistividad variará desde R_0 máxima en la zona de saturación irreductible (figura 18). Se ha observado que esta transición de resistividad es lineal con la profundidad, el valor del gradiente de resistividad está siendo usado para estimar el valor de la permeabilidad de la formación.

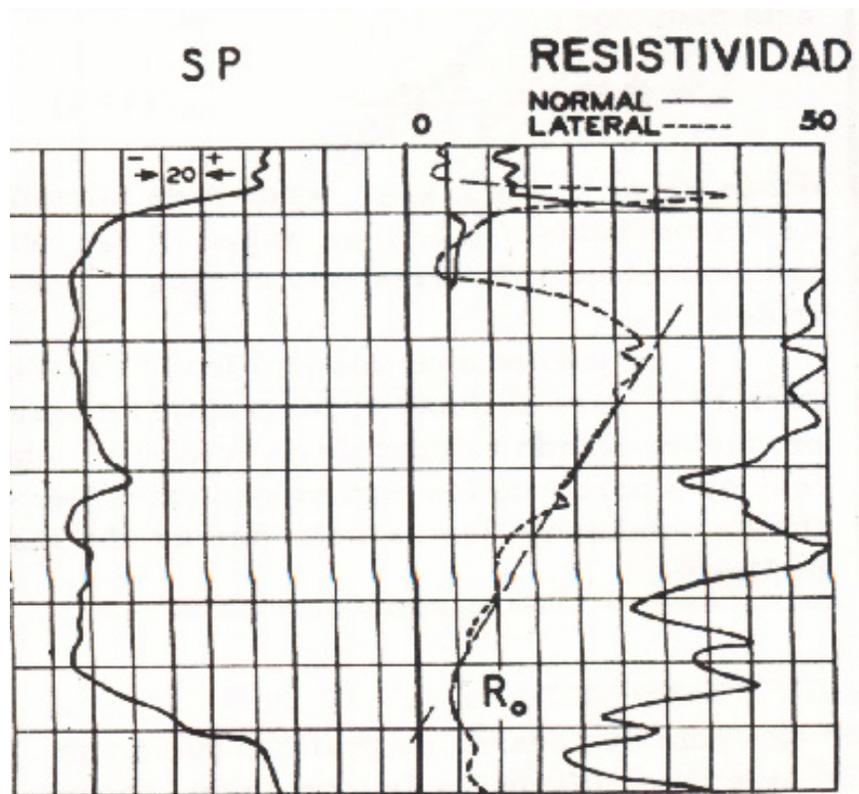


Figura 18.- Perfil Eléctrico con gradiente de resistividad. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

2.15.1.-Estimación de la Permeabilidad Usando Φ y S_w

En algunos casos puede existir una relación general entre porosidad y permeabilidad, pero esta relación es generalmente derivada empíricamente por una formación dada en un área dada. Con frecuencia estas relaciones empíricas tiene la forma

$$\kappa = \left(\frac{C\phi^x}{(S_w)_{irr}} \right)^y$$
$$\kappa = \left(\frac{C\phi^3}{(S_w)_{irr}} \right)^2$$

El valor de C depende de la gravedad de hidrocarburo y se toma el valor de 250 para petróleo de gravedad media y 79 para gas seco.

El valor de $(S_w)_{irr}$ se obtiene del análisis de los perfiles encima de la zona de transición (SCHLUMBERGER, 1972).

2.15.2- $(S_w)_{irr}$ y Permeabilidad de Gráficos de S_w Contra Φ

A partir de los modernos y confiables perfiles en uso actualmente, se pueden calcular valores de porosidad y saturación de agua, estos valores de por si no permiten predecir el tipo de fluido que se va a producir. Una zona cuya saturación de agua sea irreductible no producirá agua, pero la zona de transición si puede producirlo, dependiendo esto del valor de S_w .

Se ha encontrado que para un tipo dado de roca, usando los gráficos de Φ contra $(S_w)_{irr}$ hay tendencia de alineamiento que se aproximan a una hipérbola . Se ha usado este hecho para determinar zonas de saturación de agua irreductible. Usando los valores de S_w y Φ obtenidos a partir de los perfiles se pueden construir gráficos

como el de la Figura 19. Los puntos de saturación de agua irreductible caen en la parte izquierda del gráfico y describen aproximadamente una hipérbola cuya ecuación es $(S_w)_{irr} = C / \Phi$, siendo C una constante para un tipo particular de roca y grano. Los puntos que caen a la derecha de esta línea están en la zona de transición y deberán producir agua con o sin petróleo*.

La permeabilidad en la zona en cada punto de la línea de saturación de agua irreductible puede determinarse, o se pueden dibujar líneas de permeabilidad constante, tal como las curvas a rayas en la figura 19, usando los valores transferidos.

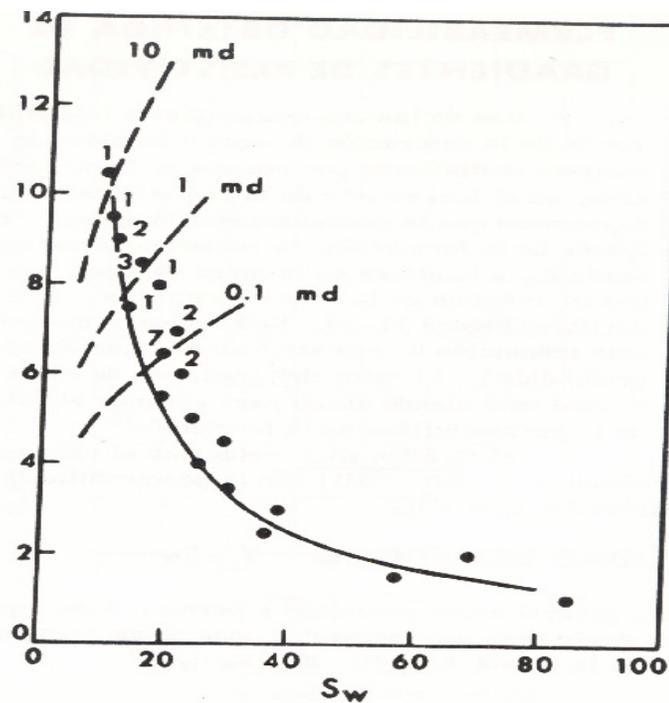


Figura 19.- Porosidad contra saturación de agua "Sw". Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

2.16.-Predicción del Porcentaje de Agua Producida (Water cut)

Inicialmente no hay producción de agua de las perforaciones por encima de la zona de transición, pero a menudo es necesario o conveniente perforar también en la zona de transición y la producción probablemente incluirá agua. Se pueden utilizar los perfiles para estimar el porcentaje de agua a producirse y determinar si la producción de agua será tolerable.

En términos de F_w/o , la razón de agua- petróleo del fluido producido en la superficie está dada por:

$$\%_{H_2O} = \frac{\frac{F_w}{o}}{1 + \frac{F_w}{o}}$$

donde $F_w/o = A k_{rw} / k_{ro}$, donde A es la razón de viscosidades, μ_w / μ_o y k_{rw} y k_{ro} son las permeabilidades relativas de agua y petróleo.

Se pueden usar los Gráficos de la Figura 20 para estimar el porcentaje de agua producida usando valores de S_w y $(S_w)_{irr}$ obtenidos a partir de los correspondiente Perfiles y conociendo las características de los fluidos (SCHLUMBERGER, 1972).

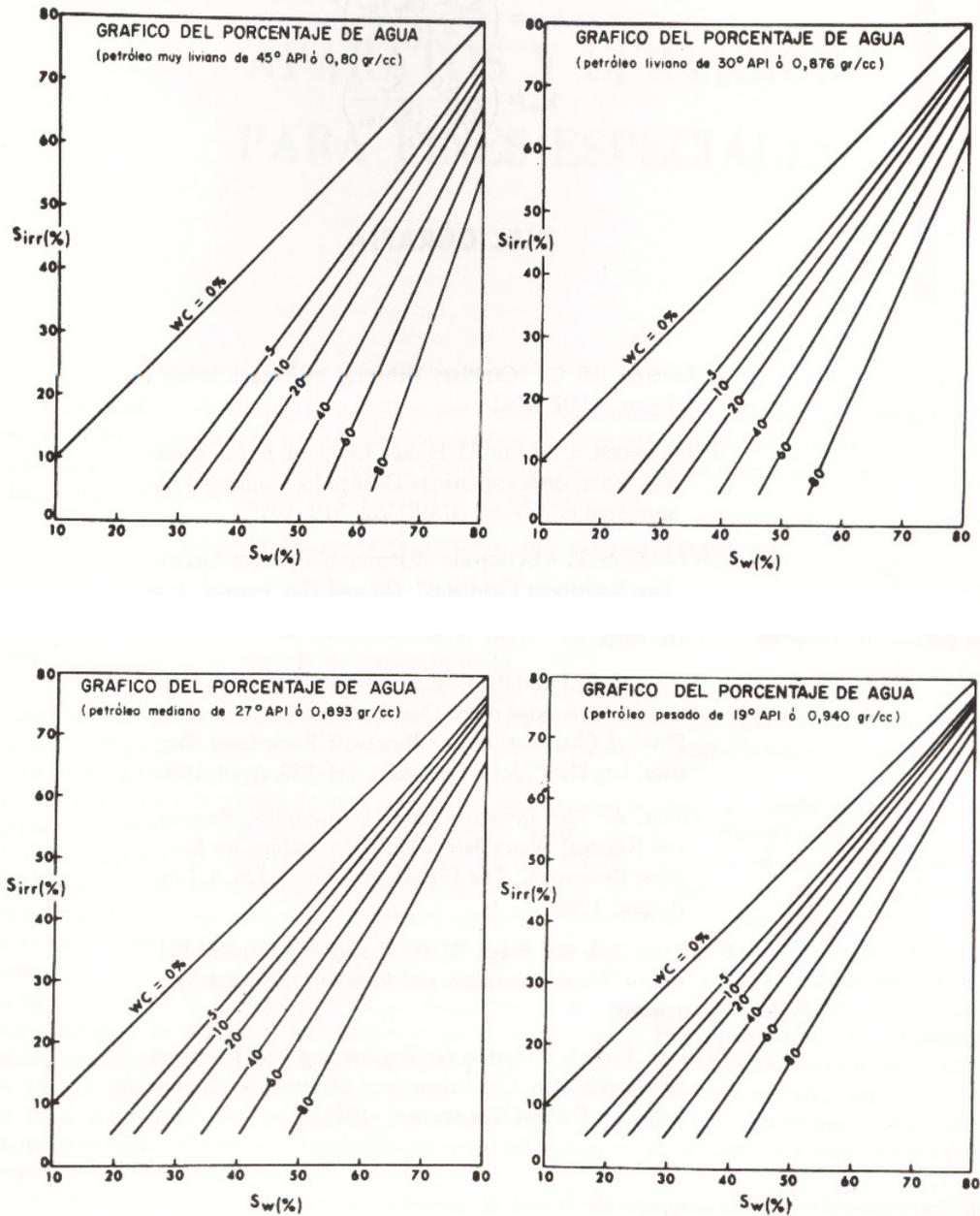


Figura 20.- Gráficos para predecir el porcentaje de agua en la producción de formaciones en la zona de transición. Tomado de SCHLUMBERGER, 1972.

CAPITULO III

MARCO GEOLÓGICO

Esta investigación está basada principalmente por estudios realizados por F. Yoris, informes técnico internos de la empresa (Pacific Stratus Energy) soportados por trabajos realizados por Mar W. Longman de la empresa Tecnología Internacional de Reservorio

3.1. Geología Regional

El campo Guaduas está localizado en el extremo sur de la Cuenca del Magdalena Medio, (figura 21). El límite norte de la cuenca es la población de El Banco, donde el basamento sub-aflora los aluvione Cuaternarios. El límite occidental y oriental está formado por la Cordilleras Central y Oriental respectivamente. El límite sur está definido por el cinturón plegado de Girardot, el cual forma un alto topográfico en dirección noreste-sureste. La Cuenca de Magdalena Medio es clasificada como intermontaña y fue formada por la Orogenia Andina durante el Mioceno-Plioceno (IRT, 2004).

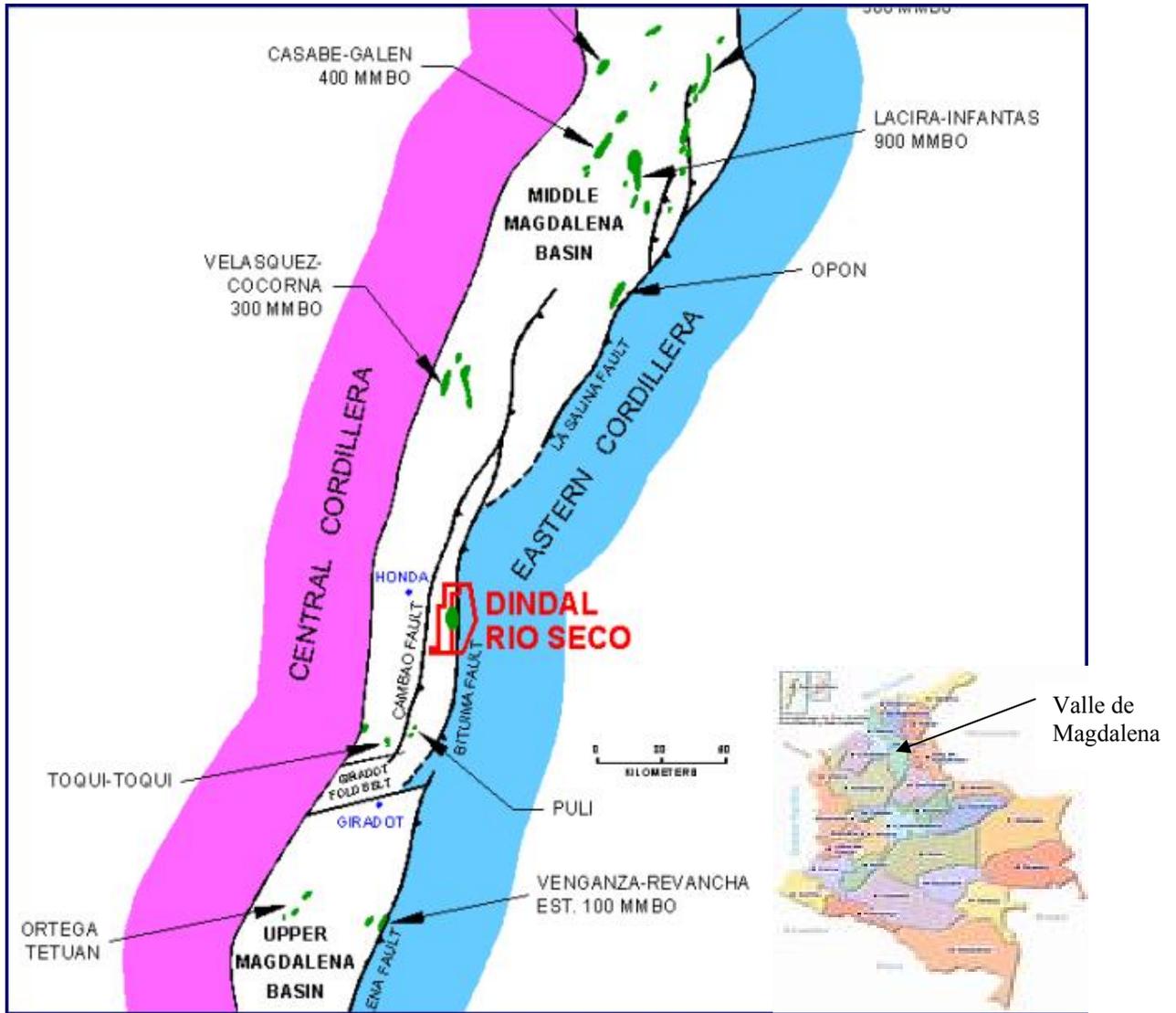


Figura 21.- Mapa Localización Geológica (Tomado de: Tecnología Internacional de Reservorios. Sociedad Internacional Petrolera S.A, SIPETROL. Marzo 2004)

3.1.2 Evaluación Tectónica- Sedimentaría Regional

La historia geológica de esta cuenca comienza en el Jurásico cuando en un marco tectónico de subducción se inicia la depositación continental de la Formación Girón y sus equivalentes en una cuenca de retroarco (Back- arc). La tectónica dominante es de fallas normales que formaron graben y horsts. Este ambiente tectónico prevalece hasta mediados del Cretácico. Sin embargo, al final del Jurásico sucede un evento tectónico de gran importancia que produce la ruptura del continente Pangea y la separación de Europa-África-Norte, el Golfo de Méjico y el protocaribe. Como resultado de este gran evento, el mar transgrede sobre el continente y comienza la sedimentación marina en el borde noroeste de Suramérica (IRT, 2004).

La separación de África y Suramérica se inicia en el Cretácico Medio dando origen al Atlántico Sur. Tomado de: VII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Caracas-Venezuela, 2000. "El margen continental del caribe colombiano hace parte del frente de deformación originado por la subducción de la placa caribe bajo la placa suramericana, fenómeno que se presenta desde el cretácico superior. Las características tectónicas, dominadas por la interacción de estas placas, determinan los patrones estructurales y estratigráficos que se presentan en las provincias geológicas del norte colombiano (ver figura 22)."

"Como resultado de la subducción de la placa Nazca bajo la placa suramericana se genera un arco volcánico, que en Colombia corresponde a los primeros estadios de desarrollo de la Cordillera Central y cuya zona de sutura está representada actualmente por el sistema de fallas de Romeral. Este sistema de falla o paleosuturas, separa la corteza de dominio oceánico al oeste y la de afinidad continental al este. El lineado de la falla Romeral se extiende hacia el norte colombiano en el Valle Inferior de Magdalena, como resultado de la interacción oblicua de la placa caribe con la placa Suramericana; esta interacción no produce un arco volcánico, pero si genera un prisma acrecionario que corresponde al Cinturón Plegado de San Jacinto. Para este tiempo, el área que hoy corresponde a las depresiones de Plato y San Jorge, se presentaban como zonas expuestas que hacían parte del mismo bloque representado por la cordillera central, unido hacia el norte con el Macizo de Santa Marta, formándose una barrera natural que separa los ambientes netamente marinos al occidente y transicionales restringidos en la actuales zonas del Valle del Cesar y Valle Medio del Magdalena (ver figura 23). "

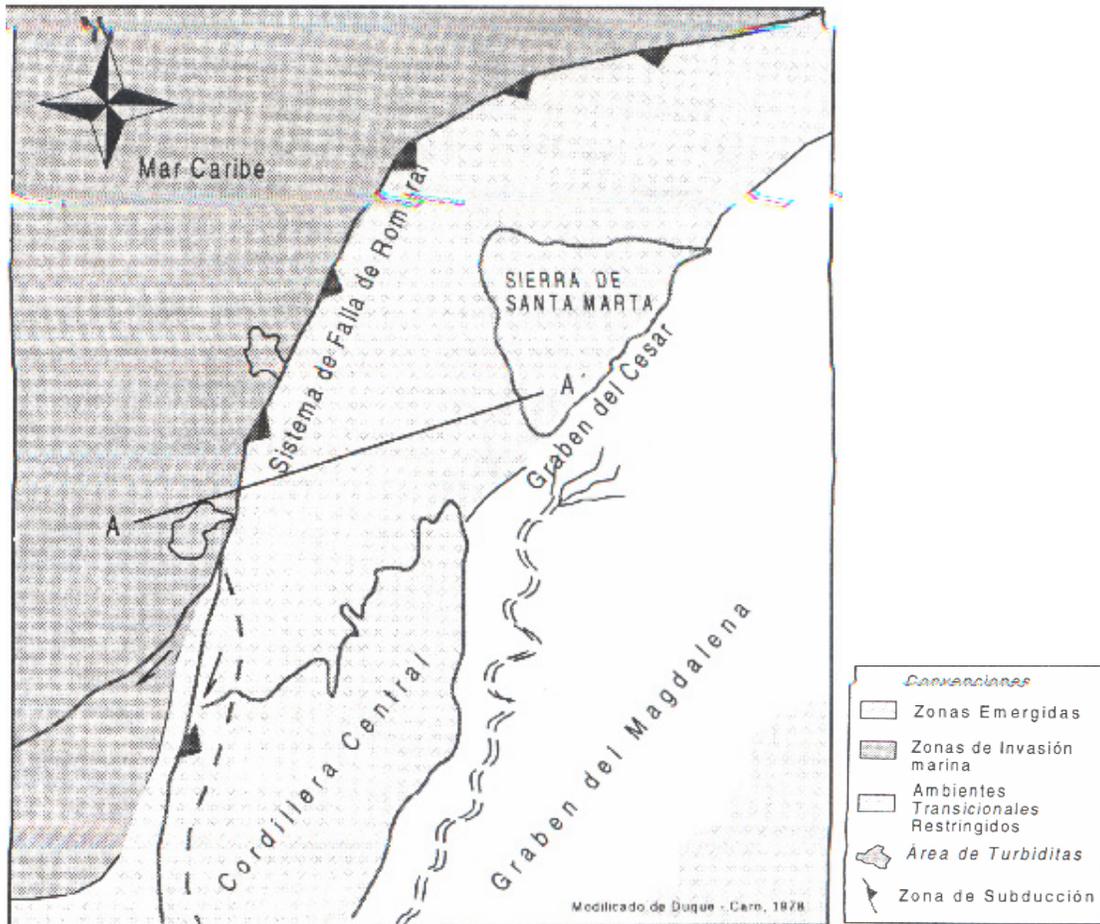


Figura 23. Paleogeografía y modelo tectónico en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena durante el Cretácico Inferior- Paleoceno. La falla Romeral se constituye en un límite de placa sobre el que se genera un prisma de acreción (Tomado de: Reyes, A. Montenegro, G. Gómez, P. Ecopetrol, Instituto Colombiano de Petróleo, 2000)

Como resultado de esta separación se produce una subsidencia térmica a lo largo del borde oriental de Sudamérica, la cual se extiende al mar protocaribe. El ambiente tectónico de margen continental pasivo prevalece hasta finales del Cretácico y se sedimentan areniscas y calizas que son importantes rocas almacenadoras de hidrocarburos. También se depositan las lutitas ricas en carbono orgánico de la Formación La Luna y equivalentes, que constituyen una de las más prolíficas rocas generadoras del petróleo en el mundo, las cuales también son las rocas generadoras del petróleo del Campo de Guaduas. A finales del Cretácico sucede la colisión de la placa continental de Suramérica y se comienza a levantar la Protocordillera Central. Este levantamiento crea un área positiva que suministrará los clásticos para la Formación Cimarrona (IRT, 2004).

La Formación Cimarrona es la roca almacenadora del Campo de Guaduas. El proceso de creación de la corteza oceánica se completa hacia el final del Paleoceno formando la Protocordillera Central (incluye las actuales cordilleras Central y Occidental). Con este levantamiento se forma en el Valle del Magdalena una gran cuenca antepais, que se extiende hasta el Escudo de la Guayana y en la cual se depositan las arcillas de la Formación Guaduas, que son el sello en el Campo de Guaduas. Durante el Eoceno Medio se produce un evento tectónico denominado pre-andino que levanta la cuenca antepais y la somete a erosión. Como resultado se producen plegamientos tensionales en la cuenca del Valle de Magdalena Superior y Maracaibo.

La erosión fue intensa durante este período hasta el punto de truncar localmente toda la sección sedimentaria. En el Eoceno Tardío se reanuda la sedimentación en la cuenca antepais, la cual continúa hasta el Mioceno Temprano. Durante este período se depositan rocas almacenadoras muy importantes (Mirador, La Paz, etc.). En el

Mioceno Medio se sucede la colisión y acesión de la corteza oceánica de Centro-América y se inicia la Orogenia Andina, que forma la cadena montañosa de los Andes desde Trinidad hasta la Patagonia. Durante este período se forman trampas muy importantes para la producción de petróleo y gas. El levantamiento final de la Cordillera Oriental de Colombia sucedió hace 3-5 millones de años. Dicho levantamiento invierte la cuenca antepaís formando la cuenca intramontaña del Valle de Magdalena y las actuales cuencas antepaís de los Llanos y Putumayo (IRT, 2004).

3.1.3 Geología Estructural Regional

En general la cuenca del Magdalena Medio es enlogada en dirección norte- sur y presenta un flanco occidental buzando suavemente hacia el oriente, ocasionalmente interrumpido por fallas normales y de rumbo. Hay importantes campos asociados a esta fallas: Velásquez, Casabe y Cantagallo. En contraste su flanco oriental está formado por sinclinales y anticlinales asociados a fallas inversas. Este cinturón plegado se extiende a lo largo de su flanco oriental y forma el límite con la Cordillera Oriental a la cual están íntimamente asociados. Los anticlinales fallados forman trampas muy importantes para la producción de petróleo y gas. Entre los campos de petróleo se encuentran La Cira-Infantas, Provincia-Payoa y Guaduas.

Área de Guaduas: Las principales estructuras en el extremo sur del Magdalena Medio son de occidente a oriente: Plataforma de Velásquez, fallas de Honda, Cambado y Bituima, Sinclinal de Guaduas y Anticlinal de Villeta, figura 24.

Plataforma de Velásquez: Forma de flanco occidental de la cuenca que buza suavemente hacia el oriente. La cobertura sedimentaria está constituida por sedimentos continentales molasas del Terciario primordialmente de edad Oligoceno-Plioceno. Localmente esta plataforma está cortada por fallas normales o de rumbo con pequeño desplazamiento vertical, pero que forman trampas y el mejor ejemplo es

el campo de Velázquez (IRT, 2004).

Falla de Honda: Esta falla es inversa con divergencia oeste. En superficie es de ángulo alto buzando al este y la sísmica muestra que su ángulo decrece con profundidad, hasta que presentan un despegue en los sedimentos Terciarios por encima del basamento. Esta falla está asociada al levantamiento de la Cordillera Oriental y representa, en esta área, la falla frontal del cinturón plegado.

Falla de Cambao: Esta es la segunda falla del cinturón orogénico y trae por primera vez a superficie sedimentos Cretácicos en el bloque cabalgante (Figura 24). En superficie el bloque subyacente está definido por la Formación Honda de edad Mioceno, que buza suavemente al este. En el anticlinal del bloque cabalgante se han perforado varios pozos, pero no se ha obtenido producción comercial de petróleo. El pozo Madrigal de Laísmo tuvo buenas manifestaciones de crudo pesado durante las pruebas pero no fueron comerciales. La falla de Cambao buza suavemente hacia al este por debajo del Campo de Guaduas (op cit).

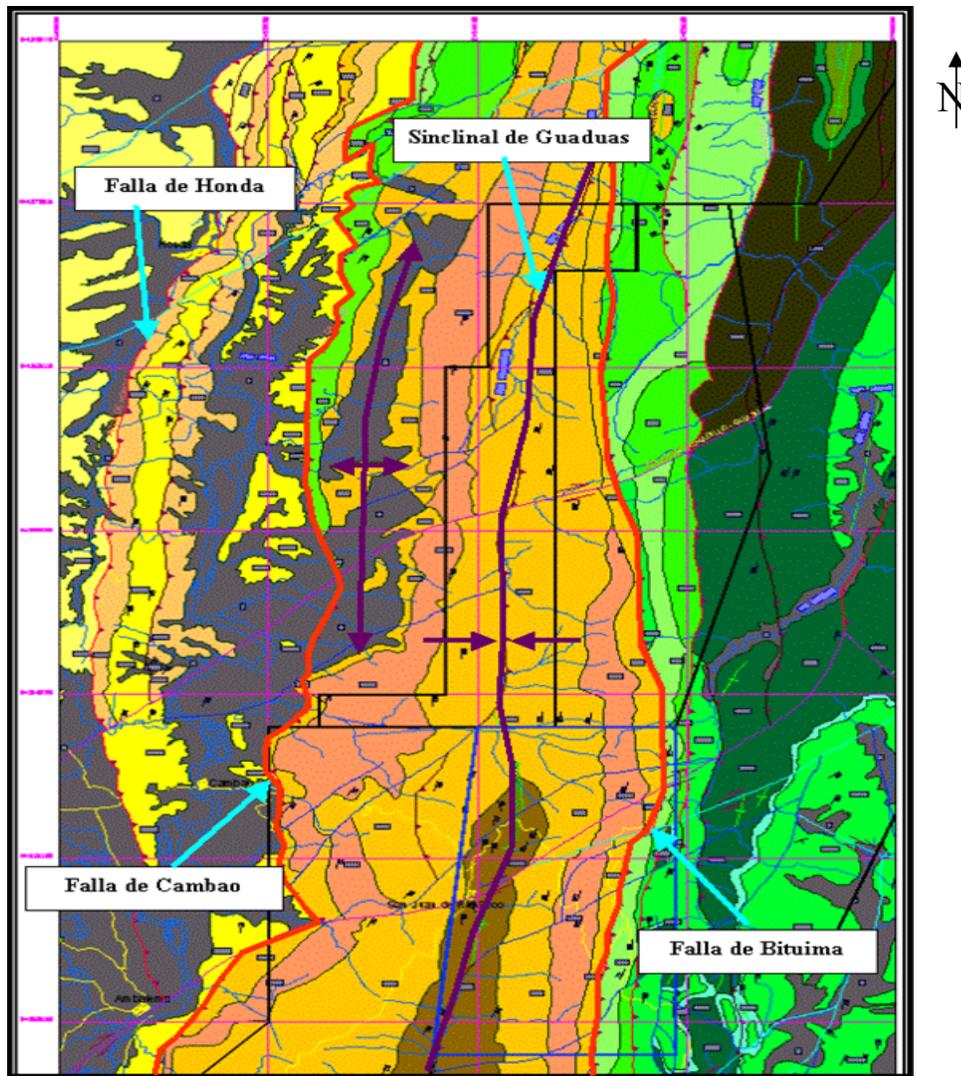


Figura 24: Mapa Geológico generalizado Área Guaduas (Tomado de: Tecnología Internacional de Reservorios. Sociedad Internacional Petrolera S.A, SIPETROL. Marzo 20

Anticlinal de Guaduas: Es un amplio sinclinal que se extiende en dirección norte- sur por 150 Km y en superficie está definido por sedimentos del Terciario y localmente del Cretácico Tardío. El sinclinal es ligeramente asimétrico hacia el este donde su flanco es cortado por la Falla de Bituima. Su flanco oriental forma, a su vez, el flanco occidental del anticlinal de Villeta.

Anticlinal de Villeta: Es una estructura de gran magnitud y complejidad que se extiende de norte a sur por 80 Km. En superficie la cresta del anticlinal está definida por afloramientos de las areniscas del Cretácico Temprano. El flanco occidental presenta buzamientos muy altos hasta invertidos y desarrolla varios repliegues menores. Por consiguiente, este anticlinal es asimétrico hacia el occidente donde está cortado por la Falla de Bituima.

Falla de Bituima: Esta falla coloca en contacto, sedimentos marinos del Cretácico con los sedimentos continentales del Terciario. En superficie esta falla es de ángulo alto, el cual de acuerdo al modelamiento estructural decrece en el subsuelo. Esta falla se extiende por 150 Km desde el límite sur de la cuenca hasta cuando se une a la falla de Cambao, en la latitud de Puerto Boyacá, y su continuación hacia el norte recibe el nombre de Dos Hermanos. En el área de Guaduas la falla tiene una dirección norte-sur y el bloque hundido está al occidente y es donde está localizado el Campo de Guaduas. En el subsuelo esta falla presenta varias fallas subparalelas que se unen a la falla principal. Estas fallas subparalelas son más antiguas y la más occidental es la de Escuela que forma el límite oriental del campo (IRT, 2004).

3.1.4 Estratigrafía Regional

La secuencia estratigrafía en el Campo Guaduas corresponde a la zona de transición entre las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena.

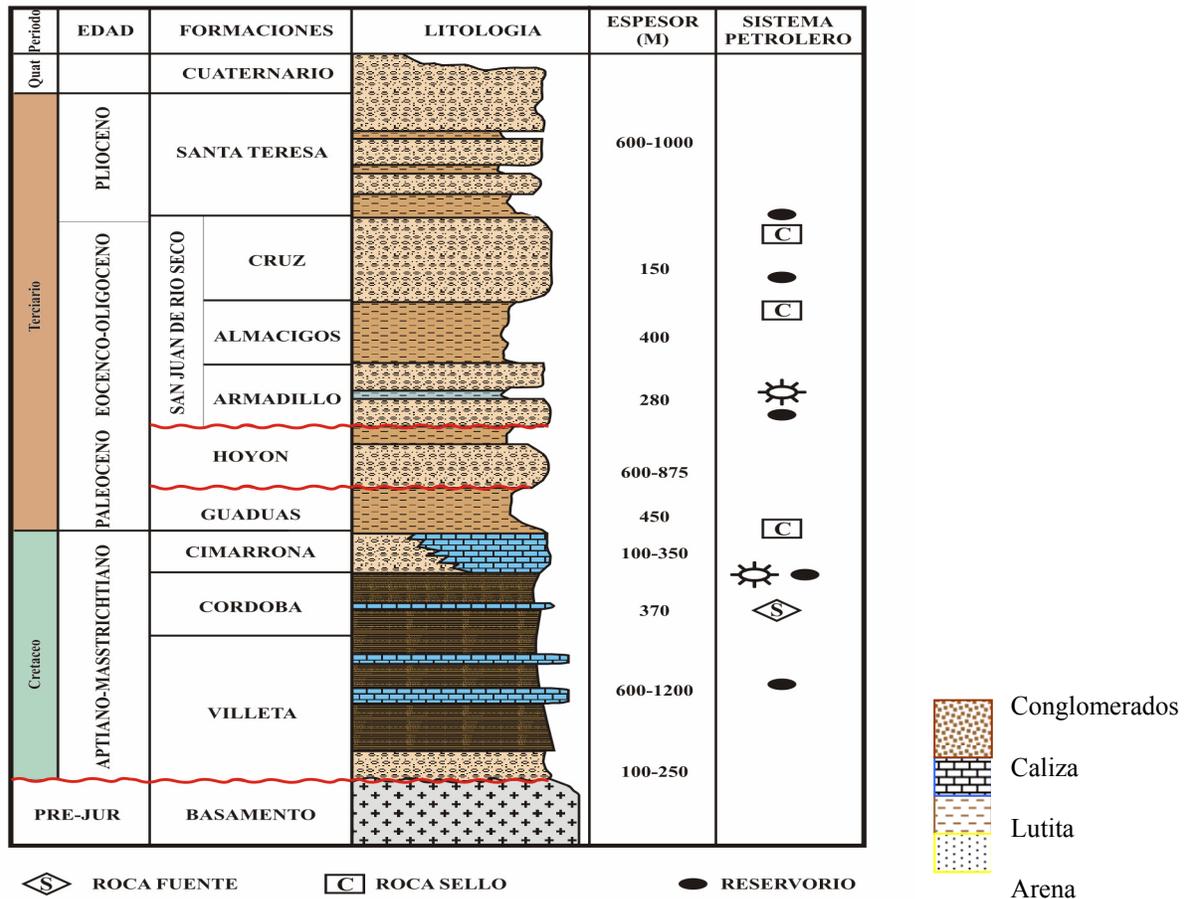


Figura 25.- Secuencia Estratigráfica del Campo Guaduas (Tomado de: Tecnología Internacional de Reservorios. Sociedad Internacional Petrolera S.A, SIPETROL. Marzo 2004)

En la figura 25 se muestra la columna estratigráfica del Campo Guaduas.

Grupo Villeta: Consiste primordialmente de lutitas y limolitas con intercalaciones de areniscas, calizas y margas. Las areniscas han mostrado buenas indicaciones de gas y tiene potencial para producir gas y condensado. La edad de la sección perforada se ha obtenido por fósiles y varía del Campaniense al Huroniano, por consiguiente, corresponde regionalmente a la parte superior del Grupo Villeta. La sección más espesa perforada es de 5.000 pies en Escuela- 1, donde los análisis geoquímico confirma que es la roca generadora del petróleo del Campo de Guaduas. Su espesor va de 0 a 5.000 pies (IRT, 2004).

Formación Córdoba: Consiste en areniscas de grano fino con intercalaciones de limolitas. Esta formación fue datada por fósiles como Maastrichtiano Temprano y su ambiente de depositación es deltaicos primordialmente marino. El contacto Superior con la Formación Cimarrona es concordante, lo mismo que su contacto inferior con la Formación Villeta. En el área el espesor varía de 100 a 350 pies (op cit).

Formación Cimarrona: Es la roca almacenadora y está formada por calizas y areniscas que han mostrado tasas de producción. Hacia la parte inferior consiste de una secuencia de sílice clástico compuesta por limolitas, lutitas y esporádicas areniscas de grano fino. Su ambiente de depósito es marino a transnacional. En el área del Campo Guaduas los pozos indican que su espesor varía de 230 a 350 pies y su contacto superior es concordante.

Formación Guaduas: La Formación Guaduas representa la roca sello y consiste en arcillas rojas y abigarradas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino, compactadas con cemento principalmente ferruginoso en bancos delgados, que oscilan de 0,25 cm y 1 m y en menor proporción lutitas y mantos de carbón en la parte inferior. La secuencia se divide en dos niveles litológicos

principales.

Nivel Superior: es una secuencia monótona de arcillitas rojas localmente moteadas, ocasionalmente sublaminares, micro micáceas y carbonosas. Existen niveles delgados de carbones de limolitas y areniscas. El ambiente de depositación es parálico, (cuencas pantanosas con influencia periódica del mar). El espesor promedio de este nivel es de 500 pies (IRT, 2004).

Los estudios paleontológicos muestran que en la mayor parte de esta formación no se encuentran fósiles, pero en la arcillas básicas se ha encontrado la zona de foraminíferos género y especies *Haplophragmoides* la cual ha sido datada como Paleoceno. El análisis palinológico de una muestra de carbón revela una edad que varía de Daniano a Maastrichtiano

Formación Hoyón: Esta constituida principalmente por conglomerados y areniscas con delgadas intercalaciones de limolitas y arcillas hacia la base. Los conglomerados están constituidos por 70% cuarzo y 30% chert negro a marrón. Las areniscas son de grano fino a grueso y conglomeráticas, con un 80% de cuarzo hialino y 20% de chert negro a marrón. Este conjunto presenta importantes acuíferos. El ambiente de depositación es continental de alta energía correspondiente a abanicos aluviales provenientes de la Cordillera Central.

La edad de la Formación Hoyón no ha sido determinada por ausencia de fósiles. El contacto inferior con la Formación Guaduas es disconforme porque representa un gran hiato, pero no se ha reconocido truncación angular. El contacto superior con la Formación Gualanday es concordante.

La Formación Hoyón forman las montañas circundantes del Valle de Guaduas. Su espesor varía de 2000 a 2500 pies (op cit).

Formación San Juan de Río Seco: Consiste principalmente de areniscas intercaladas con limolitas. Las areniscas presentan alto contenido de cuarzo y chert y

fragmentos de roca ígnea y metamórfica en una matriz gris arcillosa, también se encuentran niveles de areniscas líticas de grano medio a grueso y conglomeráticas. En la base se encuentra un nivel de limolitas pardas el cual ha servido como guía para localizar el límite de la Formación Hoyón. Basado en su posición estratigráfica se le asigna una edad de Oligoceno- Mioceno. Esta formación forma el valle de la ciudad de Guaduas. Su espesor varía de 1000 a 2100 pies (IRT, 2004).

3.2. Petrografía

En el presente trabajo se utilizó para uso regional local el estudio realizado por Mar W. Longman, el cual fue preparado para IRT en octubre de 1998, donde más de trescientas secciones delgadas fueron analizadas para evaluar la naturaleza de la Formación Cimarrona (LONGMAN, 1998).

3.2.1 Facies de la Formación Cimarrona

En este estudio se subdividió la Formación Cimarrona en 5 litofacies que obedecen a las siguientes numeraciones y descripciones:

C1: Facies Unidad Superior de banco de carbonatos compuestos por moluscos y foraminíferos.

C2: Facies de abanico deltaico transaccional

C3: Facies de abanico deltaico distal

C4: Facies arcillosas profundas

C5: Unidad inferior de banco de carbonatos compuestos por moluscos y foraminíferos

3.2.2 Tipos de Porosidad

Se encontraron cuatro tipos de porosidad:

1. Fracturas
2. Intrapartícula
3. Micro poros por disolución a lo largo de estilolitas
4. Micro porosidad de la matriz de la arcillas

Las fracturas se encontraron principalmente rellenas de calcita y minoritariamente por dolomita y cuarzo (LONGMAN, 1998).

La figura 26 muestra un ejemplo de este tipo de porosidad. Los poros intrapartículas no están interconectados como en la figura 27. Del análisis de las secciones delgadas es importante puntualizar que éstas fueron preparadas con resina de color azul, la cual fue impregnada al vacío. Normalmente la porosidad primaria en la matriz se ve representada por la pigmentación (color azul), que se ve al microscopio con luz plana, lo cual representa los espacios porosos que aportan a la porosidad primaria. Estos colores solamente se ven en zonas de fracturas en las más de trescientas secciones delgadas que se prepararon en todas las facies de la Formación Cimarrona. Lo anterior, probablemente debido a que los poros son tan pequeños que hace que la porosidad efectiva de la matriz sea nula, por lo tanto, no contribuye de una manera importante en la capacidad de almacenamiento de yacimiento (op cit).

Probablemente la más importante observación de este estudio petrográfico es que todas las muestras de la Formación Cimarrona presentan una ausencia de porosidad primaria y la porosidad secundaria está cementada, siendo rellenado el espacio poroso por calcita y en menor escala por dolomita y cuarzo. Sólo porosidad efectiva se encuentra a través de fracturas que se formaron durante la etapa de la tectónica, de fallamiento y plegamiento. Las calizas y areniscas cuarzosas ofrecen

probablemente el mejor potencial, por encontrarse fracturadas y las areniscas finas y arcillas, la menor probabilidad de encontrarse fracturadas. En la figura 28 se observa una porosidad de disolución a lo largo de la estilolitas (LONGMAN, 1998).

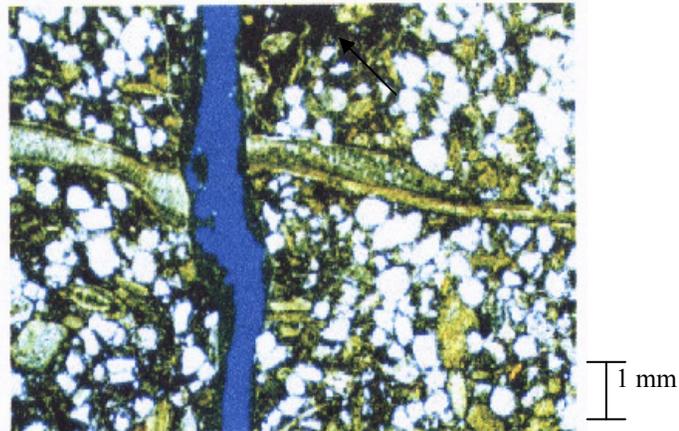


Figura 26.- Tipo de porosidad 1, Fracturas indicando que los poros no están interconectados. Tomado (LONGMAN,1998). También se observa que el tamaño de grano es heterogéneo, de forma angular.

Muestra 120. Profundidad de 5919', pozo-6W. Sección vista en nicoles cruzados

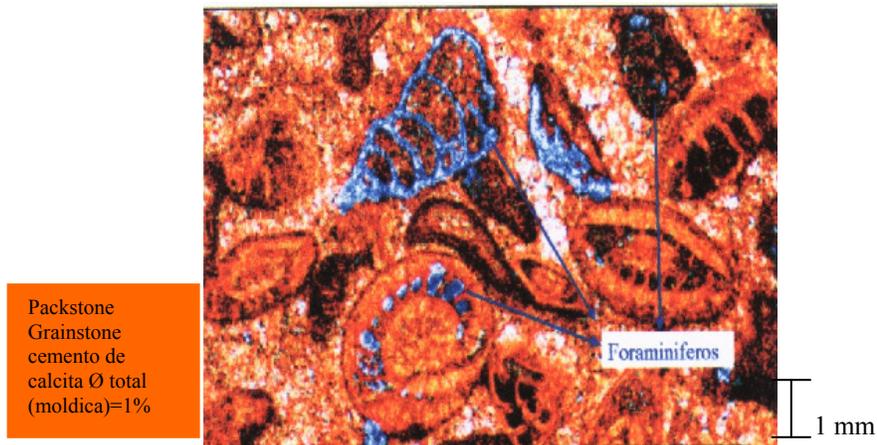


Figura 27.- Tipo de porosidad 2, Intrapartículas, la cual, la porosidad primaria en la matriz se observa en color azul, esto a su vez representa los espacios porosos de la sección. Tomado (LONGMAN, 1998). También se observan foraminíferos presentes en toda la sección. Es importante mencionar que la sección tiene algo de lodo. Muestra 200. Profundidad de 5940', pozo-6W. Sección vista en nicoles cruzados

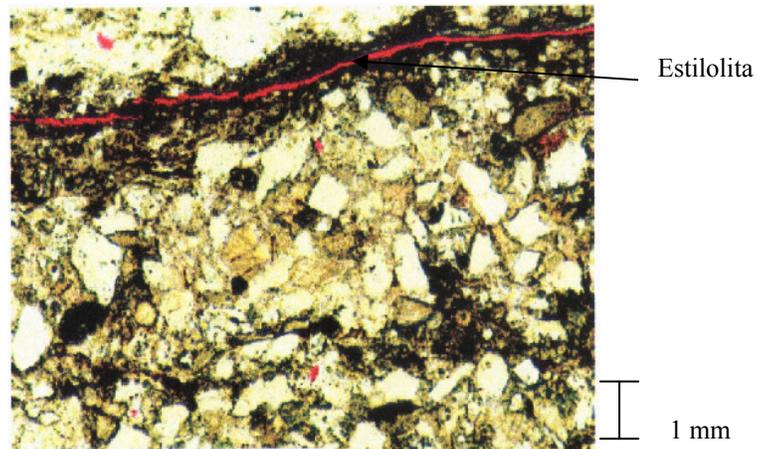


Figura 28.- Tipo de Porosidad 3, Disolución Microscópica a lo largo de la estilolita. Tomado (LONGMAN, 1998). Se observa un tamaño de grano heterogéneo, de forma angular, Muestra 150. Profundidad 5600'. Sección vista en nicoles paralelos.

3.2.3 Representatividad del Muestreo de Núcleo

En general en todos los yacimientos naturalmente fracturados hay que tener mucho cuidado con la representatividad de las muestras a las cuales se le va a medir las propiedades petrofísicas. La Formación Cimarrona no es la excepción, en un mismo pie de referencia se puede obtener información totalmente opuesta, esto es debido al ambiente de sedimentación (LONGMAN, 1998).

3.2.4 Evaluación Visual de Núcleo

Para el presente estudio la revisión visual de los núcleos que reposan en la Litoteca Nacional en el ICP, estuvo encaminado a revisar lo hecho por IRT en lo que tiene que ver con densidad de fracturas y su calificación de la probabilidad de fractura, además, se trató de comprobar un nuevo punto de vista de calibración roca – registro. La descripción de núcleo, como tal fue realizada por IRT, incluye parámetros como composición, tamaño de grano, porosidad, espesor litológico, densidad de fractura, etc (LONGMAN, 1998).

3.2.5 Análisis Visual de Fracturas de Núcleos

Los núcleos muestran un fracturamiento no mayor a 2 fracturas/pie en lo que corresponde a las facies C-1 y C-5, facies que corresponden a niveles calcáreos, comparado con una menor o esporádica densidad de fracturas en el C-4, facies arcillosa no mayor a 1 fractura/20pies. En la figura 29 se puede observar una fractura característica de la Formación Cimarrona, la cual está soportada por calcita, esto hace que esta fractura sea considerada como natural y no incluida durante perforación. La fotografía muestra el promedio que se puede observar en los núcleos, donde ver grandes intervalos fracturados no es lo común, por tal motivo, ocularmente es difícil decir que un pie de núcleo se vean 6 o 20 fracturas por pie.

En la figura 30 se puede observar una fractura en clásticos. Estas se pueden encontrar en facies como el C-2, C-4, en la mayoría de los casos se encuentran rellenas de calcita y no dejando espacio poroso efectivo para almacenar hidrocarburos (op cit).

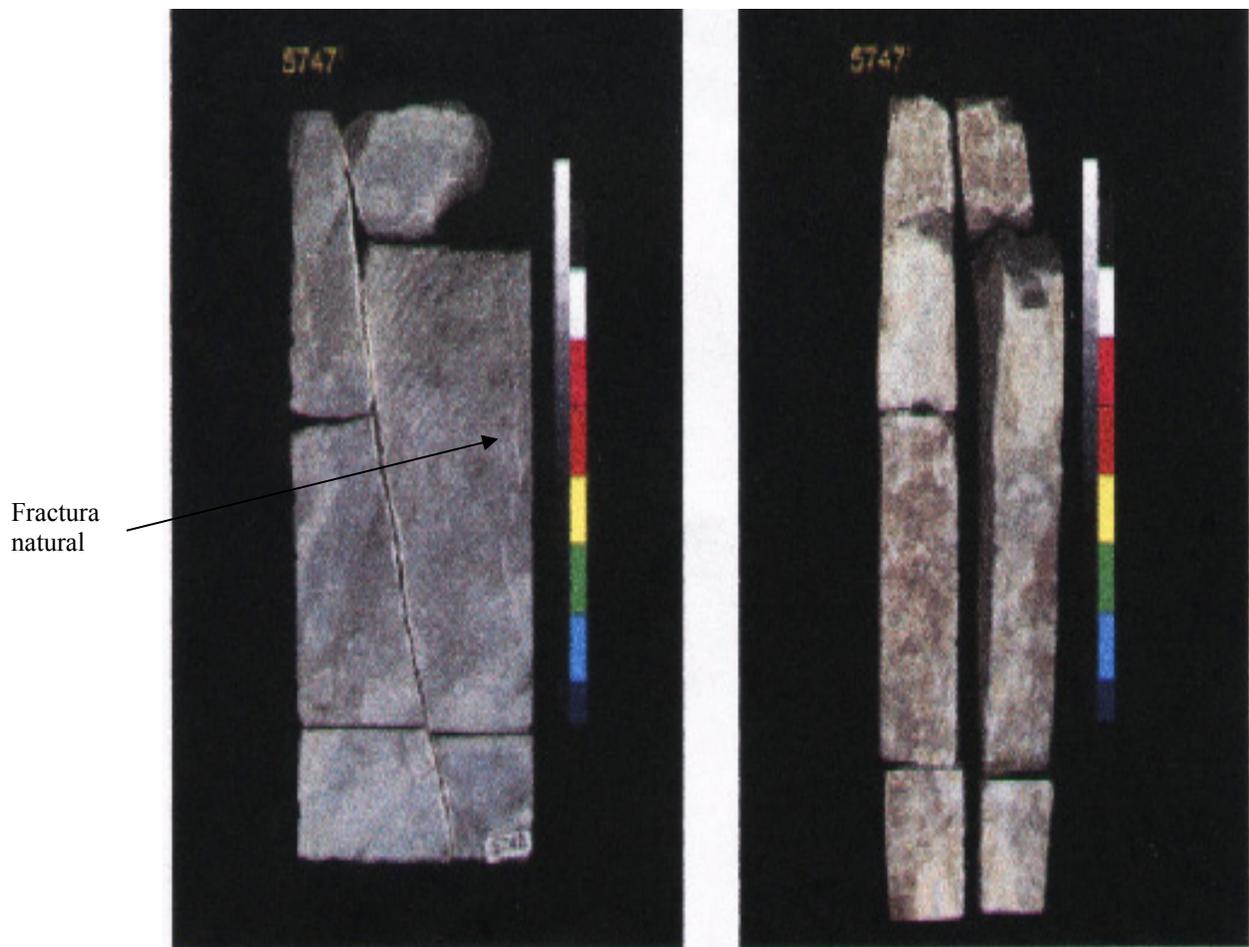


Figura 29.- Fractura tipo encontrada en la Formación Cimarrona, la litología presente en la figura es caliza masiva. Tomado (LONGMAN, 1998). Se observa una fractura soportada por calcita, por lo tanto se define como una fractura natural.

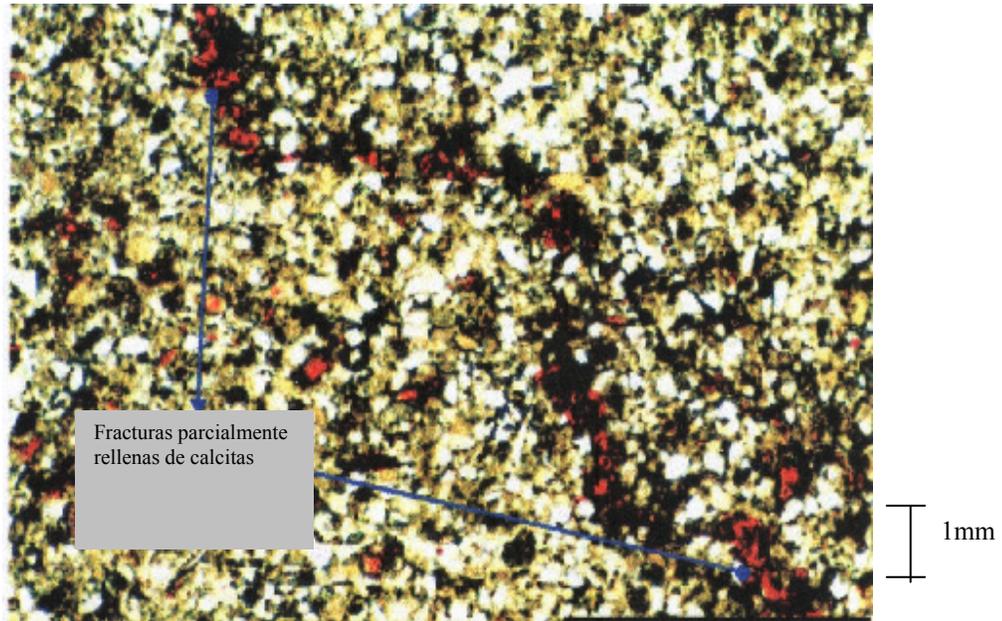


Figura 30.- Areniscas cuarzosas. Fracturas parcialmente rellenas de calcita. Tomado (LONGMAN, 1998). Se observa un tamaño de grano homogéneo, de forma angular. Muestra 168. Profundidad 5916'.
Sección vista en nicoles paralelos.

3.3. Descripción sedimentológica

3.3.1 Geología Local

3.3.2 Descripción del núcleo del pozo-6W

Se realizó un estudio detallado de núcleo del pozo 6W del área en estudio, lo cual permitió interpretar la litología y las estructuras presentes. La ubicación del pozo se puede observar en la figura 2.

- Desde 5909-5910 pies: En esta sección se observó caliza granular homogénea. Con una fractura rellena con calcita y abundante presencia de macroforaminíferos béticos y bioclastos de moluscos (ver la figura 31). En la figura 32 se observa el detalle de la fractura rellena de calcita, la cual está acompañada de otra fractura de 1.5-3cm.

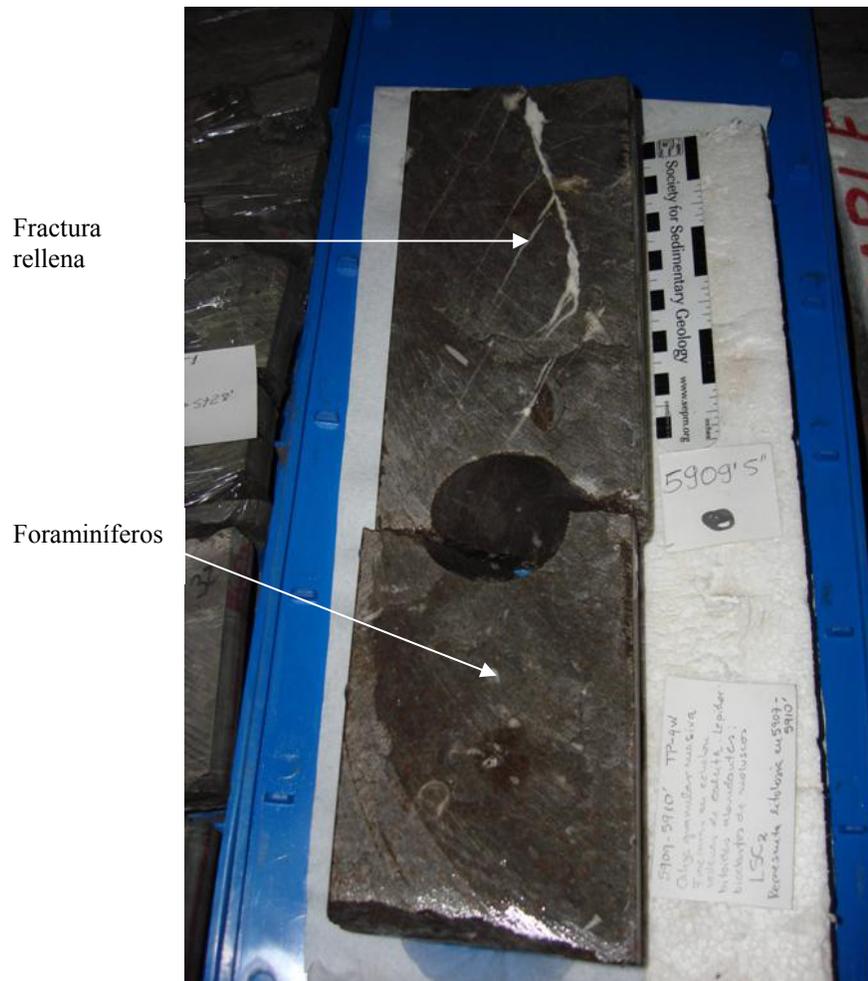


Figura 31. Caliza negra granular homogénea, con presencia de macroforaminíferos, moluscos. Con una fractura rellena de calcita, la cual se define como fractura natural



Fractura rellena con calcita y la principal está acompañada por otras fracturas naturales

Figura 32. Detalle de la fractura natural rellena de calcita. También se observan fracturas mas pequeñas conectadas al la fractura principal

- De 5910-5912 pies: Caliza granular, con textura gruesa en su parte inferior; se reconoce un intraclasto de lodo calcáreo, redondeado. Abundantes fragmentos de moluscos y macroforaminíferos bénticos enteros, (ver figura 33). Se observa un contacto erosivo en la parte inferior (5912 pies) indicando un ambiente más tranquilo, por la litología presente, también se observan estructuras sedimentarias de bioturbación (ver figura 34).

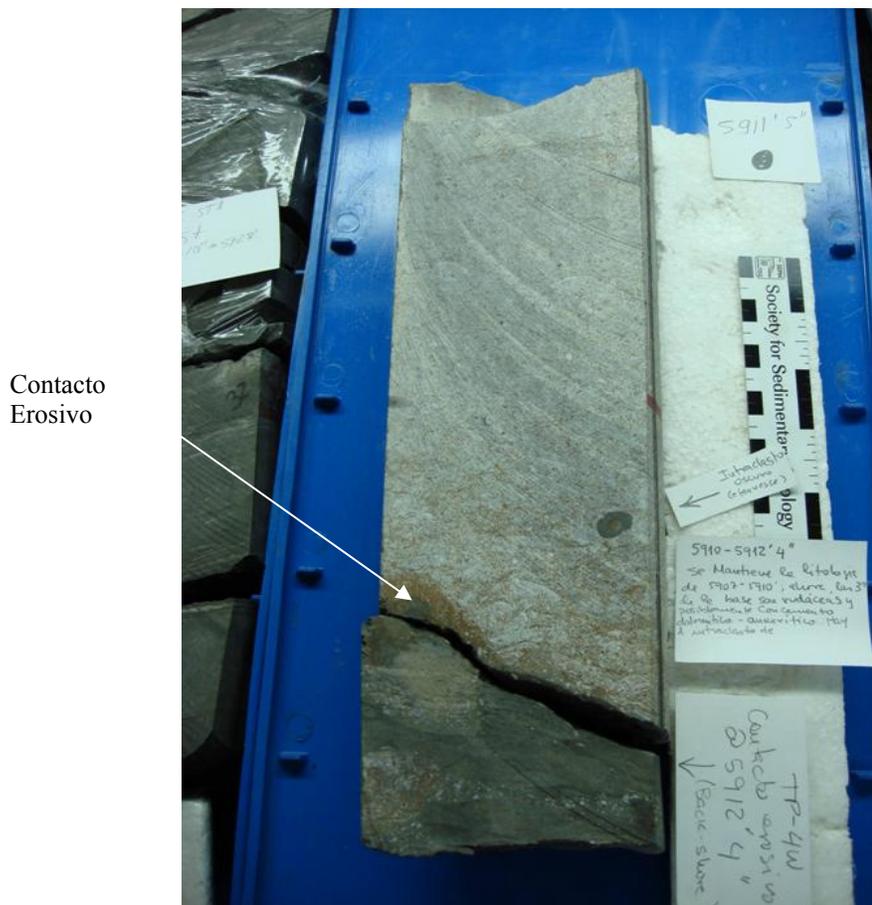


Figura 33. Caliza granular de textura gruesa en la parte inferior, con presencia de foraminíferos y moluscos y contacto erosivo.

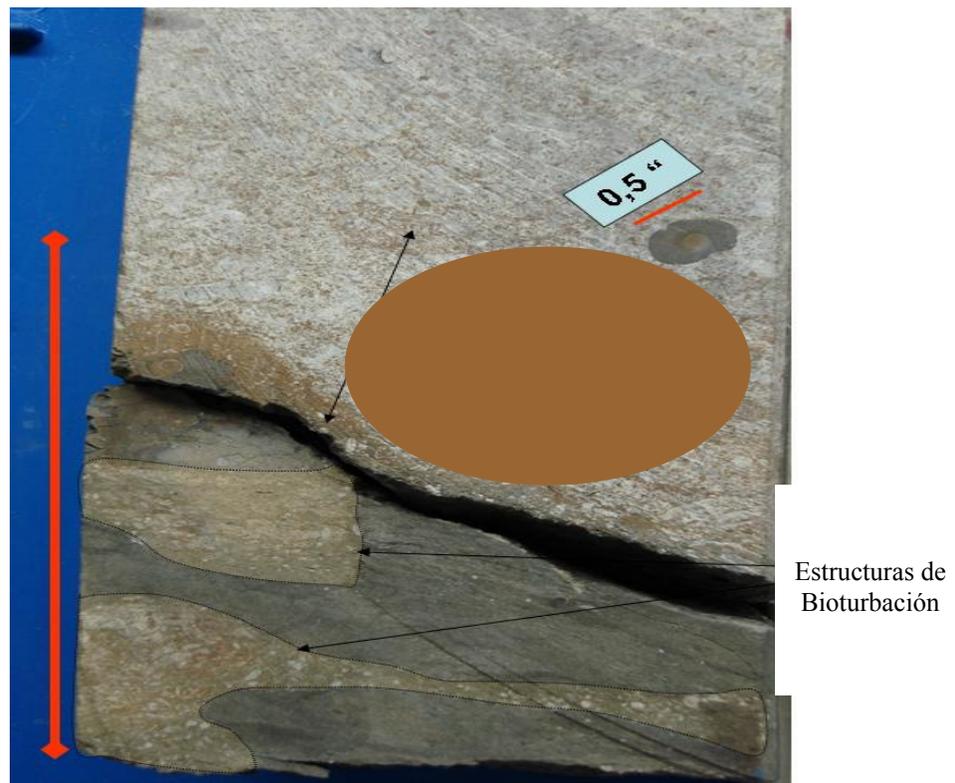
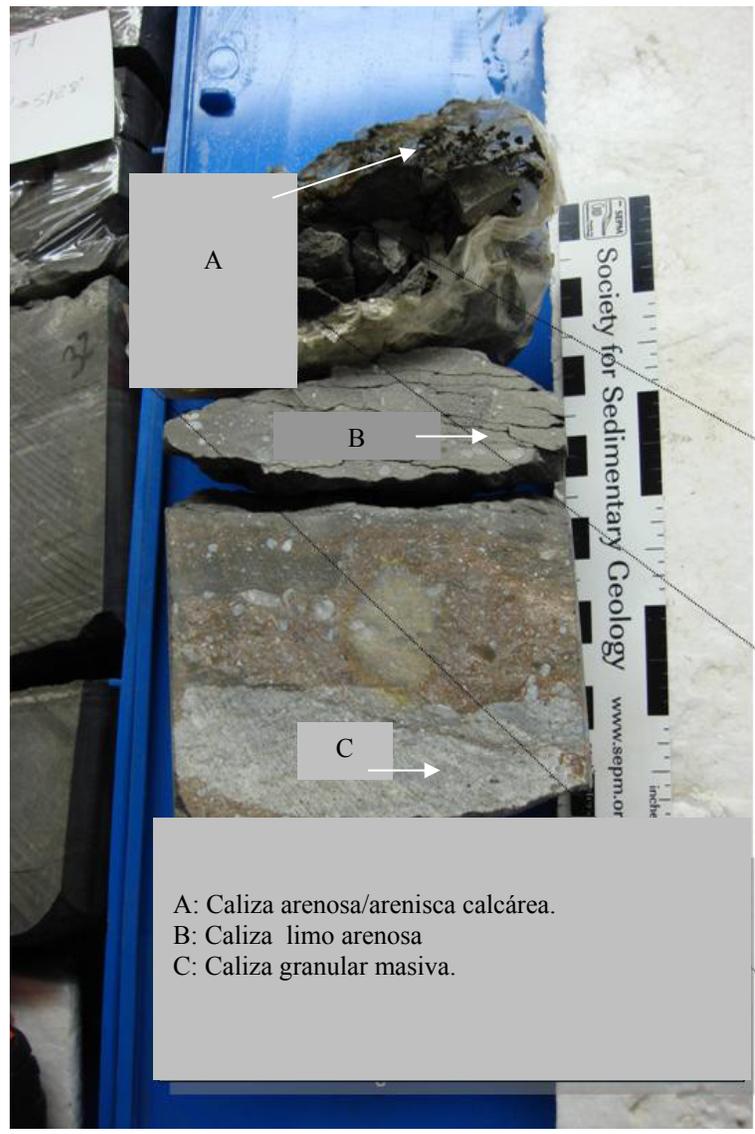


Figura 34. Estructura Sedimentaria de bioturbación la cual indica un ambiente de depositación de baja energía. También se observa un caliza granular de un color gris.

- Desde 5912-5913 pies: En esta sección se indica en la parte (A) superior caliza arenosa/ arenisca calcárea negra. En la parte (B) media existe una caliza limo-arenosa, de color oscuro con abundantes bioclastos “flotantes” redondeados y bandas de relleno de color claro con bioturbación tipo “grainstone”. En la parte (C) inferior se observa caliza granular masiva con abundantes macroforaminíferos béticos, bioclastos de moluscos (ver figura 35). Luego se encuentra otro tipo de litología descrita como caliza de textura gruesa, conglomerática; aparecen estructuras sedimentarias de laminación (perturbada por bioturbación), los fragmentos de tamaño grava son en su mayoría, intraclastos y bioclastos y no se observa la presencia de terrígenos mezclados, esta litología es representativa del intervalo 5913' -5919'; también se presenta una fractura rellena con calcita, lo cual desmejora la porosidad de fractura (ver la figura 36). En la figura 37 se puede ver la muestra impregnada en alcohol para resaltar la textura, otra cosa es que no se descarta que los granos blanquecinos sean de cuarzo lechoso.



A: Caliza arenosa/arenisca calcárea.
B: Caliza limo-arenosa
C: Caliza granular masiva.

Figura 35. A: Caliza arenosa/arenisca calcárea negra. B: Caliza limo-arenosa. C: Caliza granular masiva con abundantes foraminíferos bénticos.

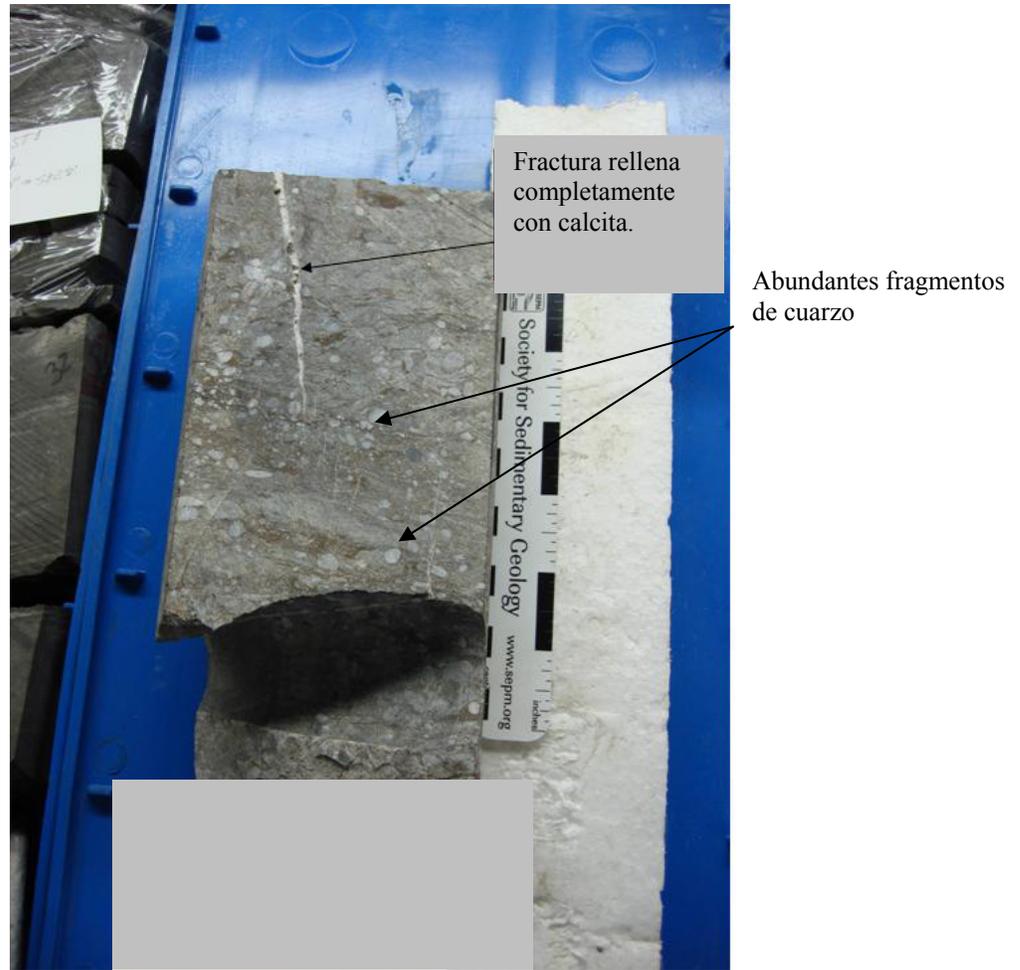


Figura 36. Fractura natural completamente rellena con calcita, con abundantes fragmentos de cuarzo.
La caliza de color gris oscuro indicando ambiente de zona litoral

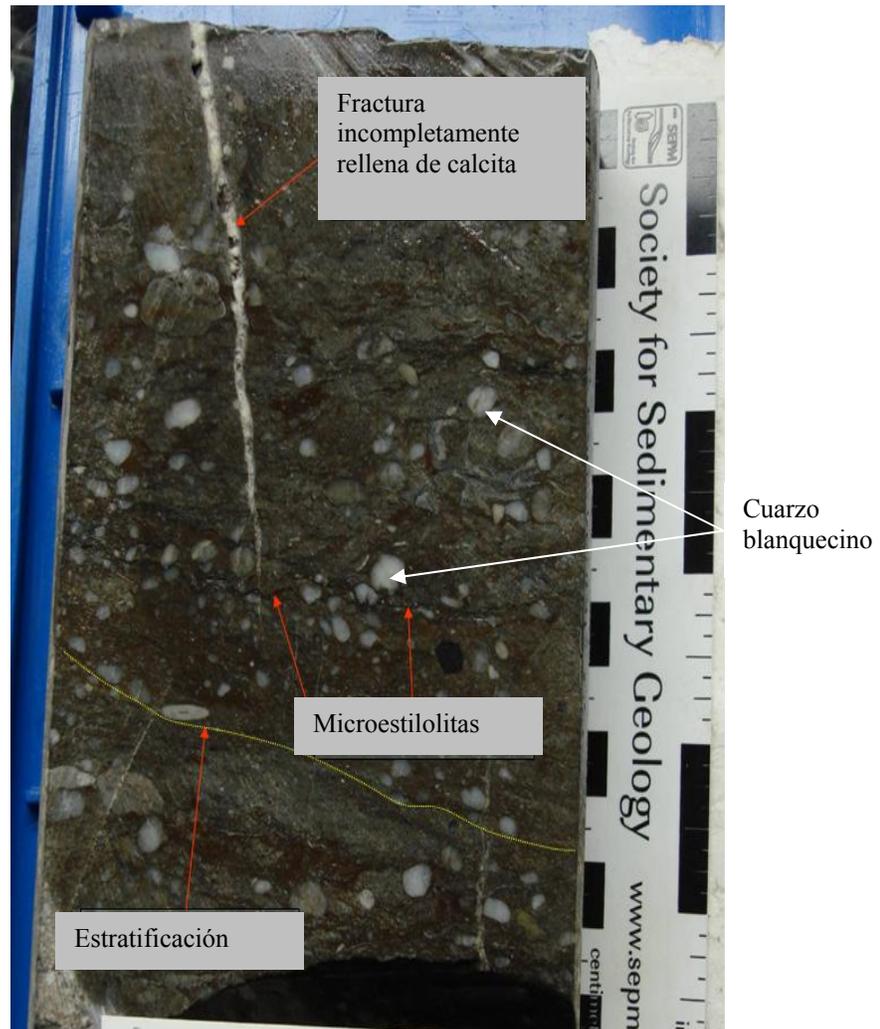


Figura 37. Muestra impregnada de alcohol para resaltar la presencia de cuarzo blanquecino, también se observa con mayor detalle la fractura natural rellena de forma incompleta por calcita.

- En 5919 pies: Se observa caliza de textura gruesa conglomerática, los fragmentos de tamaño grava son en su mayoría, intraclastos y bioclastos; con presencia de terrígenos mezclados “cuarzo blanquecino” (ver la figura 38). En la figura 39 se puede ver con detalle los intraclastos y algunos clastos de cuarzo lechoso, también se observa con mayor detalle la litología caliza de textura gruesa conglomerática.

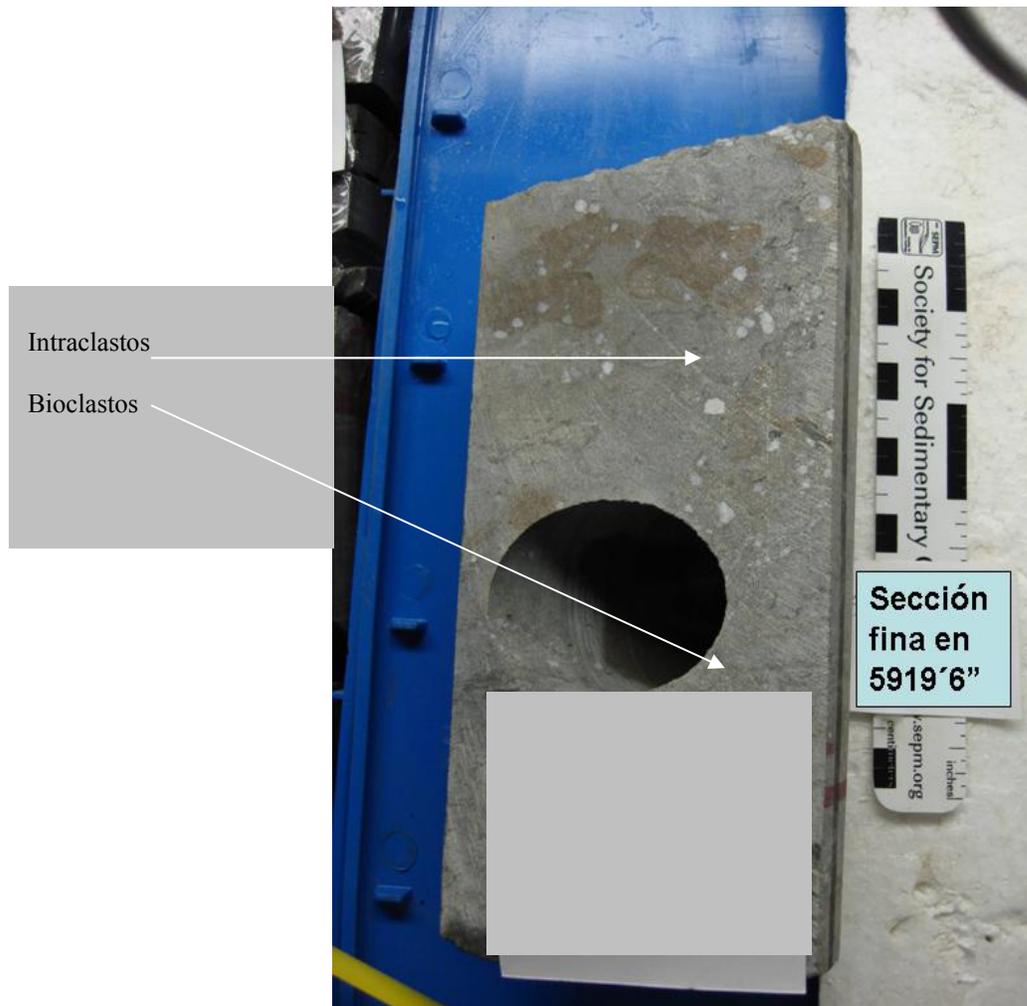


Figura 38 .Calizas de textura gruesa conglomerática, se observan intraclastos y bioclastos, con presencia de cuarzo blanquecino.

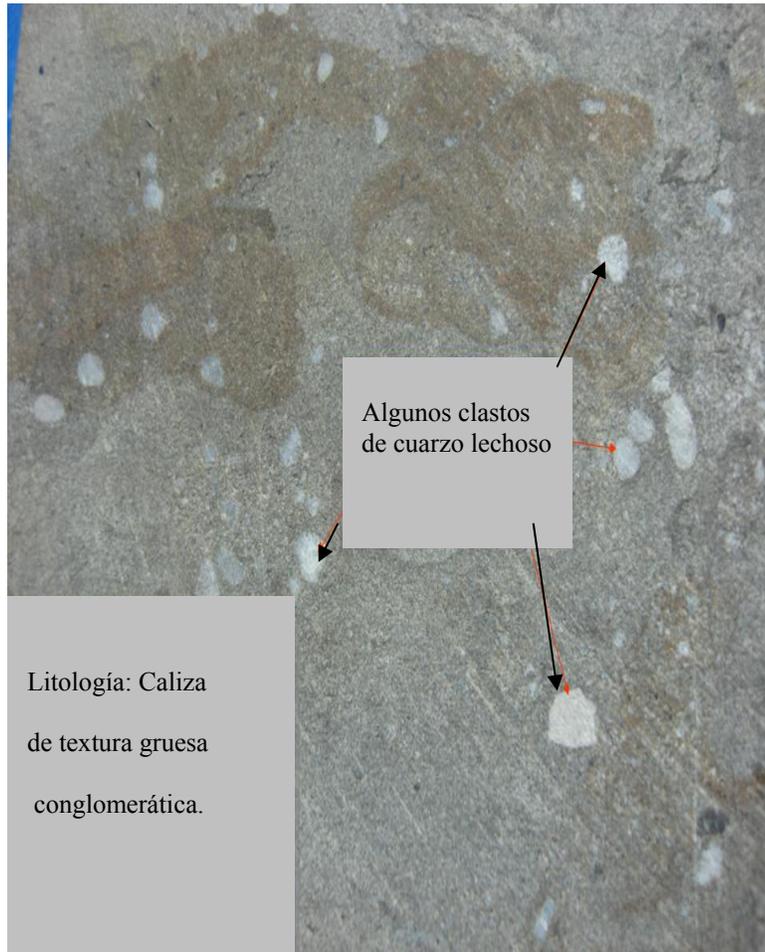


Figura 39. Detalle de la figura anterior. Algunos clastos de cuarzo blanquecino. Caliza de textura conglomerática los fragmentos de tamaño grava son en su mayoría intraclastos y bioclastos. La matriz es tamaño arena

- En 5920 pies: Se observa una litología de caliza conglomerática, con guijarros de cuarzo lechoso. Presenta intraclastos de color oscuro de caliza de aspecto micrítico, con una matriz de tamaño arena gruesa. Se observa una estructura sedimentaria de estratificación cruzada que se encuentra sutilmente marcada (ver la figura 40). En la figura 41 se puede observar de manera más detallada la estructura presente, los cuarzos lechosos y el intraclasto de caliza. La figura 42 nos es mas que la muestra impregnada de alcohol, lo cual marca de una manera notable las características anteriormente descritas de la sección del núcleo.



Figura 40. Caliza con matriz tamaño arena gruesa. Se observa una estructura sedimentaria de estratificación cruzada la cual está sutilmente marcada. El tamaño de los cuarzos blanquecino es heterogéneo.

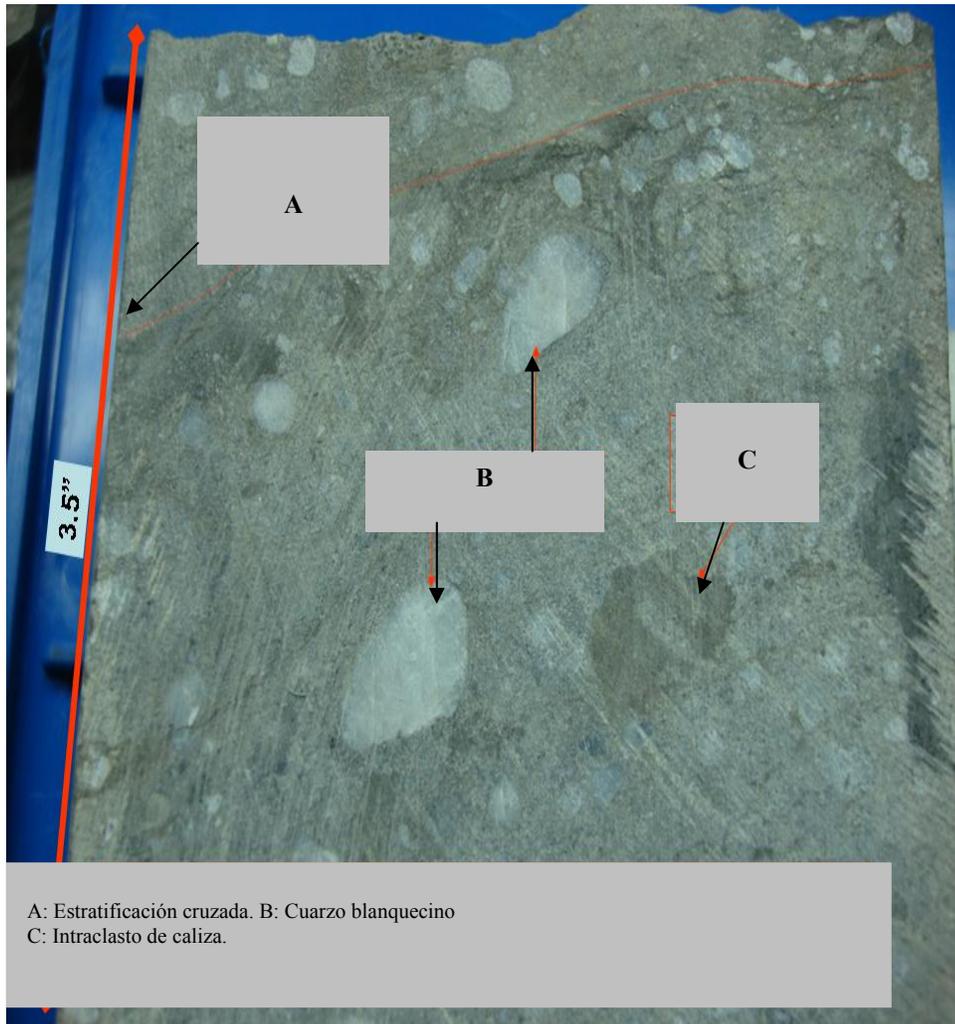


Figura 41. Detalle de la figura anterior. A: Estratificación cruzada. B: fragmento o grano de cuarzo blanquecino. C: Intraclasto de caliza. También se puede decir que la figura presenta un tamaño de grano diferente

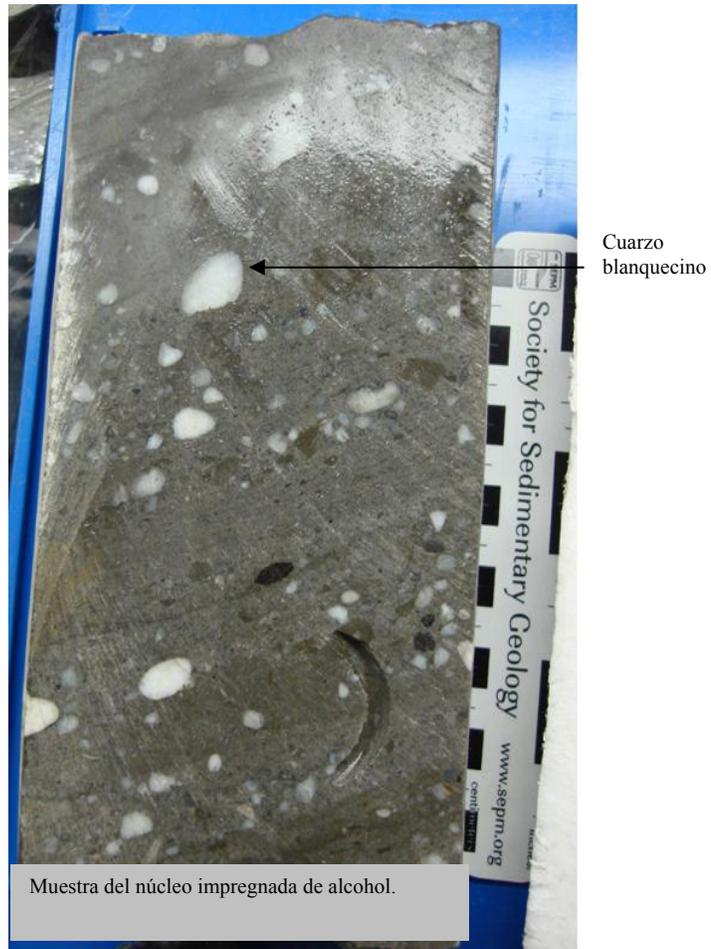


Figura 42. Muestra del núcleo impregnada de alcohol para observar con mayor detalle las características anteriores.

- Desde 5922-5923 pies: La litología presente es arenisca calcárea con una litofacies heterolítica (arenas mezcladas con minerales o fragmentos de roca volcánica), predominantemente arenosas con lentes de lodo. Se observan abundantes bioturbaciones, con presencia de una fractura transversal (ver la figura 43). La figura 44 está impregnada de alcohol, ésta resalta las rizaduras presentes en la muestra y las demás características descritas anteriormente. En la figura 45 se puede observar también con mayor detalle la litología de areniscas calcáreas, con presencia de rizaduras y la estratificación original destruida por el retrabajo de los animales al hacer refugio y la presencia de una fractura transversal, la cual se observa en la muestra impregnada de alcohol.

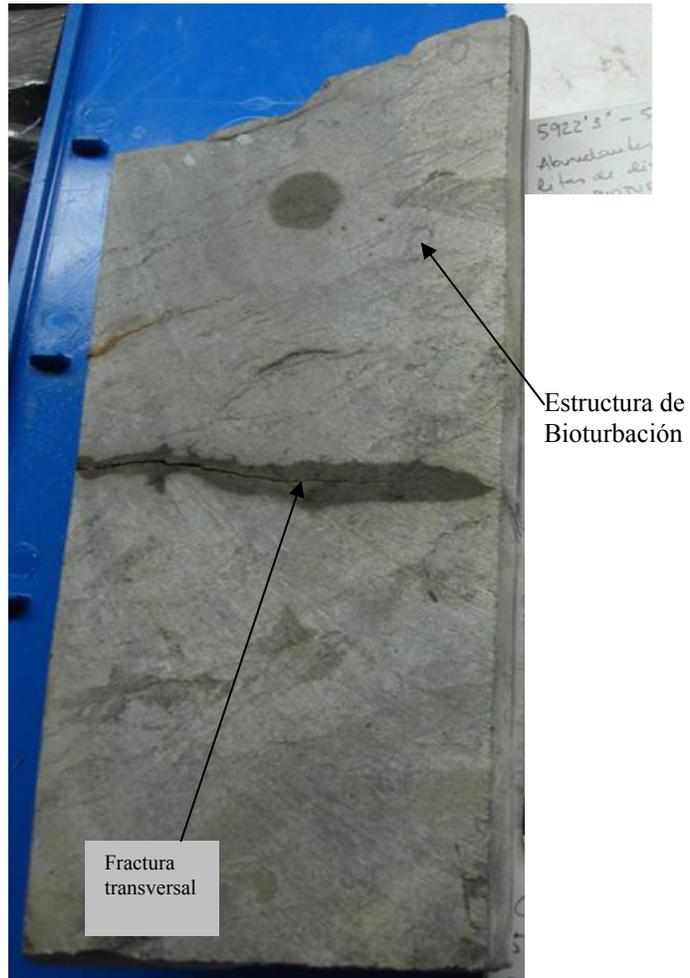


Figura 43. Fractura transversal observada en el núcleo. Arenisca calcárea. Abundantes estructuras de bioturbaciones.



Figura 44. Se observan las rizaduras con mayor detalle en la parte superior del núcleo y algunas de las características anteriormente mencionadas.



Figura 45. Muestra impregnada de alcohol para realzar los detalles del núcleo. Se puede apreciar la arenisca calcárea con mayor detalle, se observa que la estratificación cruzada está retrabajada por animales al hacer refugio.

- En 5922-5923 pies : En la figura 46 se muestra la parte superior del núcleo, para observar en más detalle las laminaciones de rizaduras, superficies microestilolíticas, guijarros de cuarzo y la aparición de algo de sulfuro de hierro. La figura 47 es la parte superior del núcleo que muestra en más detalle las laminaciones de rizaduras, también con superficies microestilolíticas de disolución y también se aprecian guijarros de cuarzo lechosos.



Figura 46. En la parte superior del núcleo se pueden apreciar pequeños guijarros de cuarzo. También se observa las rizaduras y microestilolitas presentes en la muestra. En la parte inferior del núcleo se puede ver algo de sulfuro de hierro.



Figura 47. Parte superior del núcleo. Se puede apreciar laminaciones de rizaduras en la parte superior del núcleo, con presencia de microestilolitas de disolución y cuarzos blanquecinos. La muestra está impregnada de alcohol para resaltar estas características.

- Desde 5927-5931 pies: Aquí la litología presente son areniscas calcáreas. También se encuentran laminaciones de rizaduras y estratificación cruzada. Se observan estructuras de disolución (microestilolitas) ver la figura 48.

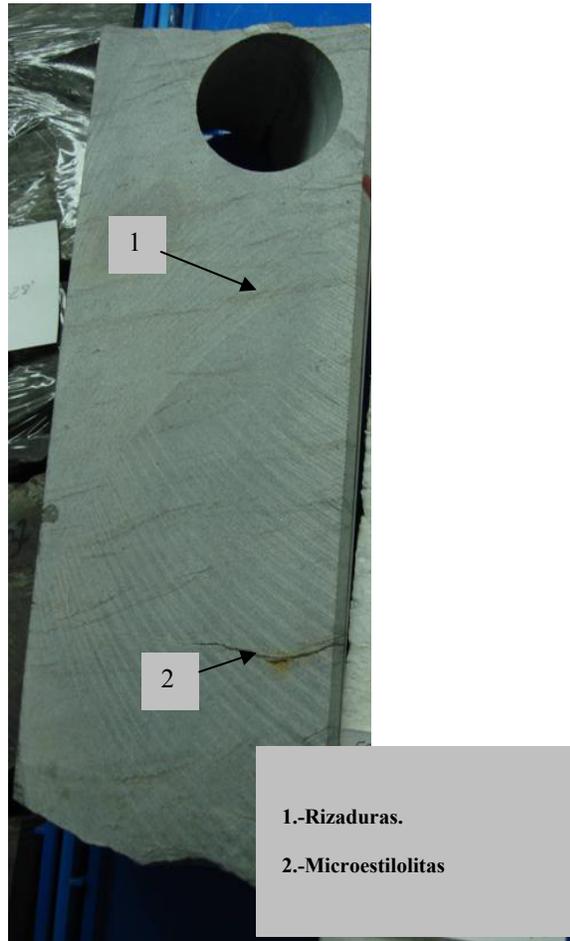


Figura 48. Se aprecia laminaciones de rizadura, microestilolitas que son estructuras de disolución. La litología presente en este intervalo es arenisca calcárea

- En 5931 pies: Aquí se muestra de manera más detallada el núcleo impregnado de alcohol para realzar las laminaciones de rizaduras, ver la figura 49. En la figura 50 impregnada de alcohol, también se realzan las laminaciones de rizaduras y se aprecian algunas direcciones que indican que el régimen no es unidireccional

Laminación
de rizaduras

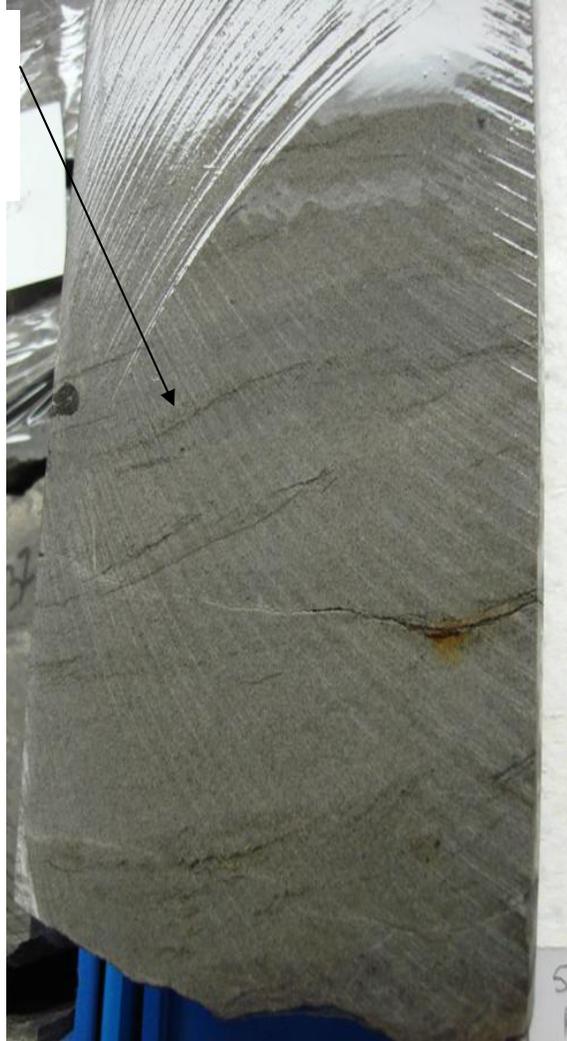


Figura 49. Detalle de las Laminaciones de Rizaduras en el núcleo.

Dirección de la laminación de rizaduras



Figura 50. Se aprecia la dirección de las laminaciones de rizaduras, la cual indica que van en un mismo sentido.

- Desde 5933-5935 pies: Se muestra un ejemplo de caliza arenosa con rizaduras y abundantes bioturbaciones, ver la figura 51.

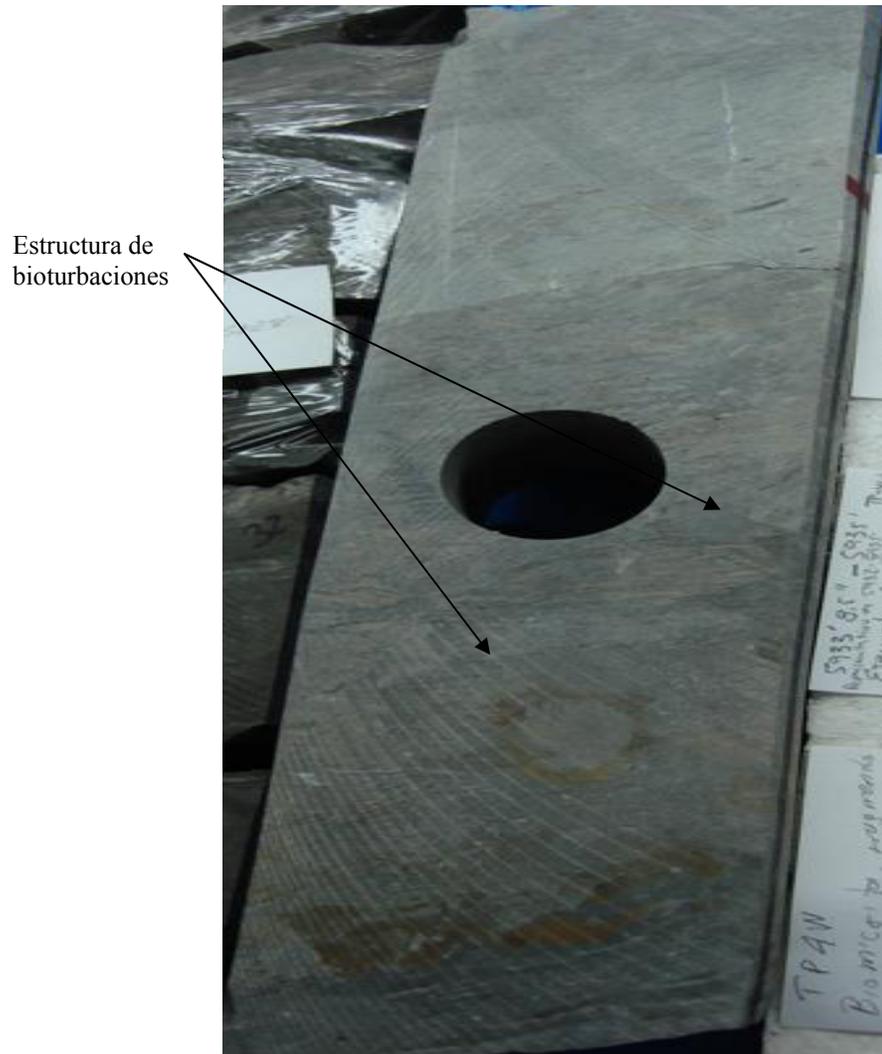


Figura 51. Caliza arenosa con rizaduras. Se observan abundantes estructuras de buioturbaciones

Desde la 5934-5934: Se presenta una litología de caliza arenosa con rizaduras y abundantes bioturbaciones. También se puede apreciar en detalle un posible contacto erosivo ver la figura 52. En la figura 53 se puede observar mejor lo anteriormente descrito, puesto que la muestra está impregnada de alcohol.

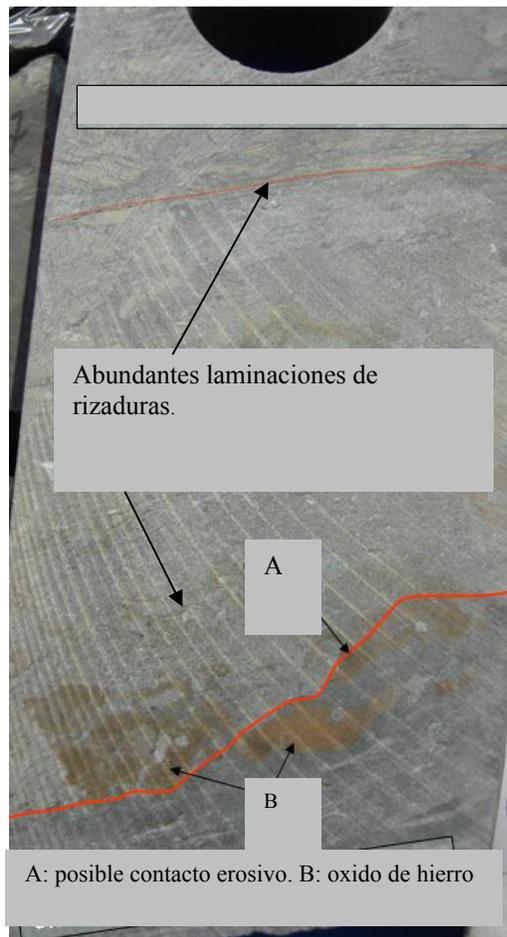


Figura 52. Caliza arenosa con matriz de limo-arenoso. Se observan laminaciones de rizaduras. Se aprecia manchas de óxido de hierro y posibles contactos erosivos.



Figura 53. Detalle de la figura anterior, muestra impregnada de alcohol. Bioturbaciones y bioclasto en tamaño de matriz de tamaño limo-arenoso.

- En 5934: Aquí se presenta una muestra más detallada del núcleo y se puede apreciar una bioturbación muy bien preservada ver la figura 54.

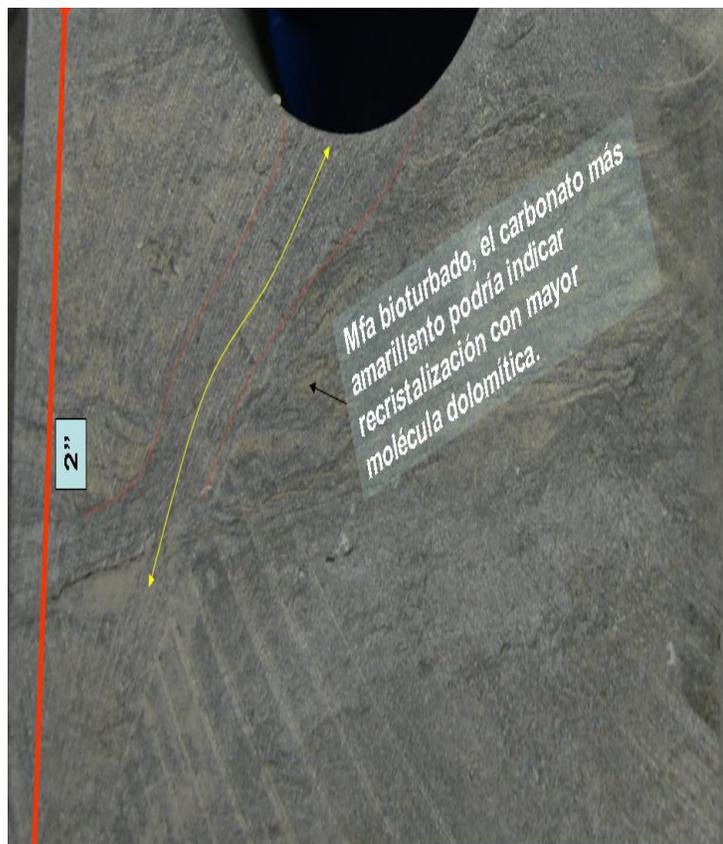


Figura 54. Muestra más detallada del núcleo donde se aprecia una bioturbación muy bien preservada

- Desde 5936-5937: La litología presente es de caliza arenosa con intercalaciones de caliza arenosa limosa, y también bioturbada por sectores (ver la figura 55).



Figura 55. Zonas de bioturbaciones por sectores. Caliza arenosa con intercalaciones de caliza arenosa limosa. También se observa óxido de hierro en el intervalo mostrado.

3.3.3 Interpretación Paleoambiental del núcleo del pozo-6W del Campo Guaduas

El ambiente de la secuencia observada en el núcleo es relativamente complejo, ya que se interpretaron ambientes litoral, zona de playa costera y laguna, planicie litoral controlada por mareas y vientos (*tidal flat*), llanura de marea arenosa /borde de laguna y llanura de mareas lodosa /interior de la laguna. En conjunto, se interpreta una línea de costa con laguna marginal y en general pertenece a una zona de plataforma somera.

Dada la complejidad tectonoestratigráfica en la cual se forma la Formación Cimarrona, existen numerosos trabajos explicativos de las condiciones de sedimentación de la formación en estudio. A continuación se cita la información de Yoris,(2007). Modelo Sedimentario de la Formación Cimarrona, Campo Guaduas.

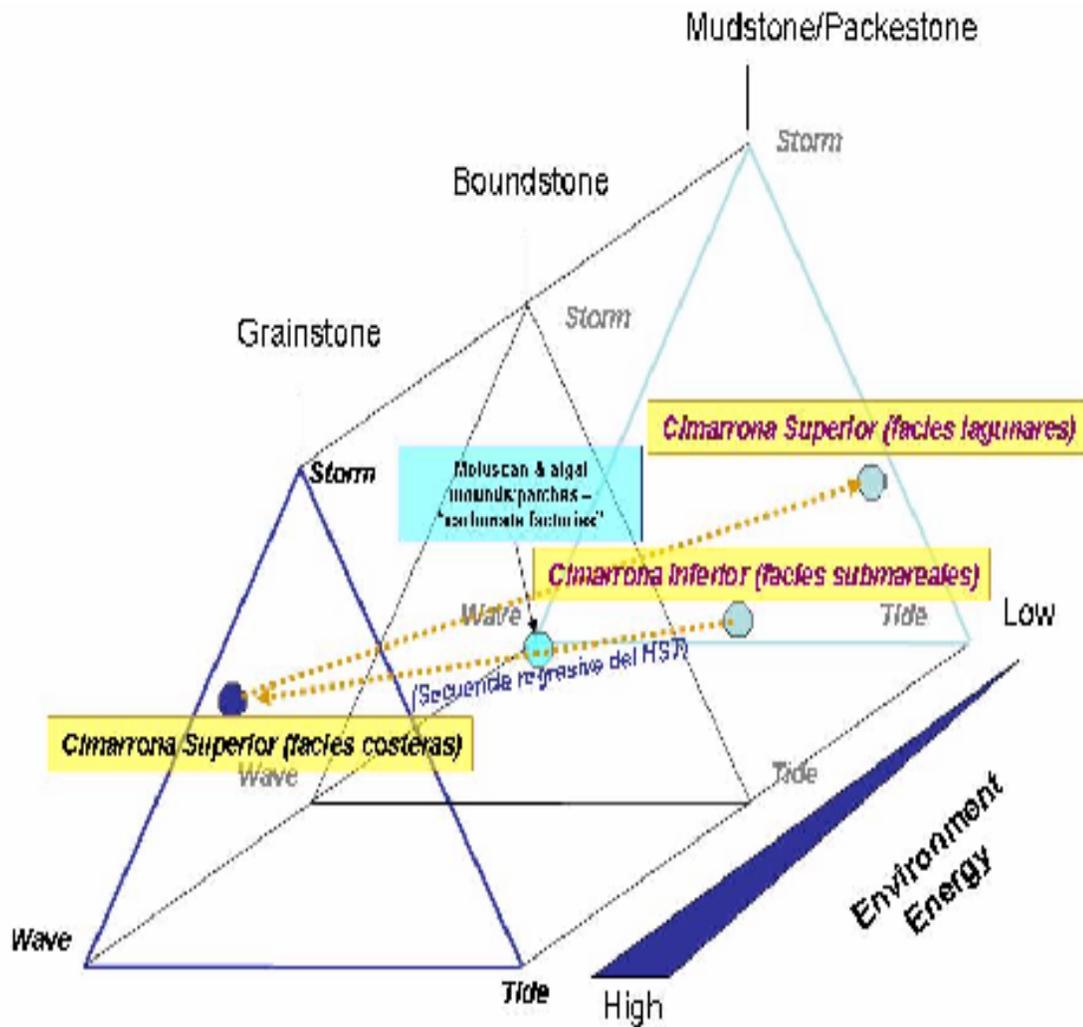


Figura 56. Tomado de: (YORIS, 2007). Modelo Textural de la Formación Cimarrona (Superior e Inferior), ésta explica que la Formación Cimarrona Superior está constituida por dos facies; facies lagunares, la litología presente es soportada por menos de 10% de lodo y algo ó nada de grano (grainstone, mudstone y packestone), mientras que , la Formación Cimarrona Inferior está constituida de material coralino definido como boundstone.

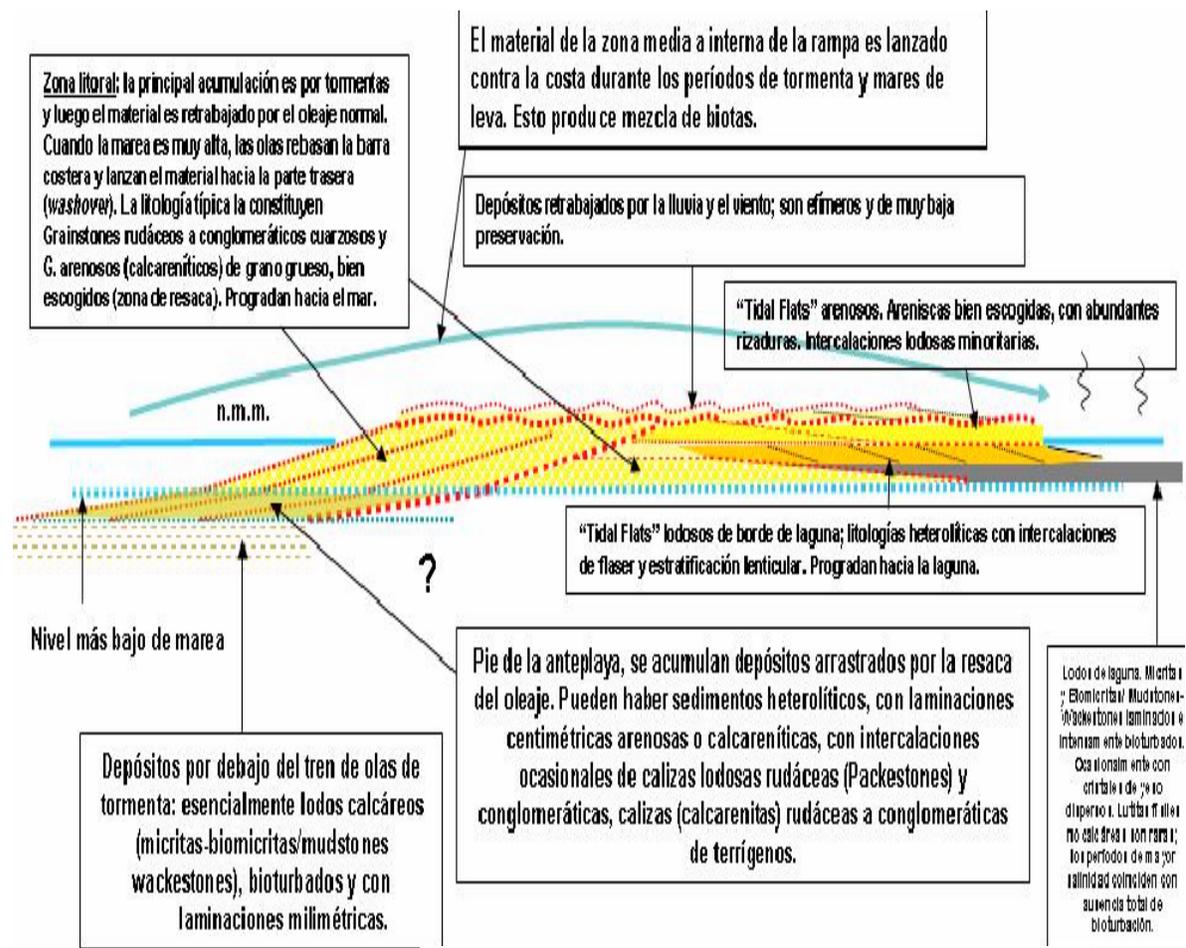


Figura 57. Se presenta una secuencia estratigráfica, de unidad genética básica de 5^{to} a 7^{mo} orden, indicando un estudio detallado de la secuencia de depositación de la formación. Tomado de: (YORIS, 2007). Cada flecha indica un ambiente de sedimentación de la Formación Cimarrona, indicando una combinación de ambiente de laguna y ambiente marino.

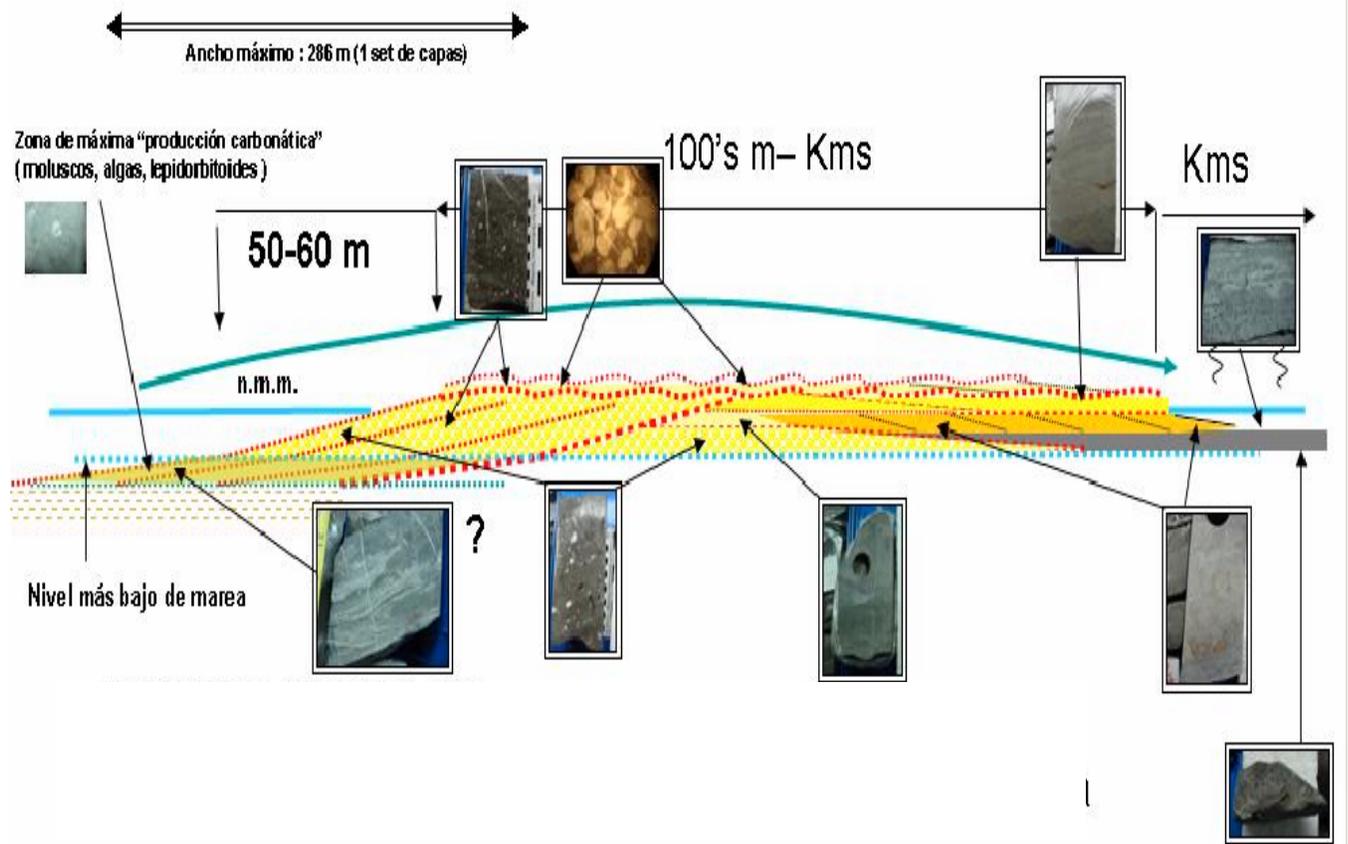


Figura 58. Tomado de: (YORIS, 2007). Se puede apreciar ejemplos de sedimentación evidenciado con fotos del núcleo del pozo-6w, el cual, muestra la combinación de ambiente de laguna y ambiente marino. A la derecha se observa las fotos del núcleo característico de zona de laguna, mientras que, a la izquierda se tienen las fotos características de zona de marea.

Ejercicio de unidad progradante: El relleno se hace para una tasa de acomodamiento ligeramente mayor que 1 ($S/E > 1$): para 7 unidades genéticas sucesivas de 20' cada una. Las sucesivas líneas de playa están encadenada una a otra. La forma como se apilan las facies sugiere que los pozos del centro del campo de Guaduas, se comporta como el caso de la vertical "2": un espeso apilamiento de calizas granulares de ambiente costero, con la aparición de ambiente lagunares de la parte trasera de la costa, incluyendo los sedimentos de la laguna en la parte superior. El caso del pozo ficticio "3" aún no ha sido identificado en el área, de tal manera que el espectro observado en los pozos del área sugiere que la condición de la facies se mueve entre los casos "2a" y "2b" del modelo. En la parte E, si no está afectado por fallamiento sería similar al caso "1", sin embargo, una situación similar podría darse paralela a la costa y en este caso las facies de la parte inferior sería más "arenosa"; de acuerdo al modelo paleogeográfico más posible, este debería ser el caso. La situación entre "2^a" y "1" es la que se debería esperar por debajo de la falla que limita el campo al este (este caso, ver el lado izquierda de la figura 59) (YORIS, 2007).

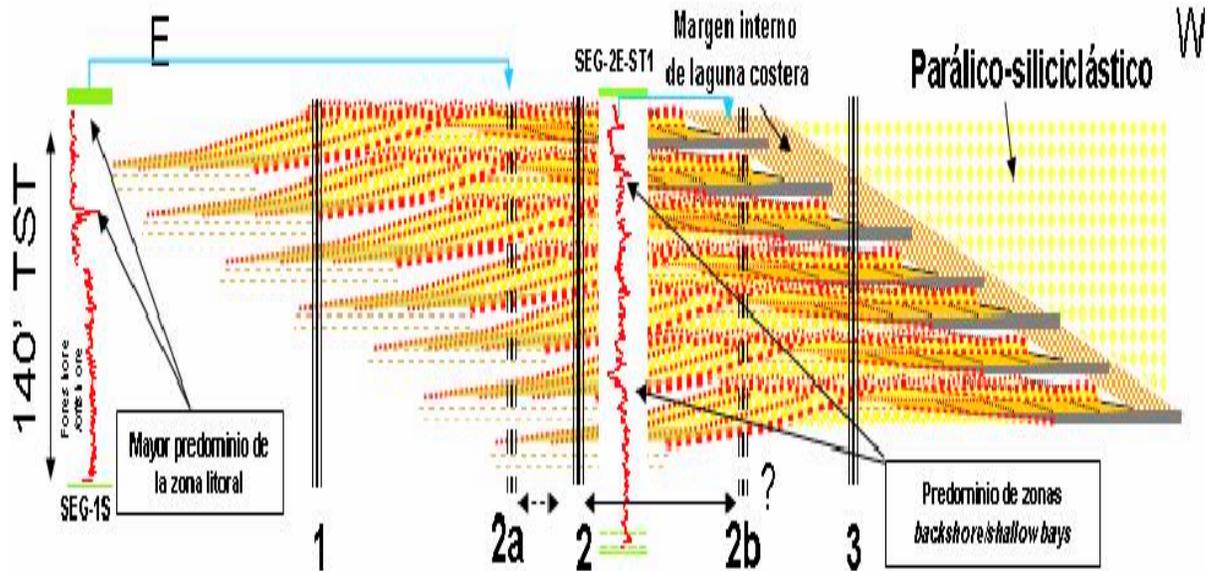


Figura 59. Tomado de: (YORIS, 2007). Se observa una secuencia estratigráfica de 7^{mo} orden con un espesor de 20' cada una, donde la línea sucesiva de playa está encadenada una a otra. A la derecha se tiene una depositación de calizas de ambiente costero, incluyendo sedimentos de laguna en la parte superior. Característico de los pozos centrales del campo Guaduas.

Distancias:

- Pozo 4E al Pozo 1N es de 1760m.
- Pozo 1N al Pozo 2S es de 1114m.

Correlacionando los registros de rayo gamma (GR), resistividad (Rt) y sónico compresional (DTCO) de tres pozos (4E,1N,2S) del Campo Guaduas, se concluye que la Formación Cimarrona, esta constituido principalmente por calizas en la parte superior y lutita en la parte inferior.

La diferencia de espesores que se observa en la litología es por causa de la minimización de la desviación del pozo, lo ideal es correlacionar con verdaderos espesores estratigráficos, mientras que, lo que se aprecia son espesores aparentes.

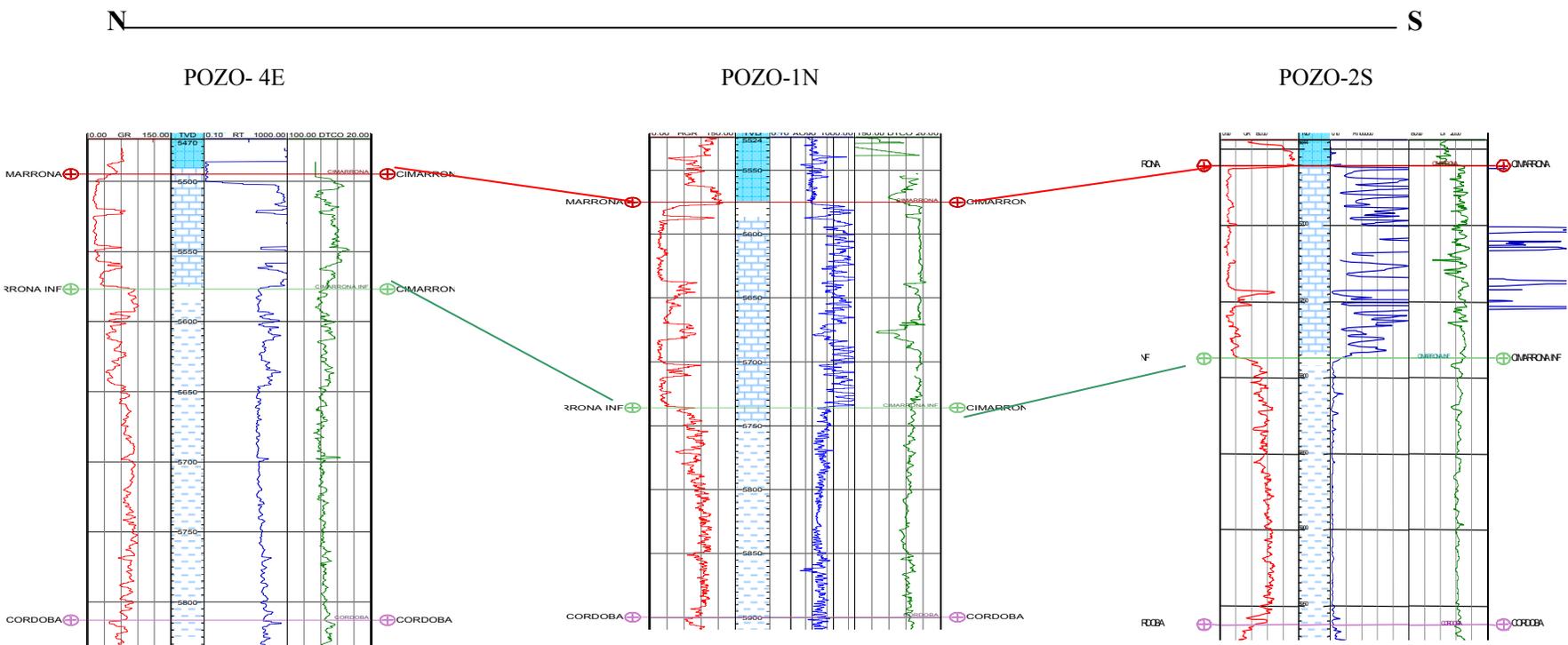


Figura 60. Representación litológica de los registros eléctricos de la Formación Cimarrona de Campo Guaduas. Se observa caliza en la parte superior (Cimarrona Superior) de la columna, mientras que en la parte inferior está definida por lutita (Cimarrona Inferior).

CAPÍTULO IV PETROFÍSICA

4.1.-Métodos Convencionales para el cálculo de porosidad, permeabilidad e intensidad de fractura.

4.1.1.-Perfiles convencionales: Para establecer la metodología de evaluación petrofísica de la Formación Cimarrona, se utilizaron los datos suministrados por los pozos Pozo-1N, Pozo-2S, Pozo-3E, Pozo-4E, Pozo-5E, (perfiles y datos de núcleos).

4.1.2.- Parámetros determinados

El volumen de arcillosidad, porosidad total y porosidad efectiva se calcularon a partir de las siguientes ecuaciones lineales:

$$V_{shl} = \frac{(GR - GRc \ln)}{(GR_{shl} - GRc \ln)}$$

$$PHID = \frac{(RhoM - RHOB)}{(RhoM - RhoF)}$$

$$PHIT = \frac{(PHID + NPFI)}{2}$$

$$PHIE = PHIT * (1 - V_{shl})$$

Donde:

Vshl= Volumen de Arcillosidad, (v/v)

GR= Gamma Ray (valor de rayos gamma arrojado por la herramienta), (API)

GRshl= Valor de los rayos gamma arcillosos, (API)

GRcln= Valor de los rayos gamma limpios, (API)

PHID= Porosidad aparente, (v/v)

RhoM= Densidad de la matriz, (gr/cm³)

RHOB= Valor de la densidad arrojado por la herramienta, (gr/cm³)

RhoF= Densidad del Fluido, (gr/cm³)

PHIT= Porosidad Total, (v/v)

NPFI= Porosidad Neutrón, (v/v)

PHIE= Porosidad Efectiva, (v/v)

Para el cálculo del exponente de cementación para yacimientos naturalmente fracturados se debe tener disponible el perfil sonico, para el uso de la ecuación (RASMUS 1983):

$$mf = \frac{(\log((PHIS_P)\wedge 3 + (PHIS_P)\wedge 2 * (1 - PHIT_P) + (PHIT_P - PHIS_P)))}{(\log(PHIT_P))}$$

Relaciones para identificar tope y base de derrumbes y saltos de ciclo (sólo con el sónico).

$$CALI_DIF = CALI - (CALI_edit_1f)$$

$$DT_DIF = DT - (DT_edit_1f)$$

Relaciones para identificar fracturas:

$$DT_RAZ1 = \frac{DT4P}{DT4S}$$

$$DT_RAZ2 = \frac{DTCO}{DTSM}$$

$$RT_RAZ = \frac{RT}{Rxo}$$

"Condiciones"

"Banderas para identificar derrumbes y saltos de ciclo (Sonico)"

Si (CALI_DIF >= 0.5) entonces CALIDIF_FLAG = 1 si no CALIDIF_FLAG = 0

Si (DT_DIF >= 10) entonces DTDIF_FLAG = 1 si no DTDIF_FLAG = 0

"Banderas para identificar fracturas"

Si (CALI_DF >= 0.6 Y Vshl <= 0.7) entonces CALI_DF_FLAG = 1 si no
CALI_DF_FLAG = 0

Si (CALI >= BS+1) entonces CALI_FLAG = 1 si no CALI_FLAG = 0

Si (DT_RAZ1 <= 0.45) entonces DTRAZ1_FLAG = 1 si no DTRAZ1_FLAG = 0

Si (DT_RAZ2 <= 0.45) entonces DTRAZ2_FLAG = 1 si no DTRAZ2_FLAG = 0

"Lodo a Base de Agua"

Si (RT_RAZ <= 0.55) entonces RTRAZ_FLAG = 1 si no RTRAZ_FLAG = 0

"Cálculo de porosidad de fractura a partir de porosidad total"

$$PHIfrc_por = ((PHIE^{mf+1}) - (PHIE^{mf})) / ((PHIE^{mf}) - 1)$$

"Cálculo de porosidad de fractura convencional, usando PHIT y PHIS=PHImtx"

$$\text{PHI}_{\text{frc_cov}} = \text{PHIT} - \text{PHIS}$$

"Cálculo de intensidad de fractura con perfiles de porosidad"

$$\text{IIF}_{\text{por}} = (((\text{PHIE} - \text{PHIEMtx}) / ((1 - \text{PHIEMtx}))) * 100$$

$$\text{IIF}_{\text{por}} = (\text{PHIT}^{\text{mf}}) * 100$$

"Cálculo de permeabilidad en YNF, JORGENSEN (1988), PHI_fract ó PHI=PHIE"

$$\text{Kfract} = 84105 * ((\text{PHIE})^{(\text{mf}+2)}) / (1 - \text{PHIE})$$

Ecuaciones para normalizar.

$$\text{DTCO}_{\text{Nor}_1} = \frac{\text{DTCO}}{117,02004}$$

$$\text{DT4S}_{\text{Nor}_1} = \frac{\text{DT4S}}{179,440994}$$

Donde:

mf= Exponente de cementación, (adimensional)

PHIS= Porosidad del sónico, (v/v)

CALI_DIF= "Caliper" diferenciado, (pulgadas)

DT= Onda sónica diferenciada, (µs/pie)

DTCO= Onda sónica compresional, (µs/pie)

DT4P= Onda sónica compresional, (µs/pie)

DT4S= Onda sónica de cizalla, (µs/pie)

DTSM= Onda sónica de cizalla, (µs/pie)

DT_RAZ= Relación de la onda sónica

RT_RAZ= Relación de la resistividad

RT= Resistividad, (ohmm)

Rxo= Resistividad de la zona invadida, (ohmm)

FLAG= Banderas

RAZ= Relación

PHIMtx= Porosidad del sónico, (v/v)

PHIfrc= Porosidad de fractura, (v/v)

IIF= Índice de intensidad de fractura, (1/pie)

4.2.- Técnicas para el cálculo de porosidad, permeabilidad e intensidad de fractura a partir de perfiles de imágenes FMI (Microbarridos de Imágenes de la Formación)

4.2.1.-Perfiles de imágenes: Cinco pozos del campo en estudio tienen información de perfiles de imágenes y análisis cuantitativo de la intensidad de fractura, esto a su vez asegura una base de comparación conveniente con el análisis de núcleo y las curvas de interpretación de los perfiles.

4.2.2.- Parámetros determinados

"Cálculo de porosidad de fractura con perfil de imagen, Nelson(1980)"

$$\text{PHIfrc_fmi} = \text{FVAH_ed} / ((12/\text{FVDC_ed}) + (\text{FVAH_ed}))$$

"Cálculo de porosidad de fractura con perfil de imágenes, SPE 86935"

$$\text{PHIfrc_fmi_1} = 0.01291 * \text{FVDC_ed} * \text{FVAH_ed} * (\text{FVTL})$$

"condición"

Si (PHIfrc_fmi_1=-999.25)

PHIfrc_fmi_1=0.0000

Entonces

PHIfrc_fmi_1= PHIfrc_fmi_1

Sin fin

"Cálculo de permeabilidad de fractura con datos de perfil de imágenes, SPE 86935,"

$$Kfrac_fmi_se= 4.29*10^5*((FVAH_ed)^3)*(FVDC_ed)$$

"Cálculo saturación de agua, "Ecuación de Simandoux modificada", Requiere: PHIE, Vshl, RT"

$$Sw= \left(\left(\frac{(Vshl / Rshl)^2 + 4 * m}{(a * Rw * (1 - Vshl) * Rt)} - \frac{(Vshl / Rshl)}{(2 * PHIE^m / (a * Rw * (1 - Vshl)))} \right) \right)$$

"Cálculo de saturación de agua, "Ecuación de Indonesia", Requiere PHIE, Vshl, RT"

$$NETPAY= FVDC_ed > 0 \text{ y } FVAH_ed > 0 \text{ y } Vshl < 0.50 \text{ y } SwI < 0.50$$

Donde:

K= Permeabilidad promedio

Kfrac= Permeabilidad de fractura

Sw= Saturación de agua

FVAH= Abertura (Eléctrica Hidráulica) de la fractura. Raíz cúbica del cubo de la abertura de la huella de la fractura sumada sobre una ventana de altura dada.

FVDC= Densidad de fractura corregida. Densidad de fractura aparente (FVDA) corregida por la orientación de la inclinación (ángulo entre el plano de la fractura y el eje del pozo).

FVTL= Longitud áreal de la traza de la fractura. Es la longitud acumulada de la traza de la fractura vista por unidad de área de la pared del pozo, dentro de una ventana de altura dada.

Kfrac: A partir de los 5970 pies hasta 6180pies las curvas no son representativas, indicando un mal ajuste entre ellas, lo cual indica que los registros convencionales no son confiables.

"Nota: Todos estos cálculos se realizaron con el programa de Landmark a Halliburton Company Geographix 2004. Modulo PRIZM™ "

A continuación se muestran todo el resultado petrofísico de un pozo, obtenido a partir de las ecuaciones anteriormente descritas, y procesadas por el programa PRIZM™ .

En la figura 61 se presenta de izquierda a derecha los siguientes resultados, la curva de gamma ray, resistividad, densidad-neutrón, obtenidas a partir de los registros convencionales, luego se indican la litología presente en la zona de estudio, se continua con las curvas obtenidas a partir de los perfiles de imágenes FMI con la curva de densidad de fractura, apertura de la fractura, porosidad de matriz, porosidad de fractura, permeabilidad de fractura y saturación de agua. A partir de aquí se realizaron los análisis petrofísicos de las curvas anteriormente mencionadas de la evaluación de cada uno de los pozos en estudios.

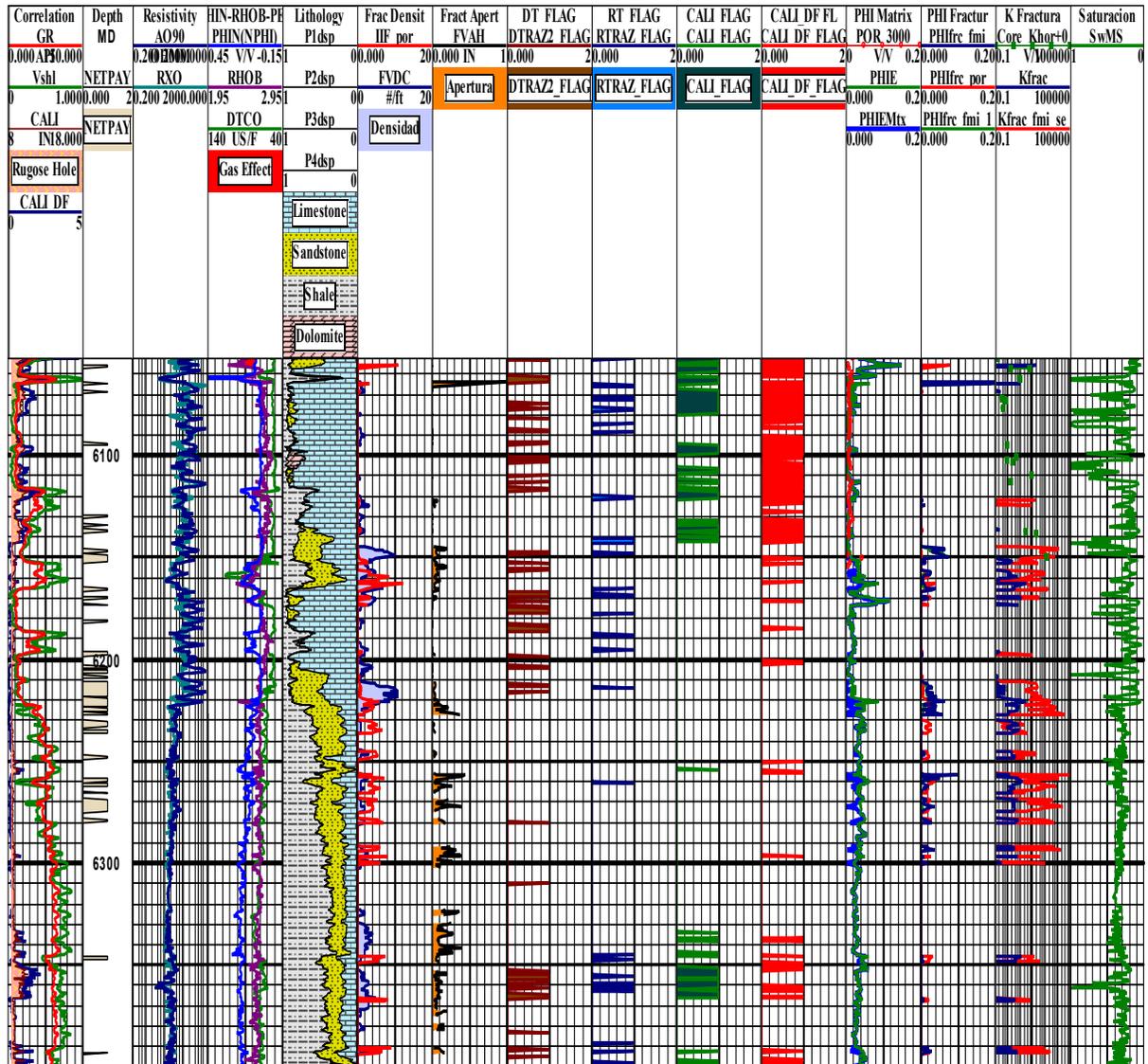


Figura 61. Resultado petrofísico del POZO-1N

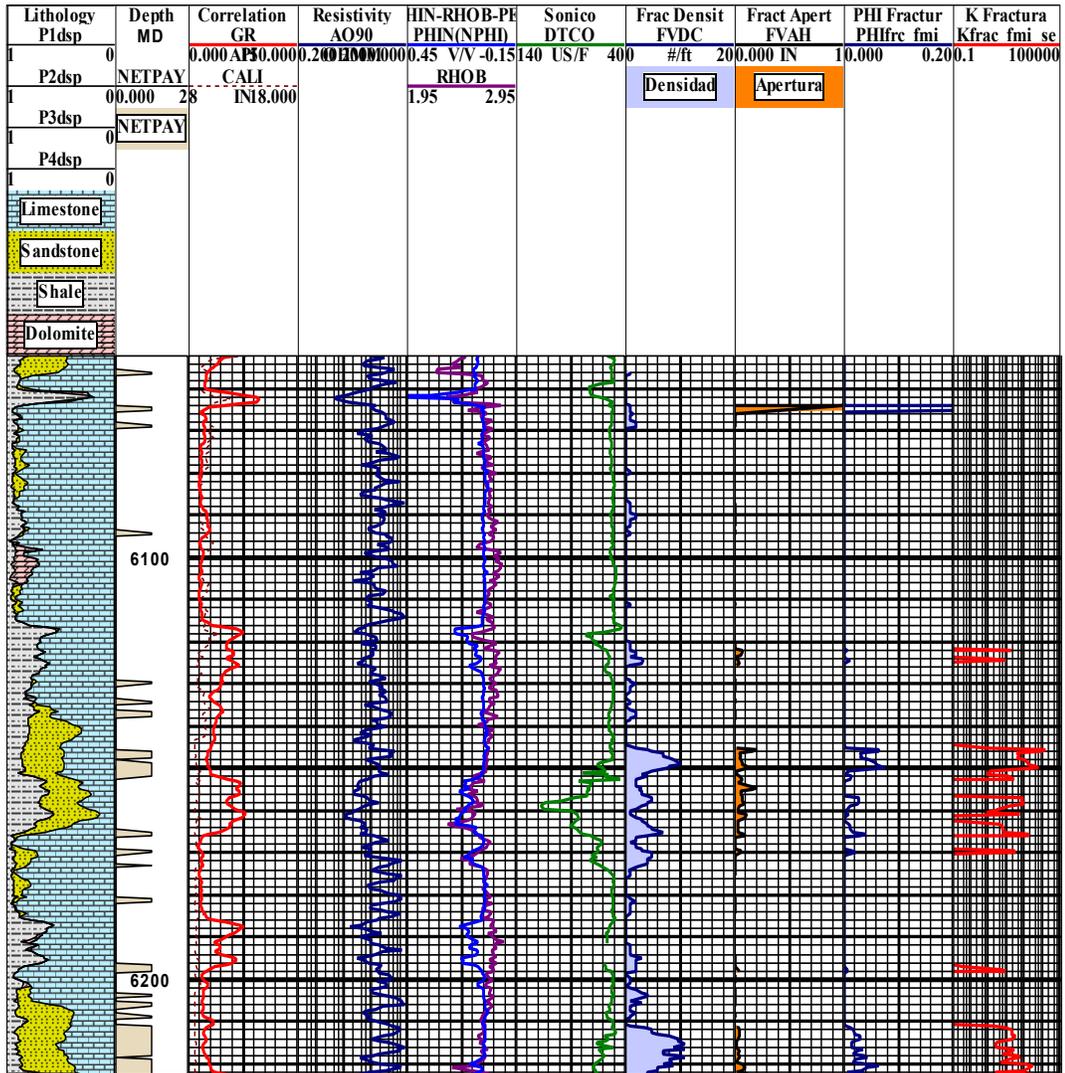
CAPITULO V

5. Análisis de resultados

5.1. Análisis de los registros de imágenes (FMI) en los Pozos 1N-2S-3E-4E-5E-6W.

En la evaluación petrofísica realizada en los pozos 1N-2S-3E-4E-5E-6W, se presentan las curvas obtenidas a partir de los perfiles de imágenes (FMI), la cuales son: densidad de fractura (FVDC), apertura de la fractura (FVAH), porosidad de fractura (PHIfrac) y permeabilidad de fractura (Kfrac).

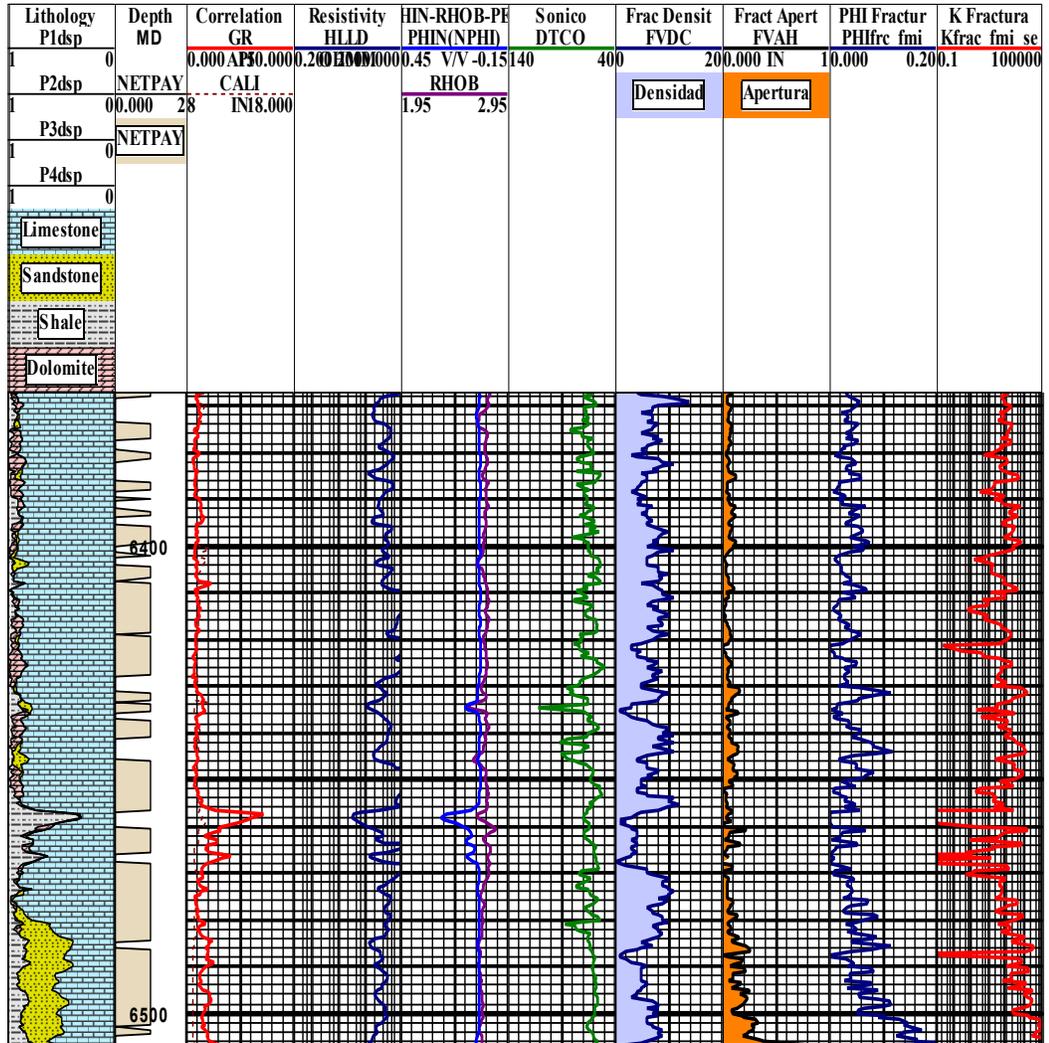
Pozo-1N (Figura 62): En las curvas obtenidas a partir de la herramienta de imagen, se puede observar que la densidad de fractura en la parte superior desde 6060' hasta 6144' es aproximadamente cero, sólo en pequeños intervalos entre 6064' a 6070', 6086' a 6096', 6120' a 6140' se noto que la densidad es de una fractura por pies, más abajo el comportamiento de la curva es diferente, la densidad de fractura aumenta su intensidad desde una fractura por pies a 10 fracturas por pies. Igualmente pasa en la curva de apertura de fractura en casi toda la profundidad su valor es aproximadamente cero, sólo en los intervalos entre 6132' a 6136', 6144' a 6170', 6210' a 6222' la apertura es de 0,1pulgada; ya entre 6064' a 6068' la apertura esta en 1pulgada esto es debido a derrumbes en el pozo leídos por el caliper lo que indica que el valor esta alterado. La porosidad de fractura que se aprecia en el pozo es sólo en los intervalos entre 6144' a 6170', 6210' a 6222' con valores van desde 0,01 hasta 0,03 lo que equivale a 1,5% de porosidad en esas secciones, indicando una porosidad baja. La permeabilidad de fractura en casi toda su profundidad es cero, sólo en los intervalos entre 6120' a 6126', 6144' a 6170', 6194' a 6198', 6220' a 6222' los valores están por encima de los 100 μ /d indicando alta permeabilidad de fractura para esos intervalos.



Producción de petróleo: 12945 bls/día

Figura 62. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-1N

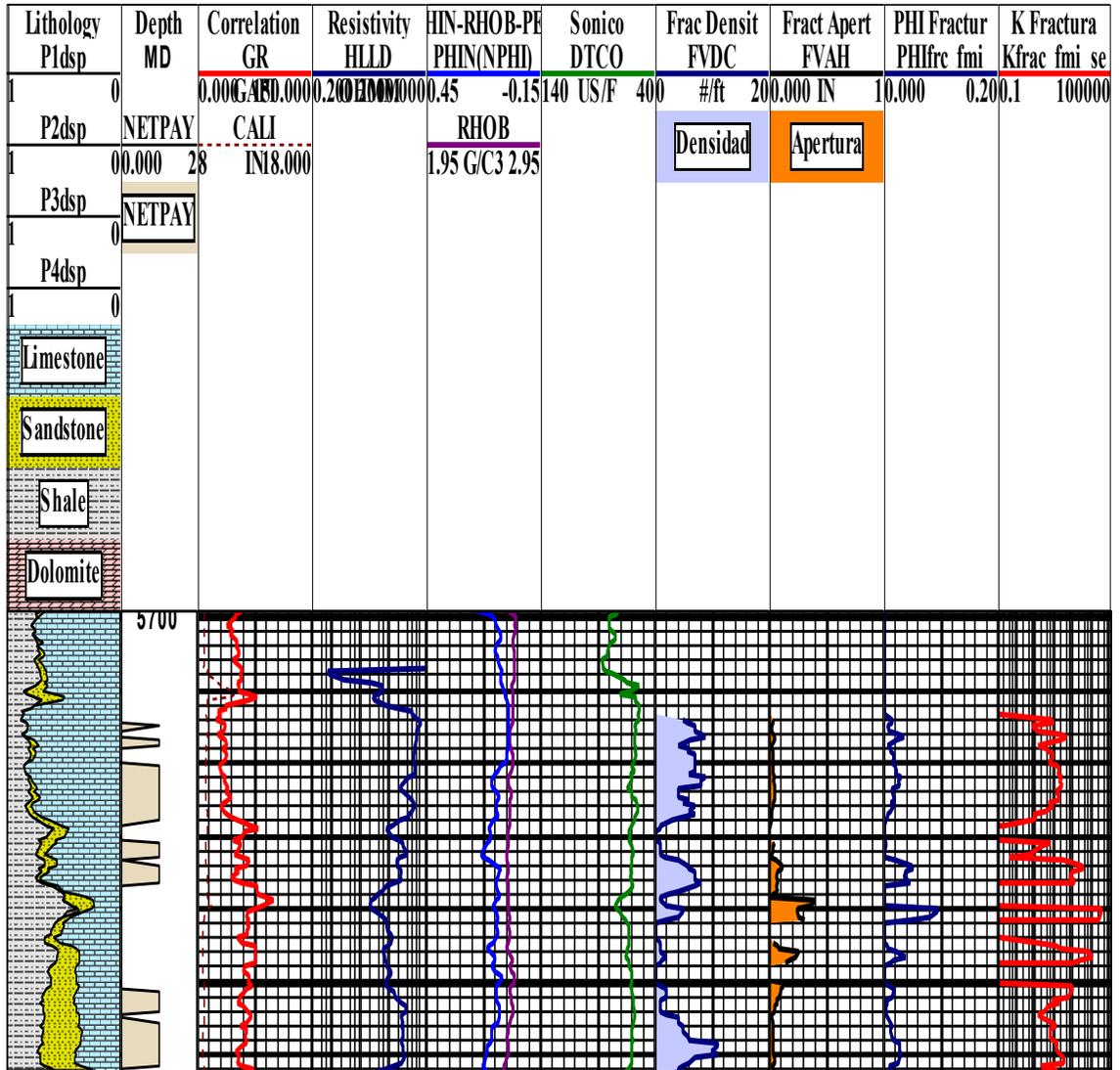
Pozo-2S (Figura 63): En las curvas obtenidas con los perfiles de imágenes (FMI) se noto que en la curva de densidad de fractura (FVDC) presenta una intensidad promedio de 10 fracturas por pies; igualmente, la apertura de fracturas (FVAH) indica valores promedio de 0,1pulgadas hasta una profundidad de 6480' y más abajo la apertura va aumentando progresivamente hasta 0,5pulgadas aproximadamente. La porosidad de fractura (PHIfrac) está, desde 6370' hasta 6430' en 0,04 que equivale a un 4% de porosidad de fractura en ese pozo indicando una porosidad baja. Los valores de permeabilidad de fractura (Kfrac) se observan por encima de los 10.000 μ /d en todo el pozo, sólo en algunos pequeños intervalos que están entre 6456' a 6468', esta llegando a 0,1 μ /d estableciendo baja permeabilidad, pero en general la permeabilidad es alta en toda la profundidad de estudio.



Producción de petróleo: 6401 bls/día

Figura 63. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-2S

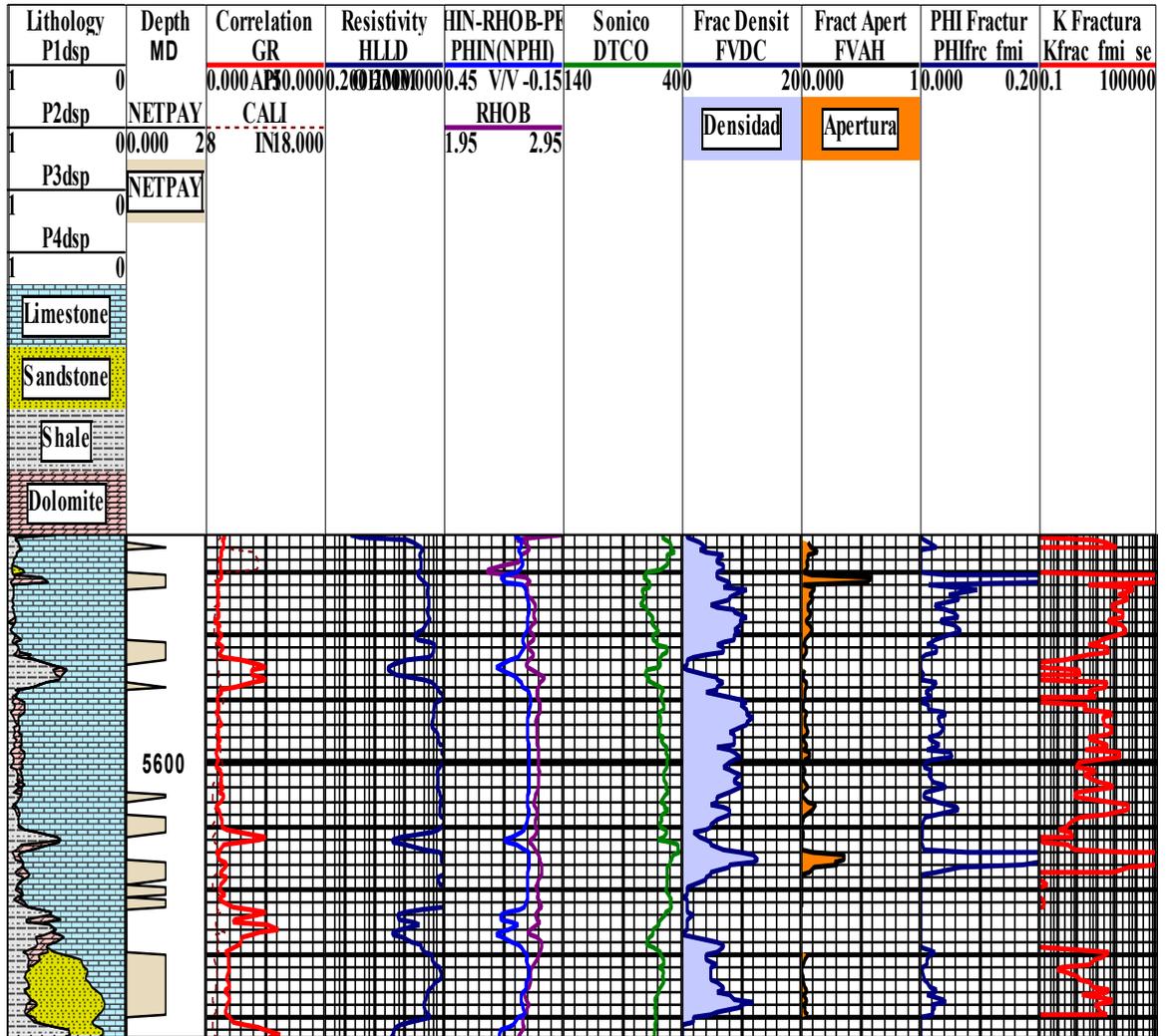
Pozo-3E (Figura 64): Los valores de la densidad de fractura están por encima de 3 fracturas por pies solo en intervalos entre 5700' a 5714', 5744' a 5748' la intensidad baja a casi cero aproximadamente. En la curva de apertura de la fractura los valores están desde 0,05pulgadas hasta 0,4pulgadas en casi toda la profundidad, sólo en los intervalos entre 5700' a 5714' la apertura es aproximadamente cero. La porosidad de fractura en el intervalo entre 5700' a 5714' es cero aproximadamente. Más abajo en una profundidad de 5720' los valores de porosidad están entre 0,01 a 0,03 lo que equivale a 1,5% de la porosidad de fractura, lo que indica que es baja en ese pozo. La permeabilidad de fractura se puede apreciar valores que están por encima de 100 μ /d indicando alta permeabilidad, sólo entre 5700' a 5714' la curva es aproximadamente cero.



Producción de petróleo: 3573 bl/día

Figura 64. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-3E

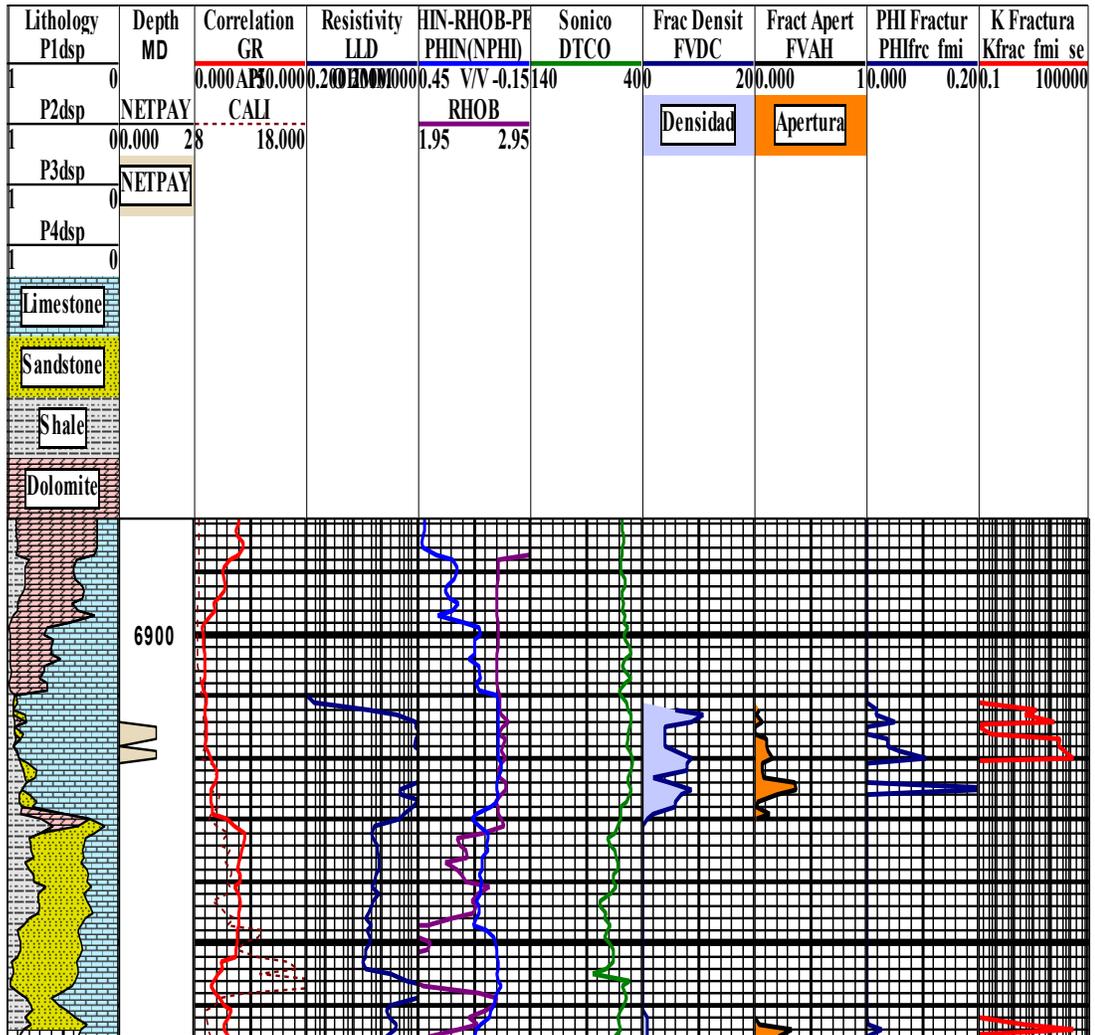
Pozo-4E (Figura 65): Los valores de densidad de fractura obtenidos por los perfiles de imágenes están por encima de 10 fracturas por pies en todo el intervalo de estudio, la apertura de fractura esta en 0,1pulgadas, sólo en los intervalos entre 5618' a 5630' la apertura es aproximadamente cero, en la sección entre 5570' a 5574' se observa un pico que indica derrumbe en el pozo la cual se puede ver en la lectura del caliper. La porosidad de fractura esta por encima de 0,04 que equivale a 4% de porosidad en el pozo, sólo en el intervalo entre 5618' a 6628' la curva es aproximadamente cero; la porosidad presenta en el pozo es baja. La permeabilidad de fractura esta por encima de los 10.000 μ /d indicando alta permeabilidad en todo el intervalo de estudio.



Producción de petróleo: 7573 bl/día

Figura 65. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-4E

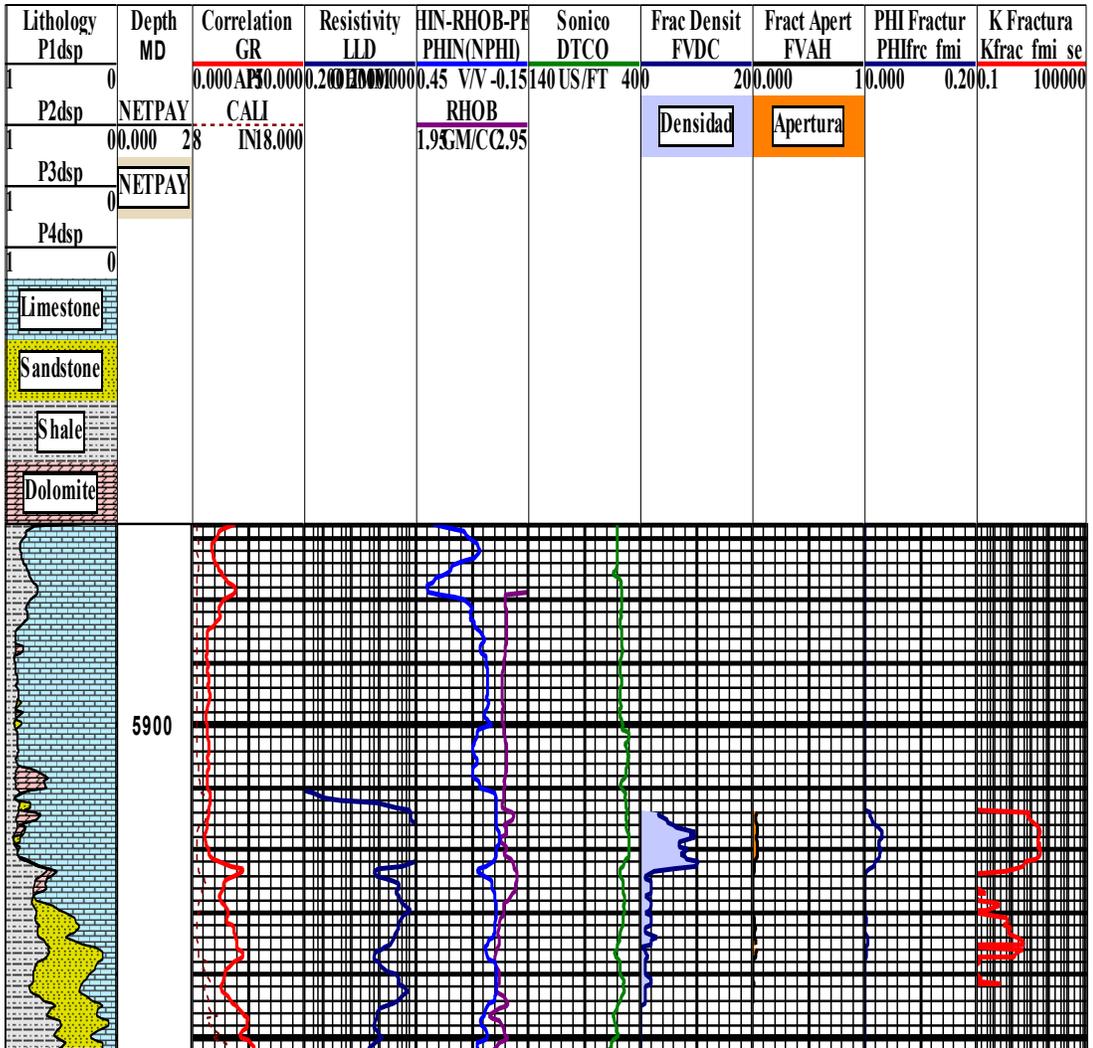
Pozo-5E (Figura 66): Los valores de densidad de fractura (FVDC) es aproximadamente cero en casi toda su profundidad, sólo esta por encima de 8 fracturas por pies en un pequeño intervalo entre 6912' a 6930'. La apertura de fractura presente en el pozo se refleja en el intervalo entre 6912' a 6930' con un valor de 0,3pulgadas, en el resto de la profundidad la apertura es cero aproximadamente. Igualmente la curva de porosidad de fractura se puede apreciar sólo en el intervalo entre 6912' a 6920' con una porosidad de un 3% en esta sección, mientras que en el resto del intervalo sus valores son aproximadamente cero. La permeabilidad de fractura sólo se observa en el intervalo entre 6912' a 6920' y esta por encima de los 100 μ /d, ya que en el intervalo total la permeabilidad es prácticamente cero.



Producción de petróleo: 15,2 bls/día

Figura 66. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-5E

Pozo-6W (Figura 67): En los valores obtenidos a partir de la herramienta de imagen, en el intervalo entre 5914' a 5946', indicando una densidad de fractura mayor en la sección entre 5914' a 5924' con un valor de 10 fracturas por pies, mientras que más abajo el valor es de 1 fractura por pies. La apertura es de 0,05 pulgadas en el intervalo mencionado anteriormente. La porosidad de fractura presente equivale a 1% indicando baja porosidad y la permeabilidad de fractura está por encima de los 100 μ /d indicando alta permeabilidad en este intervalo. En casi toda la profundidad total estos parámetros son aproximadamente cero menos en el intervalo mencionado a principios del párrafo.



Producción de petróleo: "No hubo producción de hidrocarburo"

Figura 67. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-6W

5.2. Análisis de comparación de los registros de imágenes (FMI) con los registros convencionales.

En la evaluación petrofísica gráfica del Pozo-2S (ver figuras 68 y 69), se presentan las curvas convencionales (GR, Rt, RHOB, DTCO) y las curvas obtenidas a partir de la herramienta de imagen (FVDC, FVAH, PHIfrac, Kfrac), con el fin de obtener una relación entre ambos tipos de medidas, en los cuales se observó lo siguiente:

En los registros convencionales, la curva de gamma ray (GR), se observó que en la parte superior, es constante y en la parte inferior entre 6454' a 6500' cambia debido a la presencia de arcilla, pero no da ninguna información que indique fracturas naturales. La curva de resistividad se puede apreciar que es más o menos constante en todo el intervalo, sólo entre 6428' a 6448' presenta menos valores, la cual podría indicar una posible correlación con la curva de apertura de fractura (FVAH) obtenida a partir de los perfiles de imágenes (FMI) y en la parte inferior desde 6454' hasta 6500' los valores bajos de resistividad son debidos a la presencia de arcilla. La curva de densidad neutrón es constante en casi toda la profundidad de estudio; sólo en el intervalo entre 6454' a 6470' su comportamiento es distinto indicando presencia de arcilla pero no da ningún dato que permita obtener valores de indicio de fractura en el pozo y mucho menos de porosidad de fractura (PHIfrac). Sólo en la curva del sónico compresional (DTCO) se puede apreciar un comportamiento menos constante con subidas por encima de los 70' indicando saltos de ciclos lo que podría indicar posibles fracturas en el pozo. Realizando la comparación con la curva de densidad de fractura (FVDC) obtenida a partir de la herramienta de imagen, se establece que hay fracturas en casi todo el intervalo desde 6370' hasta 6500'.

Analizando ambos registros convencionales y los de imágenes se puede decir, que para apreciar porosidad de fractura (PHIfrac), permeabilidad de fractura (Kfrac), índice de intensidad de fractura (IIF), sólo los perfiles de imágenes (FMI) nos permite obtener valores de estos parámetros, mientras que en las curvas convencionales no se observo ningún comportamiento que indicara algún valor que permita calcular los parámetros anteriormente mencionados. Sólo en la curva del sónico compresional (DTCO) nos permitió tener una idea de los posibles intervalos fracturados presentes en el pozo, puesto que los otros registros no dan información efectiva que me sirva para determinar PHIfrac, Kfrac, IIF. Esto se puede verificar en los gráficos cruzados realizados en el área de estudio.

Es importante mencionar que los registros gamma ray, resistividad no son curvas para detectar fracturas su principal aplicación es determinar contenido de arcillosidad y contenido de saturación de hidrocarburo en la formación.

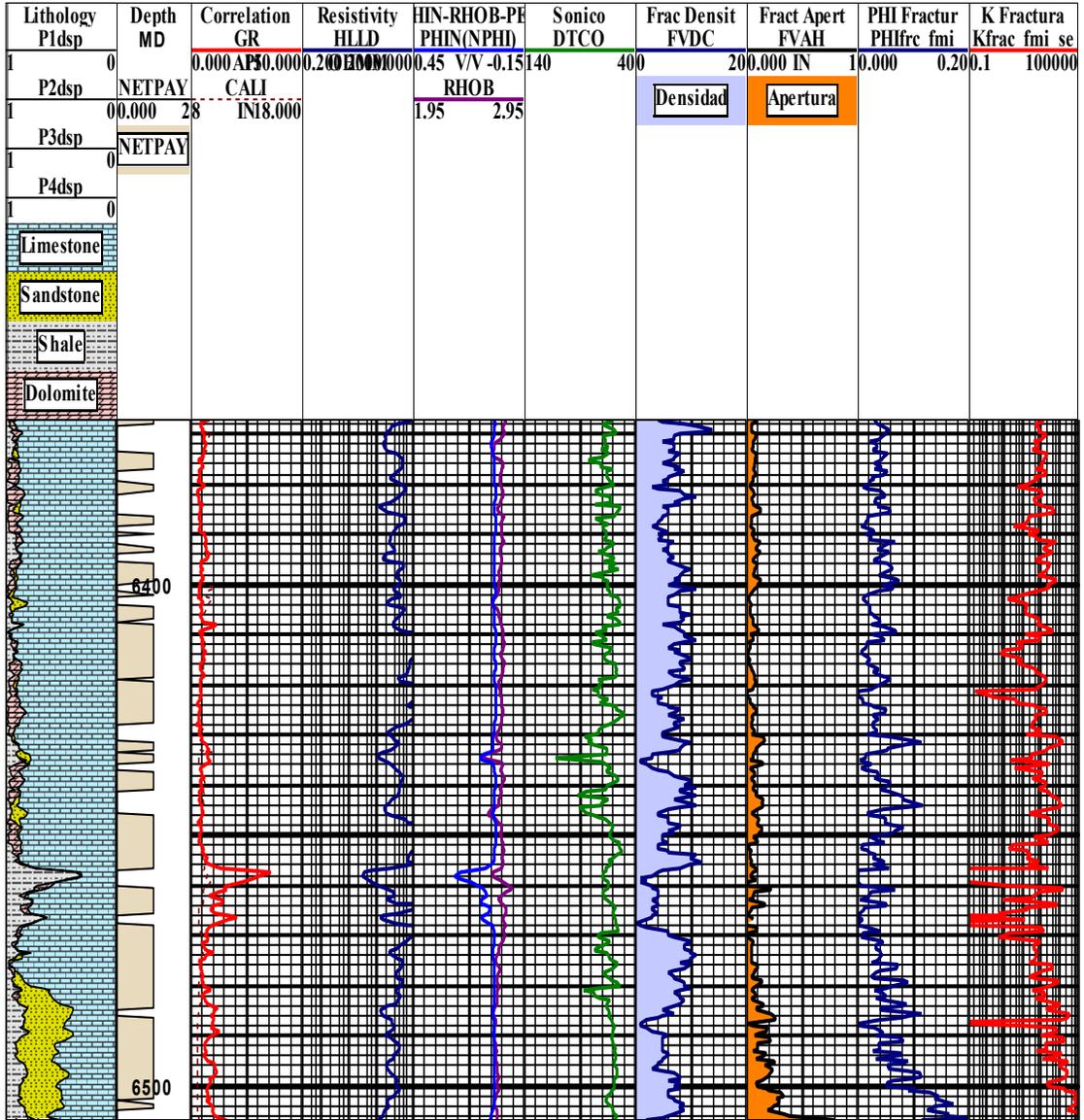


Figura 68. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-2S

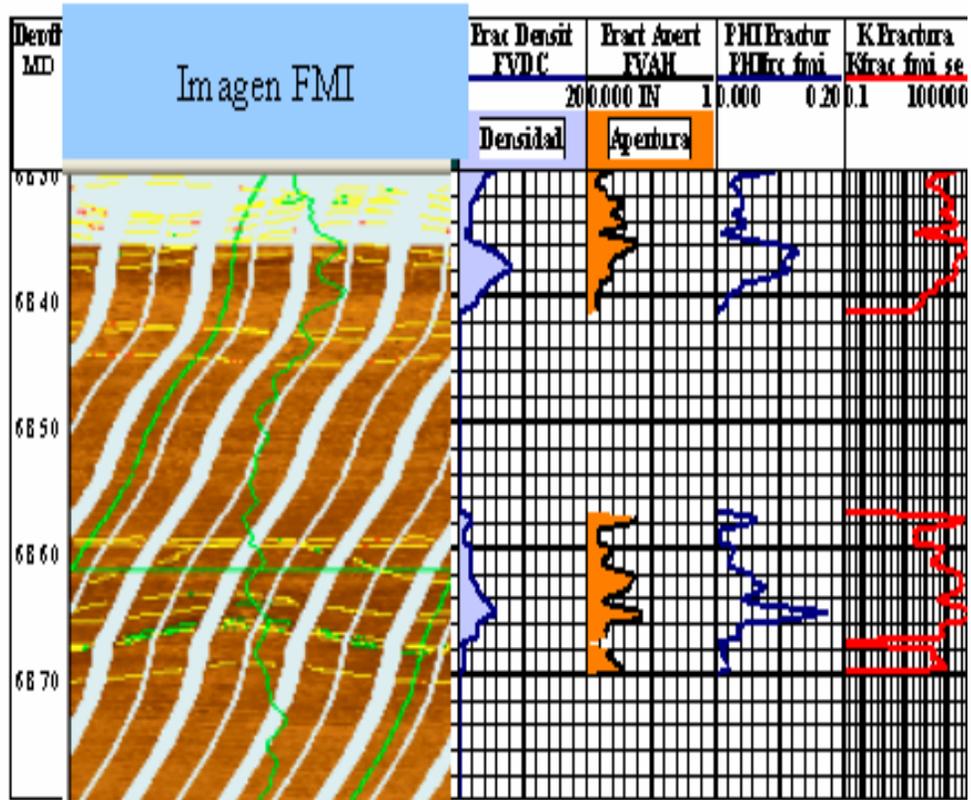


Figura 69. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-2S
CON IMAGEN FMI

5.3. Análisis de resultado de los gráficos cruzados de porosidad de fractura (PHI frac) y de permeabilidad de fractura (Kfrac)

En estos gráficos cruzados no se observó correlación. Los valores de porosidad de fractura obtenidos a partir de los siguientes parámetros: sísmico compresional, sísmico de cizalla, porosidad de fractura obtenida a través de la porosidad efectiva, índice de intensidad de fractura calculada a partir de la porosidad total, perfil neutrón, perfil densidad, gamma ray, porosidad total y efectiva, perfil sísmico y resistividad graficados contra la porosidad de fractura obtenida por el registro de imágenes (FMI) presentan índice de correlación muy bajo. Por lo que no sería confiable utilizar los perfiles convencionales en pozos que no tengan perfiles de imágenes. Ver tabla N° 4. Los gráficos se pueden apreciar en el apéndice II.

Tabla N° 4. Parámetros comparados

Parámetros	vs	Parámetros	Coefficiente de correlación r^2
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Sónico Compresional (DTCO)	$r^2=0,01$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Sónico de Cizalla (DTMS)	$r^2 = 0,03$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Porosidad de Fractura (PHIfrac_por)	$r^2 = 0,15$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Índice de Intensidad de Fractura (IIF_por)	$r^2 = 0,11$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Perfil Neutrón (NPHI)	$r^2 = 0,14$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Perfil Densidad (RHOB)	$r^2= 0,09$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Gamma Ray (GR)	$r^2= 0,12$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Porosidad Total y Efectiva (PHIT, PHIE)	$r^2= 0,01$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Perfil Sísmico (PHIS)	$r^2 = 0,07$
Porosidad de Fractura(PHIfrac)	vs	Resistividad (PHI frac_res)	$r^2= (0,09-0,03)$

En los gráficos cruzados de la Formación Cimarrona se observó que los valores de permeabilidad de fractura (Kfrac) obtenidos por los perfiles de imágenes (FMI) y los obtenidos a partir de los perfiles convencionales tales como; sísmico compresional, sísmico compresional normalizado, sísmico de cizalla, porosidad total y resistividad, presentan un índice de correlación muy bajo, sólo aquí (figuras 78,79,80,81) a profundidades de 6500', 6200', entre (6430'-6500'), (6460'-6500'); se encontraron pequeñas secciones de correlación entre los registros pero estas no son muy significativas. Por lo tanto se deduce que no es viable obtener permeabilidad de fractura por medio de los registros convencionales. Observar el apéndice II.

Tabla N° 5. Parámetros comparados

Parámetros	vs	Parámetros	Coefficiente de correlación r^2
Permeabilidad de fractura (Kfrac_fmi_se)	vs	Sónico Compresional (DTCO)	$r^2 = (0,19-0,16)$
Permeabilidad de fractura (Kfrac_fmi_se)	vs	Sónico Compresional normalizado(DTCO_Norm_1)	$r^2 = (0,14-0,16)$
Permeabilidad de fractura (Kfrac_fmi_se)	vs	Sónico de cizalla (DT4S)	$r^2 = 0,12$
Permeabilidad de fractura (Kfrac_fmi_se)	vs	Porosidad total (PHIT)	$r^2 = (0,08 -0,18)$
Permeabilidad de fractura (Kfrac_fmi_se)	vs	Resistividad (PHI_frac_res)	No se obtuvo ninguna correlación

5.4.- Análisis de resultado de los histogramas de frecuencia de los Pozos.

Comparando la tabla N° 3 con los resultados obtenidos en las figuras (97, 98, 99, 100, 101,102) se pudo observar lo siguiente:

Los pozos 1N, 2S,3E, 4E, 5E, que inicialmente presenta una producción de petróleo de 12945 (bls/día), 6401 (bls/día), 3573 (bls/día), 7573 (bls/día) y 15,2 (bls/día) en los intervalos comprendidos entre (6052' y 6130'), (6366' y 6696'), (5698' y 6012'), (5550' y 5838'), (6907' y 6932'); según los histogramas de frecuencia de apertura de fractura (FVAH) elaborados (figuras 97, 98,99,100,101), se muestra que los valores de apertura de la fractura en la formación productora de estos pozos es de un 87% por encima de 0,02 pulgadas. Mientras que en el pozo 6W (figura 102), no hubo evidencia de producción de hidrocarburo, en el intervalo entre 5868' y 5910', estableciendo in FVAH de 80% por debajo de 0,02 pulgadas. Lo que quiere decir que los pozos que están por encima de 0,02 pulgadas tienen producción mientras que los que están por debajo de ese valor no producen hidrocarburo. (Ver gráficos en apéndice II).

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

- EL ambiente de depositación dominante es ambiente nerítico, muy somero dominado por mareas con alternancia de carbonatos en plataformas muy someras y sedimentos de lagunas marginales.
- La litología de la zona productora correspondiente es principalmente caliza de textura packstone a grainstone, con abundantes bioturbaciones, estructuras estratificadas, cruzadas y rizaduras de marea.
- La porosidad efectiva del reservorio es aportada enteramente por fracturas naturales.
- Los tipos de poros observados están asociados principalmente por disolución a lo largo de estilolitas, fracturas naturales y microporosidad de matriz escasa, de distribución restringida y no interconectada.
- Los estudios hasta el momento descartan aporte relevante de porosidad de matriz del volumen poroso total de la Formación Cimarrona.
- En la descripción litológica de la Formación Cimarrona se encontró lo siguiente; la base está constituida por lutitas, mientras que el tope de la formación está compuesta por calizas granulares homogéneas.

- A pesar de que el registros sónico compresional da posibles datos de fracturas naturales, esto a su vez se tiene que correlacionar con los registros de imágenes para el cálculo de la porosidad de fractura (PHIfrac), permeabilidad de fractura (Kfrac), densidad de fractura (FVDC) y apertura de la fractura (FVAH).
- Por medio de los registros los registros convencionales se puede determinar porosidad total y/o efectiva y a partir de allí y con ecuaciones empíricas, se determinaron valores de porosidad de fractura, permeabilidad de fractura, apertura de fractura y densidad de fractura y/o índice de intensidad de fractura.
- En el análisis de los histogramas de frecuencia realizados en los pozos de estudio se pudo determinar que los valores de apertura de la fractura (FVBAH) vs densidad de fractura (FVDC) que estén por encima de 0,02pulgadas, indicaron producción de hidrocarburo, mientras que los que están por debajo de ese valor, en los pozos no hay producción.
- Los perfiles FMI permiten obtener valores de porosidad de fractura, permeabilidad de fractura, densidad de fractura y apertura de la fractura, de la formación.
- En el analisis los registros convencionales sólo la curva de sónico compresional permitió tener una idea de posibles fracturas presentes en el campo, mientras que las curvas de resistividad, densidad neutrón y gamma ray no aportaron ninguna información efectiva.

- La comparación de los gráficos cruzados de permeabilidad y porosidad de fractura indica, que los valores de los registros convencionales y los obtenidos a partir de los perfiles de imágenes presentan un comportamiento de las curvas en su mayoría, más o menos constantes en el gamma ray y en el sónico compresional, con algunos valores altos (GR) que son debido a la presencia de arcilla y saltos de ciclos del sónico indicando posibles fracturas en el pozo.
- El promedio de porosidad de fractura en el Campo Guaduas está entre 2.4% y 4.4%, mientras que la permeabilidad de fractura presente está entre 4906 milidarcy (md) y 9869 milidarcy (md), indicando alta permeabilidad en la formación.
- Los pozos con una apertura de fractura y densidad de fractura mayor son los pozos 1N, 2S, 4E con una producción de barriles por día de 12945 bls/día, 6401 bls/día y 7556 bls/día, mientras que los pozos 3E, 5E, 6W la producción de hidrocarburo es de 3573 bls/día, 15,2 bls/día y no hubo producción, lo que indica que la apertura y la densidad de fractura en menor.

RECOMENDACIONES

- Hacer un estudio petrográfico más detallado de la Formación Cimarrona del Campo Guaduas.
- Realizar un estudio de estratigrafía secuencial para establecer el ambiente de sedimentación de la Formación Cimarrona.
- No realizar cálculos de porosidad de fractura, permeabilidad de fractura, índice de intensidad de fractura, en pozos con registros convencionales, cuando no hay correlación entre los registros de imágenes y los convencionales.
- Usar núcleos ya existentes de pozos ubicados en la zona de estudio y utilizar los perfiles de nuevas tecnologías ya tomados, para mejorar la caracterización geológica y petrofísica del yacimiento.

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFÍA

ARAGON, S. **“A New Methodology to Estimate Fracture Intensity Index For Naturally Fractured Reservoirs”**, Society of Petroleum Engineers Oil symposium, SPE86935, California, USA. 18 March 2004.

AGULERA, R.: **Naturally Fractured Reservoirs**, PennWell Publishing Company, Tulsa, 1995.

ASQUISH, G. B.: **Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs, Methods in Exploration Series N°. 5**, AAPG, Tulsa, 1984.

AMAEFULE, J. O., ALTUNBAY, M., Tiab, D., KERSEY, D. and KEELAN, D.: **“Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells”**, paper SPE 26436, 1993.

BASSIOUNI, Z.: **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**; SPE Textbook Series Vol. 4, Richardson, 1994.

BENGSTEN.: **“Stratiscial Curvature Analysis Techniques”**; Instituto Colombiano de Petróleo, 1981. publicación.

CORNELL, D. and KATZ, D. L.: **“Flow of Gases Through Consolidated Porous Media”**, Ind. Eng. Chem. (1953), vol. 45, no. 101, p. 2145-2152.

CLAVIER, C., Coates, G. R., and DUMANOIR, J. L.: **“Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for the Interpretation of Shaly Sand”**, SPEJ, April, 1984, p. 153-168.

DUNHAM R.J. **"Clasificación of carbonate rocks according to depositional Texture"**. AAPG.

ELKEWIDY, Tarek I.: **Characterization of Hydraulic (Flow) Units in Heterogeneous Clastic and Carbonate Reservoirs**, a Ph.D. Dissertation, The University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, 1996.

ELKEWIDY, Tarek I. and TIAB, D.: **“Characterization of Hydraulic (Flow) Units in Reservoirs with Shaly Contents”**, paper SPE 38080, 1997.

ELKEWIDY, Tarek I.: **“An Original Technique to Evaluate Naturally Fractured Reservoirs from Pressure Transient Analysis”**, (pending).

FOLK R.L. **"Spectral division of limestone types"** en clasificación of carbonate rocks, AAPG.

GONZALEZ DE JUANA, C., ITURRALES, J.M Y PICARD, X. **"Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas "**, Edición FONIVES, Caracas, 1980.

GARCÍA E. (1995). **Guía de Petrofísica**. Trabajo no Publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

HURLEY, N. "**Borehole Imagens**"; AAPG Methods in Exploration, 2004.

HENSEL, W. M., Jr.: "**A Perspective Look at Fracture Porosity**", SPE Formation Evaluation, December, 1989.

International Reservoir Technologies, Inc. Lakewood, Colorado, USA.
**INTEGRATED RESERVOIR STUDY OF THE CIMARRONA FORMATION
IN THE GUADUAS FIELD.** March, 2004

JORGENSEN, G. D.: "**Estimating Permeability in Water – Saturated Formations**", The Log Analyst, Nov-Dec 1988, p. 401-409.

MAUTE, R. E. Lyle, W.D., and SPRUNT, E.S.: "**Improved Data Analysis Method Determines Archie Parameters from Core Data**", JPT, January, 1993, p. 103-107.

MURRAY R.C. "**Origin of porosity in carbonate rocks**". Jour. Sed. Petrol, 1960.

PAILLET.: "**Journal of Applied Geophysics**" , Acoustic and optical borehole wall; 1990.

PIRSON, S. J., et al.: "**Fracture Intensity Mapping from Well Logs and from Structure Maps**," SPWLA Symposium, paper B, Denver, June, 1967.

PIRSON, S. J.: "**How to Map Fracture Development from Wells Logs**", World Oil, 1624, no. 4, March 1967, P. 106-114.

PIRSON, S. J.: **“Comprehensive Quantitative Well Log Interpretation in Multiple-porosity Type Reservoir Rock”**, Handbook of Well Log Analysis, Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice-Hall, Inc., 1963, p. 303-314.

PIRSON, S. J.: **“Log Interpretation in Rocks with Multiple Porosity Types Water or Oil Wet”**, World Oil, June, 1975, p. 196-198.

PIRSON, S. J.: **“Formation Evaluation by Well Log Interpretation, Part 4”**, World oil, June, 1967.

PIRSON, S. J.: **Geology Well Log Analysis**, Gulf Publishing Company, 1983.

LONGMAN, Mar W. **Estudio petrografico del Campo Guaduas, Colombia**. Tecnología Internacional de reservorios. Octubre 1998.

LUTHI (1990): **"Yacimientos Naturalmente Fracturado"**. Schlumberger. Publicación 2006.

RIDER, Malcolm. **"The Geological Interpretation of Well Logs"**. Gulf publishing Company. Houston, London, Paris, Zurich, 1996.

SOUHAITE.: **"Yacimientos Naturalmente Fracturado"**. Schlumberger. Publicación 2006.

SCHLUMBERGER L. (1972). **Interpretación de Perfiles Volumen I-Fundamentos**. Nueva York, N.Y.10017.

SCHLUMBERGER. **Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros**.

Tecnología Internacional de Reservorios (IRT). Sociedad Internacional Petrolera S.A, SIPETROL. Marzo 2004.

TAREK, I.E. and DEBBAR, T. "**Application of Convventional Well Logs to Characterize Naturally Fractured Reservoirs with their Hydraulic (Flow)Units; A novel Approach**", Society of Petroleum Engineers Oil symponsium, SPE40038, Calgary,Canada,18 March 1998.

WALSH, J.W. and Brown,S.L. "**Analyzing Well Logs from the Montoya Lime Using a New Carbonate Well Log Interpretation Procedure**", Society of Petroleum Engineers Oil symponsium, SPE27645, Oklahoma City,USA.,23 March 1993.

WANG, F. P. and Lucia, F. J.: "**Comparison of Empirical Models for Calculating the Vuggy Porosity and Cementation Exponent of Carbonates from Log Responses**", Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, 1993.

YORIS,F. (2007). **Modelo Sedimentario Formación Cimarrona, Campo Guaduas**; Informe Técnico Interno. Pacific Stratus Energy. Bogotá.

APÉNDICE I

En las siguientes paginas se pueden observar los resultados de la evaluación petrofísica realizadas en los pozos 1N, 3E, 4E, 5E, 6W. En estos gráficos se puede apreciar que comparando los valores de los registros convencionales y los obtenidos por los perfiles de imágenes, se observó que los comportamientos de las curvas son en su mayoría más o menos constantes en el gamma ray, resistividad, sónico compresional con algunas subidas que son debido a la presencia de arcilla y saltos de ciclos, indicando posibles fracturas en los pozos, mientras que las curvas de los registros de imágenes; densidad de fractura, apertura de la fractura, porosidad de fractura y permeabilidad de fractura se presentan en promedio de 10 fracturas por pie en todos los pozos, pero sólo en los pozos 1N,3E,4E se observa una densidad representativa, ya en los pozos 5E,6W, la densidad sólo se ve entre los intervalos 6910pies a 6930pies y 5912pies a 5946pies; igualmente, la apertura de fractura, porosidad de fractura, permeabilidad de fractura, presentan el mismo comportamiento que la curva anteriormente mencionada. Estos pozos a su vez presentan baja porosidad de fractura y alta permeabilidad de fractura. Todo esto indica que los registros convencionales sólo pueden dar algunos posibles datos de fracturas en los pozos, lo que indica que se puede calcular parámetros de porosidad de fractura (PHIfrac) y permeabilidad de fractura (Kfrac), e índice de intensidad de fractura (IIF) de los perfiles de imágenes (FMI), ya que los convencionales sólo permiten calcularlos a partir de ecuaciones empíricas de datos aportados por la curvas (GR, Rt, DCTO. RBHO).

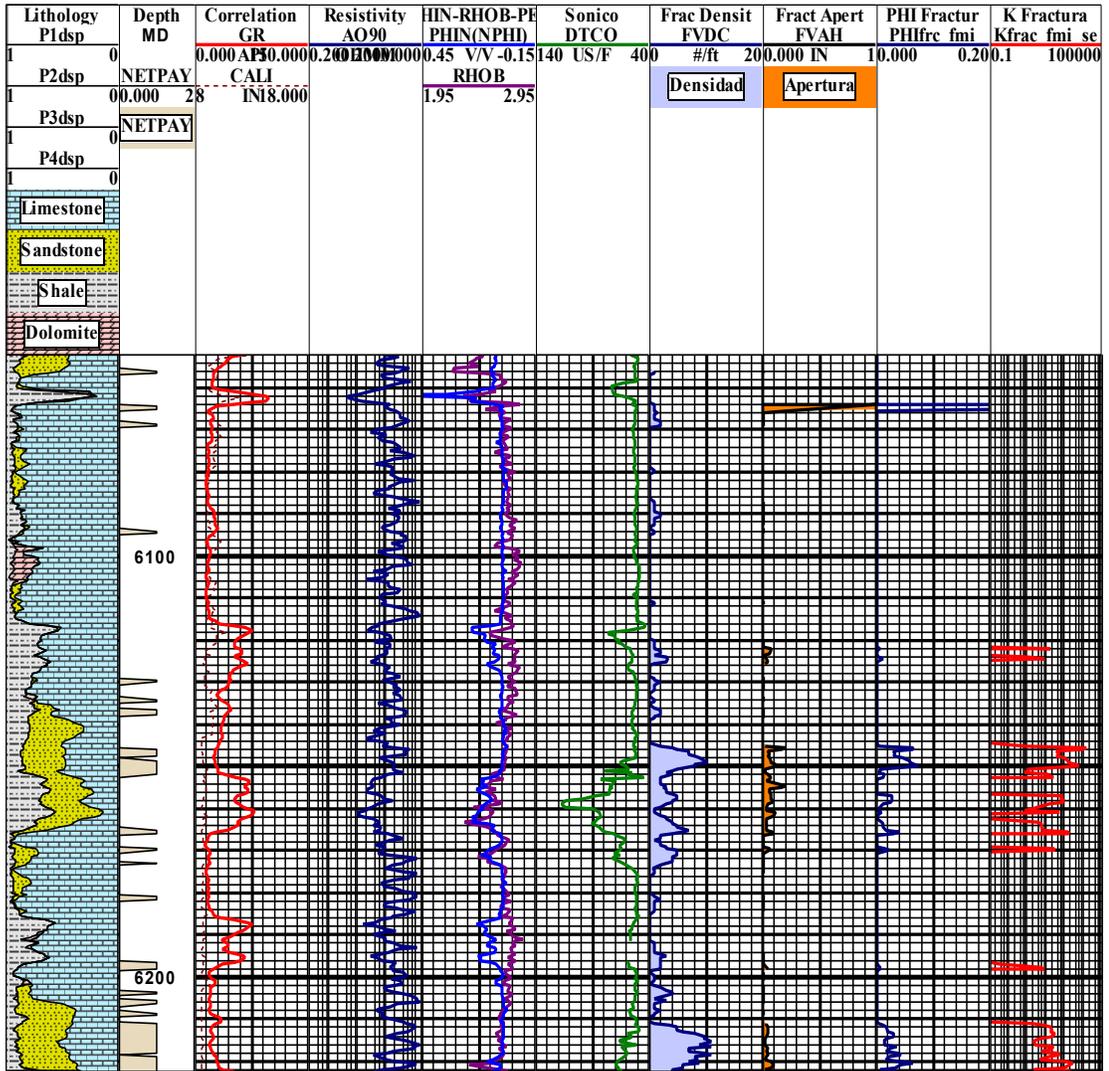


Figura 70. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-1N

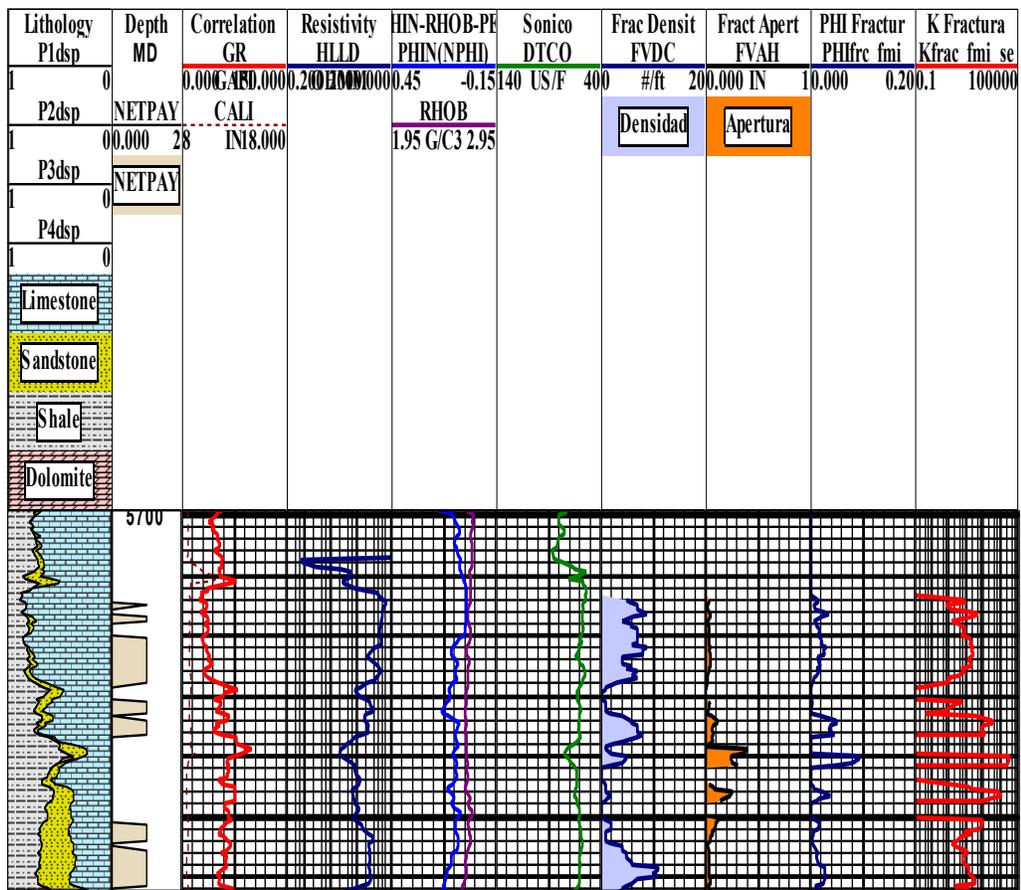


Figura 71. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-3E

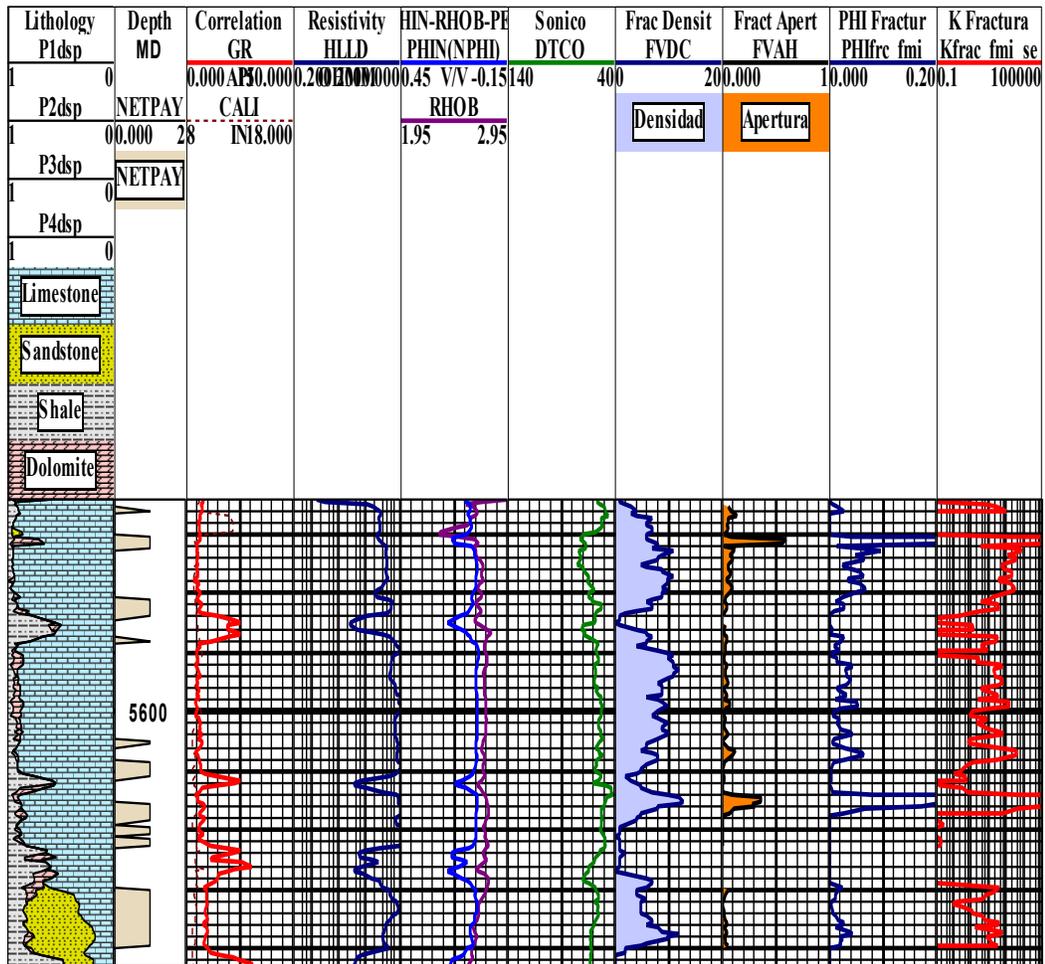


Figura 72. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-4E

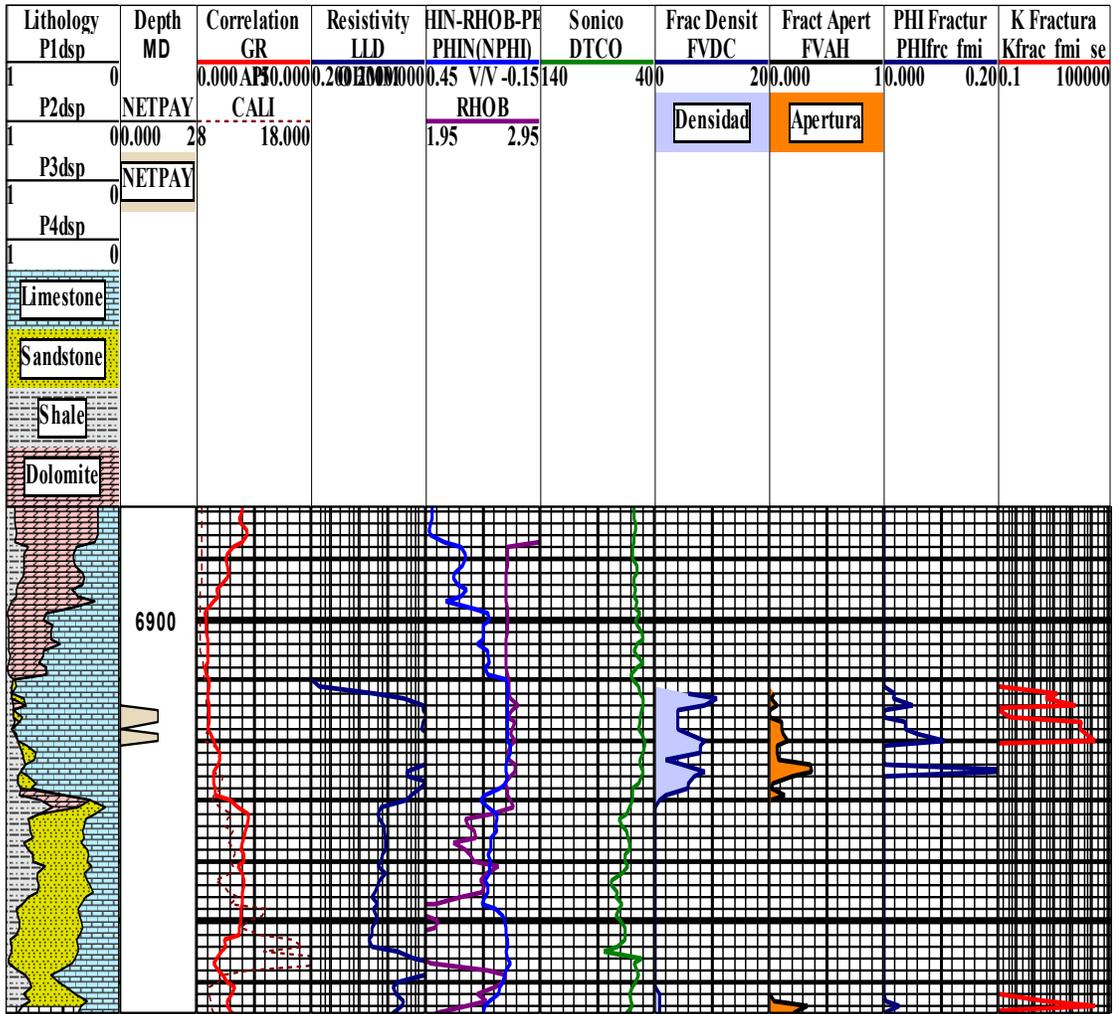


Figura 73. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-5E

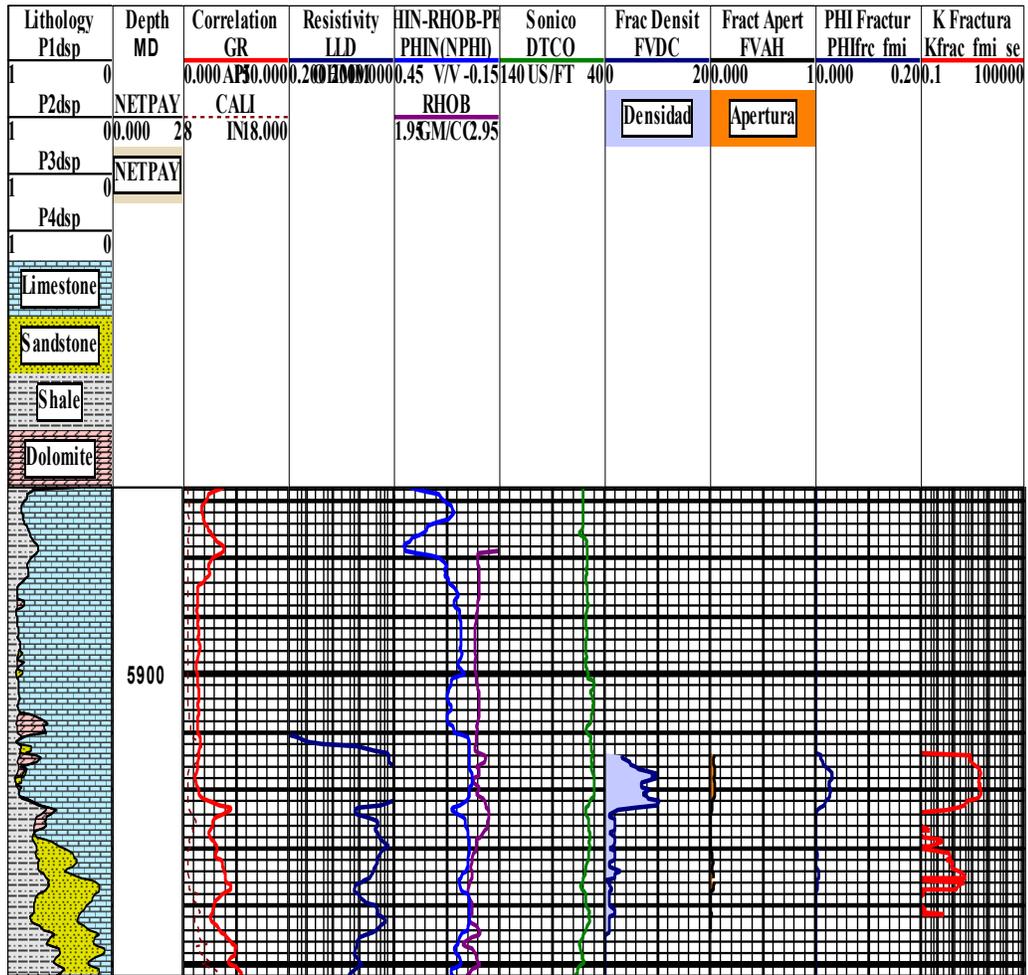


Figura 74. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-6W

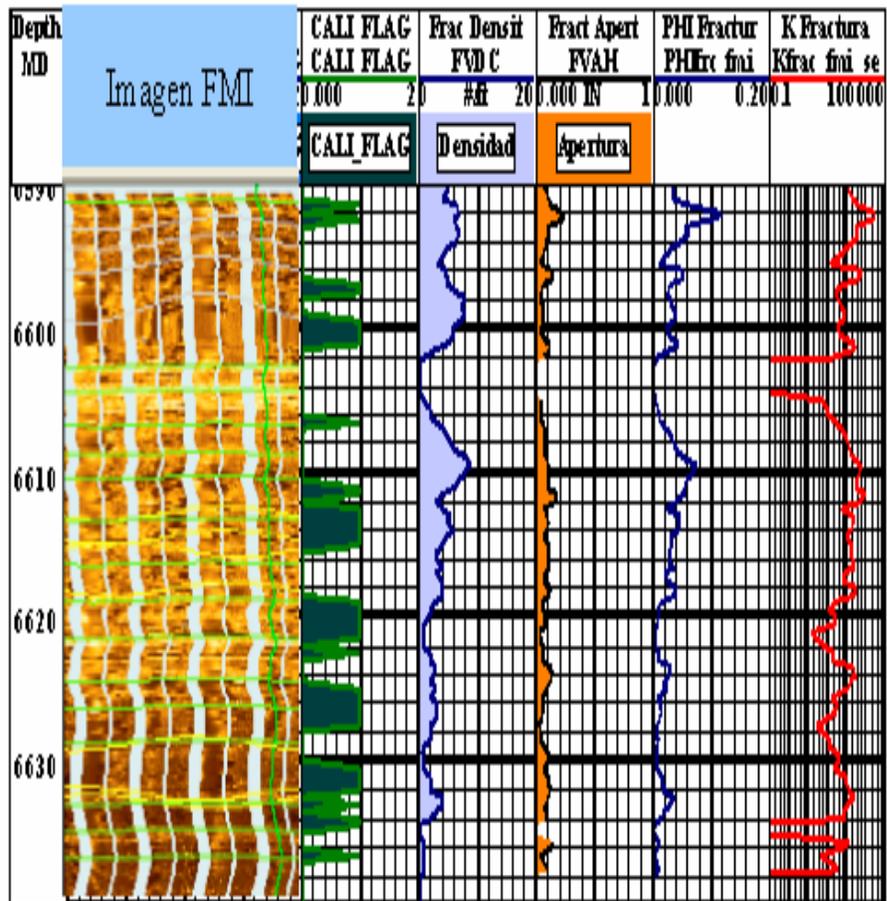


Figura 75. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-1N
CON IMAGEN FMI

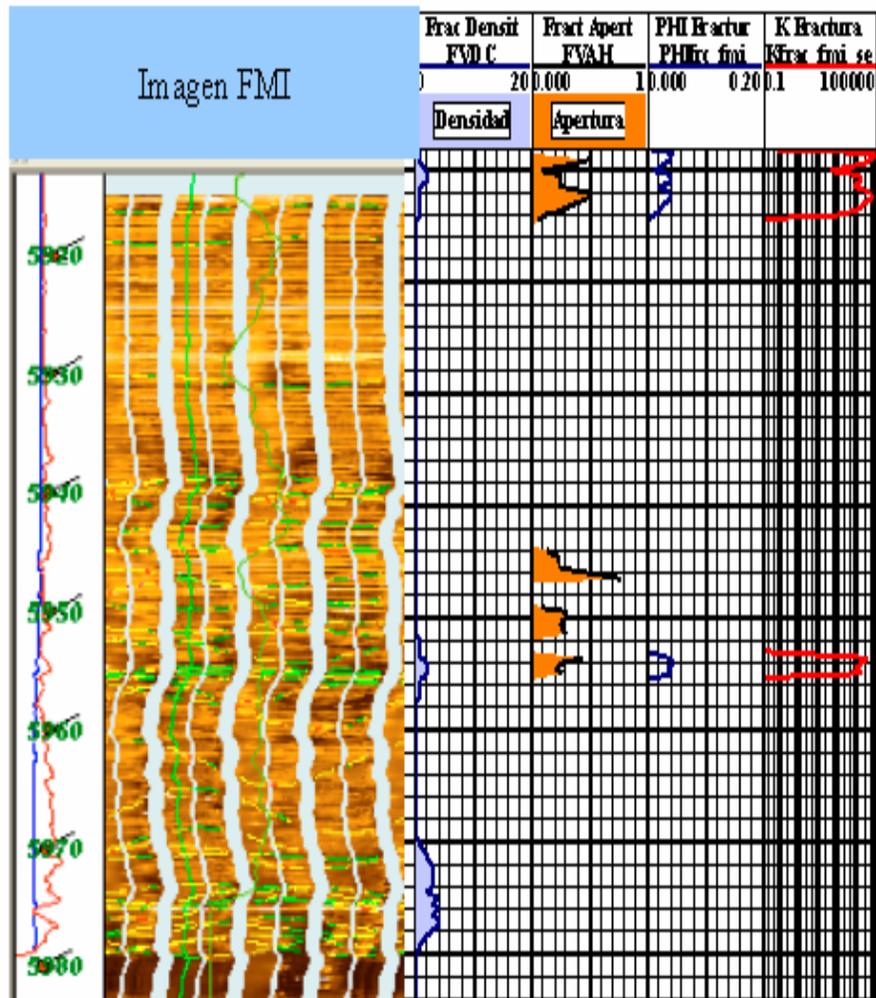


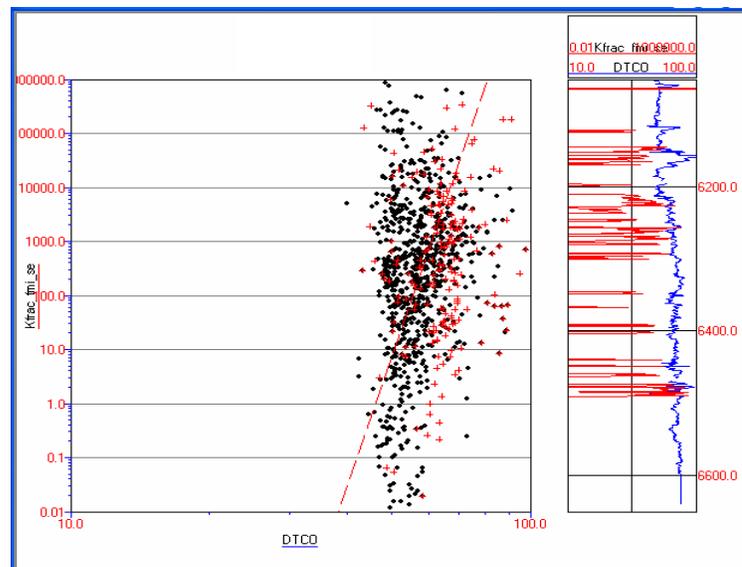
Figura 76. EVALUACION PETROFISICA GRAFICA POZO-3E
CON IMAGEN FMI

APÉNDICE II

Propagación de parámetros en todo el campo

Se realizaron los gráficos cruzados para la comparación de los datos arrojados por los registros de FMI y los registros convencionales, tanto en la porosidad de fractura (PHIfrc) como en la permeabilidad de fractura (Kfrc).

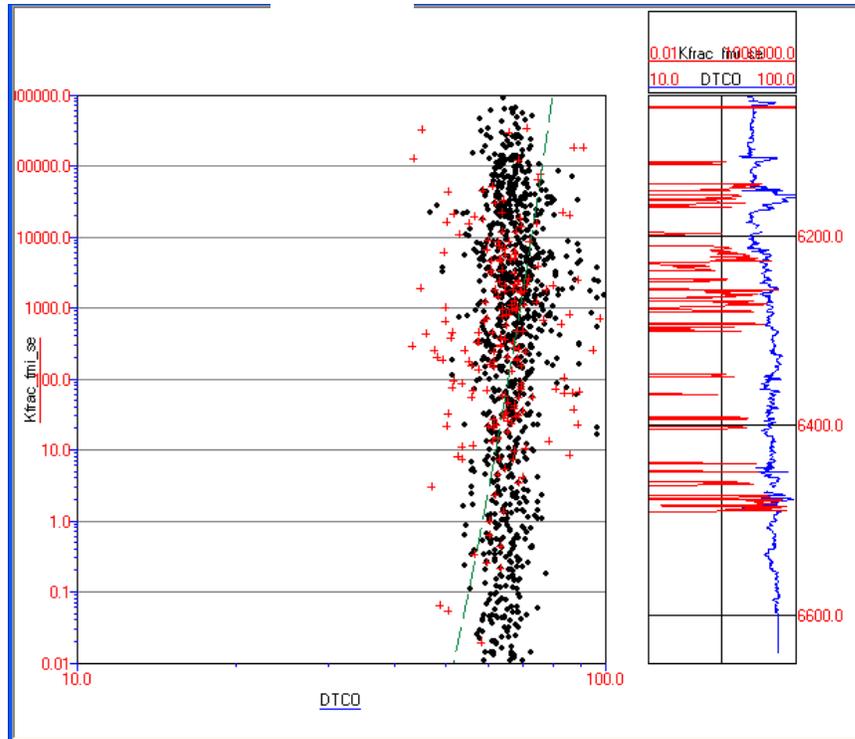
Gráficos cruzados de la permeabilidad de fractura (Kfrc)



$$Kfrac_fmi_se = 0,00000013 \cdot (DTCO)$$

$r^2 = 0,19$ coeficiente de correlación.

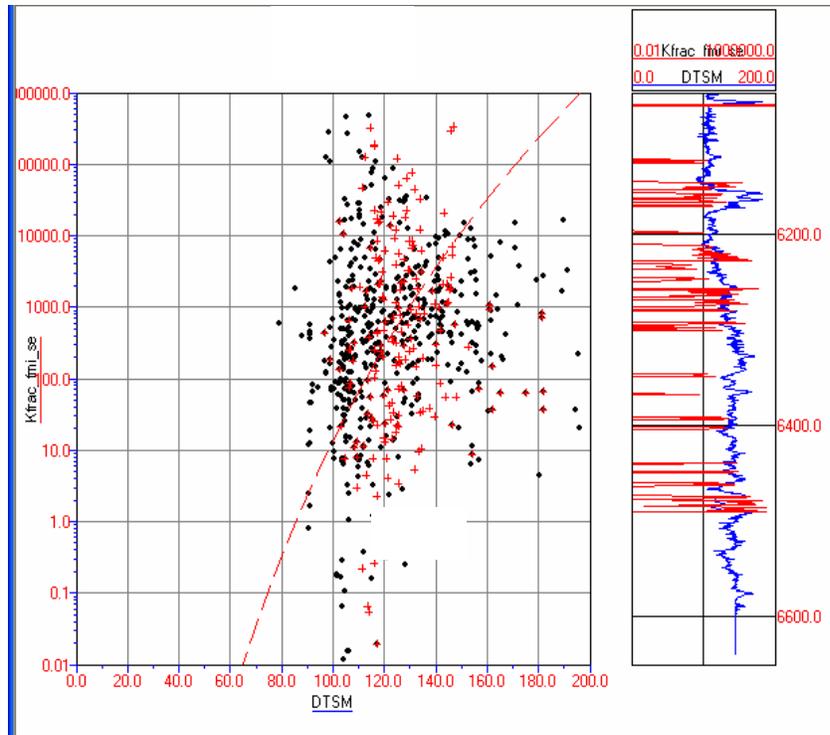
**Figura 77. Kfrac_fmi_se Vs. DTCO
Cimarrona Superior**



$$Kfrac_fmi_se = 0,00000014 * [10]^{(0,287401 * DTCO)}$$

$r^2 = 0,16$ coeficiente de correlación.

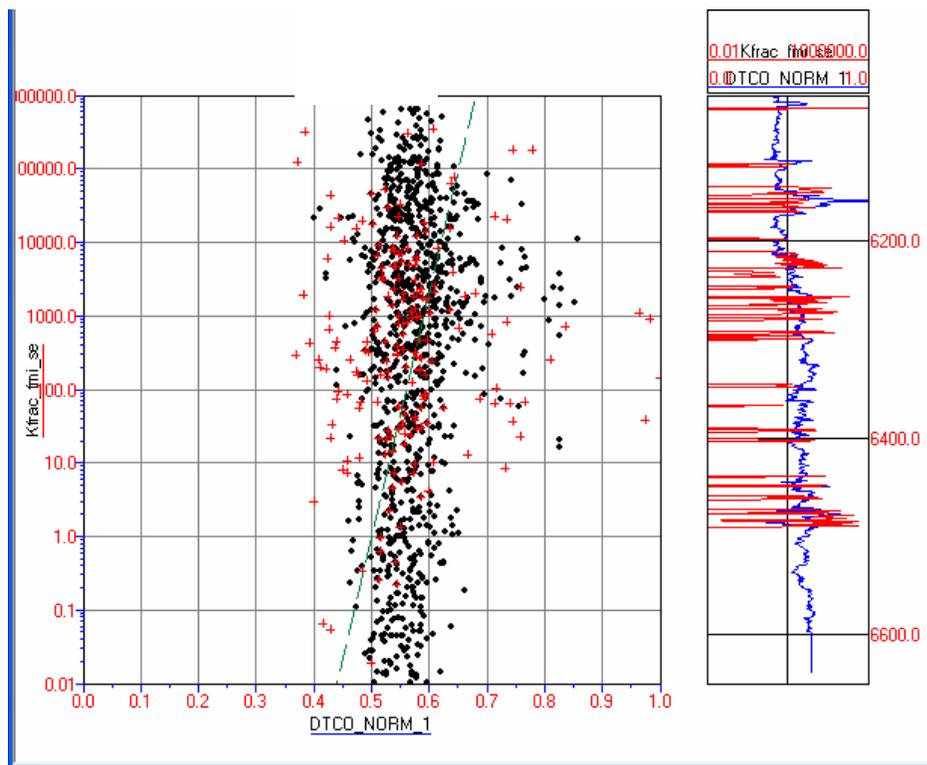
**Figura 78. Kfrac_fm_i_se Vs. DTCO
Cimarrona Inferior**



$$Kfrac_fmi_se = 0,00000021 * [10]^{(18,053972 * DTSM_Norm1)}$$

$r^2 = 0,14$ coeficiente de correlación.

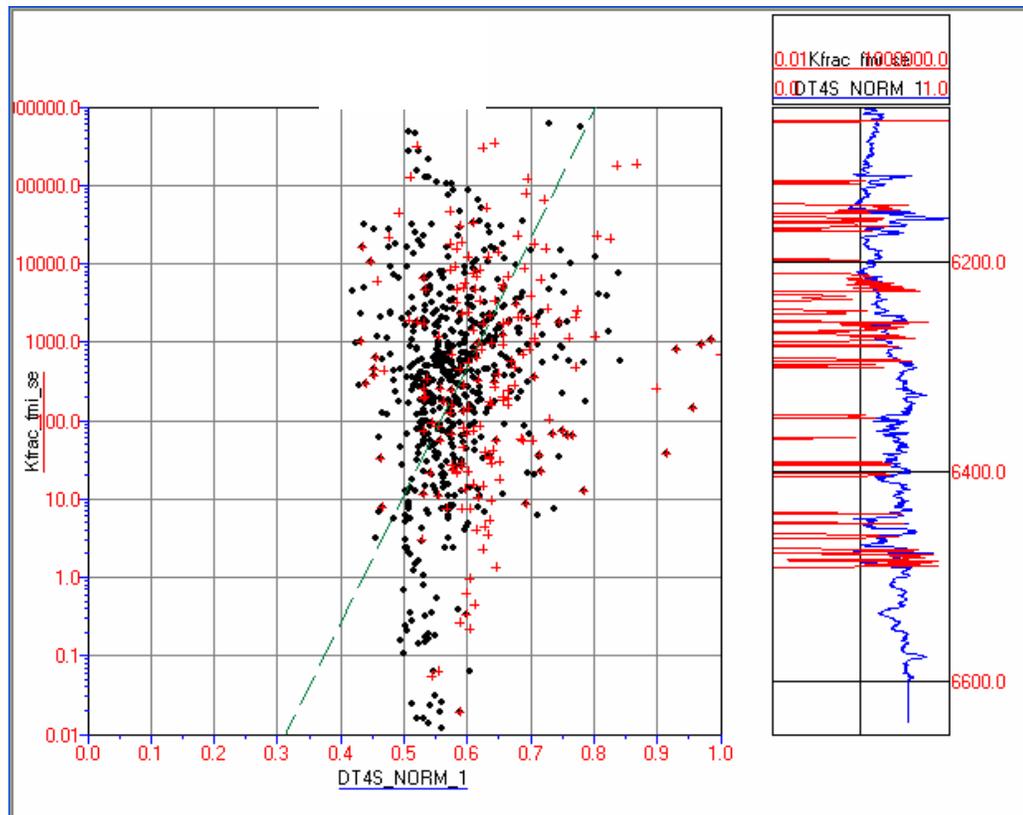
**Figura 79. Kfrac_fmi_se Vs. DTSM_NORM_1
Cimarrona Superior (Relación I)**



$$Kfrac_fmi_se = 0,0000002 * [10]^{(33,244976 * DTCO_Norm1)}$$

$r^2 = 0,16$ coeficiente de correlación.

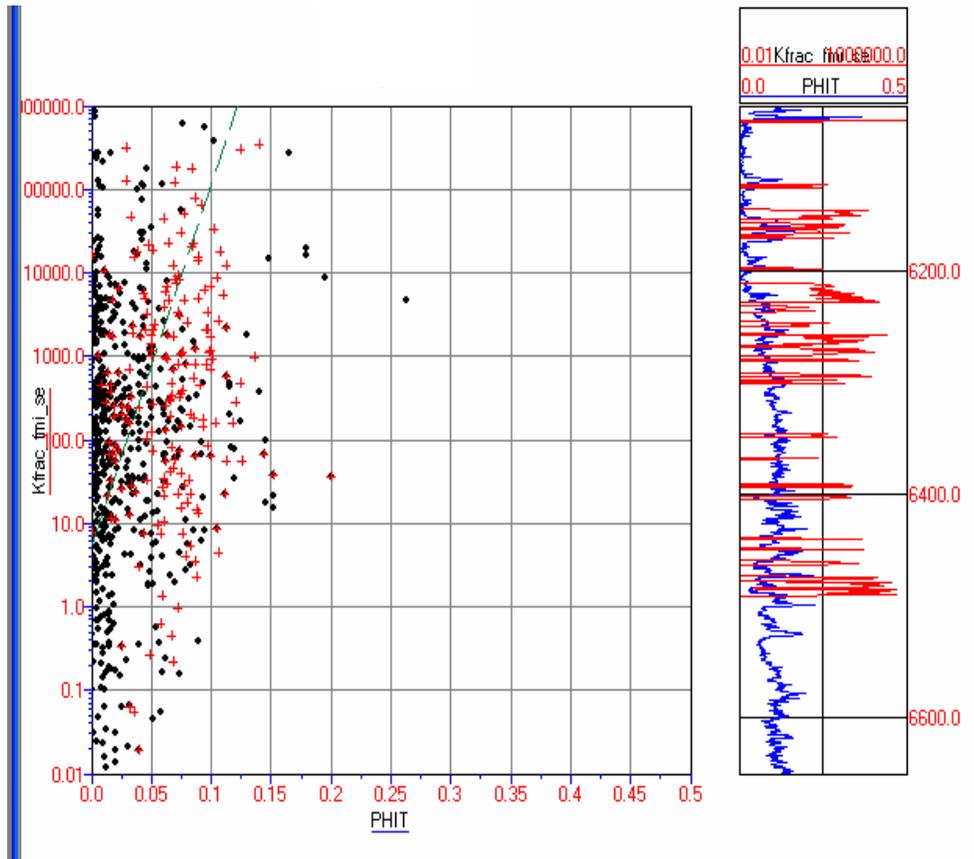
**Figura 80. Kfrac_fmi_se Vs. DTCO_NORM_1
Cimarrona Inferior**



$$K_{frac_fm_i_se} = 0,0000001 * [10]^{(16,311932 * DT4S_Norm1)}$$

$r^2 = 0,12$ coeficiente de correlación.

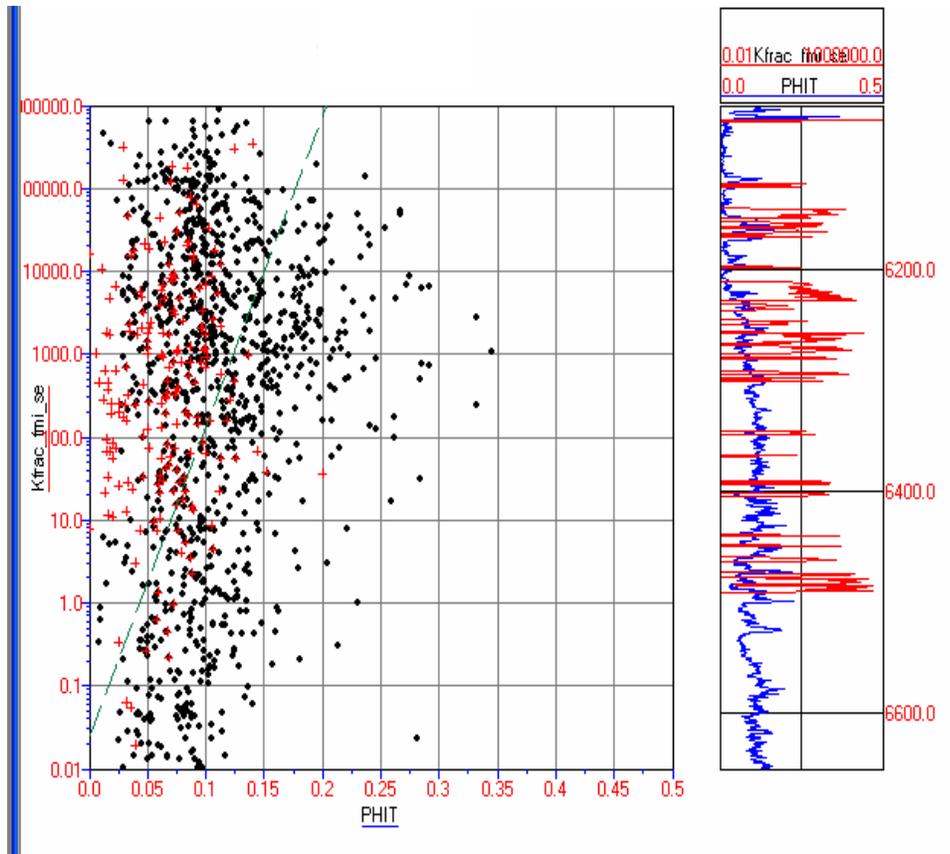
**Figura 81. $K_{frac_fm_i_se}$ Vs. $DT4S_NORM_1$
Cimarrona Superior (Relación I)**



$$Kfrac_fmi_se = 5,617428 * [10]^{(43,327457 * PHIT)}$$

$r^2 = 0,08$ coeficiente de correlación.

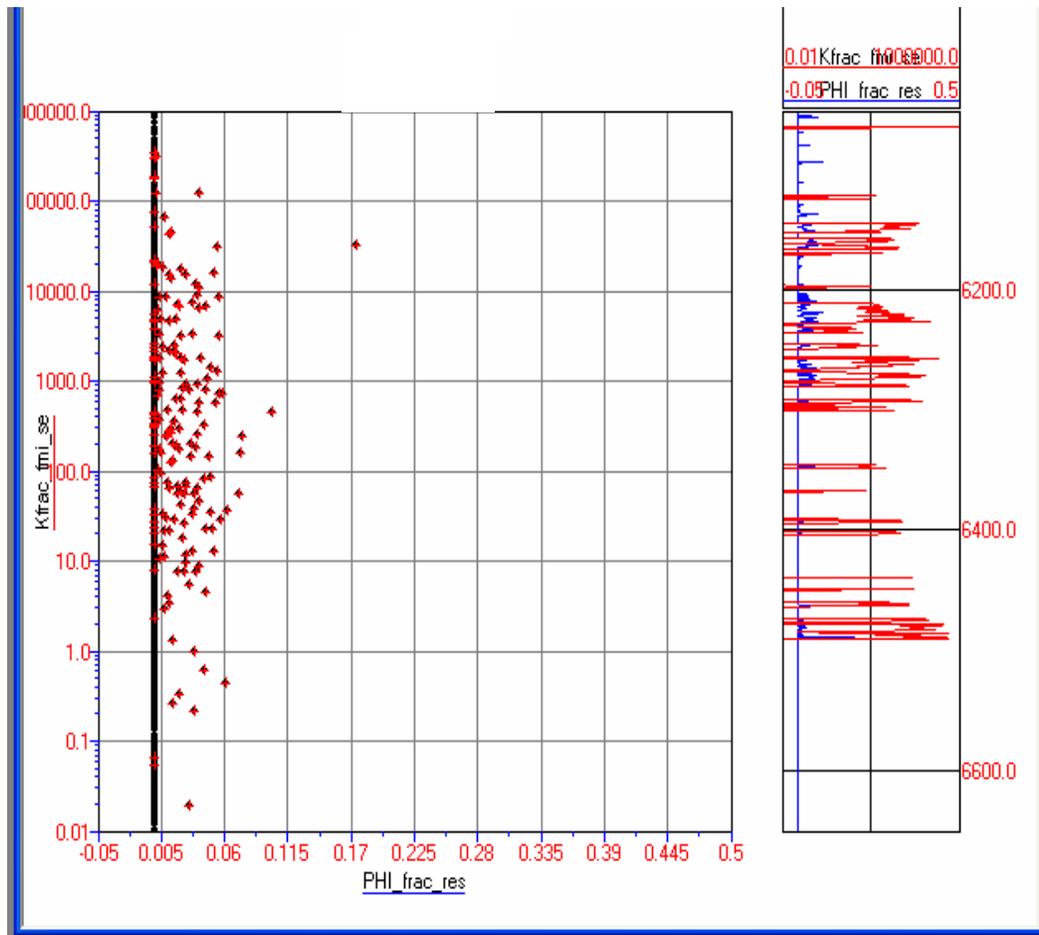
**Figura 82. Kfrac_fm_i_se Vs. PHIT
Cimarrona Superior**



$$Kfrac_fmi_se = 0,025062 * [10]^{(37,449398 * PHIT)}$$

$r^2 = 0,18$ coeficiente de correlación.

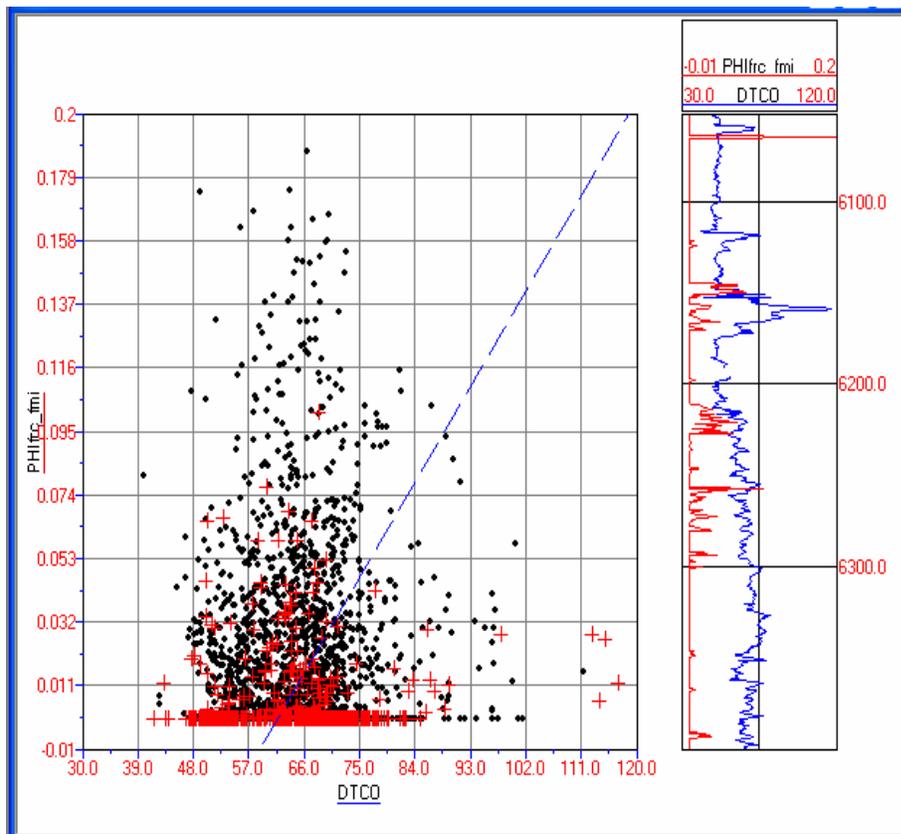
**Figura 83. Kfrac_fmi_se Vs. PHIT
Cimarrona Inferior**



" No se obtuvo ningún tipo de correlación"

Figura 84. Kfrac_fmi_se Vs. PHI_frac_res

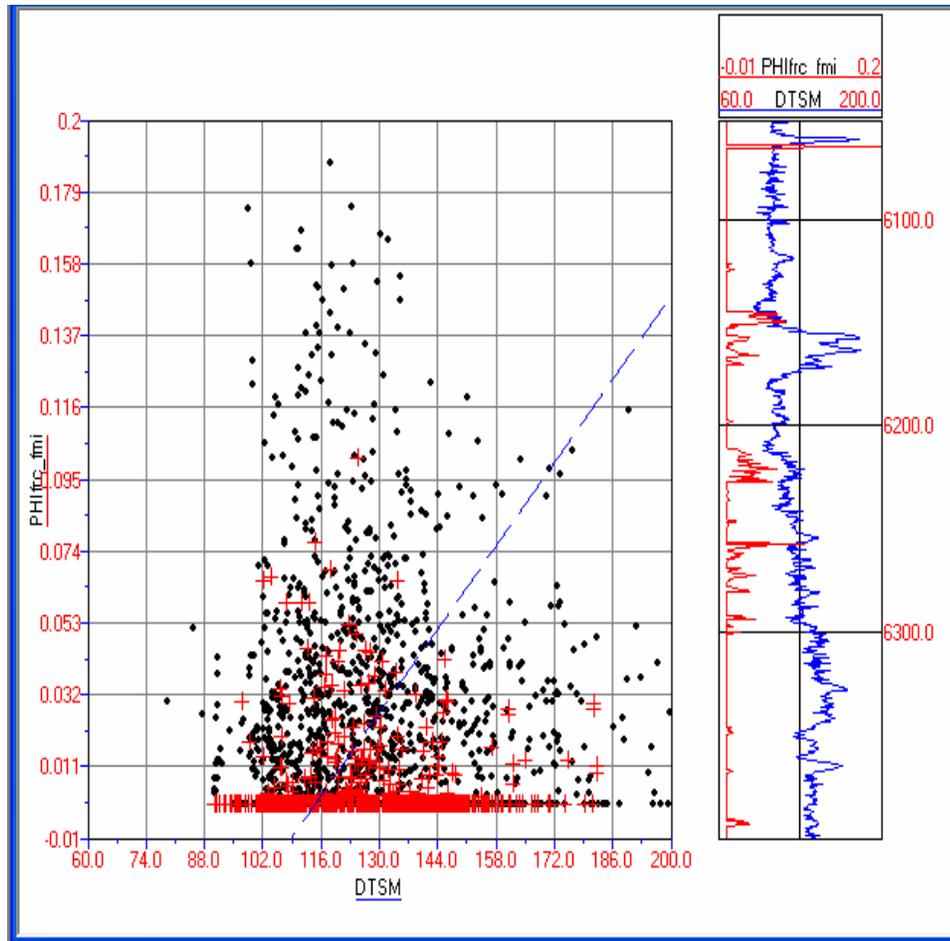
Gráficos cruzados de la porosidad de fractura (PHIfrac)



$$\text{PHIfrac_fmi} = -0,215890 * 0,003504 * \text{DTCCO}$$

$r^2 = 0,18$ coeficiente de correlación.

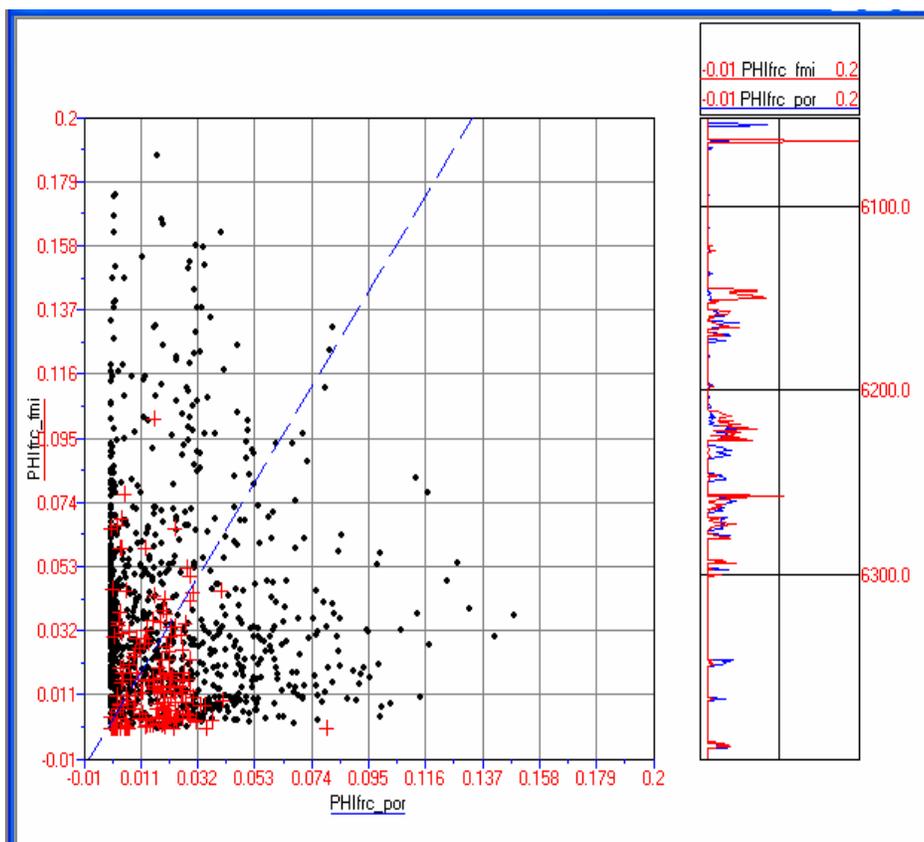
Figura 85. PHIfrac_fmi Vs. DTCCO



$$\text{PHIfrc_fmi} = -0,199153 + 0,00174 * \text{DTSM}$$

$r^2 = 0,03$ coeficiente de correlación.

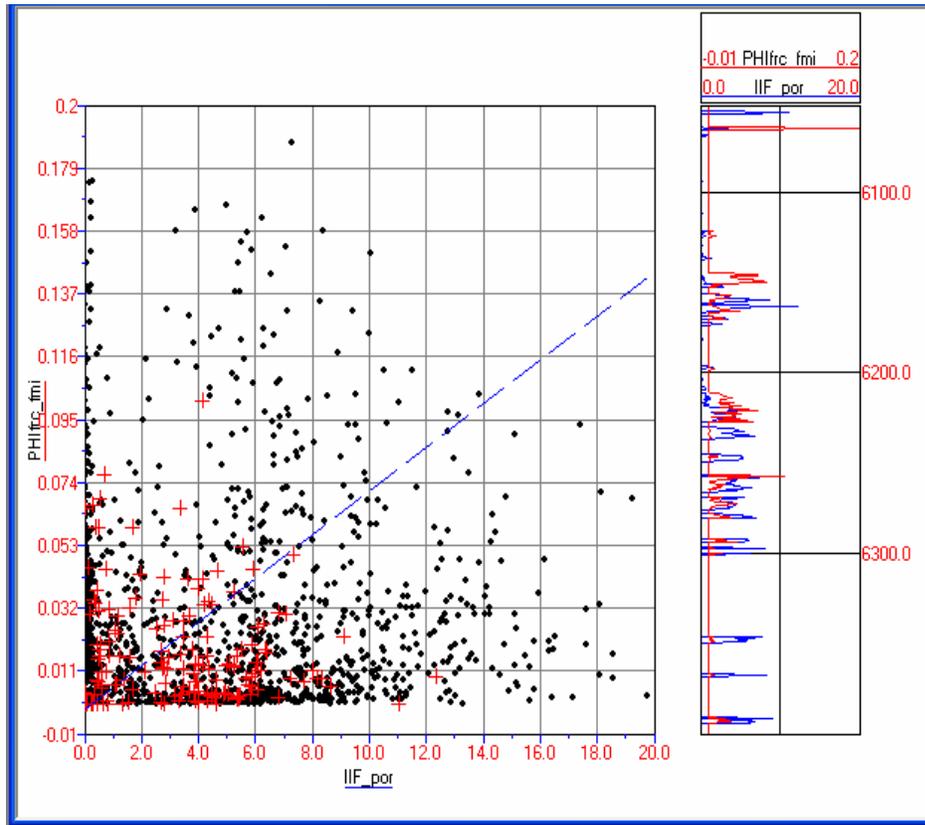
Figura 86. PHIfrc_fmi Vs. DTSM



$$\text{PHIfrac_fmi} = 0,002224 + 1,485294 * \text{PHI frac_por}$$

$r^2 = 0,15$ coeficiente de correlación.

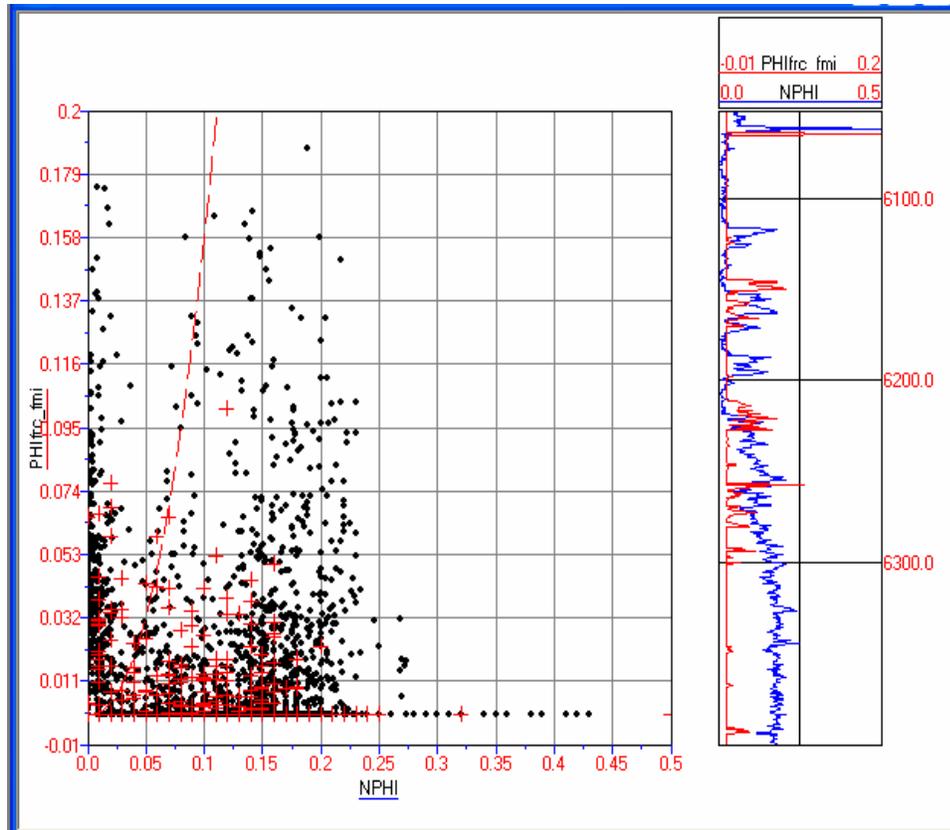
Figura 87. PHIfrac_fmi Vs. PHIfrac_por



$$\text{PHIfrac_fmi} = -0,001668 + 0,007298 * \text{IIF_por}$$

$r^2 = 0,11$ coeficiente de correlación.

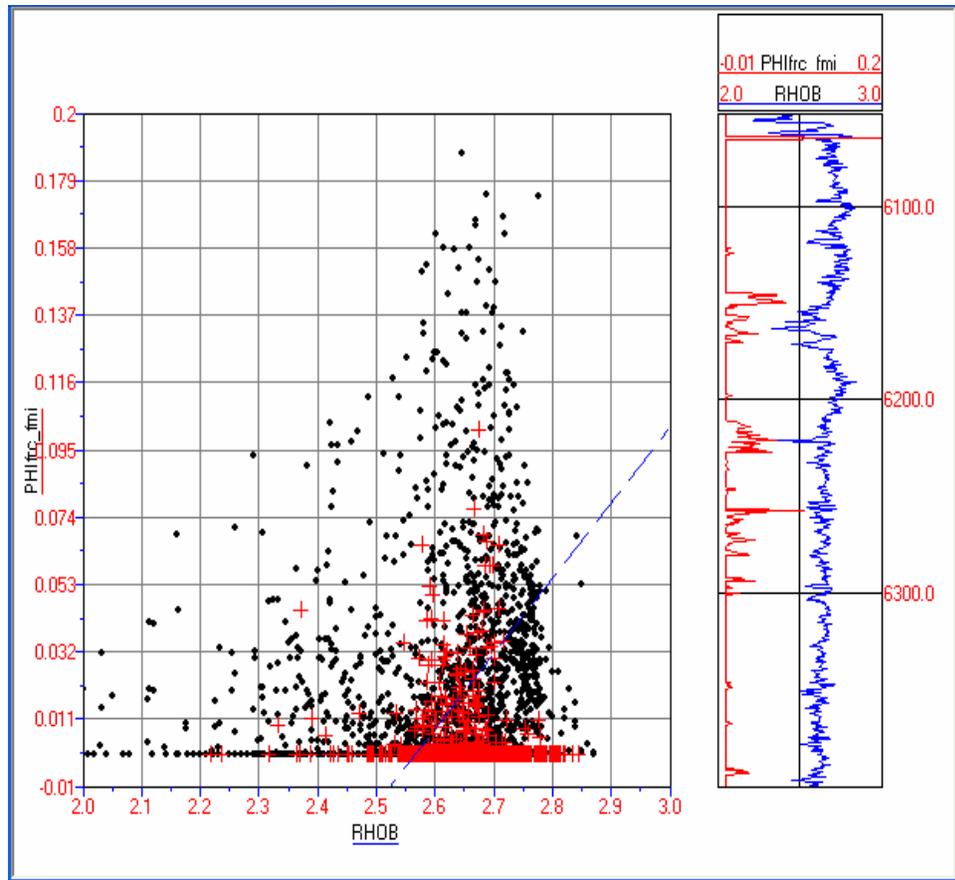
Figura 88. PHIfrac_fmi Vs. IIF_por



$$\text{PHIfrac_fmi} = 29,835347 * (\text{NPHI})^{2,269622}$$

$r^2 = 0,14$ coeficiente de correlación.

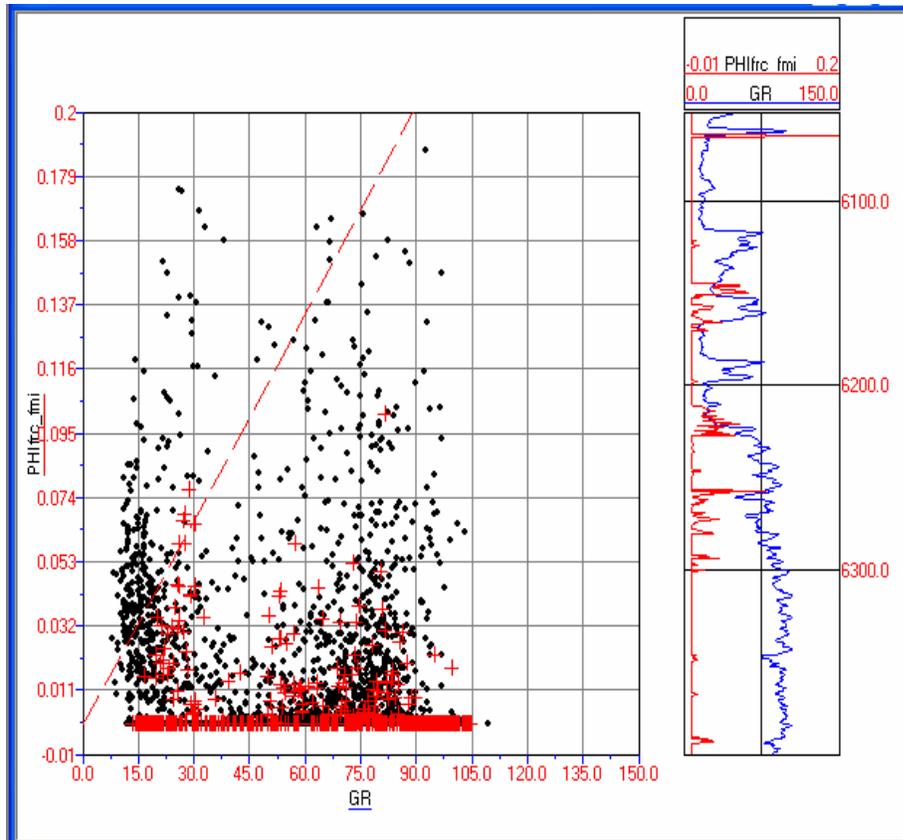
Figura 89. PHIfrac_fmi Vs. NPHI



$$\text{PHIfrc_fmi} = -0,603231 + 0,235147 * \text{RHOB}$$

$r^2 = 0,09$ coeficiente de correlación.

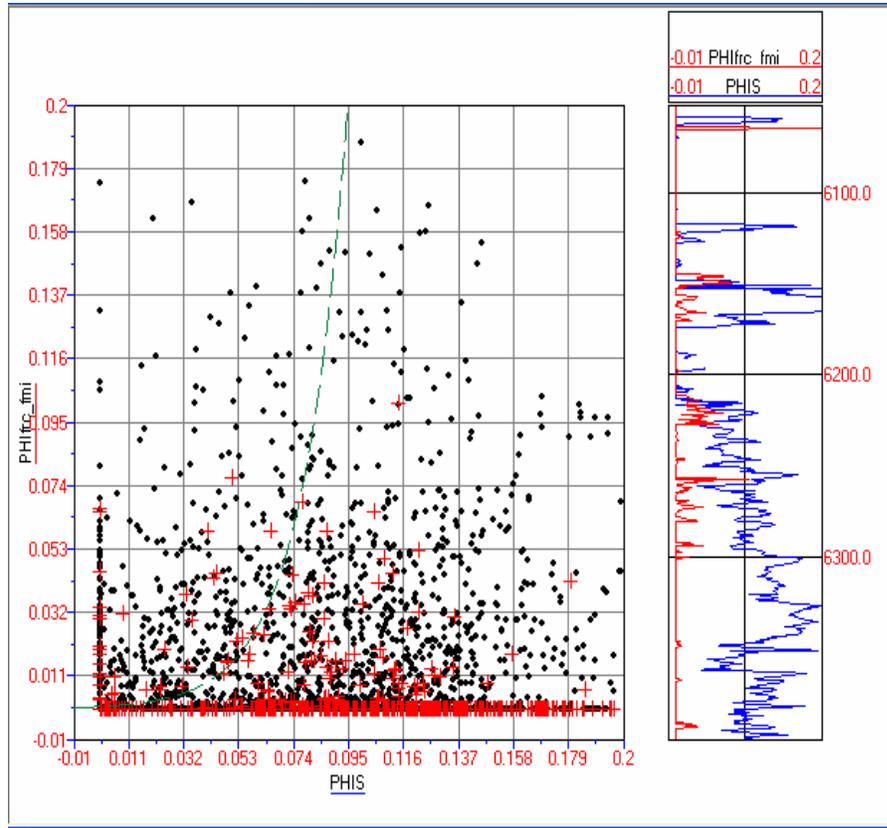
Figura 90. PHIfrc_fmi Vs. RHOB



$$\text{PHIfrc_fmi} = 0,002116 * (\text{GR})^{1,013431}$$

$r^2 = 0,12$ coeficiente de correlación.

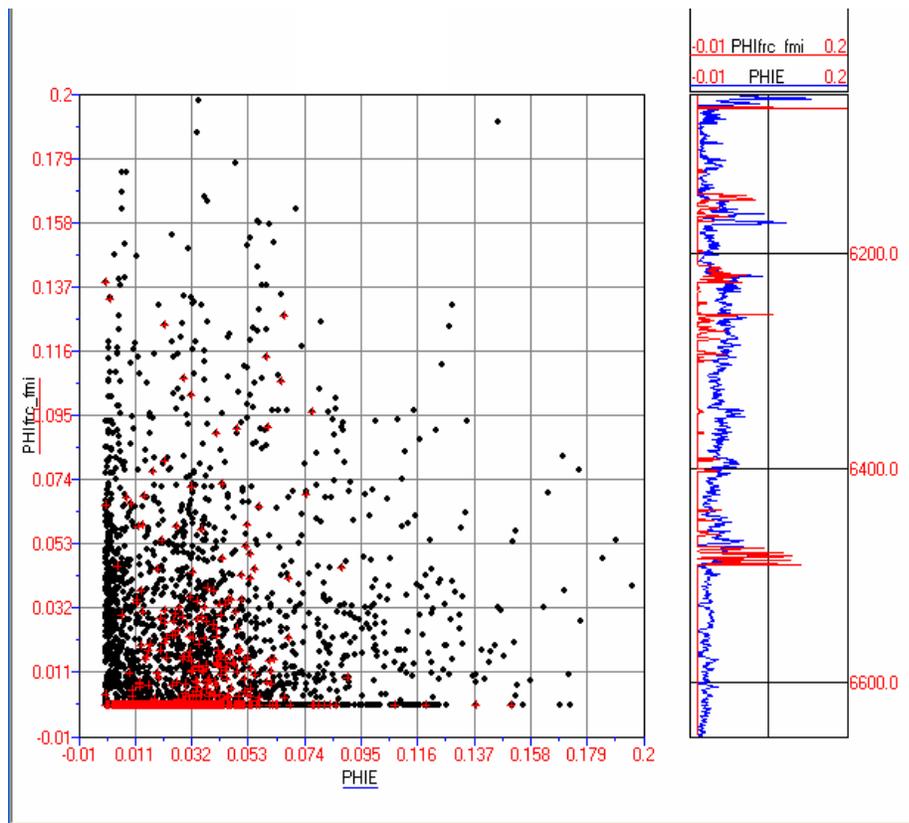
Figura 91. PHIfrc_fmi Vs. GR



$$\text{PHIfrac_fmi} = 0,000841 * [10]^{(25,177635 * \text{PHIS})}$$

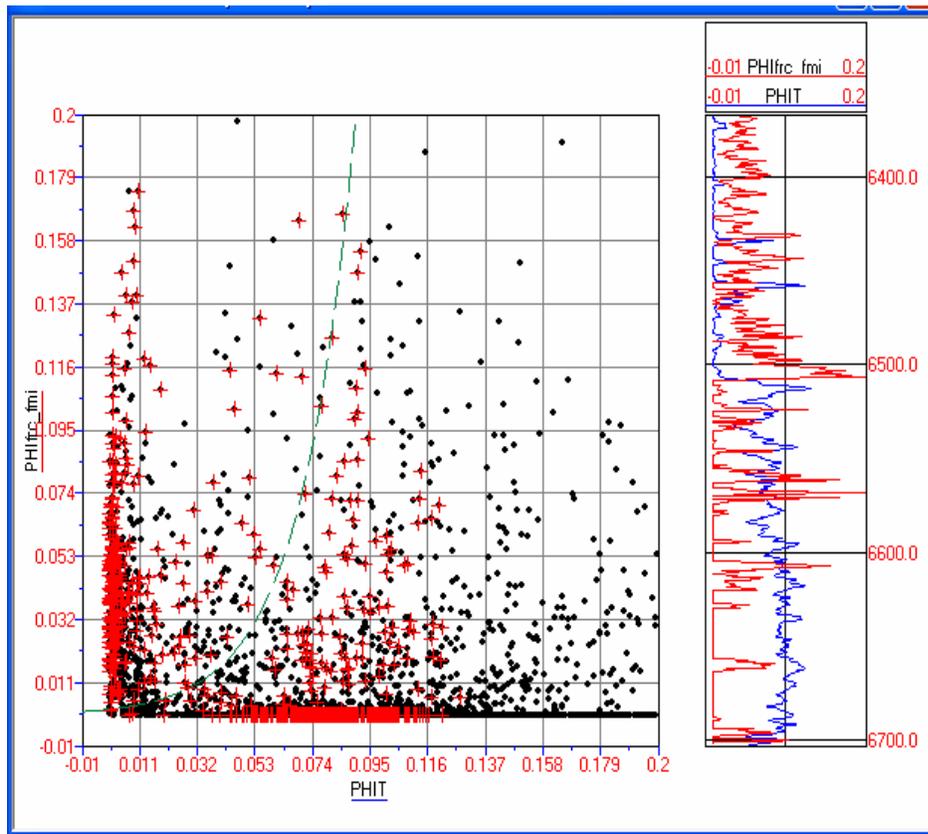
$r^2 = 0,07$ coeficiente de correlación.

Figura 92. PHIfrac_fmi Vs. PHIS



"Ninguna línea ajustó en este gráfico, demasiada dispersión."

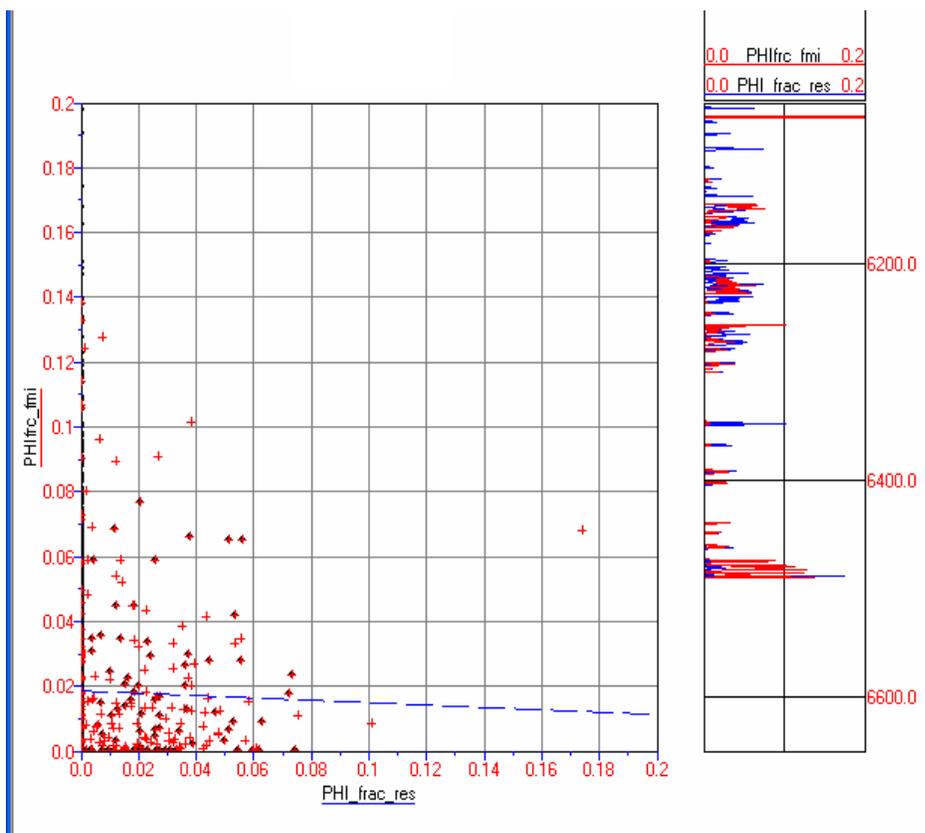
Figura 93. PHIfrc_fmi Vs. PHIE



$$\text{PHIfrc_fmi} = 0,002149 * [10]^{(21,984881 * \text{PHIT})}$$

$r^2 = 0,07$ coeficiente de correlación.

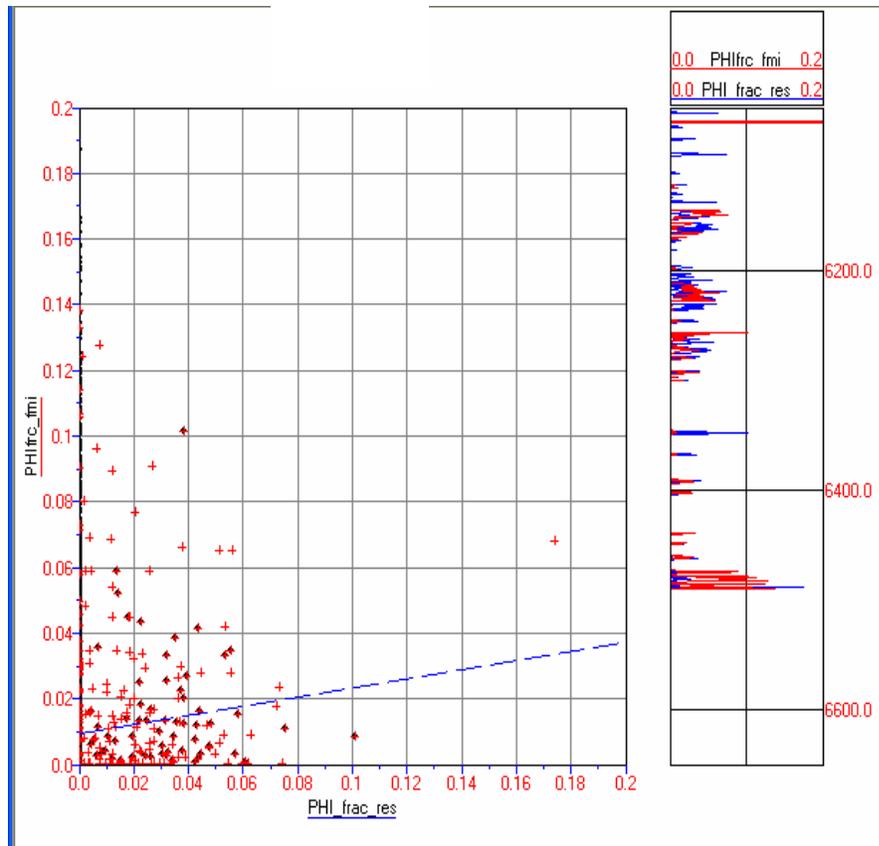
Figura 94. PHIfrc_fmi Vs. PHIT



$$\text{PHIfrac_fmi} = 0,018533 - 0,036269 * \text{PHI_frac_res}$$

$r^2 = 0,09$ coeficiente de correlación.

**Figura 95. PHIfrac_fmi Vs. PHI_frac_res
Cimarrona Superior**

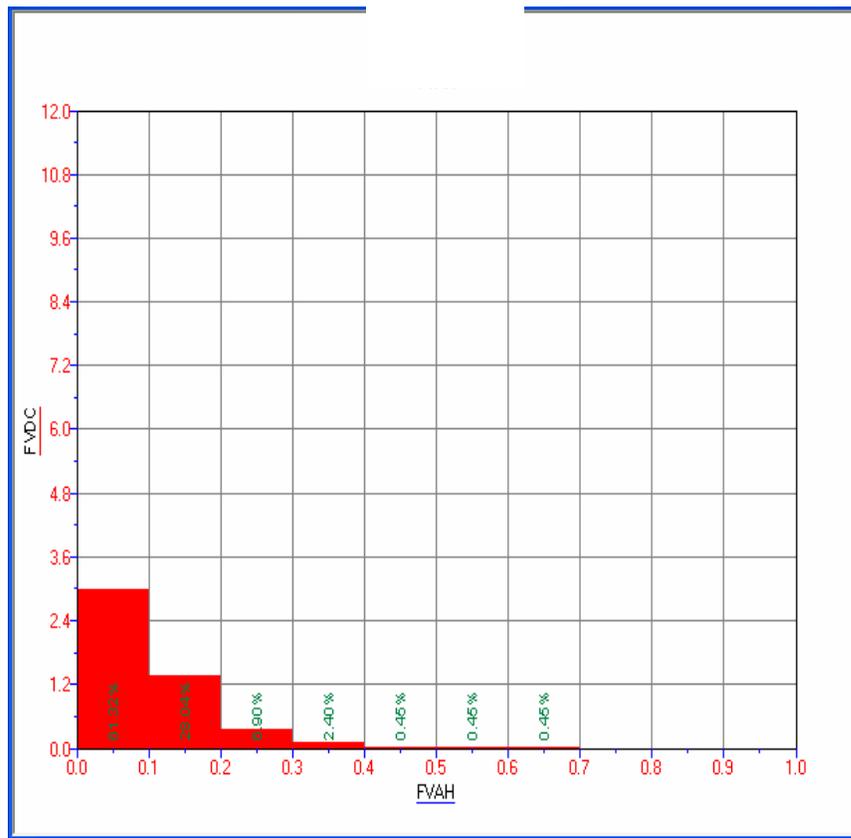


$$\text{PHIfrac_fmi} = 0,009437 + 0,139122 * \text{PHI_frac_res}$$

$r^2 = 0,031$ coeficiente de correlación.

**Figura 96. PHIfrac_fmi Vs. PHI_frac_res
Cimarrona Inferior**

Histograma de frecuencias de la apertura de fractura (FVAH) de los pozos.



**Figura 97. Histograma de Frecuencia – FVAH
Pozo 1N / Fm.Cimarrona**

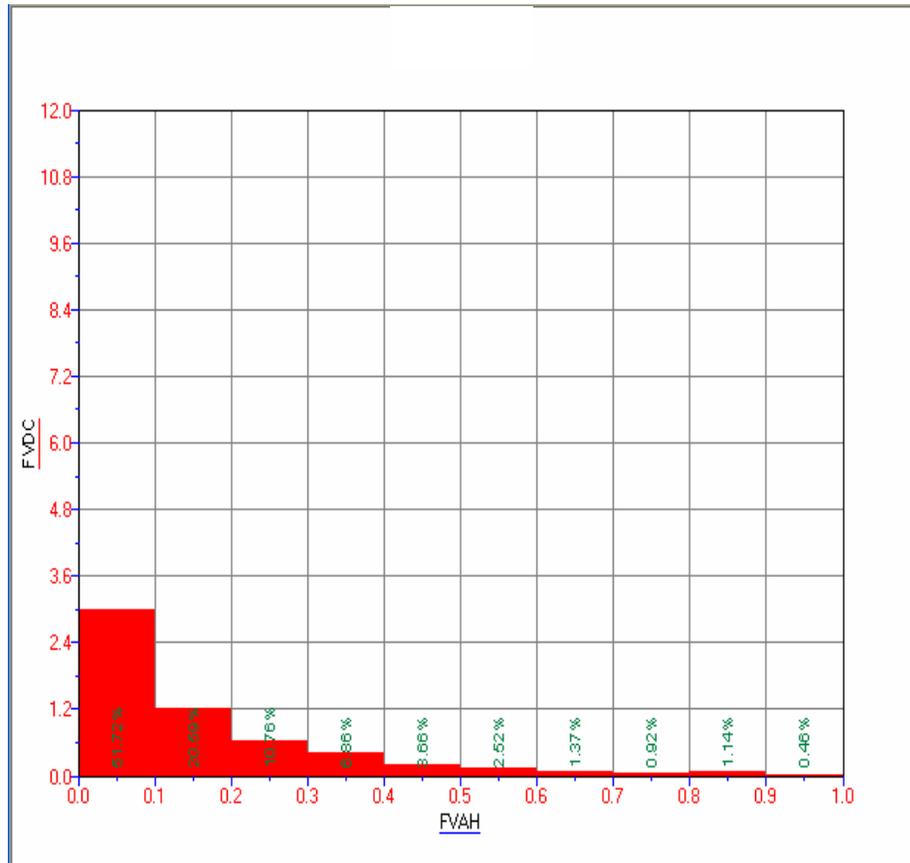
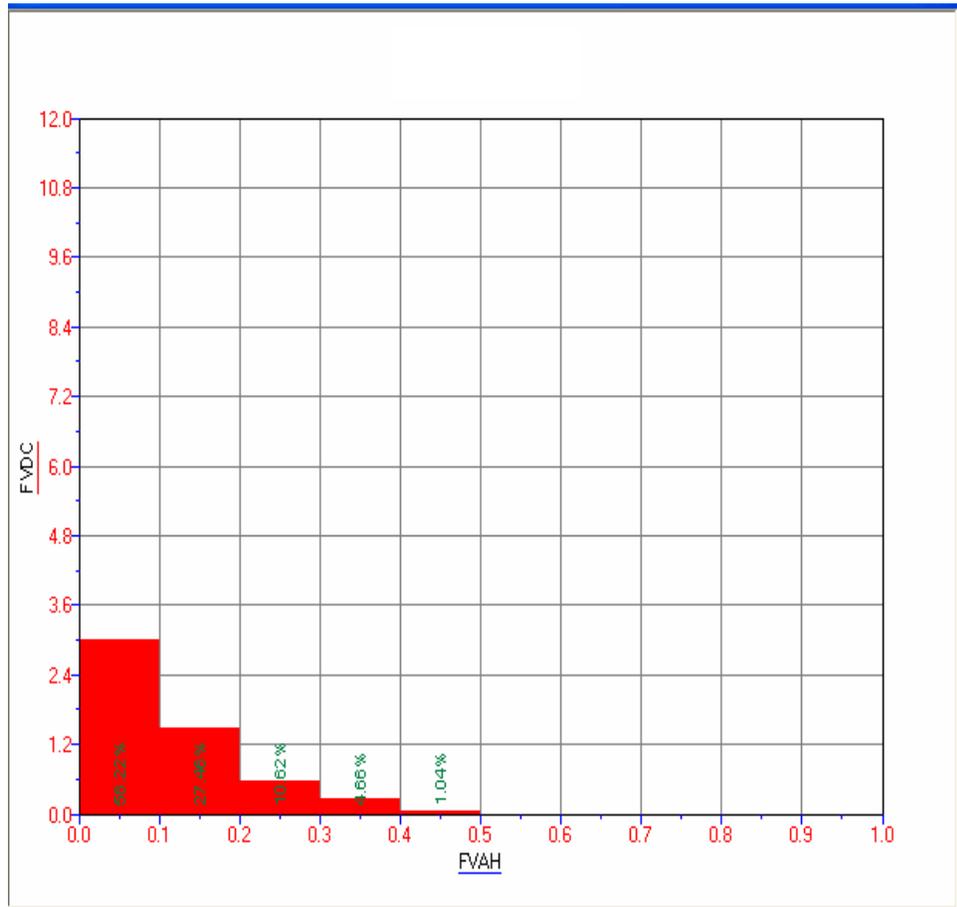
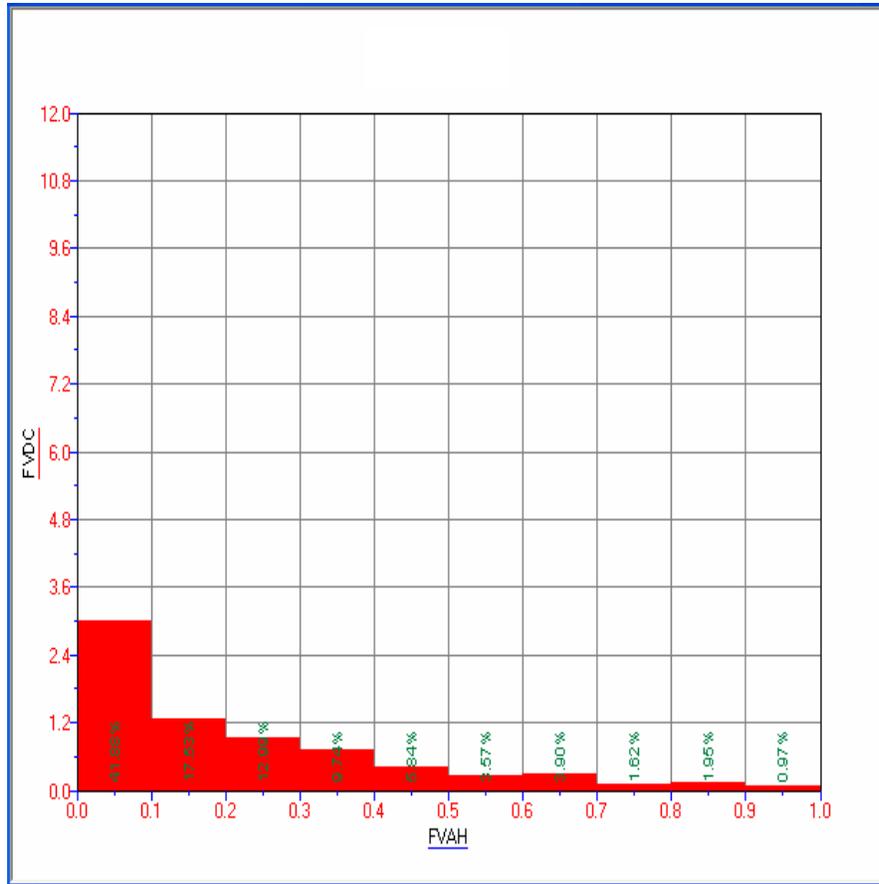


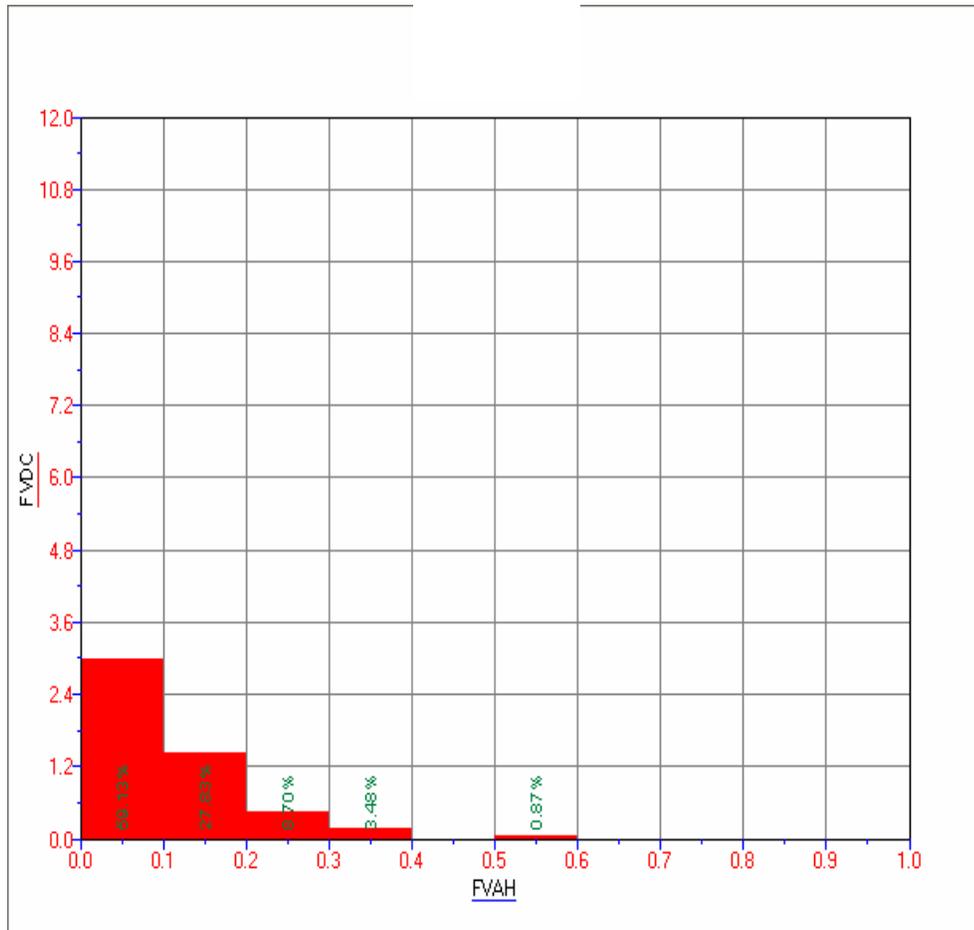
Figura 98. Histograma de Frecuencia – FVAH
Pozo 2S / Fm.Cimarrona



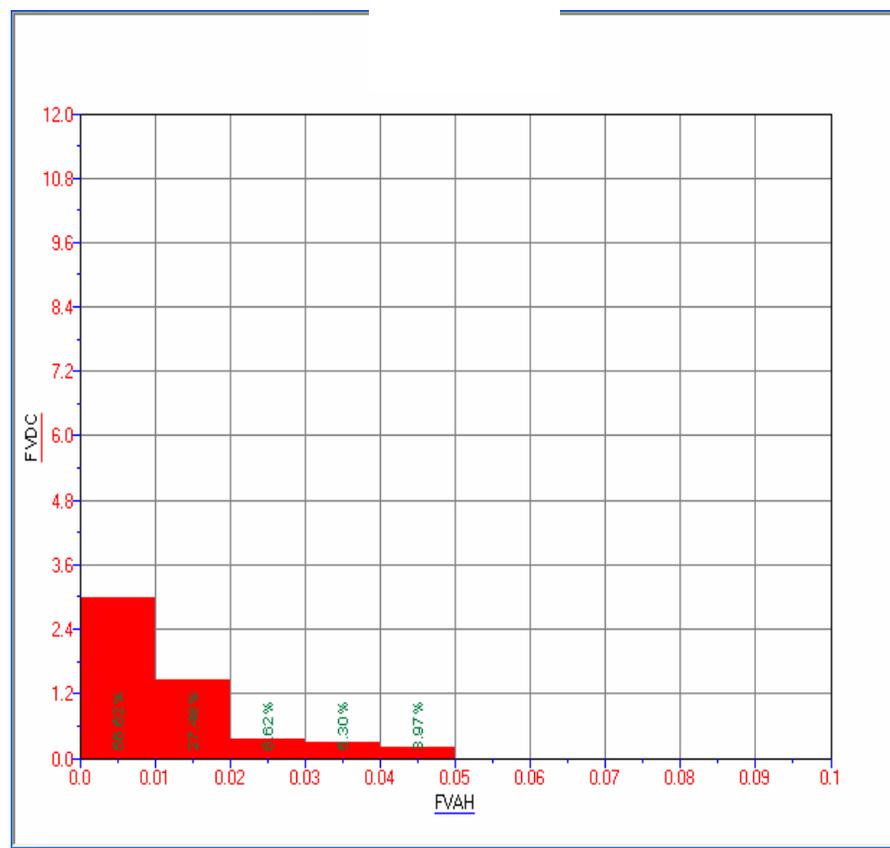
**Figura 99. Histograma de Frecuencia – FVAH
Pozo 3E / Fm.Cimarrona**



**Figura 100. Histograma de Frecuencia – FVAH
Pozo 4E / Fm.Cimarrona**



**Figura 101. Histograma de Frecuencia – FVAH
Pozo 5E / Fm.Cimarrona**



**Figura 102. Histograma de Frecuencia – FVAH
Pozo 6W / Fm.Cimarrona**

Tabla N° 3: Tabla de producción

Nombre de los Pozos	Intervalo Cañoneado	Producción Petrolera
Pozo - 1N	6052pies - 6130pies	12945 (bls/día)
Pozo - 2S	6366pies - 6696pies	6401 (bls/día)
Pozo - 3E	5698pies - 6012pies	3573 (bls/día)
Pozo - 4E	5550pies - 5838pies	7556 (bls/día)
Pozo - 5E	6907pies - 6932pies	15,2 (bls/día)
Pozo - 6W	5868pies - 5910pies	No hubo evidencia de hidrocarburo

En la siguiente tabla se puede observar el porcentaje de porosidad de fractura y permeabilidad de fractura obtenida del Campo Guaduas. (ver tabla 4)

Tabla N° 4. % de porosidad de fractura (Phi Pay) y permeabilidad de fractura (Kfr)

Formación Cimarrona									
	Gross Int (MD)	Gross Int (TVD)	Net Res (MD)	Net Res (TVD)	Net Pay (MD)	Net Pay (TVD)	N/G Pay (MD)	N/G Pay (TVD)	N/G Res (MD)
Pozo-1N	347.0	322.0	38.0	34.5	35.5	32.5	0.102	0.101	0.109
Pozo-2S	336.0	300.0	139.0	125.0	98.0	89.0	0.291	0.296	0.413
Pozo-3E	275.0	267.0	33.0	32.0	32.5	31.5	0.118	0.118	0.120
Pozo-4E	323.0	313.0	68.0	65.5	58.5	56.5	0.181	0.181	0.210
Pozo-5E	423.0	398.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pozo-6W	375.0	363.0	8.0	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Glosario de Términos

- **Arcilla:** Está constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados, procedentes de la descomposición de minerales de aluminio. Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene, siendo blanca cuando es pura. Surge de la descomposición de rocas que contienen feldespato, originada en un proceso natural que dura decenas de miles de años.
- **Arena:** Es un conjunto de partículas de rocas disgregadas. En geología se denomina arena al material compuesto de partículas cuyo tamaño varía entre 0,063 y 2 mm. Una partícula individual dentro de este rango es llamada *grano de arena*. Una roca consolidada y compuesta por estas partículas se denomina arenisca (Sin. psamita). Las partículas por debajo de los 0,063 mm y hasta 0,004 mm se denominan limo, y por arriba de la medida del grano de arena y hasta los 64 mm se denominan grava.
- **Abanico aluvial (Alluvial fan):** Acumulación de materiales, con forma de abanico o de segmento de cono, depositada por una corriente, que se apoya en una zona de relieve y se expande y termina en otra llana.
- **Antepaís:** Región relativamente estable que bordea una cadena plegada y hacia la cual vergen las estructuras de esta última, al menos en la región en que se da el contacto entre ambas.
- **Anticlinal:** Pliegue en el que las capas situadas en el interior de la curvatura son las más antiguas
- **Anticlinorio:** Vasto pliegue anticlinal, de orden kilométrico, afectado por pliegues paralelos con menor radio de curvatura.
- **Antiforma:** Conjunto de anticlinales y sinclinales que forman, en conjunto, una estructura anticlinal. Antónimo: sinforma.
- **Argilita:** Se considera sinónimo de roca arcillosa sin estratificación neta y endurecida por compactación.

- **Arrecife:** 1. Masa construida por los corales en aguas cálidas y claras. 2. En sentido amplio, en las series sedimentarias, todas las masas de calizas construidas por algas, corales, rudistas.
- **Barra:** 1. Cresta rocosa, correspondiente a una capa dura casi vertical o muy pendiente. 2. Relieve arenoso submarino, de trazado linear, producido por las corrientes. 3. Depósito de arena o grava, de forma más o menos alargada, situado en el curso de una corriente.
- **Barra de canal (Channel bar):** Depósito de arena o grava, de forma más o menos alargada, situado en el curso de una corriente, especialmente de tipo anastomosado.
- **Bioclástico/a:** Término aplicado a las rocas detríticas formadas por acumulación de restos de organismos.
- **Bioesparita:** Roca carbonatada formada por restos fósiles unidos por cemento cristalino de esparita predominante, con menos del 25% de intraclastos y oolitos.
- **Bioturbación:** Aspecto más o menos caótico de un sedimento motivado por la removilización en él provocada por organismos vivos.
- **Bituminoso/a:** Dícese de las rocas que contienen compuestos orgánicos hidrocarburoados, que les confieren color negro, tacto grasiento y olor frecuentemente fétido.
- **Brecha sedimentaria:** Roca formada por un 50%, al menos, de fragmentos angulosos con diámetro superior a 2 mm, unidos por un cemento o una matriz.
- **Brecha tectónica:** Fragmentación de las rocas en un contacto tectónico, habiendo cementado los fragmentos en el mismo lugar.
- **Buckling:** Plegamiento que se produce en una capa competente embebida en un medio más dúctil, o bien en un conjunto de capas de ductilidades variadas al ser sometidas a un esfuerzo paralelo a la estratificación.

- **Buzamiento:** Ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.
- **Cabalgamiento:** Conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales
- **Cemento:** Precipitación química, fina o ampliamente cristalizada, que empasta los granos y clastos de una roca.
- **Caliza:** Es una roca sedimentaria formada por al menos un 50% de Calcita, muy abundante en la naturaleza, pudiendo estar acompañada de algo de Dolomita, aragonito y siderita. Las calizas tienen poca dureza (se rayan con un cuchillo), y en frío dan efervescencia (desprendimiento burbujeante del CO₂). Contienen frecuentemente fósiles, por lo que son de importancia en estratigrafía.
- **Ciclo sedimentario:** Sedimentos que se depositan en una cuenca entre el inicio de dos fases transgresivas.
- **Ciclo tectónico u orogénico:** Sucesión de acontecimientos que rigen la formación y luego la destrucción de una cadena montañosa.
- **Clasto:** Fragmento, ya sea de un cristal, una roca, o un fósil.
- **Corriente de turbidez:** Movimiento de una masa de agua que contiene materiales detríticos terrígenos en suspensión, cuya densidad permite que descienda por gravedad las pendientes marinas (talud continental, cañones submarinos) o lacustres.
- **Delta:** Construcción en forma triangular o de abanico hecha con el material detrítico que transporta un río al sedimentarlo en su desembocadura en un mar o en un lago.
- **Detríticos:** 1. Partículas sólidas arrastradas y depositadas, procedentes del exterior de una cuenca. 2. Sedimentos o rocas formados predominantemente por partículas detríticas. Sinónimo: clásticos.

- **Diagénesis:** Proceso que implica cambios físico-químicos en un depósito sedimentario que lo convierte en una roca consolidada.
- **Distal:** Parte de una unidad deposicional o de una cuenca sedimentaria, más alejada del área fuente. Antónimo: proximal.
- **Dolomitización:** Reemplazamiento de la calcita por dolomita, con la obtención de una roca calcárea dolomitizada o de una dolomía secundaria.
- **Esparita:** Cemento carbonatado, de una roca calcárea, en forma de cristales mayores de 10 μm , que rellena poros ya existentes entre los elementos ya acumulados.
- **Estromatolito:** Estructura sedimentaria, típica de rocas carbonatadas, caracterizada por una laminación ondulada. Presenta formas variadas, originándose así diversos tipos de estromatolitos. Se forma por actividad de algas azul-verdes, en aguas muy someras.
- **Eustáticos:** Movimientos generalizados (de subida o de bajada) del nivel del mar a escala global.
- **Euxínico:** Perteneciente a un medio de circulación de las aguas restringido, con estancamiento o condiciones anaerobias.
- **Facies:** Conjunto de caracteres que definen una roca, grupo de rocas o un depósito.
- **Fan delta (Abanico deltaico):** Ver delta.
- **Feldespatos:** Silicatos de aluminio con distintas proporciones de potasio, sodio y calcio.
- **Félsico:** Que contiene cuarzo y feldespatos.

- **Flysch:** Nombre que se da a las formaciones sedimentarias masivas potentes, mayoritariamente turbidíticas, depositadas en regiones orogénicas antes de su deformación.
- **Fósil:** N. Resto o molde natural de un organismo conservado en un sedimento. Adj. Califica los objetos o sustancias, en general ligadas al mundo viviente, encerradas durante mucho tiempo en las rocas por un proceso de enterramiento o de infiltración.
- **Freático/a:** Se dice de la parte del subsuelo saturada de agua, y de esta misma agua.
- **G,H**
- **Intra-:** Prefijo que significa dentro, en el interior.
- **Intraclasto:** Fragmento de sedimento carbonatado, procedente de un sedimento próximo poco consolidado, y redepositado a corta distancia, prácticamente penecontemporáneo del sedimento que lo contiene.
- **J,K**
- **Lagoon:** Cuerpo de aguas someras con una conexión particularmente restringida con el mar. Generalmente el término se aplica a las masas de agua semiconfinadas de los atolones, arrecifes barrera o islas barrera.
- **Laguna estratigráfica:** Ver hiato
- **Litofacies:** 1. Conjunto de propiedades litológicas que definen a unos materiales.
2. Cuerpo rocoso delimitado por sus características litológicas.

- **Lutita:** Es una roca detrítica, es decir, formada por detritos, y está integrada por partículas del tamaño de la arcilla y del limo. En las lutitas negras el color se debe a la presencia de materia orgánica y, si la cantidad de ésta es muy elevada, se habla de "lutitas bituminosas".
- **Macro:** Prefijo que significa grande.
- **Manto de corrimiento:** Conjunto de terrenos que ha sido desplazado (alóctono) y ha venido a superponerse a otro conjunto (autóctono), del que originalmente estaba muy alejado.
- **Matriz:** Fracción fina de una roca que forma una masa en la que quedan englobados los cristales, granos o clastos de mayor tamaño.
- **Meandro:** Cada una de las curvas o revueltas que presentan algunas corrientes fluviales en su recorrido.
- **Mega:** Elemento compositivo que significa grande.
- **Micrita:** 1. Fango calcáreo, o su equivalente consolidado, con cristales de tamaño entre 1 y 4 μm que puede constituir la matriz de las rocas carbonatadas. 2. Roca carbonatada constituida por calcita microcristalina con menos del 10% de aloquímicos.
- **Mud flat (Llanura lutítica o de fango):** Zona débilmente inclinada cubierta por sedimentos finos (fango) que bordea la costa y que está más o menos completamente sumergida por las mareas. Corresponde a la zona interna de las llanuras de marea.
- **Nerítico/a:** 1. Relacionado con las aguas someras próximas a la costa, situadas sobre la plataforma continental. 2. Zona. Aquella parte del fondo marino que se extiende desde el límite inferior de la línea de mareas hasta una profundidad de 200 m

- **Nódulo:** Masa globosa, decimétrica o centimétrica, que se diferencia por su composición y/o su estructura del resto de la roca que la contiene.
- **Orógeno:** Sistema montañoso edificado sobre una porción inestable de la corteza terrestre que ha sufrido un importante acortamiento y presenta pliegues y mantos de corrimiento.
- **Ortocuarcita o Cuarciarenita:** Arenisca con más del 95% de cuarzo.
- **Ortogneis:** Roca metamórfica con bandeado mineral, de procedencia ígnea.
- **Oxidación:** 1. Proceso de combinación con el oxígeno. 2. Removilización de uno o más electrones de un ión o átomo.
- **Paleo:** Prefijo que significa antiguo.
- **Paleosuelo:** Suelo generado en el pasado y enterrado bajo sedimentos posteriores.
- **Palustre:** Relativo o perteneciente a pantanos o zonas pantanosas.
- **Para:** En la nomenclatura de las rocas metamórficas indica que la roca original era sedimentaria.
- **Parálico/a:** Se aplica a los medios o cuencas fundamentalmente pantanosas que sufren invasiones más o menos periódicas del mar. El término es utilizado particularmente para las cuencas carboníferas costeras (por oposición a las cuencas continentales límnicas).
- **Plataforma continental (Offshore):** Zona que se extiende desde el límite inferior de la playa (shoreface) hasta el borde superior del talud continental, y de unos 200 m de profundidad como máximo.

- **Playa-lake:** Zona llana, de sedimentos detríticos de tamaño limo y arcilla, asociados a evaporitas, ocupada previamente por un lago endorreico desértico.
- **Pliegue:** Deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.
- **Q**
- **Regresión:** Retirada de las aguas del mar de una región; da lugar a una secuencia de depósitos de medios progresivamente más someros. Antónimo: transgresión.
- **Rift:** 1. Rift continental, o fosa de hundimiento (graben), limitado por bordes elevados, con actividad volcánica más o menos intensa. 2. Rift oceánico o fosa de hundimiento en medio de las dorsales.
- **Rifting:** Formación de rifts en el estadio precoz de una apertura oceánica.
- **Ripple:** Estructura sedimentaria en forma de cresta originada por corrientes de agua o de aire o por el oleaje.
- **Secuencia deposicional:** Parte de una sucesión estratigráfica relativamente concordante de estratos genéticamente relacionados y cuyo techo y muro son discontinuidades o continuidades correlativas. Se trata de una unidad estratigráfica "híbrida", en parte limitada por discontinuidades y en parte unidad cronoestratigráfica.
- **Siliciclástico:** Detrítico de composición silíceo.
- **Sill:** Cuerpo intrusivo en forma de lámina que se sitúa entre dos capas, concordante con ellas.
- **Sinclinal:** Pliegue en el que los elementos situados en el interior de la curvatura son los más modernos.

- **Skarn:** Roca constituida por silicatos cálcicos (piroxenos, anfíboles, granates, vesuvianita, wollastonita) formada en el contacto entre intrusivos graníticos y rocas carbonatadas por metasomatismo.
- **Somero/a:** Relativo a zonas, aguas, medios, condiciones, etc. cerca de la superficie del agua.
- **Subducción:** Hundimiento en la astenosfera de una placa cortical oceánica, probablemente como consecuencia de su mayor peso, en el límite con una placa de corteza continental que, al ser más ligera, queda en superficie.
- **Subsidencia:** Hundimiento progresivo, durante un periodo bastante largo, del fondo de una cuenca sedimentaria, que permite la acumulación de grandes espesores de sedimentos.
- **Talud continental:** Zona de pendiente del margen continental, continuación de la plataforma, que desciende desde los 200 m de profundidad hasta los 4.000 m.
- **Tasa de sedimentación:** Espesor de sedimentos depositados por unidad de tiempo.
- **Tectogénesis:** Formación de estructuras tectónicas.
- **Terraza:** Rellano situado en una o ambas vertientes de un valle, a una altitud superior a la del curso de agua, que representa el resto de un antiguo lecho en el que ha profundizado el curso de agua.
- **Terrígeno:** Se dice de todo fragmento de roca, mineral, etc. que ha sido arrancado de un terreno emergido por la erosión, así como de los sedimentos constituidos por ellos.
- **Tidal flat (Llanura mareal):** Área que se cubre y se descubre con la subida y bajada de la marea.
- **Transgresión:** Avance de las aguas del mar sobre una región continental; da lugar a un secuencia de depósitos de medios progresivamente más profundos.

- **Turbidita:** Capa de sedimentos fundamentalmente detríticos depositados de una vez por una corriente de turbidez. Su espesor es normalmente de orden decimétrico, pudiendo llegar a 1-2 m. En su forma más completa puede ser descrita por la secuencia tipo de Bouma. Se conocen tanto en medio marino como lacustre. La repetición de capas de turbiditas puede generar potentes series turbidíticas en zonas de talud y de llanura abisal. Constituyen prácticamente la totalidad de las facies flysch y parte de la molasa.
- **Unidad aloestratigráfica:** Cuerpo estratiforme cartografiable compuesto por rocas sedimentarias que se define e identifica por las discontinuidades que lo delimitan a muro y techo. Sinónimo: UBSU. Términos afines: secuencia deposicional, unidad tectosedimentaria (UTS).
- **Unidad litoestratigráfica:** Volumen de materiales diferenciado por sus características litológicas.
- **Vadoso/a:** Se dice del agua que percola en el subsuelo (y de los sedimentos y ambientes afectados), sin formar parte del freático de agua subterránea.
- **Vaugnerita:** Roca diorítica de textura especial entrecruzada y grano medio.
- **Vergencia:** Sentido hacia el que se dirige o vuelca un pliegue no recto. Por extensión, designa también el sentido hacia el cual se producen los cabalgamientos (pliegue acostado, falla inversa, escama, manto).
- **W**
- **Xenolito:** Fragmentos de la roca encajante englobados en la roca plutónica.
- **Xenomorfo:** Cristal con caras mal desarrolladas.
- **Y,Z**