

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO SBC-1 (CRETÁCEO) INCORPORANDO LOS DATOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS CONVENCIONALES Y ESPECIALES; CAMPOS SANTA BÁRBARA Y PIRITAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Kraim G., María
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO SBC-1 (CRETÁCEO) INCORPORANDO LOS DATOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS CONVENCIONALES Y ESPECIALES; CAMPOS SANTA BÁRBARA Y PIRITAL

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Víctor Casas

COTUTOR ACADÉMICO: Prof. Ricardo Alezones

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Carlos Jiménez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Kraim G., María
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2008

DEDICATORIA

A Dios por sobre todas las cosas.

A mis dos pilares fundamentales:

Deyanira González, mi madre y amiga incondicional y Antonio Kraim, mi padre y compañero de pelea, pero vaya que han servido tus peleas papi, los amo.

A la memoria de mi inolvidable tío Narciso González.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, mi casa de estudios.

A mis tutores académicos Víctor Casas y Ricardo Alezones, por sus sabias asesorías, gracias.

A mi tutor industrial Carlos Jiménez, quien hizo posible este trabajo de grado.

A la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Punta de Mata, por darme la oportunidad de realizar este trabajo de grado en sus instalaciones.

A mis padres por darme este entusiasmo por los estudios desde niña, por ustedes soy hoy día una profesional, GRACIAS PAPI... GRACIAS MAMI...LOS AMO!

A mis hermanos Alberto José y José Antonio, mis mejores amigos.

A mis abuelos, primos, primas, sobrino, tíos y tías, muy especialmente a mi tía Magaly por tener siempre unas lindas palabras y a mi tía Victoria por recibirme en su casa y ser mas que una tía mi amiga, GRACIAS!

A mi peludito, mi amigo, mi compañero, mi gran amor, mi esposo, por estar siempre a mi lado apoyándome en cada paso y por darme este hijo precioso GRACIAS MI VIDA!

A mis grandes amigos y compadres: Francy, Francine y Gilberto.

A mis amigos de la sala SAMI, muy especialmente a la Cerdis y el Alex.

A la familia Oliveros Betancourt por esos seis meses de estadía y cariño que me brindaron, GRACIAS.

A la familia Ramírez Valdebenito por recibirme como un miembro mas de su familia, cuando aún no lo era, sin ustedes esos años en Caracas no habrían sido tan cálidos, GRACIAS!

A mi cuñada Aretha y a mi tío Beto, gracias por prestarme la compu.

A todas esas personas que me ayudaron con mi bebe, GRACIAS!

A los panas de la universidad: Cachaco, Ruco, Alain, Maria, Frodo, Sao, Negrito, Quinsi, Lennies, Johan a todos gracias por esos momentos desestresantes y por acompañarme en este gran triunfo de mi vida, muy especialmente a Whenddy por toda su ayuda y a Eddie por su amistad.

A toda la familia Ramírez Muñoz, especialmente a los abuelos Margarita y José por creer en mi y quererme tanto.

Y a todas esas personas que no están aquí, pero que de una u otra forma han contribuido en el termino de esta etapa de mi vida, GRACIAS!

Kraim G., María

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO SBC-1
(CRETÁCEO) INCORPORANDO LOS DATOS DE ANÁLISIS DE
NÚCLEOS CONVENCIONALES Y ESPECIALES; CAMPOS SANTA
BÁRBARA Y PIRITAL**

Tutor Académico: Prof. Víctor Casas. Cotutor Académico: Ricardo

Alezones. Tutor Industrial: Ing. Carlos Jiménez. Tesis. Caracas, U.C.V.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2007,

121 p.

Palabras Claves: Petrofísica, Análisis Convencionales, Análisis Especiales,

Campo Santa Bárbara, Campo Pirital.

Resumen. La caracterización del yacimiento SBC-1 fue realizada en los horizontes productivos de edad Cretáceo (formaciones San Antonio y San Juan) y se llevó a cabo utilizando datos de análisis convencionales y especiales de núcleos. El estudio se inició con la caracterización del agua de formación, el cual consistió principalmente en la determinación de R_w (resistividad del agua de formación) a la temperatura promedio del yacimiento. Luego se realizó la correlación núcleo-perfil, lo cual representó un factor determinante en la caracterización petrofísica del yacimiento, ya que por medio de la misma se asoció la respuesta de los registros con los resultados de núcleos y en ese sentido se establecieron correlaciones correspondientes. Para el cálculo de los parámetros petrofísicos se construyeron gráficas de factor de formación (FF) Vs. porosidad (PHI), de la cual se obtuvo el factor de cementación (m) y el coeficiente de tortuosidad (a), y gráficas de índice de resistividad (IR) Vs. saturación de agua (S_w) para el cálculo del factor de saturación (n). Con el fin de corroborar los valores obtenidos de las gráficas mencionadas anteriormente se utilizó el método de Pickett Plot en zonas del yacimiento donde pudo asumirse 100% saturación de agua. La estimación de la porosidad efectiva del yacimiento se realizó relacionando la porosidad obtenida de los perfiles con la porosidad de núcleos. El radio de garganta de poros se estimó utilizando las ecuaciones de Winland y/o Pitmann combinando los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos a condiciones de superficie con las pruebas de presión capilar, para luego diferenciar las facies petrofísicas asociadas al yacimiento. Una vez realizada la caracterización petrofísica antes descrita se procedió a la reinterpretación de los pozos en función de las variables del modelo.

ÍNDICE

<u>CONTENIDO</u>	<u>PÁGINA</u>
<u>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS</u>	
1.1) INTRODUCCIÓN.....	13
1.2) OBJETIVOS.....	16
1.2.1) Objetivo General.....	16
1.2.2) Objetivos Específicos.....	17
<u>CAPÍTULO II: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</u>	18
<u>CAPÍTULO III: MARCO REFERENCIAL</u>	
3.1) ASPECTOS GEOLÓGICOS DE ÁREA	20
3.2) ESTUDIOS PREVIOS	24
3.3) FUNDAMENTOS TEÒRICOS.....	26
<u>CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO</u>	
4.1) DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	60
4.2) DEFINICIÓN DE VARIABLES.....	60
4.3) POBLACIÓN Y MUESTRA.....	60
4.4) INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	61
4.5) PROCEDIMIENTOS.....	62
4.5.1) Caracterización del agua de formación.....	62
4.5.2) Calibración Núcleo – Perfil.....	67
4.5.3) Cálculo de las propiedades eléctricas de la roca.....	69
4.5.4) Estimación de la porosidad efectiva (PHIE).....	71
4.5.5) Estimación del radio de garganta de poros.....	72
4.5.6) Diferenciación de facies petrofísicas.....	74
4.5.7) Ajuste del modelo de permeabilidad (K).....	75
4.5.8) Evaluación de los pozos del proyecto en función de las variables del modelo.....	77
4.6) ANÁLISIS DE DATOS.....	77
<u>CAPÍTULO V: RESULTADOS Y ANÁLISIS</u>	
5.1) Caracterización del agua de formación.....	78
5.2) Cálculo de las propiedades eléctricas de la roca.....	81
5.3) Estimación de la porosidad efectiva (PHIE).....	87

5.4) Estimación del radio de garganta de poros.....	98
5.5) Diferenciación de facies petrofísicas.....	99
5.6) Ajuste del modelo de permeabilidad (K).....	103
5.7) Evaluación de los pozos del proyecto en función de las variables del modelo.....	111
SUMARIO Y CONCLUSIONES.....	116
RECOMENDACIONES.....	118
BIBLIOGRAFIA.....	119
APENDICES.....	123

LISTA DE GRÁFICOS Y TABLAS

Gráfico 5.1: Gráfica de $\text{Log}(FF)$ vs $\text{Log}(PHI)$, incluyendo análisis de núcleos de los pozos SBC-21, SBC-70 y SBC-103 (pag. 83).

Gráfico 5.2: Gráfica de $\text{Log}(IR)$ vs $\text{Log}(Sw)$, incluyendo análisis de núcleos de los pozos SBC-21, SBC-70 y SBC-103 (pag. 84).

Gráfico 5.3: Gráfica de Pickett Plot Resistividad (ILD) vs Porosidad (NPHI), incluyendo análisis de núcleos del pozo SBC-21 (pag. 85).

Gráfico 5.4: Gráfica del perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor) (pag. 88).

Gráfico 5.5: Gráfica del perfil de porosidad densidad-neutron (PXND) vs porosidad de núcleos (CorPor) (pag. 89).

Gráfico 5.6: Gráfica del perfil de porosidad sonico (PHIS) vs porosidad de núcleos (CorPor) (pag. 90).

Gráfico 5.7: Gráfica del perfil de porosidad neutron (PHIN) vs porosidad de núcleos (CorPor) (pag. 91).

Gráfico 5.8: Gráfica del perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor) (pag. 92).

Gráfico 5.9: Gráfica de porosidad total (PHIT), perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor) eliminando datos dispersos, utilizando una función cuadrática (pag. 93).

Gráfico 5.10: Gráfica de porosidad total final (PHIT.FIN), perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor) eliminando datos dispersos, utilizando una función lineal (pag. 94).

Gráfico 5.11: Densidad (ILD o R_t) vs. rayos gamma (GR) (pag. 96).

Gráfico 5.12: Volumen de arcilla de los núcleos (CoreVshl) vs. Índice de arcillosidad (Ish) (pag. 97).

Gráfico 5.13: Ecuación de Winland (1972) ($R_{35}Winland$) vs. El radio de garganta poral con datos provenientes de naceos ($R_{35}Pc$) (pag. 98).

Gráfico 5.14: Porosidad vs. Permeabilidad anexando isóneas para la diferenciación de petrofacies (pag. 100).

Gráfico 5.15: Radio de garganta poral de núcleos vs. Saturación de agua irreducible, incluyendo la diferenciación de petrofacies (pag. 102).

Gráfico 5.16: Permeabilidad de núcleos vs. Porosidad de núcleos, incluyendo la diferenciación de petrofacies (pag. 105).

Gráfico 5.17: Permeabilidad de Timur vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Indonesian (pag. 106).

Gráfico 5.18: Permeabilidad de Timur vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Simandoux (pag. 107).

Gráfico 5.19: Permeabilidad de Coates vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Indonesian (pag. 108).

Gráfico 5.20: Permeabilidad de Coates vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Simandoux (pag. 109).

Gráfico 5.21: Permeabilidad resultante del despeje de la Ecuación de Winland (1972) (KR35) vs. La permeabilidad de núcleos (Kaire) (pag. 111).

Tabla 4.1: Pozos con análisis de núcleos (pag. 61).

Tabla 4.2: Facies petrofísicas vs. tamaño de garganta de poros (pag. 75).

Tabla 5.1: Total de muestras con análisis de agua del yacimiento SBC-1 y yacimientos adyacentes al mismo (pag. 79).

Tabla 5.2: Total de muestras con análisis de agua del yacimiento SBC-1 y yacimientos adyacentes al mismo, pertenecientes al tramo Cretáceo y de procedencia connata (pag. 80).

Tabla 5.3: Resultados promedios de la salinidad y resistividad del agua de formación (pag. 80).

Tabla 5.4: Resultados del parámetro m del yacimiento SBC-1 (Cretáceo) utilizando el Método de Pickett (pag. 86).

Tabla 5.5: Resultados de los parámetros m , a y n del yacimiento SBC-1 (Cretáceo) (pag. 86).

Tabla 5.6: Diferenciación de petrofacies según el radio de garganta poral proveniente de la ecuación de Winland_R35 (pag. 99).

Tabla 5.7: Numero de muestras por cada petrofacie y su representación en porcentaje (pag. 101).

Tabla 5.8: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KB (pag. 112).

Tabla 5.9: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KC (pag. 112).

Tabla 5.10: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KD (pag. 112).

Tabla 5.11: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KE (pag. 112).

Tabla 5.12: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KF (pag. 112).

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1:** Mapa de ubicación geológica (Gutiérrez, 1998) (pag. 14).
- Figura 1.2:** Mapa de ubicación geográfica (Casanova, 2001) (pag. 14).
- Figura 1.3:** Mapa estructural del yacimiento SBC-1 y yacimientos adyacentes (PDVSA exploración y producción, 1999) (pag. 15).
- Figura 3.1:** Columna Estratigráfica Local, campos Santa Bárbara-Piritál (PDVSA Estudios Integrados Piritál, 2002) (pag. 20).
- Figura 3.2:** Mapa Oficial de los Campos Santa Bárbara y Piritál, 1995 (PDVSA Gerencia de yacimientos Distrito Norte de Monagas, 2005) (pag. 23).
- Figura 3.3:** Mapa Actual de los Campos Santa Bárbara y Piritál (PDVSA Gerencia de yacimientos Distrito Norte de Monagas, 2005) (pag. 23).
- Figura 3.4:** Tipos de porosidad. Según la fabrica de la roca: intergranular, intragranular, intercrystalina y móldica, y dependientes de la textura original: por fractura y por disolución (EXGEO, 2002) (pag. 28).
- Figura 3.5:** Empaque de esferas iguales: cúbico, ortorrombico, tetragonal y romboédrico (Casanova, 2001) (pag. 30).
- Figura 3.6:** Ley de Darcy (EXGEO, 2002) (pag. 32).
- Figura 3.7:** Ascenso de agua en un Capilar (Acosta, 2002) (pag. 38).
- Figura 3.8:** A) Elevación capilar de un fluido mojante; B) Depresión capilar de un fluido no mojante (Acosta, 2002) (pag. 39).
- Figura 3.9:** Ecuaciones de Pitmann (1992) para saturaciones de mercurio desde 10% hasta 75% (PDVSA-E&P-INTEVEP, Distrito Norte de Monagas, 1999) (pag.45).
- Figura 4.2:** Gráfico Gen 8 de Schlumberger, concentración total de sólidos (pag.65).
- Figura 4.3:** Gráfico Gen-9 de Schlumberger, resistividad del agua de formación (pag. 66).
- Figura 4.4:** Desfase de profundidad entre el registro GR y el registro GR del núcleo extraído (Core GR) (pag. 68).
- Figura 4.5:** Porosidad (PHI) en escala lineal vs la permeabilidad (K) en escala logarítmica, incluye isolíneas de las facies petrofísicas (pag. 75).

Figura 5.1: Resultados del cotejo de los distintos modelos generados para el pozo SBC-21(horizonte KC) (pag. 113).

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1) INTRODUCCIÓN

Los Campos Pirital y Santa Bárbara están ubicados en el Flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín (Figura 1.1), aproximadamente 70 km al oeste de la ciudad de Maturín, estado Monagas (Figura 1.2) y representa una de las acumulaciones de hidrocarburos más extensas que opera PDVSA en el Oriente de Venezuela.

Estos Campos se caracterizan por presentar un sistema de fallas de gran complejidad, por lo cual están divididos en cuatro yacimientos distribuidos de la siguiente manera: al norte el yacimiento PIC-1, al sur SBC-8, al suroeste SBC-6 y en la zona central se localiza el yacimiento en estudio SBC-1, que a su vez está subdividido en el Área 1 al oeste y el Área 2 al este (Figura 1.3).

El yacimiento SBC-1 fue descubierto en octubre de 1988, con la perforación del pozo SBC-1E, comenzando su producción en febrero de 1989. Los horizontes prospectivos de este yacimiento se encuentran en las formaciones San Antonio y San Juan (Cretáceo) y Naricual (Oligoceno), siendo las dos primeras donde se enfocará el presente trabajo.

La formación San Antonio está formada esencialmente de calizas y lutitas negras con numerosas capas de areniscas duras de color gris claro y de chert, y suprayacente a esta se encuentra la formación San Juan la cual se caracteriza por una alternancia monótona de capas de areniscas muy duras intercaladas con capas centimétricas de lutitas negras, localmente calcáreas y limolitas negras. Los

registros de rayos gamma han demostrado que la relación torio-potasio disminuye en el Cretáceo, debido al incremento de potasio en estas formaciones, como consecuencia de la aparición de la arcilla illita.

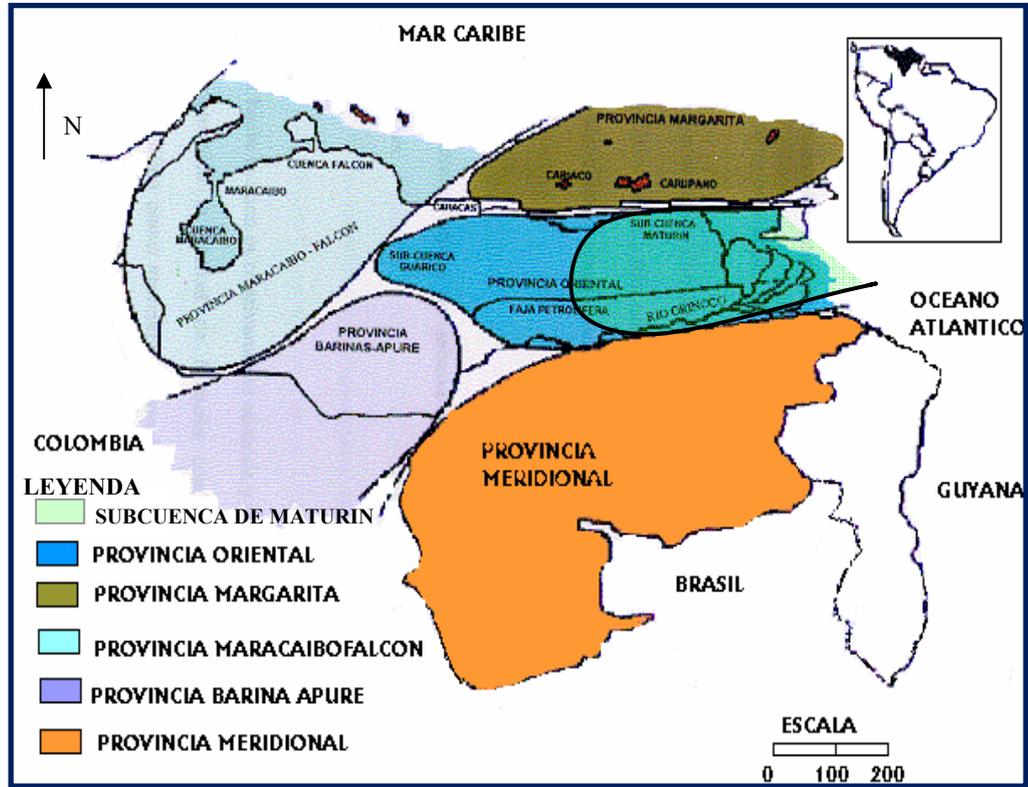


Figura 1.1: Mapa de ubicación geológica (Gutiérrez, 1998)

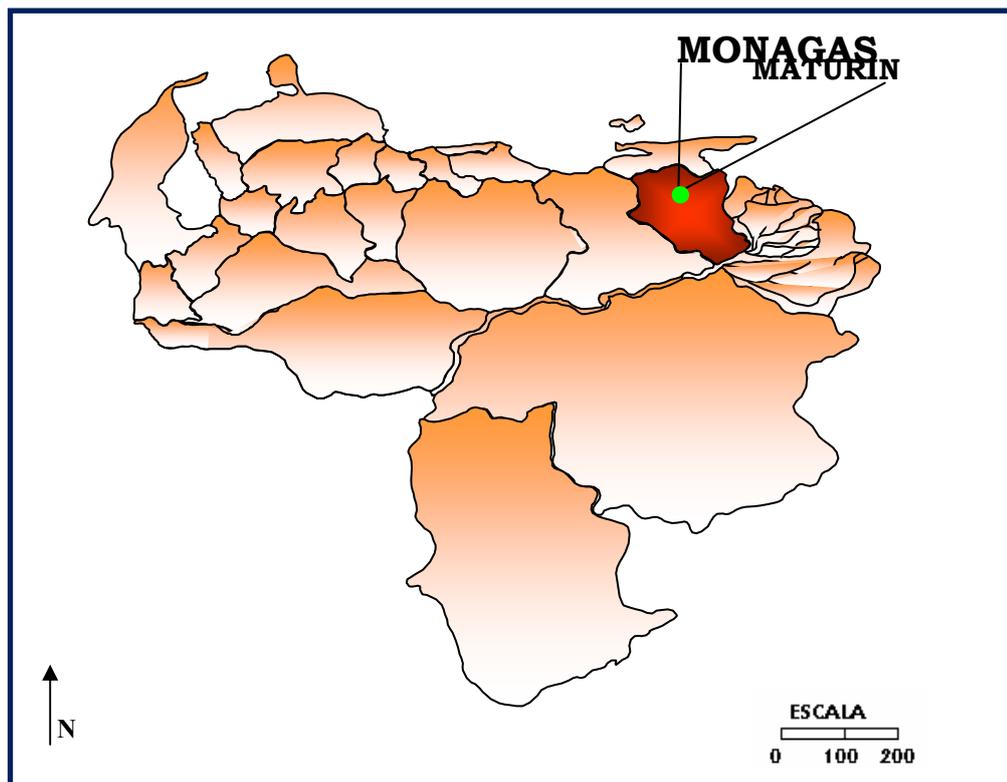


Figura 1.2: Mapa de ubicación geográfica (Casanova, 2001)

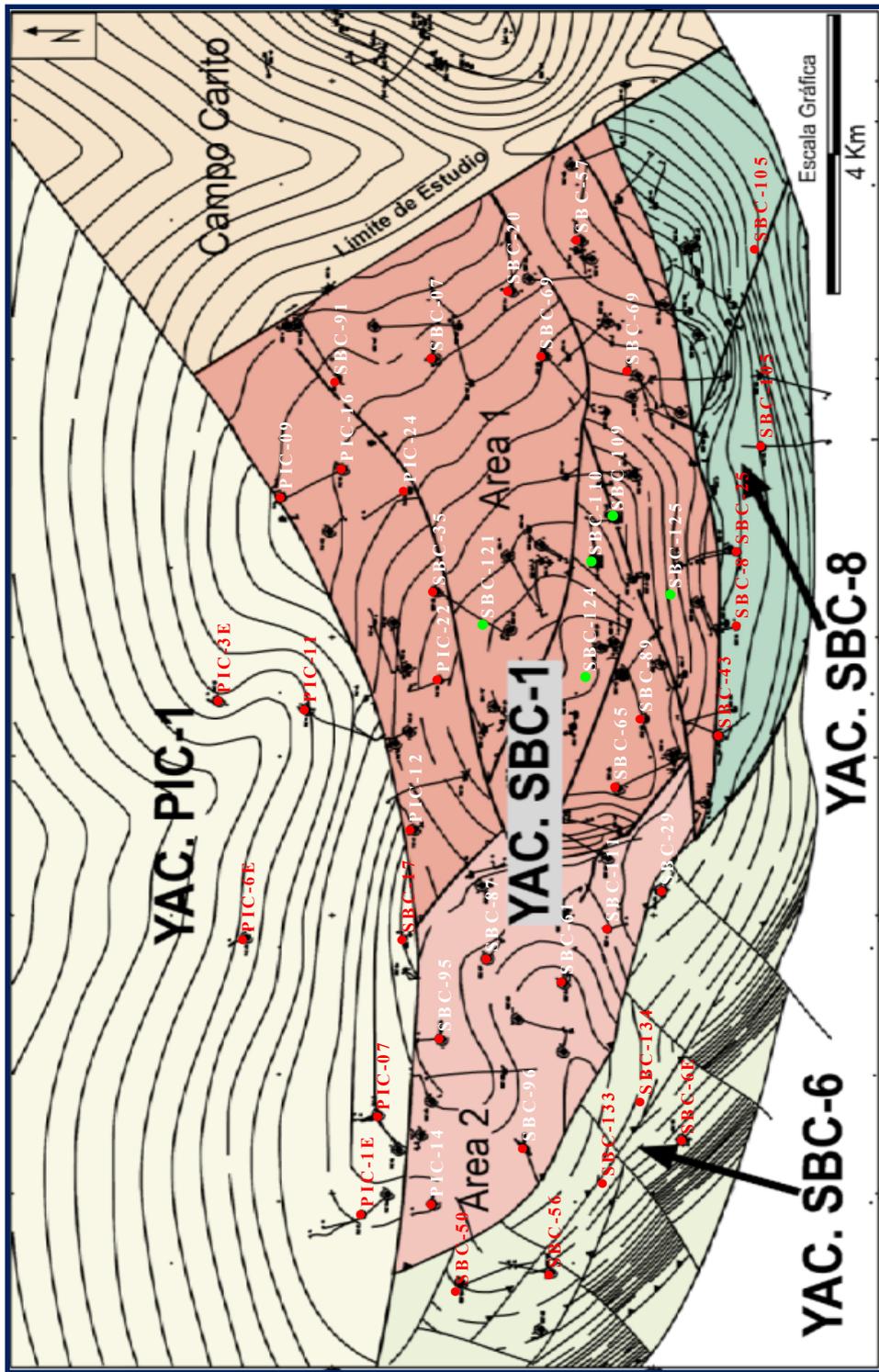


Figura 1.3: Mapa estructural del yacimiento SBC-1 y yacimientos adyacentes (PDVSA exploración y producción, 1999)

Por medio de este proyecto se evaluaron los pozos del yacimiento SBC-1 de edad Cretáceo a partir de un modelo petrofísico en el cual se incorporó la información de análisis especiales y convencionales de núcleos y su respectiva correlación con los perfiles.

La evaluación fue realizada en 9 pozos del campo Santa Bárbara y 1 pozo del campo Pirital, todos bajo un mismo criterio, con lo cual se obtuvo resultados uniformes.

La caracterización petrofísica desarrollada en este estudio incorpora la determinación, análisis y en algunos casos la estimación de la resistividad del agua de formación, las propiedades eléctricas de la roca, la porosidad, el radio de garganta de poros, las facies petrofísicas, la permeabilidad, los cuales son elementos claves en la descripción del yacimiento, ya que determinan la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del espacio poral de la roca.

1.2) OBJETIVOS

Los objetivos que se pretenden alcanzar con el presente trabajo son los siguientes:

1.2.1) Objetivo General:

Caracterizar petrofísicamente el yacimiento SBC-1(Cretáceo) perteneciente a los campos Santa Bárbara y Pirital; incorporando los datos de análisis de núcleos convencionales y especiales.

1.2.2) Objetivos Específicos:

- Determinar la resistividad del agua de formación a partir de análisis físico-químicos en muestras de aguas.
- Calcular las propiedades eléctricas de la roca.
- Elaborar un modelo para la estimación de la porosidad.
- Elaborar un modelo para la estimación del radio de garganta de poros.
- Diferenciar las facies petrofísicas.
- Elaborar un modelo para la estimación de la permeabilidad.
- Evaluar los pozos del área en función de las variables del modelo.
- Obtener el título de Ingeniero Geólogo otorgado por la Universidad Central de Venezuela por medio de este trabajo especial de grado.

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, la caracterización petrofísica de los yacimientos es uno de los estudios más utilizados específicamente para calcular las propiedades de la roca y hallar las zonas prospectivas más confiables para la extracción de hidrocarburos.

Durante la caracterización de los campos Santa Bárbara y Pirital se han realizado, desde sus descubrimientos hasta el presente, diferentes estudios que han permitido mejorar el conocimiento y entendimiento de las complejas estructuras existentes, así como de la columna de fluidos que los identifican.

El último estudio realizado del yacimiento SBC-1 fue un modelo petrofísico en el año 1999, el cual incorporó el análisis de las complejas variaciones en la geometría de los poros y de las gargantas de poros y a su vez se evaluaron los yacimientos del área a partir de un modelo petrofísico generado utilizando la información de los núcleos y las correlaciones de éstos con los perfiles. Este modelo se utilizó para la evaluación de 81 pozos bajo un mismo criterio, logrando así la estandarización de los datos y la obtención de resultados uniformes (PDVSA-E&P Distrito Norte de Monagas, 1999).

Desde el año 1999 hasta la actual se han recolectado una serie de datos de análisis de núcleos que necesitan ser interpretados y anexados al modelo existente.

Por lo tanto, la caracterización petrofísica que será realizada tendrá como finalidad primordial la evaluación petrofísica de los pozos del área en función de las variables del modelo preexistentes.

Por medio de esta caracterización petrofísica se podrán planificar todas las actividades operativas dentro del yacimiento SBC-1 y los métodos utilizados para obtener los resultados de la investigación se podrán utilizar en todos los pozos de los campos Santa Bárbara y Pirital así como también a los pozos de otros campos.

Otro objetivo del presente trabajo podría ser aplicar los resultados del modelo para encontrar nuevas localizaciones de hidrocarburos, y de esta forma determinar los intervalos a perforar, pero no se realizó por falta de tiempo y a su vez para dar oportunidad a otros estudiantes de trabajar en una tesis de grado referente al tema.

CAPÍTULO III

MARCO REFERENCIAL

3.1) Aspectos geológicos del área

3.1.1) Estratigrafía, Sedimentología y Marco Estructural

En el oriente de Venezuela durante el Cretáceo se depositaron las formaciones San Antonio y San Juan las cuales representan la zona basal de la columna estratigráfica que caracteriza los campos Santa Bárbara y Pirital, y sobre esta descansa discordantemente la formación Naricual de edad Oligoceno Tardío. Concordantes a la formación Naricual están los estratos de edad Mioceno Temprano a Medio de la formación Carapita, la cual es discordante con la formación La Pica de edad Mioceno–Plioceno, que junto con las formaciones Las Piedras y Mesa (edad Plioceno a Pleistoceno), conforman el relleno gradual de la cuenca, con un espesor tomado de 17000 pies (Figura 3.1).

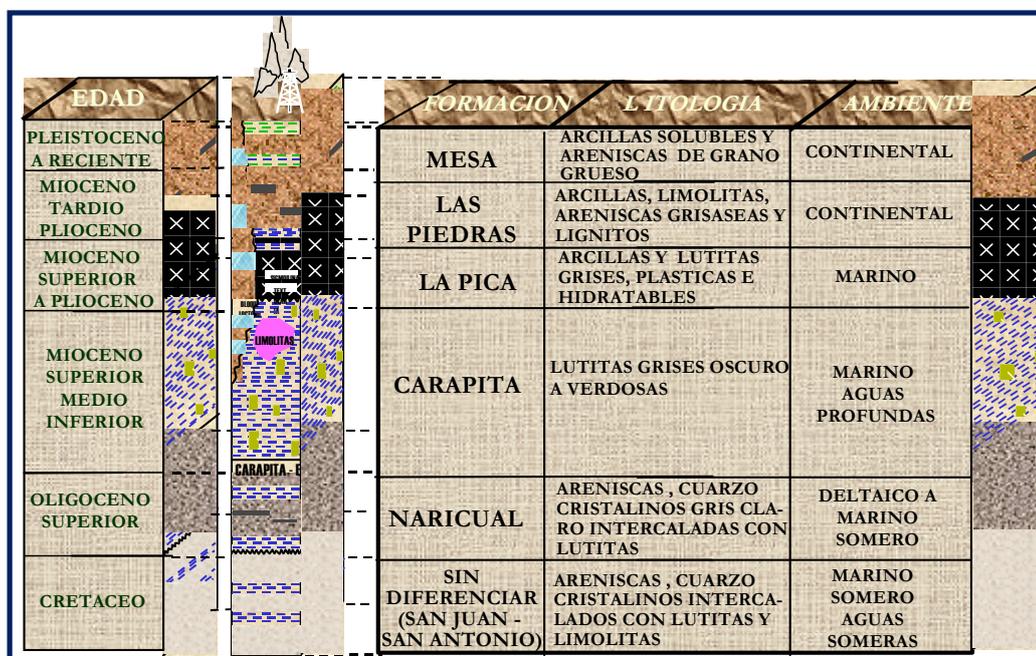


Figura 3.1: Columna Estratigráfica Local, campos Santa Bárbara-Pirital (PDVSA Estudios Integrados Pirital, 2002)

La formación San Antonio consiste esencialmente de calizas y lutitas negras, como la formación Querecual, infrayacente, pero además contiene numerosas capas de areniscas duras de color gris claro y de chert (Hedberg, 1937), existen lugares en donde es muy escasa la proporción de areniscas y chert, en otros lugares el gran desarrollo de areniscas hace que la formación San Antonio se confunda con la formación San Juan, suprayacente (Rosales, 1960). Según Ferrer y Castro (1997) le asignan a la formación San Antonio una edad Cretáceo Tardío.

Por su parte la formación San Juan está representada por una alternancia monótona de capas de areniscas de 0,3 a 1 m de espesor, muy duras, gris a gris claro de grano fino, bien escogidas, escasamente glauconíticas y localmente calcáreas. Estas capas de areniscas se intercalan con capas centimétricas de lutitas negras, arenáceas, localmente calcáreas y limolitas negras (Hedberg, 1937), su edad se adjudica al Cretáceo, Maastrichtiense Tardío (Vivas, 1987).

Las secuencias sedimentarias presentes en las formaciones San Antonio y San Juan fueron formadas bajo sistemas transgresivos de poco espesor y sistemas de alto nivel (de gran espesor)(Estudios Integrados Pirital, 2002).

Suprayacente a la formación San Juan reposa discordantemente la formación Naricual de edad Oligoceno Tardío, Peirson (1965) la describe como arenisca blanca y cuarzosa intercalada con lutita arenosa y limolita finamente laminada, con mínimas cantidades de carbón.

En contacto transicional con la formación Naricual esta la formación Carapita de edad Oligoceno-Mioceno Medio. La formación Carapita consiste de una secuencia lutítica maciza calcáreas de color gris oscuro a negro.

La formación La Pica de edad Mioceno Tardío yace discordante sobre la formación Carapita y esta consiste en lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino (Hedberg, 1950).

La formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (op. cit.). González de Juana (1946) la colocó en Mioceno Tardío a Plioceno.

En el tope de la columna estratigráfica de la zona se encuentra la formación Mesa de edad Pleistoceno a Reciente está compuesta de areniscas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, areniscas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita (González de Juana et al., 1946).

La estructura geológica del campo, se caracteriza por ser un anticlinal asimétrico, cruzado por un sistema de fallas de gran complejidad (PDVSA-E&P Distrito Norte de Monagas, 1999).

De acuerdo al mapa oficial del año 1995 el Yacimiento SBC-1 comprendía una mayor área, tal como se muestra en la figura 3.2, sin embargo actualmente el mapa oficial ha sufrido cambios significativos producto de las nuevas interpretaciones (Figura 3.3).

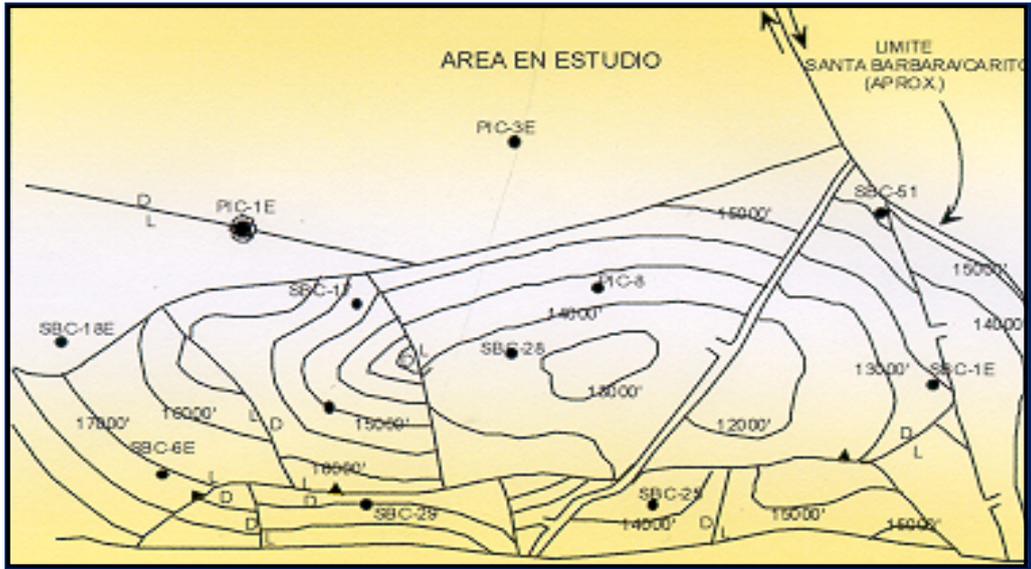


Figura 3.2: Mapa Oficial de los Campos Santa Bárbara y Piritál, 1995 (PDVSA Gerencia de yacimientos Distrito Norte de Monagas, 2005)

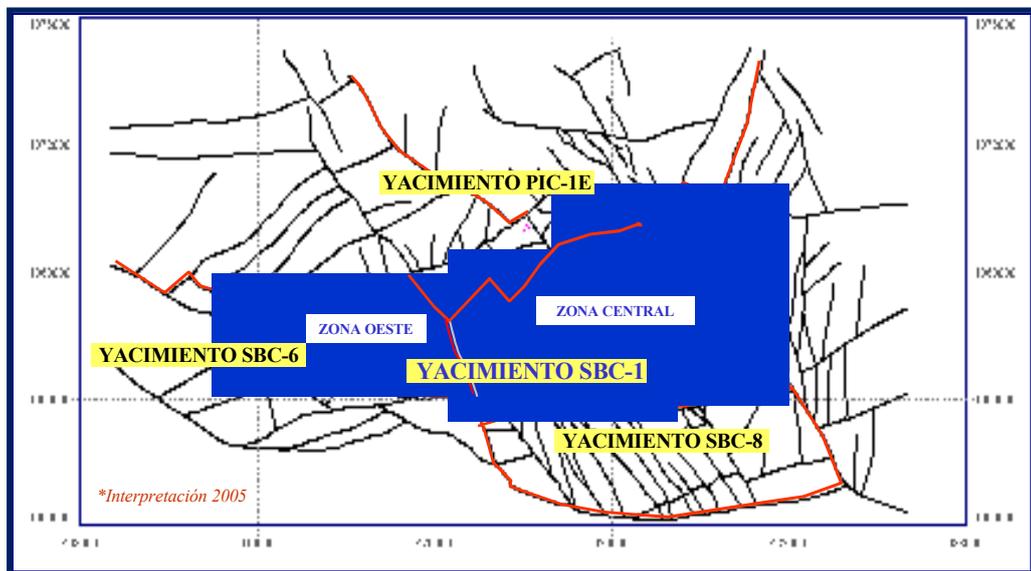


Figura 3.3: Mapa Actual de los Campos Santa Bárbara y Piritál (PDVSA Gerencia de yacimientos Distrito Norte de Monagas, 2005)

3.2) Estudios previos

Entre los trabajos realizados con anterioridad relacionados con la caracterización del yacimiento SBC-1, se pueden citar los siguientes:

3.2.1) La Gerencia de Explotación Áreas Norte de Monagas, (1997) elaboró un estudio integral de geología de yacimientos en los campos Santa Bárbara y Pirital. En este estudio los principales objetivos fueron la revisión y actualización del modelo geológico de dichos campos, utilizando datos estratigráficos, sedimentológicos, interpretación de facies, petrofísica y permeabilidades relativas. En cuanto al estudio petrofísico se refiere la conclusión más relevante fue que las ecuaciones que mejor ajustan para el cálculo de la saturación de agua y de la permeabilidad en los campo son la de Simandoux y Timur, respectivamente.

3.2.2) PDVSA-E&P Distrito Norte de Monagas, 1999. Realizaron un modelo petrofísico de los campos Santa Bárbara y Pirital, área Norte de Monagas. Del análisis petrofísico realizado se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1. La arcilla predominante en el área es de tipo caolinita en la formación Naricual y de tipo ilita-montmorillonita en el Cretáceo. Los valores de arcillosidad en el Cretáceo son en general mayor que en la formación Naricual, sin embargo, los valores altos de *gamma ray* de las arenas cretácicas no son necesariamente indicadores de arcillosidad, sino se deben al alto contenido de feldespatos potásicos de estas arenas. Igualmente, los valores de resistividad más altos en el Cretáceo que en Naricual, indican diferencias en el tipo de arcilla predominante entre una y otra formación.

2. La porosidad en la formación Naricual es en general mayor que en el Cretáceo, debido al menor contenido de arcilla ubicada en los poros y gargantas de poros, así como también por la presión litostática que ejerce dicha formación sobre la columna de roca Cretácea.

3. La saturación de agua en el Cretáceo es en general más alta que en la formación Naricual. Esto se debe principalmente a los siguientes factores: peor calidad de roca en el Cretáceo, lo cual resulta en menor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos, y la presencia de illita y esmectita, las cuales tienen un alto contenido de agua adherida a su superficie, resultando en un aumento en la saturación de agua irreducible.

4. La permeabilidad en el Cretáceo es en general menor que en la formación Naricual, debido a que la columna de roca sobre el cretáceo es de un espesor mucho mayor, ocasionando un tipo de roca con radios de gargantas de poros de menor tamaño y por ende, de una menor capacidad de flujo.

3.3.3) CARRILLO, HERRERA O., OROPEZA C., RUIZ J. y VARGAS L. (2005) elaboraron un modelo sedimentológico estratigráfico detallado del terciario y del cretácico de los campos Santa Bárbara y Pirital, Norte de Monagas. Su estudio incluye un análisis petrofísico que se basó principalmente en establecer relaciones consistentes de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de garganta de poros por medio de las cuales representaron unidades de flujo similares.

3.3) Fundamentos teóricos

3.3.1) Propiedades Petrofísicas

La petrofísica es el estudio de las propiedades físicas y químicas que describen la incidencia y el comportamiento de las rocas, los sólidos y los fluidos. Contrario a lo que generalmente se piensa, este estudio se realiza no solo en condiciones estáticas, sino también bajo condiciones dinámicas (García, 2001).

Para caracterizar un depósito de petróleo o de gas, se realizan mediciones tales como resistividad, neutrones y densidad, a partir de las cuales se pueden cuantificar la permeabilidad, las saturaciones y la porosidad efectivas (García, 2001).

3.3.1.1) Porosidad

La porosidad es una de las características petrofísicas más importante de la roca-yacimiento, ya que es la que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos, incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables.

La porosidad total o absoluta (PHIT) es la relación existente entre el volumen de espacio vacío, llamado también espacio poroso, al volumen total de la roca, y puede expresarse como una fracción, o como un porcentaje, cuando multiplicamos dicha fracción por 100 como se muestra en la ecuación 3.1 (García, 2001).

$$PHIT = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (3.1)$$

donde: PHIT = Porosidad total o absoluta

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total

Por otro lado la porosidad efectiva (PHIE) de la arena o de cualquiera sea la formación que consideremos, es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total (García, 2001), siendo los fluidos contenidos en este tipo de porosidad los únicos que pueden ser producidos (ecuación 3.2).

$$PHIE = \frac{V_{pi}}{V_t} * 100 \quad (3.2)$$

donde:

PHIE = Porosidad efectiva

V_{pi} = Volumen poroso

V_t = Volumen total

La diferencia entre ambas se denomina porosidad no efectiva (ecuación 3.3).

$$PHINE = PHIT - PHIE \quad (3.3)$$

donde: PHINE = Porosidad no efectiva

Existen muchos tipos de porosidad presentes en la roca yacimiento, los más comunes son: porosidad intergranular, intragranular, intercrystalina y mólida, las cuales son dependientes de la fábrica de la roca, y por fractura y por disolución, las cuales no son dependientes de su textura original (ver figura 3.4).

3.3.1.1.1) Tipos de porosidad

- *Porosidad intergranular*: es aquella que se forma en el momento de la depositación entre las partículas que conforman el sedimento y que varía, en sentido decreciente, con la compactación y cementación posteriores. Es, casi exclusivamente, la que presentan las rocas siliciclásticas.

- *Porosidad intragranular*: es aquella que se forma por disolución parcial de los granos de la roca, generalmente en rocas carbonáticas, pero presente también en siliciclásticas, siendo un producto de la diagénesis a la que es sometida la roca posteriormente a su sedimentación.
- *Porosidad intercrystalina*: es aquella que se forma en las rocas cristalinas, debido a que los cristales individuales presentan límites naturales para su crecimiento, quedando intersticios entre ellos.

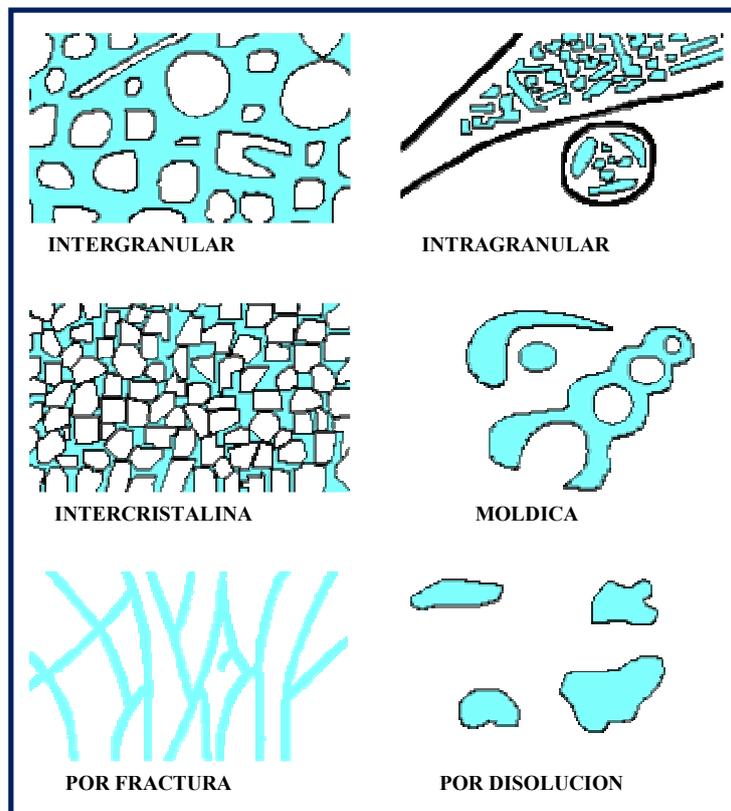


Figura 3.4: Tipos de porosidad. Según la fabricación de la roca: intergranular, intragranular, intercrystalina y mórdica, y dependientes de la textura original: por fractura y por disolución (EXGEO, 2002)

- *Porosidad mórdica*: es un tipo de porosidad secundaria creado con la disolución de un componente preexistente de una roca, tal como una cáscara, un

fragmento de la roca o un grano. El espacio de poro preserva la forma, o el molde, del material disuelto.

- *Porosidad por fractura*: es un tipo de porosidad secundaria producida por el fracturamiento de esfuerzos tectónico de la roca. Las fracturas usualmente no tienen mucho volumen, pero al unir poros preexistentes, realzan la permeabilidad perceptiblemente. En casos excesivamente raros, las rocas competentes en el subsuelo, tales como granito pueden convertirse en rocas de depósito si ocurre suficiente fracturamiento.
- *Porosidad por disolución*: Es la porosidad generada por disolución de aguas cargadas de ácido que pueden pasar a través de la roca, generando así estructuras que puedan almacenar hidrocarburos. Esta se presenta en diversas geometrías y dimensiones: canales de disolución, vacuolas o cavernas.

3.3.1.1.2) Factores que afectan la porosidad

En las areniscas los factores que mayormente afectan a la porosidad son el escogimiento y forma de los granos, su forma de empaque y la cementación. Se dice que una arenisca presenta buen escogimiento cuando el rango de tamaño los granos no se desvía notablemente del tamaño promedio del grano, mientras que un conglomerado presentará mal escogimiento por estar constituido por gravas con una matriz de arena, limos y arcillas (García, 2001).

Cuando los granos de arena son esféricos y de un mismo tamaño la porosidad será máxima, independientemente del tamaño de los granos, siempre y cuando el modo de empaque sea cúbico. Geométricamente se calcula que para ese tipo de empaque la porosidad es 47.6%, y la porosidad será siempre la misma no importando que las esferas sean del tamaño de un balón de fútbol o tengan un milímetro de diámetro. Si las mismas esferas son empacadas de la forma más cercana posible, con las esferas superiores descansando sobre los valles de las inferiores, la porosidad se

reducirá a 25.9%, y siempre será la misma independientemente del tamaño de las esferas mientras ellas entre sí sean iguales, y se dice que las esferas están empaçadas romboédricamente (García, 2001).

En la figura 3.5 se muestran cuatro tipos de empaques de esferas iguales cada uno con su porosidad calculada.

En la medida que los granos pierden redondez y se hacen más angulares, se reduce la porosidad debido a que el empaque se hace más estrecho entre los granos. De igual manera, si se mezclan diferentes tamaños de granos, es decir la roca se hace peor seleccionada, los granos más pequeños podrán ocupar los espacios vacíos entre los más grandes, reduciendo así la porosidad (op. cit).

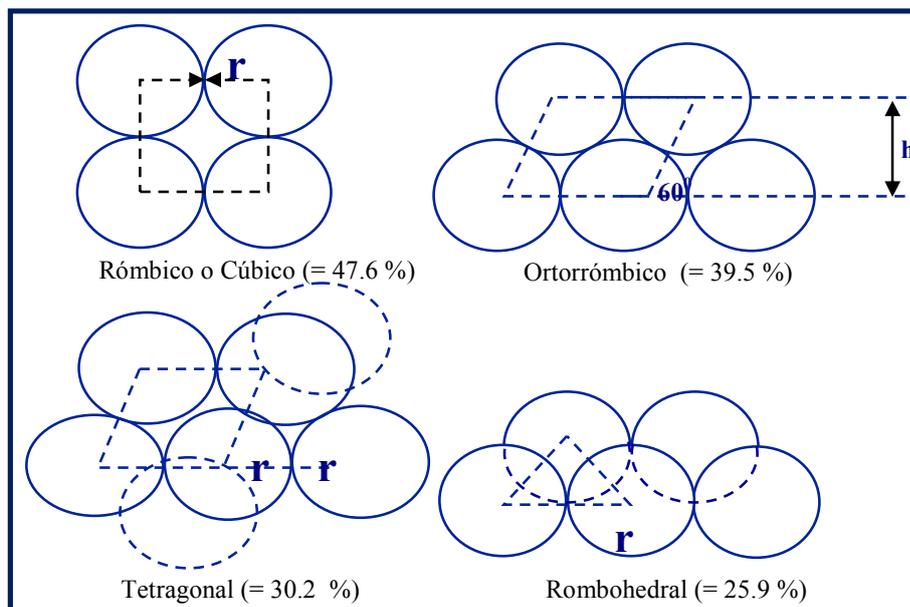


Figura 3.5: Empaque de esferas iguales: cúbico, ortorrómbico, tetragonal y romboédrico (Casanova, 2001)

Los granos deben ser cementados para formar una roca propiamente dicha. El cemento se adhiere a los granos ocupando parte del espacio poroso. El material cementante suele ser sílice o carbonatos, dependiendo de la profundidad de

enterramiento. La presión de confinamiento altera el tamaño y forma de los granos y de los poros, reduciendo la porosidad del yacimiento. Mientras este principio es cierto en la mayoría de los casos, tiene sus excepciones en el caso de los carbonatos donde la dolomitización puede incrementar con la profundidad aumentando la porosidad secundaria. No obstante, a partir de profundidades que oscilan entre 18000 y 22000 pies, las probabilidades de encontrar yacimientos económicamente explotables se reducen casi a cero, dependiendo de las características de compactación y diagénesis de las cuencas sedimentarias (García, 2001).

Aunque en muchas áreas los carbonatos producen cementación a partir de porosidad primaria, ellos constituyen excelentes yacimientos de porosidad secundaria. En yacimientos de caliza los espacios porosos pueden ser muy grandes debido a disolución del carbonato por aguas circulantes en el subsuelo, pero tienden a ser muy localizados, presentando los yacimientos mayores dificultades de explotación debido a la anisotropía de la roca (op. cit).

Por su parte el agua irreducible, S_{wi} representa el último factor que afecta la porosidad, debido a que este constituye una fracción del agua de formación que se adhiere por tensión superficial a los granos y no puede ser movida, de allí la denominación de irreducible. En la medida de que el tamaño de los granos sea menor, en los rangos de arena muy fina, limo y arcilla, mayor será la tensión superficial de los granos por unidad de volumen, aumentando así la fracción de agua irreducible y disminuyendo la porosidad efectiva susceptible de ser ocupada por hidrocarburos (op. cit).

La porosidad en las areniscas es generalmente inferior al 40%. Cuando la porosidad es inferior al 6% en arenas gasíferas o al 7% en arenas petrolíferas, la permeabilidad es tan baja que no se obtendrá producción comercial. En casos muy particulares se puede obtener producción de areniscas con porosidades inferiores a estos valores cuando existen fracturas. Para los carbonatos los límites de porosidad

productiva pueden bajar hasta un 5% y la presencia de fracturas es siempre mayor que en areniscas (García, 2001).

3.3.1.2) Permeabilidad

La permeabilidad es una medida inherente a la roca, que da una idea de la habilidad a dejar fluir un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. La permeabilidad se expresa mediante una unidad denominada DARCY, en honor al Francés Henry Darcy, quien fue el primero en estudiar el paso del fluido (agua) a través de un medio poroso (filtro de arena) como lo muestra la figura 3.6:

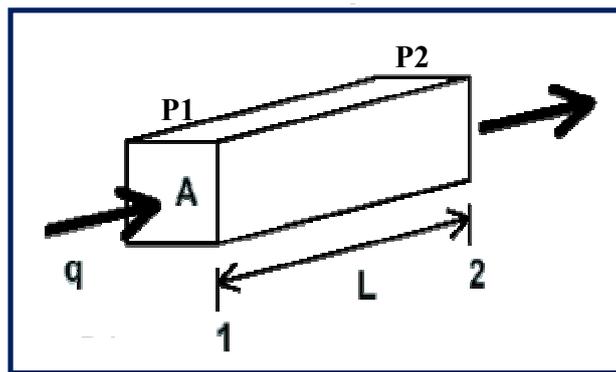


Figura. 3.6: Ley de Darcy (EXGEO, 2002)

Se dice que dicho medio tiene una permeabilidad de un Darcy, un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise, y que llena completamente el espacio poroso intergranular, fluye a través de éste bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, por un área transversal de un centímetro cuadrado, por centímetro de longitud; y bajo un diferencial de presión de una atmósfera. En los experimentos iniciales, Darcy no consideró la viscosidad del fluido como variable. Posteriormente Muskat desarrolló esta ecuación para la industria petrolera, tomando en cuenta dicho parámetro. La expresión matemática de la Ley de Darcy es la siguiente:

$$V = \frac{Q}{A} = -\frac{K}{\mu} * \frac{dp}{dl} \quad (3.4)$$

donde:

V= velocidad aparente de flujo cc/seg

Q= Tasa de flujo, cc/seg

A= área perpendicular al flujo, cm²

K= permeabilidad, Darcy

μ= viscosidad, cps

dp/dl = gradiente de presión en la dirección del flujo, atm/cm

3.3.1.2.1) Factores que afectan la permeabilidad:

La permeabilidad está afectada en el yacimiento, por los mismos factores que afectan la porosidad tales como presión de Sobrecarga, grado de compactación de la roca, tamaño y distribución de los granos, etc. Además, es importante tomar en cuenta que las medidas de permeabilidad están afectadas a su vez por el efecto de deslizamiento de las moléculas, estudiado anteriormente, y por la presencia de líquidos reactivos en el medio poroso.

3.3.1.2.2) Tipos de permeabilidad

- *Permeabilidad absoluta*: es la capacidad de conducción, cuando únicamente un fluido esta presente en los poros (flujo monofásico).
- *Permeabilidad efectiva*: es la capacidad de la roca para conducir un fluido en la presencia de otros fluidos. La *permeabilidad efectiva* es la conductividad de cada fase para una saturación específica. Los fluidos interactúan entre ellos y la *permeabilidad efectiva* individual de cada fase así como su suma es más baja que la *permeabilidad absoluta*.

- *Permeabilidad relativa*: Es el cociente entre la *permeabilidad efectiva* de cierto fluido en un ambiente de saturación parcial y la permeabilidad cuando es del cien por ciento (100%). Los valores se obtienen directamente del laboratorio o de registros de pozos mediante métodos cualitativos permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical.
- *Permeabilidad Klinkenberg*: Se define como la permeabilidad líquida equivalente obtenida a partir de la permeabilidad al aire extrapolada a una presión infinita. La mayoría de las permeabilidades medidas en el pasado han sido permeabilidades al aire, las cuales resultan muy optimistas, especialmente en litologías de baja permeabilidad, por consiguiente, es razonable utilizar las permeabilidades Klinkenberg (K_{∞}) en lugar de la permeabilidad al aire (Acosta, 2002).

3.3.1.2.3) Clasificación de la permeabilidad

- *Permeabilidad primaria o matricial*: es aquella permeabilidad originada en el proceso de sedimentación, depositación, consolidación y litificación de la roca.
- *Permeabilidad secundaria o inducida*: es aquella permeabilidad producida por la alteración de la matriz; disminución por compactación – cementación e incremento por fracturamiento y disolución.

3.3.1.2.4) Modelos de permeabilidad

Todos los modelos matemáticos para el cálculo de permeabilidad se derivan de la ecuación de Darcy, la cual expresa la tasa de flujo a través de un medio poroso y permeable:

$$Q = 1.127 \frac{KA\Delta P}{\mu L} \quad (3.5)$$

Donde:

Q: tasa de flujo (BPD).

K: Permeabilidad (Darcy).

A: Área transversal (pies²).

ΔP : Diferencial de presión (psi).

μ : Viscosidad (centipoise).

L: Distancia recorrida por el fluido (pies).

Desde hace mucho tiempo se conoce que existe una correlación general entre porosidad y permeabilidad. Esto quiere decir que si se tienen dos rocas compuestas de granos del mismo tamaño, la que posea mayor cementación tendrá menor porosidad y menor permeabilidad. Por consiguiente, es de esperar que la permeabilidad de una arenisca pueda ser expresada en términos de la saturación de agua irreducible, la cual es la medida del tamaño de grano y de la porosidad, que a su vez refleja el grado de cementación.

A partir de estudios de campo sobre la porosidad, permeabilidad y la saturación de agua irreducible, diferentes autores han desarrollado distintos modelos a través de ecuaciones empíricas que relacionan estas tres variables. Estos se muestran a continuación:

Tixier:

$$K = \left(\frac{250 * \phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \quad (3.6)$$

Timur:

$$K = \left(\frac{100 * \phi^{2.25}}{S_{wi}} \right)^2 \quad (3.7)$$

Coates:

$$K = \left(\frac{70 * \phi^2 * (1 - S_{wi})}{S_{wi}} \right)^2 \quad (3.8)$$

Donde:

K: Permeabilidad (milidarcys).

Ø: Porosidad (fracción).

S_{wi}: Saturación de agua irreducible (fracción).

3.3.1.3) Saturaciones de fluidos

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intergranular, es decir, que se depositan conteniendo cien por ciento de agua connata en el espacio poroso. La saturación de fluidos de una roca es, por lo tanto, la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua connata puede ser reemplazada por hidrocarburos si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica, por lo que la saturación de agua se torna irreducible si la migración de hidrocarburos se realiza bajo condiciones de capilaridad apropiadas. Por esta razón la saturación de agua irreducible de los yacimientos está por debajo de un 50% del espacio poroso en la mayoría de los casos, pudiendo llegar a un 60% en arenas de grano muy fino o muy arcillosas. En los carbonatos una saturación de agua de 50% es usualmente considerada como el corte de productividad. Sin embargo, algunas cretas y margas pueden producir hidrocarburos con 70% de saturación de agua, mientras que otros carbonatos producirán agua con solamente 30%. La experiencia del petrofísico en las áreas es necesaria para establecer parámetros de cortes apropiados. La determinación más exacta posible de la saturación de agua es el objetivo principal de la evaluación de formaciones. Cuando se evalúa un intervalo potencialmente petrolífero se asume que la fracción del espacio poroso no ocupada por agua contiene hidrocarburos (ecuación 3.9), por lo tanto:

$$S_o = 1 - S_w \quad (3.9)$$

Es importante resaltar que por su naturaleza las aguas connatas van desde agua fresca en ambientes sedimentarios continentales hasta salinas en ambientes marinos, pudiendo ser modificadas por las reacciones químicas que ocurren en el subsuelo durante la compactación y diagénesis o al mezclarse con aguas meteóricas. Un tercer tipo de agua más raro que puede estar presente en el subsuelo de provincias ígneo-metamórficas lo constituye las aguas juveniles de origen magmático. En la presencia de evaporitas, como sal y anhidrita, las aguas de formación pueden exceder la salinidad del agua de mar de 35.000 ppm, observándose casos de salinidades superiores a los 100.000 ppm.. En las cuencas sedimentarias de Venezuela las salinidades de las aguas de formación oscilan generalmente entre 8.000 y 24.000 ppm, llegándose a valores cercanos a 2.000 ppm en la Faja del Orinoco y ciertos campos de la Cuenca de Barinas-Apure, provincias geológicas en las cuales las formaciones son recargadas con aguas meteóricas (García, 2001).

3.3.2) Presión capilar:

La presión capilar puede ser definida como la fuerza por unidad de superficie, resultante de la interacción de fuerzas superficiales y la geometría del medio en el cual actúan. Para un tubo capilar, la presión capilar es definida en función de la tensión interfacial entre los fluidos, σ , el ángulo de contacto de la interface entre los dos fluidos y el tubo, θ_c , y el radio del tubo, r_t . Esta relación se expresa en la Ecuación 3.10 (Tenías, 2000).

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta_c}{r_t} \quad (3.10)$$

Esta situación es muy parecida a la que existe en un yacimiento si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles agua, petróleo y gas. La figura 3.7, muestra un recipiente que contiene petróleo y agua. Si el agua ascenderá en el capilar a una altura h por encima de su nivel en el recipiente (Acosta, 2002).

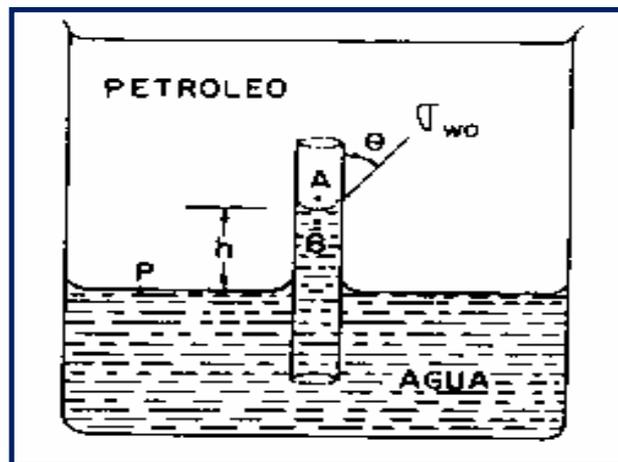


Figura 3.7: Ascenso de agua en un Capilar (Acosta, 2002)

Este ascenso se debe a la fuerza de adhesión entre el tubo y los líquidos inmiscibles y es balanceado por la acción de la gravedad sobre la masa de petróleo y agua.

El ángulo de contacto es medido a través del fluido más denso. En un empaquetamiento de esferas, la presión capilar es expresada en función de dos radios de curvatura perpendiculares cualesquiera (estos radios se cruzan en un solo punto) r_1 y r_2 , y la tensión interfacial de los fluidos. (Ver Figura 3.8). Esta relación está dada en la Ecuación 3.11 (op. cit.).

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (3.11)$$

Comparando la Ecuación 3.11 para la presión capilar determinada por el método del tubo capilar, se puede definir el radio promedio \bar{r} como sigue:

$$\frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} = \frac{2 \cos \theta_c}{r_t} \Rightarrow \bar{r} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{r_t}{2 \cos \theta_c} \quad (3.11)$$

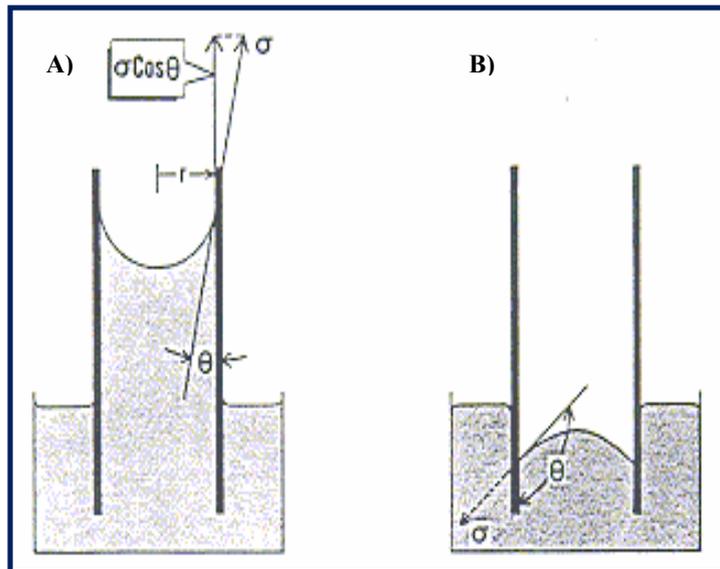


Figura 3.8: A) Elevación capilar de un fluido mojante; B) Depresión capilar de un fluido no mojante (Acosta, 2002)

Es prácticamente imposible medir los valores de r_1 y r_2 ; debido a esto, son referidos generalmente al radio de curvatura y empíricamente determinados a partir de otras medidas en un medio poroso.

La distribución del líquido en un sistema poroso depende de las características de humectabilidad. Es necesario determinar cual es el fluido humectante, puesto que es éste el que ocupa los espacios porosos pequeños. Para un empaque de esferas, la distribución de la fase mojante es funicular o pendular. En la distribución funicular, la fase humectante es continua, cubriendo completamente la superficie del sólido. El anillo pendular es un estado de saturación en el cual la fase humectante no es continua y la fase no mojante está en contacto con parte de la superficie del sólido. La fase humectante ocupa los intersticios pequeños. A medida que la saturación de fase mojante pasa de una distribución funicular a una pendular, decrece el volumen de la fase mojante y los valores de r_1 y r_2 tienden también a decrecer en magnitud. En la *Ecuación 3.7*, se tiene que si disminuyen los valores para r_1 y r_2 , se incrementa el valor de la presión capilar. Debido a que r_1 y r_2 pueden ser relacionados a la saturación de la fase humectante, es posible expresar la presión capilar como una función de la saturación de fluido cuando dos fases inmiscibles están dentro de una matriz porosa (Acosta, 2002).

La presión capilar nos permite calcular saturación del agua sobre el nivel del agua libre, tamaño y distribución de la garganta de poros y permeabilidad relativa en ausencia de datos medidos (Tenías, 2000).

3.3.2.1) Métodos para determinar la función de presión capilar

Las medidas de la presión capilar son muy importantes porque ellas pueden ser usadas para estimar valores de saturación de agua inicial y la distribución del tamaño de poro. Los tres métodos comunes para determinar la función de presión capilar son (Tenías, 2000):

1. *El método del plato o diafragma poroso*: se realiza cuando se requiere estudiar la distribución de los fluidos en rocas de yacimiento y determinar la saturación de agua irreducible de la muestra en estudio. Los núcleos son colocados sobre un

diafragma poroso, permeable a la fase mojante. Mediante la aplicación de una presión determinada a la fase no mojante, la cual esta confinada sobre un plato, una porción de la fase mojante es expulsada de la muestra. Debido al aumento progresivo de la presión, se establece una relación entre los fluidos y la presión capilar.

Entre los comentarios sobre el método de diafragma o plato poroso se tiene que:

- 1.1) Ventajas: es un método muy sencillo y directo, que permite leer directamente la propiedad de interés, proporciona una medición absoluta y permite definir perfectamente la presión umbral y la saturación irreducible de agua del sistema.
 - 1.2) Desventajas: la técnica no es tan rápida como otros métodos, pues se debe asegurar el desplazamiento completo de la porción de la fase mojante que se moviliza para cada presión aplicada; solo se emplea para curvas de drenaje y en muestras poco permeables.
2. *El método de alta velocidad centrifuga:* consiste en ir aumentando la velocidad de centrifugación paso a paso y medir cada vez la fase desplazada. La velocidad de centrifugación, y la saturación correspondiente se miden a partir de la saturación promedio en equilibrio a medida que varía la velocidad. La presión capilar es balanceada por la diferencia de presión debido a centrifugación. El perfil de presión de cada fluido puede relacionarse con la velocidad de rotación y la densidad del fluido.

Entre los comentarios sobre el método de diafragma o plato poroso se tiene que:

2.1) Ventajas:

- Es un método rápido y operacional simple
- El instrumental es elaborado pero no es necesario asegurar contactos capilares
- Se establece el equilibrio rápidamente
- Permite hacer mediciones de drenaje e imbibición
- El drenaje de la fase desplazada es directo
- Permite definir perfectamente la presión umbral de muestras poco permeables
- Permite determinar diferencias de presiones altas entre las fases presentes
- Permite obtener la saturación de agua nativa, saturación residual de petróleo y la curva completa de presión capilar
- Excelente precisión traducida en resultados reproducibles.

2.2) Desventajas:

- El cálculo es indirecto
- La saturación de fases varía a lo largo de la muestra
- No permite obtener el perfil de saturación.

3. *El método de inyección de mercurio:* el método consiste básicamente de saturar a una muestra cilíndrica de un núcleo, mediante la inyección de mercurio, la cantidad de líquido inyectado en cada incremento de la presión se registra y se presenta como una curva capilar.

Entre los comentarios sobre el método de diafragma o plato poroso se tiene que:

3.1) Ventajas:

- Los resultados son obtenidos rápidamente
- El método es razonablemente exacto
- Se obtiene un rango muy alto de presiones capilares.

3.2) Desventajas:

- Se destruye la muestra o núcleo debido a la contaminación de mercurio
- El mercurio puede resultar un material de prueba peligroso
- La conversión requerida entre los datos de presión capilar de mercurio/aire para sistemas de fluidos de yacimientos.

3.3.3) Radio de garganta de poros

Cuando se habla de radio de garganta de poros nos referimos al sistema poroso que contribuye en mayor grado al almacenamiento de los fluidos y no al flujo de los mismos (EXGEO, 2002).

3.3.4) Facies petrofísicas (EXGEO, 2002).

Al hablar de facies petrofísicas nos referimos a una unidad de roca con propiedades petrofísicas similares y una relación consistente entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua irreducible y radio de gargantas de poros.

Las facies petrofísicas representan unidades con capacidad de flujo similar y se obtienen a partir de núcleos y correlaciones entre núcleos y perfiles, utilizando el radio de garganta de poros como principal parámetro de clasificación.

Estos cálculos permiten integrar los resultados de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio a la geometría de poros y de gargantas de poros que dominan el almacenamiento y flujo de los fluidos en el yacimiento y relacionarlo con la porosidad y permeabilidad de la roca.

3.3.5) Unidades de Flujo (EXGEO, 2002).

Una unidad de flujo se refiere al volumen de roca que permite la circulación del fluido. Puede ser una unidad sedimentaria, parte de ella o una facies sedimentaria.

Una unidad sedimentaria es la asociación de facies sedimentarias que coexisten en equilibrio en un ambiente específico y representa una evolución constante de los procesos sedimentarios hasta su finalización.

Una facies sedimentaria es el conjunto de propiedades físicas, químicas y biológicas que caracterizan una roca y la diferencian de otra.

3.3.6) Métodos de Winland(1972) y Pitmann(1992)

El método de Winland (1972) es utilizado para determinar el modelo de garganta de poros que domina el sistema roca-fluido.

Winland (1972) desarrolló una relación empírica entre porosidad, permeabilidad al aire y el radio de garganta de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35% la cual se muestra en la ecuación 3.13:

$$\text{Log}R_{35} = 0.732 + 0.588*\text{Log}K_a - 0.864*\text{Log}\Phi \quad (3.13)$$

en donde K_a es la permeabilidad al aire, Φ es la porosidad y R_{35} es el tamaño de garganta de poros cuando el 35% del espacio poroso de la roca está saturado con un fluido no mojante en una prueba de presión capilar (PDVSA-E&P-INTEVEP, 1999).

Posteriormente Pitmann (1992) amplió éste estudio encontrando relaciones empíricas para saturaciones de mercurio desde 10% hasta 75% (ver figura 3.9).

Ecuaciones de Pitmann	
LogR10	= 0.459 + 0.500* LogKa - 0.385* Log Φ
LogR15	= 0.333 + 0.509* LogKa - 0.344* Log Φ
LogR20	= 0.218 + 0.519* LogKa - 0.303* Log Φ
LogR25	= 0.204 + 0.531* LogKa - 0.350* Log Φ
LogR30	= 0.215 + 0.547* LogKa - 0.420* Log Φ
LogR35	= 0.255 + 0.565* LogKa - 0.523* Log Φ
LogR40	= 0.360 + 0.582* LogKa - 0.680* Log Φ
LogR45	= 0.609 + 0.608* LogKa - 0.974* Log Φ
LogR50	= 0.778 + 0.626* LogKa - 1.205* Log Φ
LogR55	= 0.948 + 0.632* LogKa - 1.426* Log Φ
LogR60	= 1.096 + 0.648* LogKa - 1.666* Log Φ
LogR65	= 1.372 + 0.643* LogKa - 1.979* Log Φ
LogR70	= 1.664 + 0.627* LogKa - 2.314* Log Φ
LogR75	= 1.880 + 0.609* LogKa - 2.626* Log Φ

Figura 3.9: Ecuaciones de Pitmann (1992) para saturaciones de mercurio desde 10% hasta 75% (PDVSA-E&P-INTEVEP, Distrito Norte de Monagas, 1999)

3.3.7) Propiedades eléctricas de las rocas (FF, Sw, IR)

Las propiedades eléctricas del yacimiento varían fuertemente con la porosidad y las características de los fluidos en el espacio poroso; usualmente, propiedades básicas se determinan asumiendo la roca del yacimiento limpia (no arcillosa) y 100% saturada de agua ($S_w = 1$).

3.3.7.1) Factor de formación

El concepto de factor de formación nace del hecho de que la resistividad de la roca 100% saturada de agua debe ser proporcional a la resistividad del agua, ya que solo el agua es conductora (García, 2001).

El factor de formación es la constante de proporcionalidad entre la resistividad de la roca 100% saturada de agua y la resistividad del agua y esta definido como cuantas veces es mayor la resistividad de dicha roca con respecto a la resistividad del agua contenida, lo cual se muestra en la ecuación 3.14 (relación de Archie),

$$FF = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.14)$$

donde FF es el factor de formación, Ro es la resistividad de la roca 100% saturada de agua y Rw es la resistividad del agua.

3.3.7.2) Saturación de agua

Se le llama saturación de agua a la fracción del espacio poroso que contiene agua y se nota Sw (op. cit.). A continuación se muestran los modelos de saturación de agua más comunes:

3.3.7.2.1) Modelo de Archie:

Este modelo funciona para zonas limpias, libres de arcillosidad. Los valores de saturación de agua determinados a partir de este modelo en arenas arcillosas, resultan mayores a los reales, debido a que esta ecuación se basa en que la

conductividad de la formación es función solamente del agua de formación, cuando en realidad, también depende de la conductividad de las arcillas presentes.

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (3.15)$$

3.3.7.2.2) Modelo de Simandoux:

Ha sido usado ampliamente en todo el mundo y funciona bastante bien en la gran mayoría de los yacimientos venezolanos. Se basa en que la conductividad de una arena arcillosa se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{\phi^m}{aR_w} \right) S_w^n + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) S_w \quad (3.16)$$

Donde:

Rt: Resistividad verdadera o total (ohm.m).

ϕ : Porosidad (fracción).

m: Factor de cementación (adimensional).

a: Factor de tortuosidad (adimensional).

Rw: Resistividad del agua de formación (ohm.m).

Sw: Saturación de agua.

n: Exponente de saturación (adimensional).

Vsh: Volumen de arcilla (fracción).

Rsh: Resistividad de las arcillas (ohm.m).

3.3.7.2.3) Modelo de Simandoux modificado (Saraband):

Se basa en una modificación de la ecuación de Simandoux, agregándole el término (1-Vsh).

$$\frac{1}{Rt} = \left(\frac{\phi^m}{aRw(1-Vsh)} \right) Sw^n + \left(\frac{Vsh}{Rsh} \right) Sw \quad (3.17)$$

3.3.7.2.4) Modelo de “Indonesia” Poupon – Leveaux:

Es un modelo desarrollado para arenas muy arcillosas y con una elevada resistividad del agua.

$$Sw = \left(\frac{1}{\frac{\phi^m Rt}{aRw} + 2Rt \sqrt{\frac{\phi^m Vsh^{(2-Vsh)}}{aRwRsh} + \frac{Vsh^{(2-Vsh)} Rt}{Rsh}}} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.18)$$

3.3.7.3) Índice de resistividad

El índice de resistividad es una propiedad eléctrica de la roca que se refiere a las veces que la resistividad de una roca parcialmente saturada de agua es mayor que la resistividad de la misma roca 100% saturada con la misma agua y a la misma temperatura (García, 2001), esta relación se muestra en la ecuación 3.19.

$$IR = \frac{Rt}{Ro} \quad (3.19)$$

donde IR es el índice de resistividad, Rt es la resistividad verdadera de la roca y Ro es la resistividad de la roca 100% saturada de agua.

El índice de resistividad es usado para calcular porcentajes de petróleo y agua.

3.3.8) Parámetros petrofísicos (m, a, n)

3.3.8.1) Factor o exponente de cementación y coeficiente de tortuosidad

El factor o exponente de cementación “m” es un parámetro petrofísico que refleja la tortuosidad del flujo de corriente a través de los poros de la roca (García, 2001).

Tomando en cuenta que para una porosidad (PHI) dada la relación R_o/R_w es constante sin importar el valor de R_w considerado, se tiene que el factor de formación es una función de la porosidad como se muestra en la ecuación 3.20 (op. cit.).

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{PHI^m} \quad (3.20)$$

Debido a que el exponente “m” aumenta cuando existe una disminución de la porosidad a la ecuación 3.20 se le agregó el coeficiente “a”, llamado también coeficiente de tortuosidad, quedando la relación de la forma que se muestra en la ecuación 3.21 (op. cit.).

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{PHI^m} = \frac{a}{PHI^m} \quad (3.21)$$

3.3.8.2) Factor o exponente de saturación

El exponente de saturación “n” es un parámetro petrofísico, cuya dependencia de muchos factores (tipo de roca, tipo de fluidos, presión confinante y

mojabilidad) lo hacen muy difícil de determinar, aún con medidas realizadas en el laboratorio (García, 2001).

Su valor viene dado por la relación de Archie (ecuación 3.22), la cual representa la ecuación básica en la interpretación de perfiles.

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{PHI^m * R_t} \right)^{1/n} \quad (3.22)$$

García (2001) afirma que “el valor de n debe ser cercano al de m por la sencilla razón de que el flujo de corriente no puede distinguir entre el desplazamiento del agua por granos de arena o por glóbulos de petróleo del mismo tamaño, ya que ambos materiales son aislantes eléctricos”.

3.3.9) Análisis de núcleos

Un núcleo es una muestra rocosa, que es tomada de una pozo petrolífero a una profundidad específica, por métodos especiales, preservando su estructura geológica y sus características físico-químico de la mejor manera posible, con la finalidad de hacer análisis petrofísicos y geológicos (Casanova, 2001).

La integración de los datos de análisis de núcleos convencionales y especiales a una caracterización petrofísica permite a los ingenieros establecer descripciones adecuadas del reservorio (op. cit.).

3.3.9.1) Análisis convencionales

3.3.9.1.1) Porosidad: por medio de este análisis se define la capacidad de almacenamiento del yacimiento. Los métodos utilizados para su

obtención son: Porosímetro de la Ley de Boyle, Técnica de sumatoria de fluidos, Restauración (Coretes Systems, 2002).

3.3.9.1.2) Permeabilidad: La permeabilidad se determina en ambas direcciones, horizontal y vertical. Define capacidad de flujo, distribución, probabilidad de conificación y potencial de drenaje de gravedad. El método utilizado para su obtención es el permémetro (op. cit.).

3.3.9.1.3) Saturación de fluidos: Define el espesor neto que aportan los tipos de hidrocarburos, contactos de agua/petróleo/gas, saturación de agua connata si el lodo usado es base aceite; así como también define el exponente de cementación y saturación. Los métodos utilizados para su obtención son: Destilación – extracción de Solvente por Dean-Stark o aparato de Soxhlet (op. cit.).

3.3.9.1.4) Densidad de granos: Valida cálculos de registros de densidad. El método con el cual se obtiene este análisis es: Ley de Boyle (op. cit.).

3.3.9.1.5) Registro gamma ray: por medio de este análisis se puede realizar la corrección de la diferencia en profundidad entre el registro Gamma Ray con el Core Gamma. El método utilizado para su obtención es: Detector Core Gamma Ray (op. cit.).

3.3.9.2) Análisis especiales

3.3.9.2.1) Presión capilar: determina permeabilidades relativas, geometría de garganta poral y saturación de agua irreducible. Método utilizado: técnica de estado de restauración, técnica de centrífuga e inyección de mercurio (Coretes Systems, 2002).

3.3.9.2.2) Capacidad de intercambio catiónico: determina la cantidad de cationes intercambiables presentes en la arcilla dentro del espacio poroso (ayuda a estimar saturaciones de agua). Método utilizado: químico del acetato de amonio (op. cit.).

3.3.9.2.3) Humectabilidad: ayuda a seleccionar el fluido del núcleo para conservar las permeabilidades relativas. Método utilizado: método de Amott (USBM) (op. cit.).

3.3.9.2.4) Factor de formación e índice de resistividad: ayudan a determinar los parámetros petrofísicos m , n y a . Los métodos utilizados son: ecuaciones de Archie, Waxman-Smits-Thomas (op. cit.).

3.3.9.2.5) Análisis petrográfico de secciones finas: permite una caracterización de texturas, mineralogía y porosidad de rocas de yacimientos. Los métodos utilizados son: técnicas de petrografía estándar (op. cit.).

3.3.9.2.6) Difracción de rayos X (XRD): provee los datos cuantitativos sobre la composición mineralógica de las muestras seleccionadas. Método utilizado: difractómetro de rayos X (op. cit.).

3.3.9.2.7) Microscopía electrónica de barrido: caracterizan el tipo y naturaleza de porosidad visible, el tipo y morfología de cemento, arcillas (matriz) y relaciones diagenéticas. Método utilizado: EDS (Energy Dispersive Spectroscopy) (Coretes Systems, 2002).

3.3.10) Registros de pozos

El perfilaje de pozos es una operación en la cual se registran, con relación a su profundidad, algunos datos característicos de las formaciones atravesadas por una perforación. Este registro se conoce como perfil (Cermeño, 2005).

El objetivo principal de los registros de pozos es ayudar en la localización de formaciones o rocas contentivas de petróleo o gas. Los registros sirven además para obtener datos necesarios para planificar las operaciones de completación de pozo y la estimación de reservas.

Generalmente, el conjunto de perfiles ideal consta de registros de litología, porosidad y resistividad, además de una curva relacionada con la geometría del pozo (calibre) para dar una idea clara del estado en que se encuentra el hoyo en el momento del perfilaje.

3.3.10.1) Registros de litología

3.3.10.1.1) Perfil de Rayos Gamma: El registro de rayos gamma o GR es, básicamente, una medida de la radiactividad natural de las formaciones en el subsuelo, contra profundidad. Esta radiactividad proviene de las emisiones del Uranio, Torio y Potasio presentes en las rocas. Los rayos gamma son capaces de penetrar unas pocas pulgadas en la roca y una fracción de ellos, que se originan cerca del hoyo, lo atraviesan, pudiendo ser detectados por un sensor de rayos gamma que produce un pulso eléctrico discreto por cada rayo detectado. El parámetro registrado es el número de pulsos captados por unidad de tiempo. El GR es registrado en unidades API, usualmente desde 0 hasta 150.

A través de este se pueden distinguir zonas permeables, por el hecho de que los elementos radiactivos tienden a ser abundantes en las lutitas, las cuales son

impermeables, y mucho menores en los carbonatos y en las arenas, los cuales generalmente son permeables. De esta manera, el registro GR puede separar bastante bien arenas limpias y carbonatos de las arcillas, y es por eso que es usado extensamente por los geólogos como un registro de correlación, asociando la estratigrafía de un pozo a la de los vecinos o a la encontrada en trabajos de superficie en los alrededores de la cuenca.

La curva de potencial espontáneo (SP) es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil, colocado en el pozo, y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie.

Por lo general, la curva de SP se muestra más o menos recta frente a las lutitas, mientras que frente a las formaciones permeables, la curva muestra deflexiones hacia la derecha o a la izquierda, dependiendo de la salinidad del agua de formación y el filtrado.

Este perfil sirve para realizar correlaciones de litologías, identificar zonas porosas y permeables, determinar arcillosidad y estimar la resistividad del agua de formación, este último parámetro se puede calcular mediante el potencial total o máxima medición de la curva, SSP, que no es más que la suma de todos los potenciales presentes en el pozo y se puede determinar a cualquier temperatura.

3.3.10.2) Registros de porosidad

Este tipo de registro mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. Para la mayor parte de los minerales que se encuentran en la exploración para petróleo, la densidad de los electrones es igual a la densidad total.

El sistema de detección doble compensa las irregularidades en el pozo, así como la presencia del revoque. Los registros de densidad pueden correrse en pozos perforados con aire comprimido o con cualquier clase de fluido.

El registro de densidad suministra información bastante confiable y directa para el cálculo de la porosidad de una formación; sin embargo, la presencia de arcilla produce una leve disminución de la densidad, por lo tanto aumenta muy ligeramente la porosidad leída en el perfil. Este inconveniente se evita corrigiendo el valor obtenido por arcillosidad. Se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos.

Las densidades de la matriz, de la arcilla y del fluido deben ser muy bien conocidas para lograr la obtención de valores confiables de la porosidad de una formación.

El registro de neutrón es una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrógeno. Debido a que la diferencia en la concentración de hidrógeno en petróleo a agua es mínima, los registros de neutrón son una medición del volumen de fluido en los poros. Si se identifica un gran número de neutrones, ello indica una porosidad baja, y viceversa.

En la interpretación de los registros de neutrón existen dos factores adicionales que deben tenerse en cuenta. En primer lugar, las lutitas y zonas con un alto contenido en lutitas mostrarán una porosidad muy alta debido al agua asociada. En

segundo lugar, debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas, las zonas ricas en gas mostrarán una porosidad muy baja. Estos dos factores en realidad constituyen una ventaja, pues la comparación de estas propiedades con las determinadas en los núcleos o con otros tipos de registros, suministra un método conveniente para la determinación de los volúmenes de lutita y la distinción entre zonas gaseosas de aquellas ricas en petróleo o agua.

3.3.10.2.1) Perfil sónico

Es una herramienta que mide el tiempo más corto requerido por la onda de sonido para viajar a través de un pie vertical de la formación adyacente a la pared del pozo. Este tiempo de tránsito (la inversa de la velocidad) puede ser relacionado a la porosidad de la formación. El tiempo total que una onda acústica emplea para recorrer un pie de la roca, se le adicionan los tiempos proporcionales representados a través de los poros llenos con fluido y de la matriz, lo cual representa la parte sólida de la roca.

El instrumento acústico contiene un transmisor y dos receptores, con un espaciado de 3 pies entre el transmisor y el primer receptor, y de 2 pies entre ambos receptores. Cuando se activa el transmisor, la onda acústica se transmite por la columna de fluido y se registra en los receptores. La diferencia de tiempo corrido entre el primer y segundo receptor depende de la densidad del medio por el cual el sonido viaja.

En algunas áreas es práctica común el correr más de un registro para determinar la porosidad de un pozo. La combinación más común es densidad – neutrón; siendo ésta última la más común. Estos registros se corren al mismo tiempo con un rayo gamma y el calibrador y se usan para diferenciar petróleo y agua de gas, calcular volúmenes de litología y determinar el volumen de lutita en la matriz.

3.3.10.3) Registros de resistividad

3.3.10.3.1) Registro Eléctrico

Consiste en una curva SP y una combinación de curvas de resistividad que reciben el nombre de normal o lateral según la configuración de los electrodos.

La curva normal se obtiene utilizando dos electrodos pozo abajo, un electrodo de corriente y un electrodo receptor. Los valores de la resistividad se obtienen mediante la caída de voltaje entre los dos electrodos. Se utiliza una normal corta (con 18 pulgadas de espaciamiento entre los electrodos) para correlación, definición de los bordes de los estratos y para medir la resistividad cerca del pozo.

La curva lateral se obtiene utilizando tres electrodos pozo abajo, uno de corriente y dos receptores. Las curvas laterales no son simétricas y presentan distorsiones como resultado de estratos adyacentes delgados, pero son muy efectivas en la medición de la resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas.

3.3.10.3.2) Registro de Inducción Eléctrica

Este registro, como su nombre lo indica, es una combinación de curvas eléctrica y de inducción; por lo tanto, mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta. El registro de inducción eléctrica incluye una curva SP y/o curva de rayos gamma, la normal de 18 pulgadas y la curva de inducción, tanto en la columna de resistividad como en la de conductividad. En aquellas áreas donde la resistividad es baja, es común registrar una curva normal de 18 pulgadas expandida.

En el registro de inducción se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una

corriente alterna en la formación, la cual resulta en un campo magnético secundario, el cual a su vez induce una corriente en una bobina receptora. La corriente inducida en la bobina receptora es proporcional a la conductividad y/o resistividad de la formación.

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

Es una de las mediciones más avanzadas y modernas de la resistividad de que se dispone hoy en día. Es muy útil, especialmente cuando los diámetros de la invasión son grandes. Este registro muestra una curva SP y/o curva de rayos gamma, además de tres curvas de resistividad con penetraciones diferentes. La curva de penetración poco profunda se obtiene con un instrumento corto de guarda y mide la resistividad de la zona limpia (R_{xo}). La curva intermedia mide las resistividades combinadas de las zonas limpia e invadida (R_i), en tanto que la curva profunda mide principalmente la resistividad de la zona no contaminada (R_t).

3.3.10.3.3) Registro de Guarda (Casanova, 2001)

Se obtiene mediante un instrumento que enfoca una corriente; su utilidad principal es en fluidos conductivos, estratos delgados y formaciones con alta resistividad. Los electrodos de guarda se colocan arriba y debajo del electrodo de corriente y se mantienen con el mismo potencial, a fin de enfocar la corriente de la formación en un disco delgado, el cual fluye perpendicularmente al pozo. El radio de investigación es aproximadamente igual a tres veces la longitud del electrodo de guarda. El registro de guarda define muy bien los bordes de los estratos y se afecta poco con las resistividades de los estratos adyacentes.

Los sistemas de guarda poco profundos utilizan electrodos de guarda cortos (generalmente con una longitud total de 30 pulgadas) y se usan con otros registros, tales como el de inducción doble, para medir la resistividad de las zonas limpias (R_{xo}) o invadida (R_i) cerca de los bordes del pozo.

Los sistemas de guarda largos (5 pies de longitud) se usan en la determinación de la resistividad real (R_t) de la zona no contaminada. Las mediciones se aproximan más a la resistividad real de la formación cuando la resistividad del filtrado de lodo no es más de cuatro veces mayor que la resistividad del agua de la formación.

CAPÍTULO IV

MARCO METOLÓGICO

4.1) DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Arias (2004) señala que “el diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. En atención al diseño, la investigación se clasifica en: documental, de campo y experimental”. En el caso particular de esta investigación puede decirse que se trata de una investigación documental de campo, ya que así como está basada en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos obtenidos y registrados por otros investigadores, también se maneja la recolección de datos directamente de la realidad, sin manipular o controlar variable alguna.

4.2) DEFINICIÓN DE VARIABLES

Arias (2004) define variable como “una característica, cualidad o medida que puede sufrir cambios y que es objeto de análisis, medición o control en una investigación”. La manipulación y control de variables es característica fundamental de una investigación experimental, por lo cual no procede en este trabajo.

4.3) POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias (2004) la población se define como “el conjunto de elementos con características comunes que son objeto de análisis y para los cuales serán validas las conclusiones de la investigación”. Por otro lado la muestra es un “subconjunto representativo de un universo o población.” (Morles, 1994).

De acuerdo con las citas anteriores la población o universo al que está sujeto el estudio comprende todos los pozos ubicados dentro de los límites del yacimiento

SBC-1, lo cual suma un total de 146; mientras que la muestra esta compuesta por 10 pozos con datos de análisis de núcleos convencionales y/o especiales en el tramo Cretáceo (ver tabla 4.1).

Tabla 4.1: Pozos con análisis de núcleos

POZO	ANÁLISIS DE NÚCLEOS
SANTA BÁRBARA	
SBC-21	CONV/ESP
SBC-24	CONV/ESP
SBC-33	CONV/ESP
SBC-57	CONV/ESP
SBC-70	CONV/ESP
SBC-90	CONV
SBC-96	CONV/ESP
SBC-103	CONV/ESP
SBC-138	CONV
PIRITAL	
PIC-7	CONV/ESP

4.4) INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Por medio de esta parte de la investigación se aportaron nuevos conocimientos, mediante la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos obtenidos y registrados por otros investigadores.

Tanto en las instalaciones de la Universidad Central de Venezuela como en las de PDVSA se realizó una revisión bibliográfica de diferentes documentos, entre los cuales están tesis de grado, documentales, manuales, guías, entre otros.

Por otro lado, se revisaron las carpetas de cada pozo perteneciente al yacimiento SBC-1 con datos de núcleo de edad cretáceo.

Una vez finalizada la etapa de revisión y recopilación bibliográfica se obtuvo la siguiente información:

- Análisis físico-químicos de aguas de formación de los campos Santa Bárbara y Pirital y de campos adyacentes (Mulata, El Carito).
- Registros Core Gamma.
- Análisis convencionales (porosidad, permeabilidad y densidad).
- Análisis especiales (factor de formación, índice de resistividad, presión capilar por inyección de mercurio, compresibilidad, humectabilidad y capacidad de intercambio catiónico).

La información obtenida por medio de la revisión bibliográfica y recopilación de información fue debidamente almacenada y ordenada en una base de datos.

4.5) PROCEDIMIENTOS

El proyecto se realizó siguiendo un patrón esquemático, el cual se basó en subdividir la actividad de estudio en etapas, permitiendo un mayor aprovechamiento de los recursos para cada una de éstas.

Estas etapas fueron las siguientes:

4.5.1) Caracterización del agua de formación

Las aguas de formación que están contenidas en los poros de los estratos perforados pueden variar apreciablemente según su ubicación geográfica, profundidad y edad geológica; y en su mayoría son distinguidas por sus grados variantes de salinidad, es decir, la cantidad de iones disueltos presentes en las mismas (García, 2001).

En esta tercera etapa se caracterizó el agua de formación, basándose principalmente en la determinación de R_w (resistividad del agua de formación) a la temperatura promedio del yacimiento (290°F).

De la información almacenada en la base de datos fueron utilizados aquellos pozos del yacimiento SBC-1 a los cuales se les realizó análisis de agua, para de esta forma contar con los siguiente datos: sólidos totales disueltos, salinidad equivalente (NaCl), alcalinidad, dureza, concentración en ppm de Calcio, Magnesio, Hierro, Potasio, Sodio, Cloruros, Sulfatos, Bicarbonatos y Carbonatos.

Una vez localizados todos los análisis disponibles, se procedió a validar y caracterizar cada muestra, con la finalidad de realizar un análisis estadístico, incluyendo los diagramas de Stiff (1951), y de esta forma se estableció un patrón representativo del agua de formación para el yacimiento.

Los diagramas de Stiff (1951) fueron elaborados para verificar la procedencia del agua de formación.

El análisis estadístico arrojó el valor más consistente de la cantidad de cloruros de sodio equivalentes, según la cual debe calcularse la resistividad del agua a temperatura del laboratorio. Todo este proceso se realizó de acuerdo con lo establecido en el procedimiento para caracterización del agua de formación mediante análisis fisico-químicos.

Los valores de concentración total y la concentración de cada una de las sales disueltas fue representada en partes por millón (ppm).

El método consistió en reducir la composición química de la muestra de agua a una equivalente en cloruro de sodio (NaCl).

Este método es el desarrollado por The Atlantic Refining CO., en el cual las partes por millón de cada ión (ppm) se reducen a una salinidad equivalente de cloruro de sodio (NaCl) por medio de unos factores de conversión o factores de Dunlap. Estos factores se determinaron del gráfico (Gen 8) de Schlumberger (Figura 4.2) a partir de la concentración total de sólidos. Esta concentración no es más que la sumatoria de todas las concentraciones (ppm) de los iones presentes en el análisis químico de cada muestra (Ver ecuación 4.1).

$$\text{Concentración} = \sum (\text{ppmc} / \text{ión})_i \quad (4.1)$$

Total de sólidos $i = 1$

Para obtener la salinidad total equivalente en cloruro de sodio, las partes por millón de cada ión (ppm) se multiplicaron por su factor de conversión correspondiente y los productos se sumaron (Ver ecuación 4.2).

$$\text{Salinidad total equivalente en cloruro de sodio} = \sum (\text{ppmc} / \text{ión} * f_{\text{convi}}) \quad (4.2)$$

Una vez obtenido el valor de la salinidad total equivalente de cloruro de sodio se procedió a calcular la resistividad del agua de formación llevando el valor en ppm y la temperatura a la cual se desea el resultado, al gráfico (Gen-9) de Schlumberger (Figura 4.3).

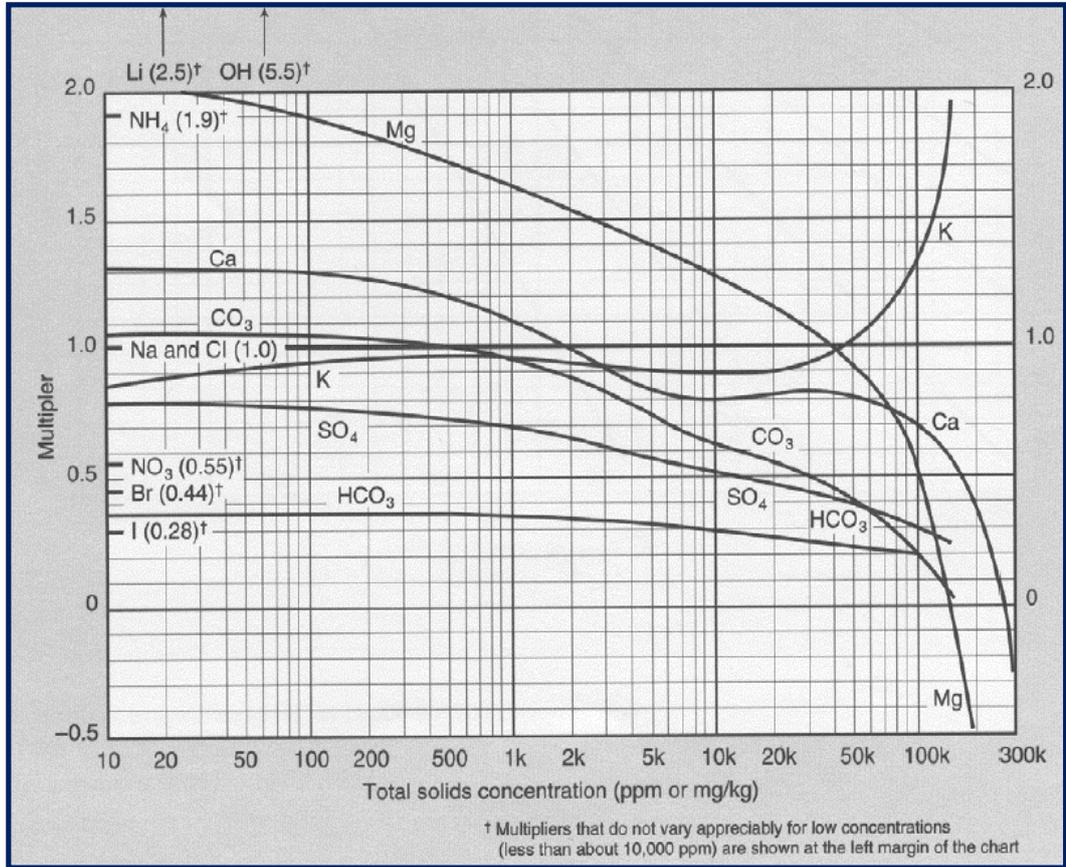


Figura 4.2: Gráfico Gen 8 de Schlumberger, concentración total de sólidos

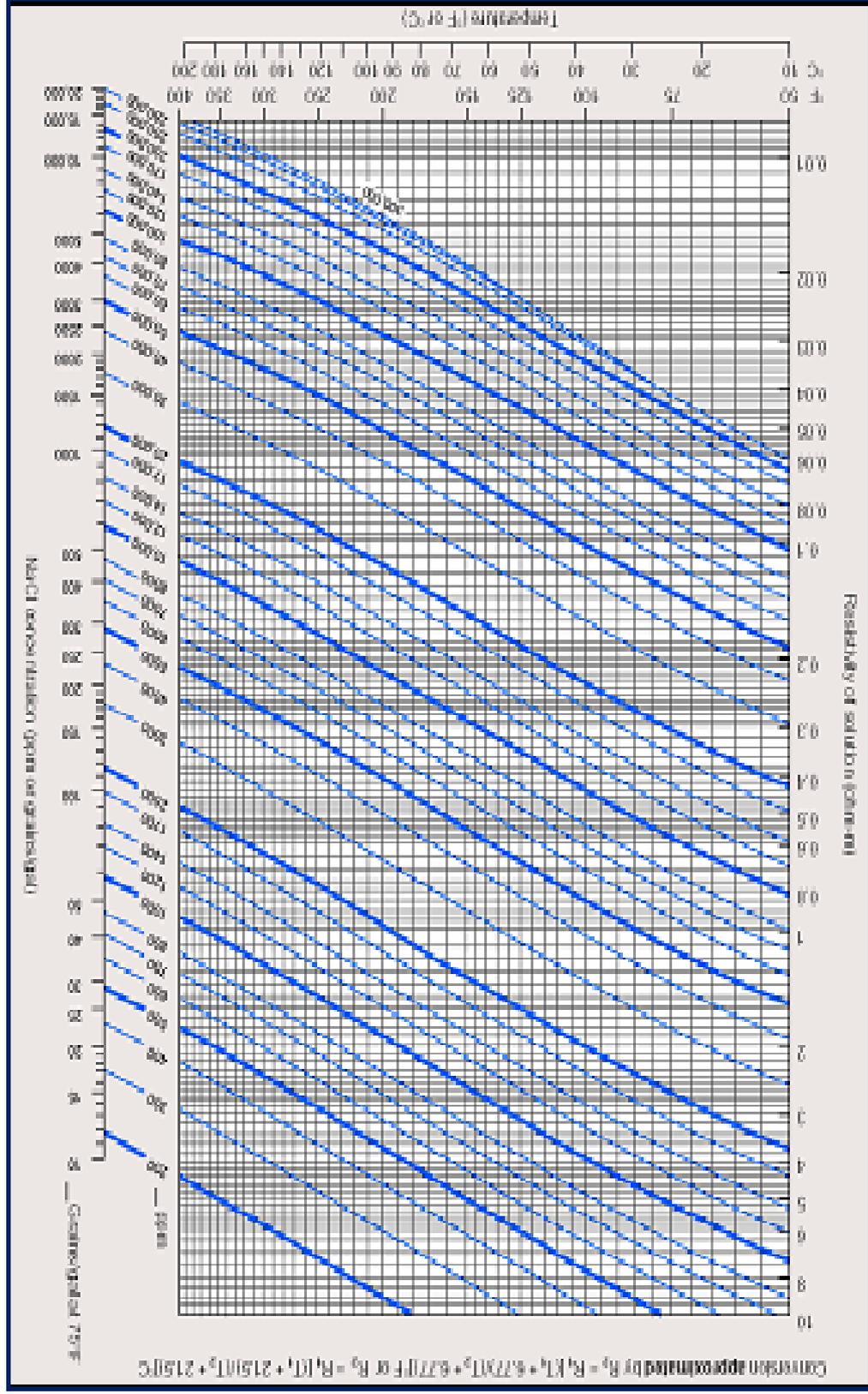


Figura 4.3: Gráfico Gen-9 de Schlumberger, resistividad del agua de formación

4.5.2) Calibración Núcleo – Perfil

El registro de rayos gamma o GR es una medida de la radiactividad natural de las formaciones en el subsuelo, proveniente de las emisiones del Uranio, Torio y Potasio presentes en las rocas (García, 2001).

Normalmente el registro GR puede separar arenas limpias y carbonatos de las arcillas bastante bien y es por eso que es usado exactamente por los geólogos como una herramienta de correlación, asociando la estratigrafía entre pozos.

En esta cuarta etapa se hizo necesario calibrar el registro GR con el registro GR del núcleo extraído (Core GR) de cada pozo en estudio (SBC-21, SBC-24, SBC-33, SBC-57, SBC-70, SBC-90, SBC-96, SBC-103, SBC-138 y PIC-7), por el hecho de que en todos ellos existía un desfase de profundidad entre estos dos perfiles, debido a que son tomados con diferentes herramientas.

En la figura 4.4 se muestra un ejemplo del desfase de profundidad entre el registro GR del pozo y el registro GR del núcleo, en este caso se trata del pozo SBC-21. La curva continua de color verde y la curva discontinua de color negro son el GR del pozo y el GR del núcleo respectivamente. En la zona que esta encerrada con el ovalo rojo se observa claramente el desfase entre ambas curvas.

Esta correlación representará un factor determinante en la caracterización petrofísica del yacimiento, ya que por medio de la misma se podrá asociar la respuesta de los registros con los resultados de núcleos y en ese sentido establecer correlaciones correspondientes.

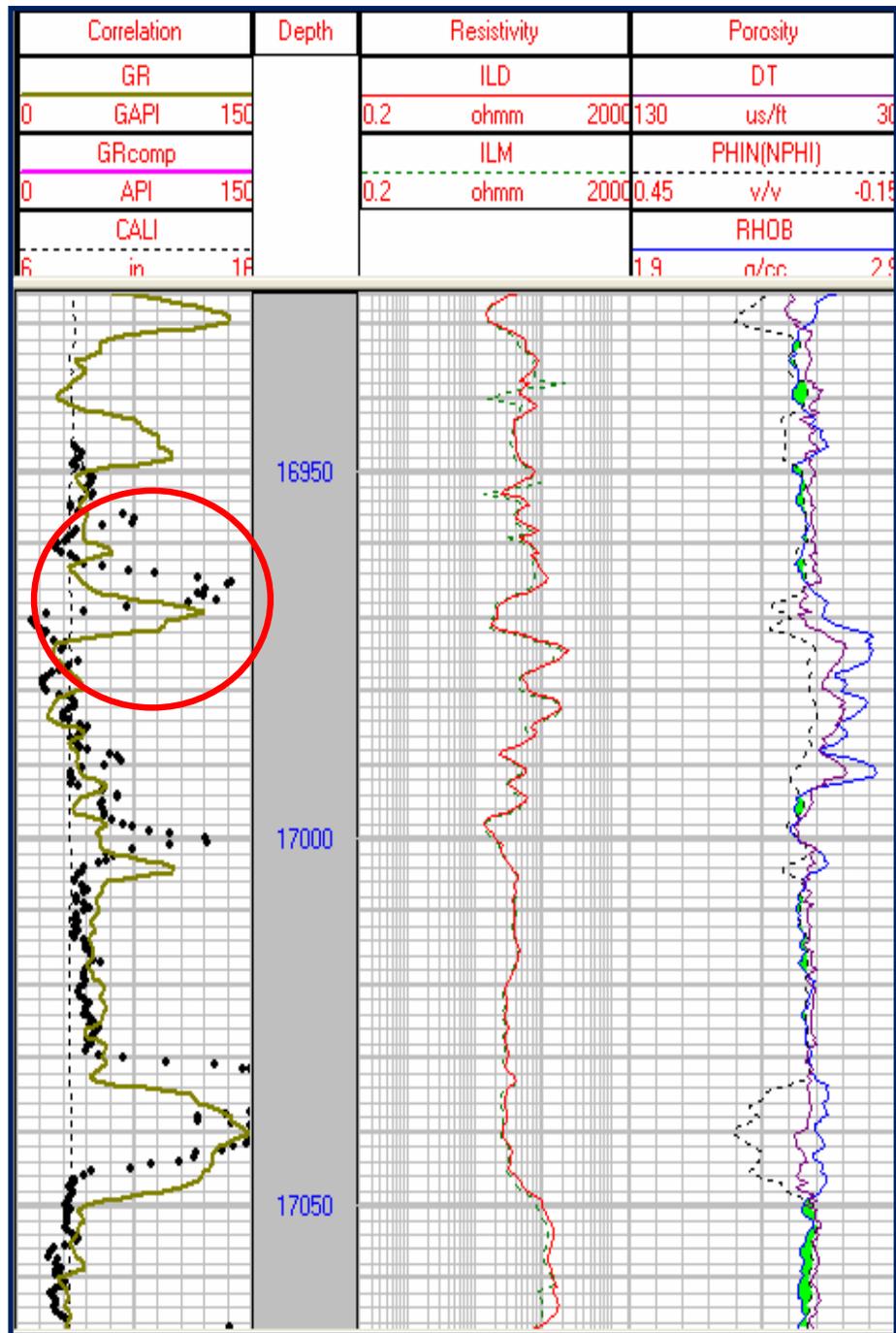


Figura 4.4: Desfase de profundidad entre el registro GR y el registro GR del núcleo extraído (Core GR)

4.5.3) Cálculo de las propiedades eléctricas de la roca

Para iniciar esta quinta etapa se procedió a seleccionar en la base de datos los pozos del área que presentaron datos de núcleos convencionales y especiales y se verificó que se hallan llevado a cabo las pruebas de factor de formación (FF) e índice de resistividad (IR).

A dichos pozos se les determinó el factor de cementación (m), el coeficiente de tortuosidad (a) y el factor de saturación (n) siguiendo el procedimiento que se presenta a continuación:

4.5.3.1) Factor de cementación (m) y coeficiente de tortuosidad (a)

Para el cálculo del factor de cementación (m) y el coeficiente de tortuosidad (a) se construyó la gráfica de factor de formación (FF) Vs. porosidad (PHI) para todos los pozos con dichos datos. La citada gráfica se elaboró en papel log-log y arrojó una tendencia lineal de la que se obtuvo expresión matemática en función de PHI (CAPITULO III, ecuaciones 3.21).

Puede observarse que “a” esta representado por el intercepto en la ordenada, mientras que “m” se define como la pendiente de la recta.

4.5.3.2) Factor de saturación (n)

Ahora bien, para el cálculo del exponente de saturación (n) se construyó la gráfica de índice de resistividad (IR) Vs. saturación de agua (Sw) para todos los pozos que contenían dichos datos. La citada gráfica fue elaborada en papel log-log en donde el exponente “n” se obtuvo como la pendiente de la recta (CAPITULO III, ecuaciones 3.19 y 3.22).

4.5.3.3) Método de Pickett Plot

Con la finalidad de corroborar los valores de las propiedades eléctricas de la roca obtenidos con los métodos antes mencionados, se utilizó el método de Pickett Plot.

El método de Pickett es un método analítico y gráfico con el cual pueden calcularse los parámetros petrofísicos a , m y n .

Este método deriva de la forma generalizada ecuación de Archie la cual se expresa en la ecuación 4.3.

$$S_w^n = \frac{a}{PHI^m} \times \frac{R_w}{R_t} \quad (4.3)$$

Aplicando logaritmos, se tiene la ecuación 4.4:

$$\log R_t = -m \cdot \log(PHI) + \log(a \cdot R_w) - n \cdot \log(S_w) \quad (4.4)$$

Asumiendo que a , R_w , n y S_w son constantes, un gráfico de R_t vs. PHI en papel doble log es llamado gráfico de Pickett, y este produce una línea recta cuya pendiente es $-m$.

Para que este método sea confiable debe conocerse el valor de la resistividad del agua de formación (R_w), disponer de perfiles de porosidad adecuados y a su vez ubicar zonas dentro del yacimiento que puedan asumirse 100% saturadas de agua.

Al graficar en escala log-log los valores de R_t contra PHI y asumiendo $a = 1$, $S_w = 1$ y $R_t = R_w$, se tiene la expresión mostrada en la ecuación 4.5.

$$\log R_t = -m \cdot \log(PHI) + \log(a \cdot R_w) \quad (4.5)$$

4.5.4) Estimación de la porosidad efectiva (PHIE)

La porosidad efectiva (PHIE) de cualquier formación considerada, es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total, siendo esta la que contiene los fluidos que pueden ser producidos (García, 2001).

Esta sexta etapa tiene como objetivo principal estimar la porosidad efectiva del yacimiento SBC-1 (Cretáceo) relacionando la porosidad obtenida de perfiles con la porosidad de núcleos (CorPor), siendo esta última la que aporta el valor más fidedigno.

Básicamente fueron relacionados los perfiles de porosidad densidad (PHID), porosidad neutrón (PHIN), porosidad sónico (PHIS) y porosidad densidad-neutrón (PXND) por separado con la porosidad del núcleo, y luego fue seleccionada la curva más representativa para el yacimiento.

Dicha curva seleccionada generó la porosidad total (PHIT) a la cual se le corrigió la arcillosidad tomando en cuenta la ecuación 4.6:

$$PHIE = PHIT * (1 - Vsh) \quad (4.6)$$

Siendo PHIE y PHIT las porosidades efectiva y total, respectivamente y Vsh la arcillosidad. En el caso de arenas limpias se consideró 0 (cero) la arcillosidad, debido a que no se hace necesario la corrección.

Para la estimación del volumen de arcilla (Vsh) se elaboró una gráfica de densidad (ILD o Rt) vs. rayos gamma (GR) de la cual se obtuvo un valor de GR para arenas limpias o no arcillosas y un GR para arenas sucias o arcillosas.

Los valores obtenidos se introdujeron en la ecuación 4.7 con el fin de calcular el índice o indicador de arcillosidad (Ish).

$$Ish = \frac{GR - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad (4.7)$$

donde:

GR: respuesta del registro en la zona de interés

GRmin: respuesta del registro en la zona limpia

GRmax: respuesta del registro en la zona de arcilla

Luego se procedió a calcular el volumen de arcilla (Vsh) por medio de la gráfica del volumen de arcilla adquiridos de los datos de núcleo (CorVsh) vs. el índice de arcilla (Ish) obtenido con anterioridad.

4.5.5) Estimación del radio de garganta de poros

Para la estimación del radio de garganta poral se utilizó la ecuación de Winland (1972) y las de Pitmann (1992). Por su parte Winland (1972) desarrolló una relación empírica entre porosidad, permeabilidad al aire y el radio de garganta de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (CAPITULO III, ecuación 3.13).

Donde R_{35} es el radio de apertura de los poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, K_{air} es permeabilidad al aire sin corregir por efectos de gas y/o Klinkenberg (md), y \emptyset es porosidad (%).

Este análisis de Winland (1972) fue extendido por Pitmann (1992), quien también desarrolló relaciones empíricas entre porosidad, permeabilidad al aire y el

radio de garganta de poros, pero en este caso correspondiente a saturaciones de mercurio desde 10% hasta 75% (CAPITULO III, figura 3.9).

Las ecuaciones de Winland (1972) y Pitmann (1992) son el resultado de la combinación de las pruebas de presión capilar con los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis de núcleos convencionales a condiciones de superficie.

Además de las ecuaciones de Winland (1972) y Pitmann (1992) fue necesario realizar “crossplots” entre la saturación de mercurio con la presión de inyección de cada muestra con dichos datos, para luego estimar gráficamente los valores de saturación de agua irreducible (Swirr) y los valores de presión capilar correspondientes a saturaciones de mercurio desde 10% hasta 75% utilizando las curvas de presión capilar por Inyección de Mercurio (ver apéndice C).

Las presiones obtenidas de estos “crossplots” se introdujeron en la ecuación 4.8, de la cual se despejó el radio de garganta poral R (Ver ecuación 4.9).

$$P_c = \frac{2\lambda * \text{Cos}\theta}{R} \quad (4.8)$$

$$R = \frac{2\lambda * \text{Cos}\theta}{P_c} \quad (4.9)$$

Seguidamente se realizaron “crossplots” entre el radio de garganta de poros calculado por medio de las ecuaciones de Pitmann (1992) y/o Winland (1972) contra el obtenido a partir de las curvas de presión capilar realizadas a los núcleos.

De todas estas ecuaciones fue seleccionada para el cálculo del radio de garganta de poros la que mejor representó y honró los datos de los núcleos.

Los resultados de la ecuación seleccionada fueron graficados con la saturación de agua irreducible de las pruebas de presión capilar para ver la relación existente entre ambos.

4.5.6) Diferenciación de facies petrofísicas

Al hablar de facies petrofísicas nos referimos a una unidad de roca con propiedades similares y una relación consistente entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua irreducible y radio de gargantas de poros, es por ello que representan un indicador de la calidad de flujo y almacenamiento de la misma.

Para obtener el tipo de roca se utilizó como primer parámetro de clasificación el radio de garganta de poros establecido en la etapa anterior en conjunto con la presión capilar.

En primera instancia se graficó la porosidad en escala lineal vs la permeabilidad en escala logarítmica. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 4.5, que a su vez incluye isóneas de las facies petrofísicas.

Las diferentes agrupaciones de puntos que sigan la tendencia de una isónea determinada representan distintos tipos y calidades de roca.

Una vez determinados los diferentes intervalos entre los cuales se distribuyó la nube de puntos, se procedió a su clasificación como se muestra en la tabla 4.1, en la cual se especifican las distintas facies petrofísicas con su respectivo tamaño de garganta de poros.

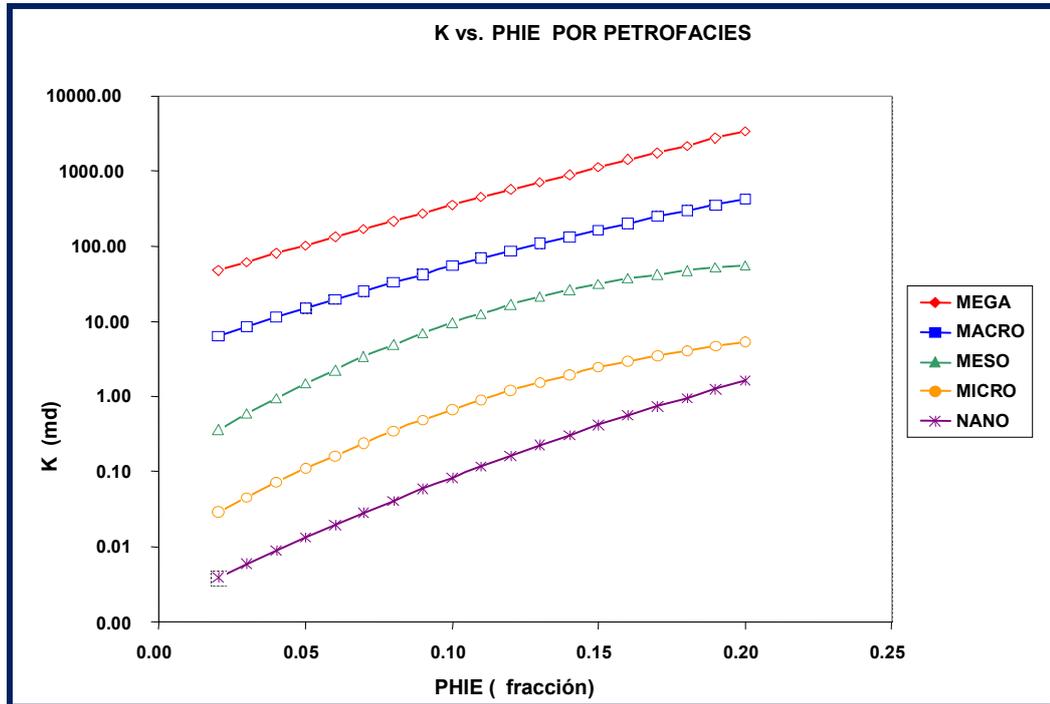


Figura 4.5: porosidad (PHI) en escala lineal vs la permeabilidad (K) en escala logarítmica, incluye isolíneas de las facies petrofísicas.

Tabla 4.2: facies petrofísicas vs. tamaño de garganta de poros

Facies Petrofísicas	Tamaño de Garganta de Poros (Micrones)
Megaporoso	>10
Macroporoso	2.5 - 10
Mesoporoso	0.5 - 2.5
Microporoso	0.1 - 0.5
Nanoporoso	<0.1

4.5.7) Ajuste del modelo de permeabilidad (K)

Para el ajuste del modelo de permeabilidad se hizo necesario ajustar el modelo de saturación de agua para lo cual se utilizaron las relaciones de Simandoux modificado (SwMS) e Indonesia (SwI).

En primer lugar se graficó la permeabilidad de núcleo (K_{aire}) vs. Porosidad de núcleo ($CorPor$), quedando la relación 4.10 que se muestra a continuación:

$$K_{aire} = f(CorPor) \quad (4.10)$$

Luego se utilizaron las relaciones de permeabilidad de Timur y Coates, tanto en función del modelo de saturación de Simandoux modificado ($SwMS$) como del modelo de saturación de Indonesia (SwI), quedando las relaciones 4.11, 4.12, 4.13 y 4.14.

$$K_{Timur} = f(SwMS) \quad (4.11)$$

$$K_{Timur} = f(SwI) \quad (4.12)$$

$$K_{Coates} = f(SwMS) \quad (4.13)$$

$$K_{Coates} = f(SwI) \quad (4.14)$$

Estas relaciones se graficaron por separado con la relación 4.10 y de estas gráficas se validó la mejor ecuación de saturación de agua que coteja con la permeabilidad y que representa con mayor eficacia los datos del yacimiento.

Una vez obtenidas la porosidad, el radio de garganta poral, las facies petrofísicas asociadas y la saturación de agua se procedió a verificar que modelo de permeabilidad es el que representa mejor los datos de núcleos.

De la ecuación de radio de garganta poral que mejor representó y honró los datos de los núcleos se despejó la permeabilidad y esta fue graficada vs. La permeabilidad de núcleo para corregirla, quedando finalmente una ecuación de permeabilidad para el yacimiento ($KR35Final$).

4.5.8) Evaluación de los pozos del proyecto en función de las variables del modelo

Finalmente a partir de la serie de datos obtenidos en las siete etapas anteriores se procedió a la reinterpretación de los pozos del proyecto en función de las variables del modelo.

4.6) ANÁLISIS DE DATOS

Las técnicas lógicas (análisis, síntesis, etc.) y estadísticas que fueron empleadas para descifrar lo que revelaron los datos recolectados fueron:

- Microsoft Office.
- Archivos de carpetas de pozo (SIMDE).
- Módulo petrofísico de GeoGraphix Discovery (PRIZM) perteneciente a Landmark.
- Internet, Intranet, así como asesorías con especialistas en el tema.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1) Caracterización del agua de formación

La caracterización del agua de formación fue basada principalmente en la estimación de la resistividad del agua de formación, R_w .

El valor de la resistividad del agua de formación es muy importante para la evaluación cuantitativa de los registros de resistividad y en la determinación de la saturación de agua. Dicha variación está relacionada con la salinidad y las características geológicas del área que se evalúa.

Como fue explicado en los procedimientos (Capítulo IV, Sección 4.5.1) la determinación de la resistividad del agua de formación se realizó mediante análisis físico-químico tomados a pozos pertenecientes al yacimiento en estudio, así como también a yacimientos adyacentes al mismo, debido a que la variación de este parámetro ocurre significativamente de una zona a otra, principalmente cuando se presencia cambio de cuenca, y en este caso no existe dicha variación. Los pozos utilizados fueron: SBC-21, SBC-31, SBC-39, SBC-43, SBC-105 y MUC-40.

Fueron analizadas un total de 42 muestras con análisis físico-químico de agua (Ver tabla 5.1) a las cuales se les elaboraron los diagramas de Stiff (1951) con la finalidad de intuir su procedencia (según la clasificación de Sulin).

Finalmente fueron seleccionadas 8 muestras tomando en cuenta la edad (Cretáceo) y su posible origen ya establecido (Ver tabla 5.2). Como puede observarse en el apéndice A, el patrón encontrado para el yacimiento de acuerdo con el gráfico de Stiff (1951) presentó forma de embudo.

Tabla 5.1: Total de muestras con análisis de agua del yacimiento SBC-1 y yacimientos adyacentes al mismo.

Pozo	Profundidad	NACL
SBC-6E	18742' - 18794'	14058,62
	19018' - 19064'	12108,23
	19292' - 19318'	76070,82
SBC-13	17794' - 17871'	10689,00
	17794' - 17871'	10689,00
SBC-21	16556'	20116,15
	16556'	19417,90
SBC-29	18838'	21726,73
	19037' - 19430'	17898,43
	19048'	19261,65
	19252'	21624,38
	19259'	15662,61
	19508'	13335,00
SBC-31	17504' - 17516'	18144,40
	17550' - 17612'	18144,40
SBC-39	17000'	13395,13
	17232'	14179,44
SBC-43	16980	14131,80
SBC-75	16516' - 16586'	16788,69
	16450' - 16476'	16788,69
	16416' - 16428'	16788,69
SBC-105	17108' - 17178'	13334,00
SBC-107	16930'	16095,00
SBC-114	16980' - 17070'	12438,00
MUC-17	21/05/1991 HORA 7:04 AM	15597,17
	21/05/1991 HORA 2 PM	15847,88
	17302'-17340' ; 17350'-17424'	14166,85
MUC-23	16490' - 16515'	11512,39
MUC-38	-	537,00
MUC-40	16091'	16647,51
MUC-45	-	679,00
MUC-51	-	601,00
MUC-96	11360'	27668,40
MUC-99	DATA IMCOMPLETA	9985,00
MUC-102	DATA IMCOMPLETA	10990,00
PIC-16	-	5750,00
CRC-3	15906' - 15946'	13615,00
CRC-3	16180' - 16220'	16976,00
CRC-3	16630-16660	14038,00
CRC-19	16196' - 16268'	16547,10
CRC-21	-	2483,00

Tabla 5.2: Total de muestras con análisis de agua del yacimiento SBC-1 y yacimientos adyacentes al mismo, pertenecientes al tramo Cretáceo y de procedencia conmata

Pozo	Profundidad	Muestra	Arena	Rw@75 °F	Rw@290 °F	NACL
SBC-21	16556	TANQUE# 1 RFT	KC	0.295	0.081	20116.15
	16556'	TANQUE# 2 RFT	KC	0.295	0.081	19417.90
SBC-31	17504' - 17516'	DST	KJ	0.32	0.088	18144.40
	17550' - 17612'					
SBC-39	17232'	Superficie	KB	0.40	0.110	14179.44
SBC-43	16980'	Superficie	KC	0.41	0.113	14131.80
SBC-105	17108' - 17178'	Superficie	KC	0.44	0.121	13334.00
MUC-40	16091'	RFT	KC	0.34	0.094	16647.51

Tabla 5.3: Resultados promedios de la salinidad y resistividad del agua de formación

Rw @ 290 °F	0,098 Ohm
Rango de salinidad	13000 - 20500 ppm

El hecho de que exista una misma o muy similar gráfica de Stiff (1951) para muestras pertenecientes a diferentes pozos y a diversas profundidades significa que existe uniformidad entre los datos.

La concentración de cloruro de sodio (NaCl) de las muestras para el tramo Cretáceo está en el rango de 13000 – 20500 ppm lo cual arrojó un valor promedio de $R_w = 0.098$ ohm-m a temperatura de formación, 290 °F.

5.2) Cálculo de las propiedades eléctricas de la roca

Para el cálculo de las propiedades eléctricas se conto con un total de 3 pozos (SBC-21, SBC-70 y SBC-103) a los cuales se les habían realizado las pruebas de factor de formación (FF) e índice de resistividad (IR).

Del grafico de Log(FF) vs Log(PHI) se obtuvo una recta cuya pendiente arrojó el valor de “m” (Ver gráfico 5.1), quedando la relación de Archie de la siguiente forma:

$$FF = 0.66 \times PHI^{-2.2} \quad (5.1)$$

donde:

$$a = 0.66$$

$$m = 2.20$$

Por otro lado de la grafica de Log(IR) vs Log(Sw) se obtuvo una recta cuya pendiente arrojó el valor de “n” (Ver gráfico 5.2), quedando la relación de Archie para la saturación de la siguiente forma:

$$IR = 0.99 \times Sw^{-2.22} \quad (5.2)$$

donde: $n = 2.22$

Luego utilizando el método de Pickett Plot (Ver CAPITULO IV, ecuación 4.4), al graficar $\text{Log}(Rt)$ vs $\text{Log}(PHI)$ y asumiendo $a = 1$, $Sw = 1$ y $Rt = Rw$, se pudo corroborar los datos obtenidos por medio de la ecuación de Archie.

Un ejemplo del método de Pickett se muestra en la grafica 5.3 y los resultados de todas las propiedades eléctricas determinadas por medio de dicho método se pueden observar en la tabla 5.4 (ver apéndice B).

Como puede observarse los valores concuerdan para ambos métodos y dichos valores son representativos para el tipo de roca presente en el yacimiento. García (2001) señala que los resultados de laboratorio indican que la mayoría de los yacimientos de arena presentan valores de n que oscilan entre 1.5 y 2.1, y a su vez resalta que la ecuación de Humble para arenas es la siguiente:

$$FF = 0.62 \times PHI^{-2.15} \quad (5.3)$$

donde:

$$a = 0.62$$

$$n = 2.15$$

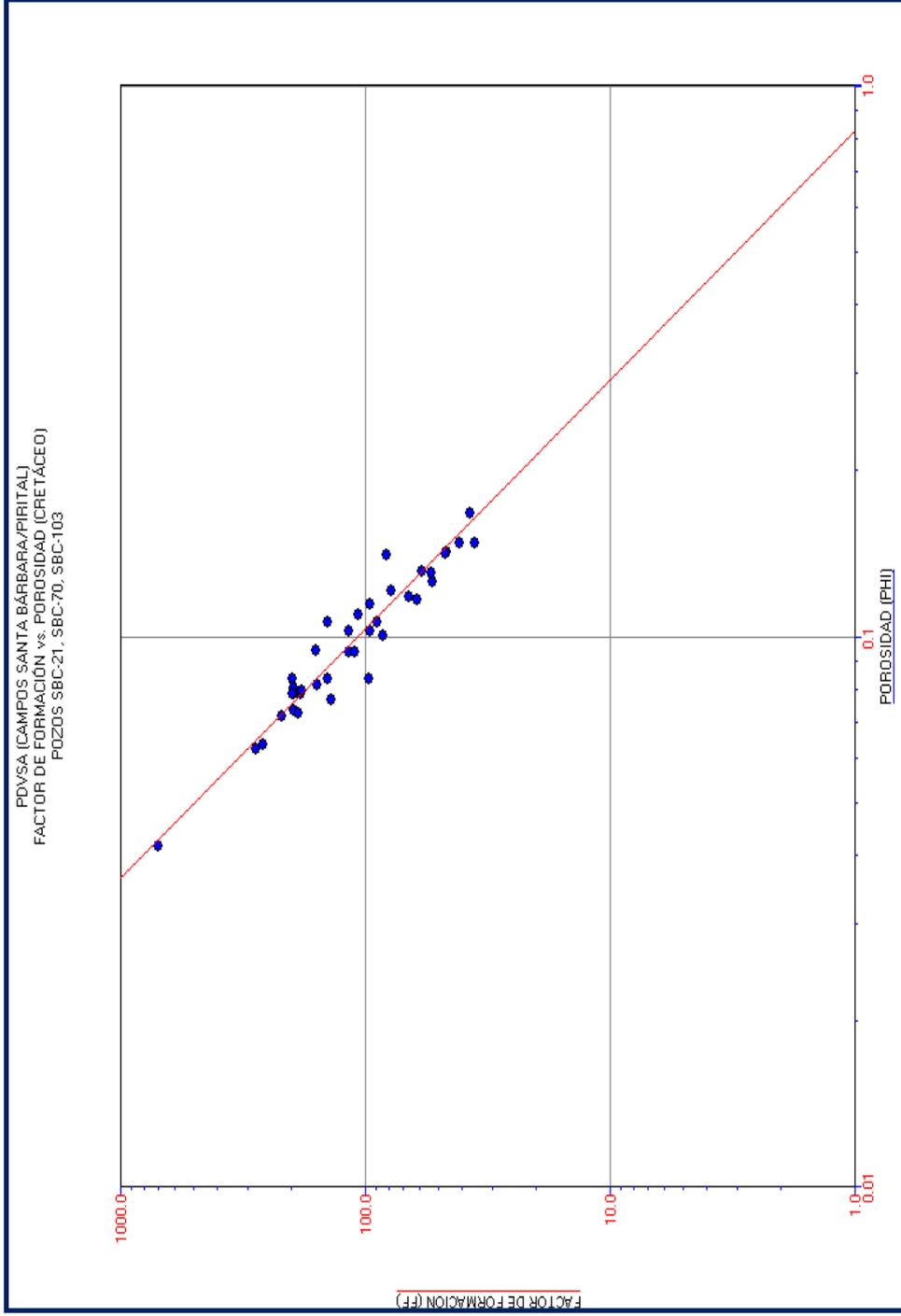


Gráfico 5.1: Gráfica de Log(FF) vs Log(PHI), incluyendo análisis de núcleos de los pozos SBC-21, SBC-70 y SBC-103.

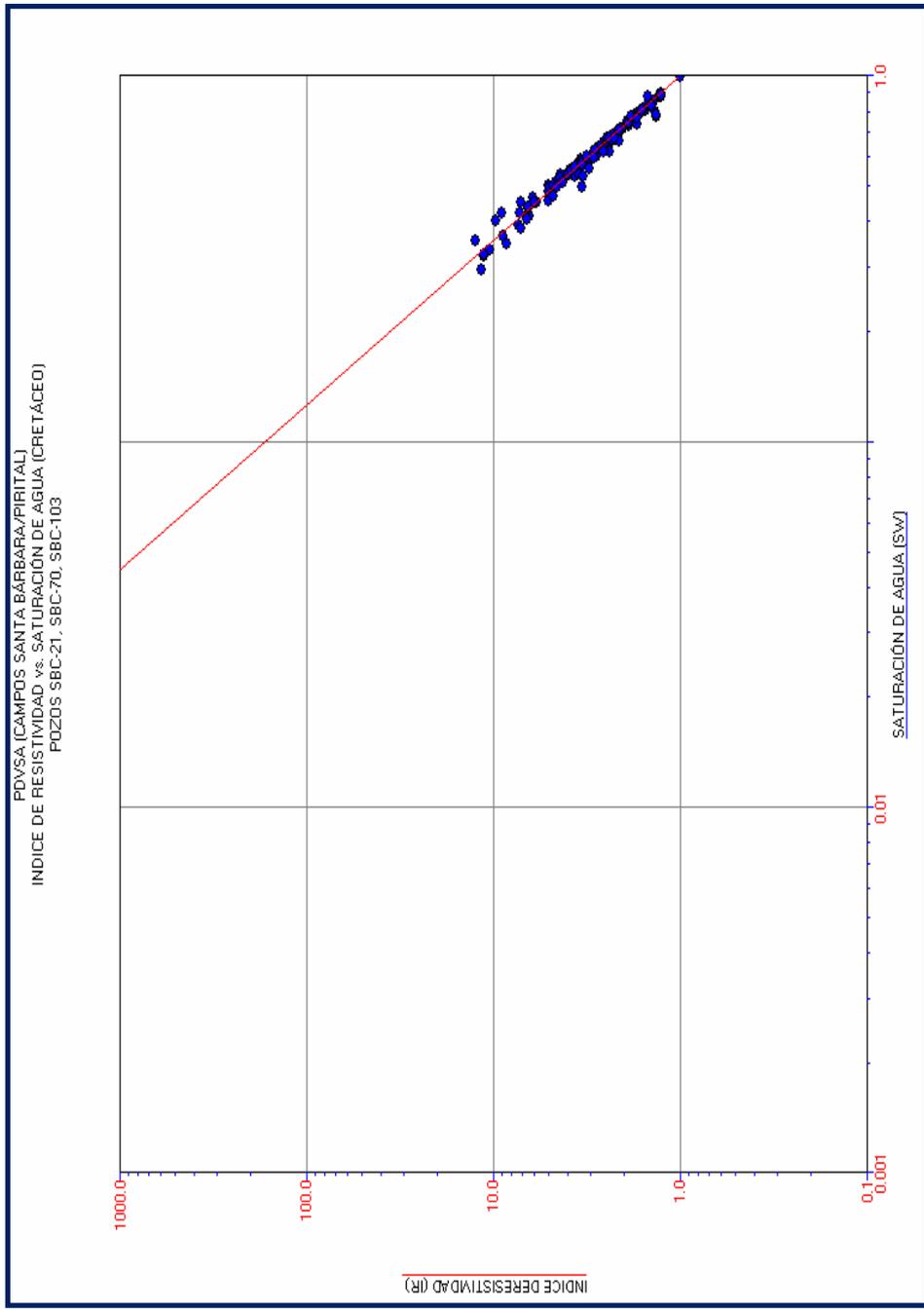


Gráfico 5.2: Gráfica de Log(IR) vs Log(Sw), incluyendo análisis de núcleos de los pozos SBC-21, SBC-70 y SBC-103.

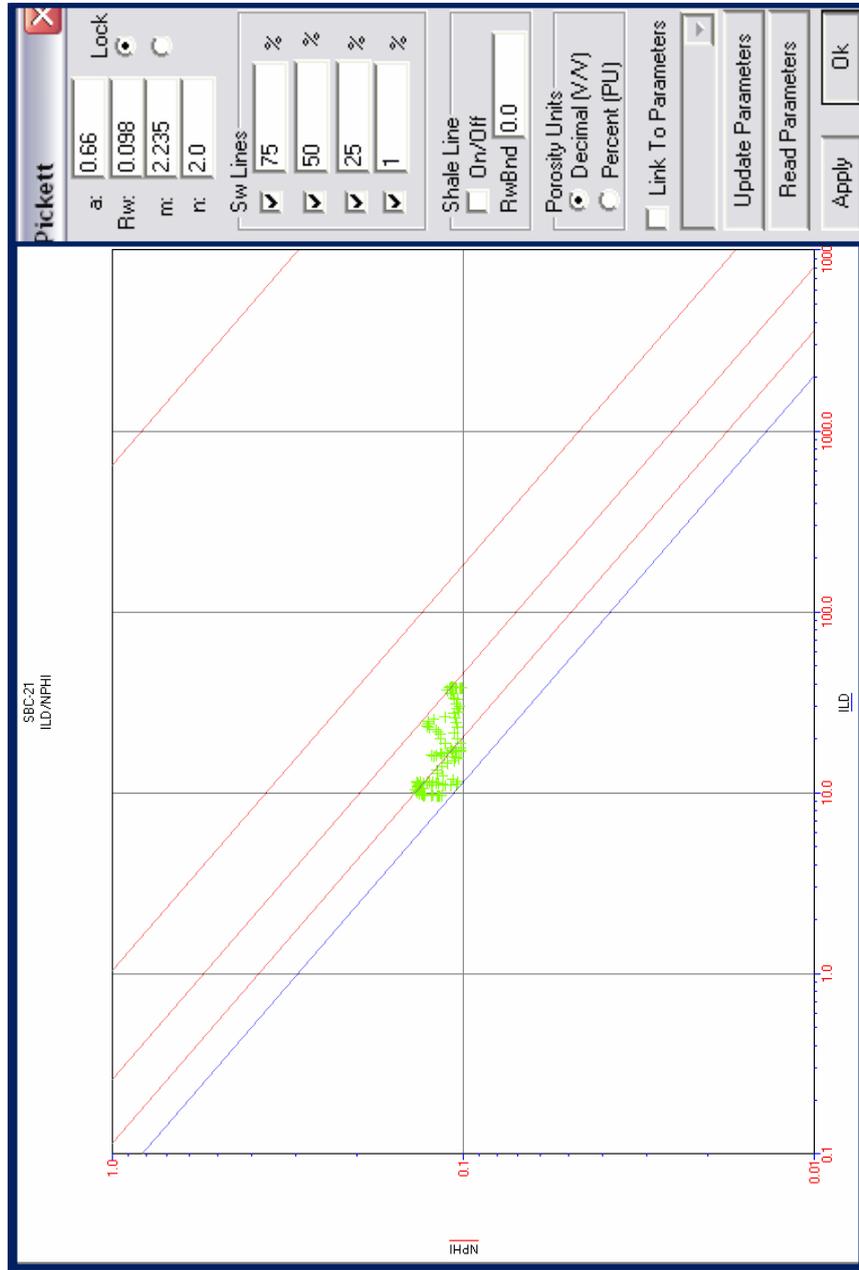


Gráfico 5.3: Gráfica de Pickett Plot Resistividad(ILD) vs Porosidad(NPHI), incluyendo análisis de núcleos del pozo SBC-21.

Tabla 5.4: Resultados del parámetro m del yacimiento SBC-1 (Cretáceo) utilizando el Método de Pickett.

Pozo	Intervalo	a	Rw	m	n
MUC-40	16040-16056	1	0,094	2,088338	2
MUC-40	16088-16106	1	0,094	2,089393	2
SBC-105	17380-17416	1	0,121	2,150883	2
SBC-105	17246-17288	1	0,121	2,230372	2
SBC-105	17295-17317	1	0,121	2,249689	2
SBC-105	17422-17445	1	0,121	2,200000	2
SBC-107	16640-16684	1	0,099	2,005289	2
SBC-107	16650-16930	1	0,099	1,957356	2
SBC-21	16474-16556	1	0,079	2,053702	2
SBC-21	16548-16564	1	0,810	2,044920	2
SBC-21	16556-16620	1	0,079	2,094406	2
SBC-21	16676-16742	1	0,081	2,079968	2
SBC-31	17504-17516	1	0,088	2,158535	2
SBC-31	17550-17612	1	0,088	2,117371	2
SBC-39	16988-17002	1	0,110	2,121011	2
SBC-39	17230-17280	1	0,110	2,025020	2
SBC-43	16970-17016	1	0,113	2,313193	2
SBC-43	16930-16990	1	0,113	2,200000	2

De lo anteriormente expuesto se puede decir que los resultados generados para las propiedades eléctricas de la roca yacimiento son confiables y representativos para el tramo Cretáceo del yacimiento SBC-1 (Ver tabla 5.5).

Tabla 5.5: Resultados de los parámetros m, a y n del yacimiento SBC-1 (Cretáceo).

PARÁMETROS PETROFÍSICOS OBTENIDOS PARA EL YACIMIENTO SBC - 1 (CRETÁCEO)			
Rw	m	a	n
0.098	2.2	0.66	2.22

5.3) Estimación de la porosidad efectiva (PHIE)

Como se mencionó en el capítulo anterior en esta etapa del trabajo el objetivo principal fue hallar la porosidad efectiva del yacimiento SBC-1 (Cretáceo).

Al graficar los perfiles de porosidad densidad (PHID), porosidad neutrón (PHIN), porosidad sónico (PHIS) y porosidad densidad-neutrón (PXND) por separado con la porosidad del núcleo (ver gráficas 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7), se seleccionó la curva PHID, debido a que resultó ser la que mejor honró los datos del yacimiento, tomando en cuenta el coeficiente de correlación lineal (R). Dicha curva fue graficada nuevamente con la porosidad del núcleo utilizando una ecuación cuadrática (ver grafico 5.8).

Luego con la finalidad de obtener una mejor precisión de resultados se eliminaron los puntos más dispersos, quedando solo los datos dentro del óvalo verde en la gráfica 5.8 y estos se graficaron nuevamente con la porosidad del núcleo (gráfico 5.9), de la cual se obtuvo la ecuación 5.4 llamada porosidad total (PHIT):

$$PHIT = 0.021244 + 0.582401*PHID + 0.505029*PHID^2 \quad (5.4)$$

Una vez obtenida la ecuación 5.4 se elaboro una grafica en función lineal de dicha ecuación vs. la porosidad del núcleo con la finalidad de corregirla (grafico 5.10) y de esta forma se logró la ecuación 5.5 llamada porosidad total final (PHIT.FIN) la cual representara finalmente la porosidad del yacimiento:

$$PHIT.FIN = 0.000266 + 0.993222*PHIT \quad (5.5)$$

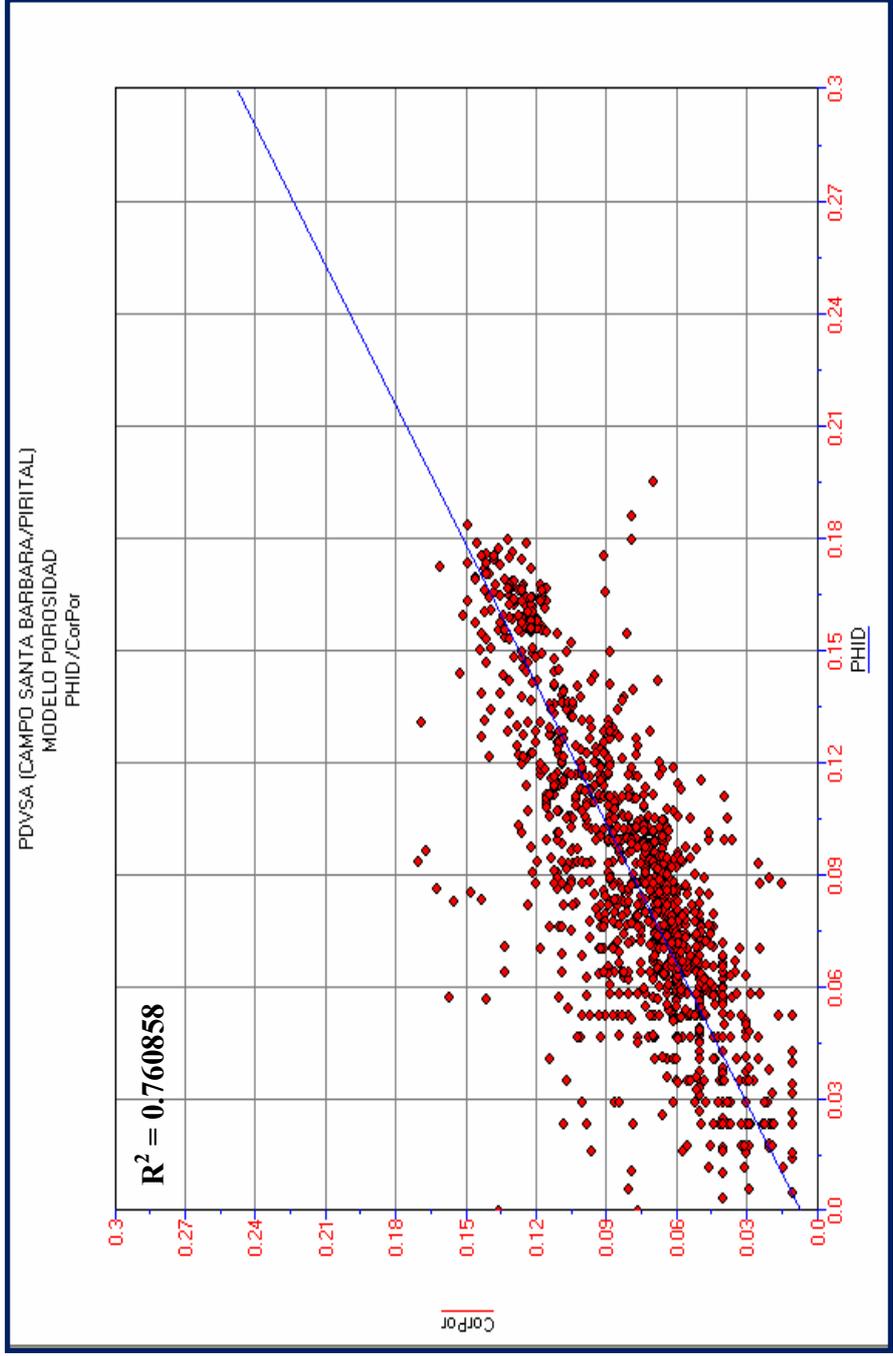


Gráfico 5.4: Gráfica del perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor)

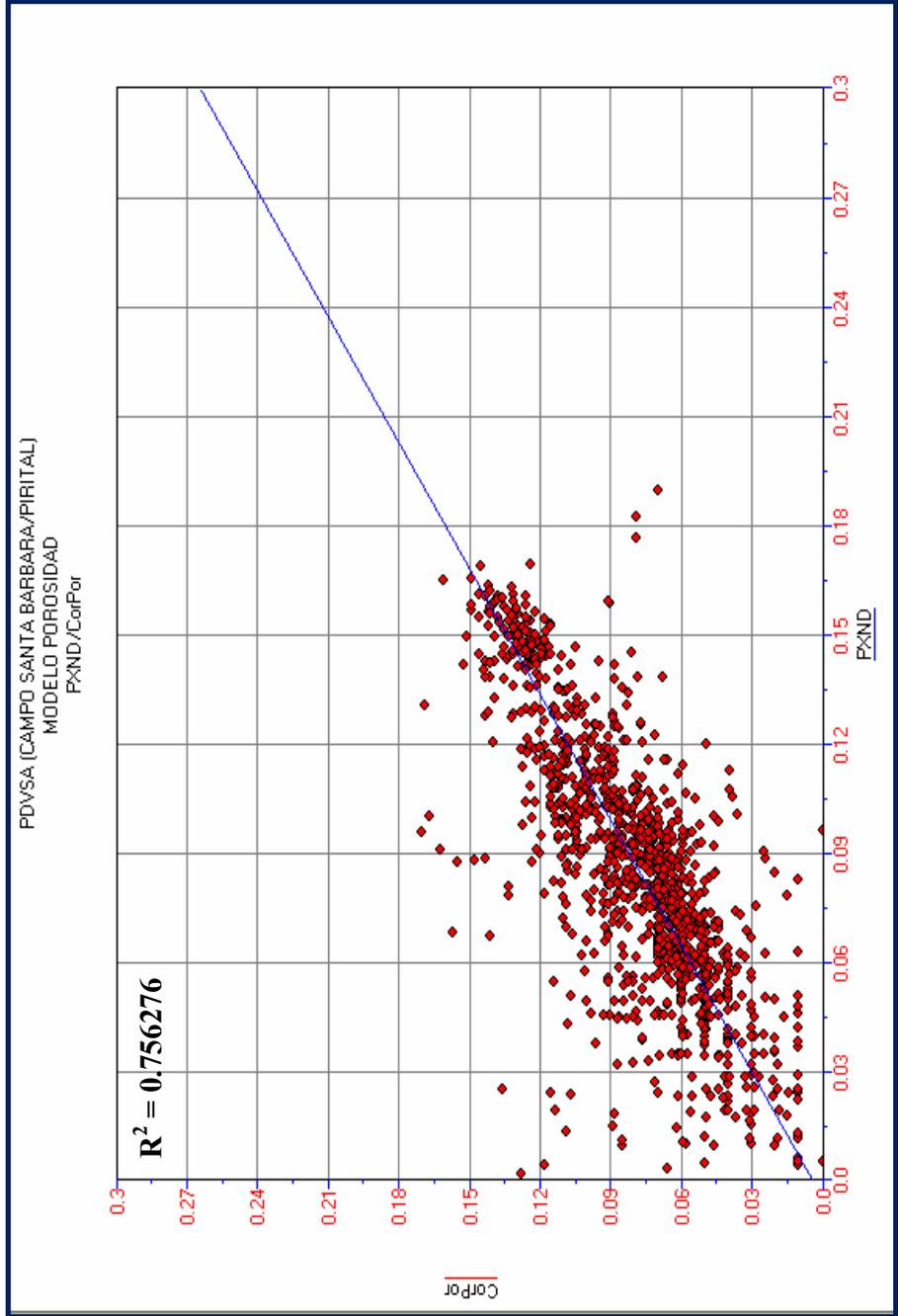


Gráfico 5.5: Gráfica del perfil de porosidad densidad-neutron(PXND) vs porosidad de núcleos (CorPor)

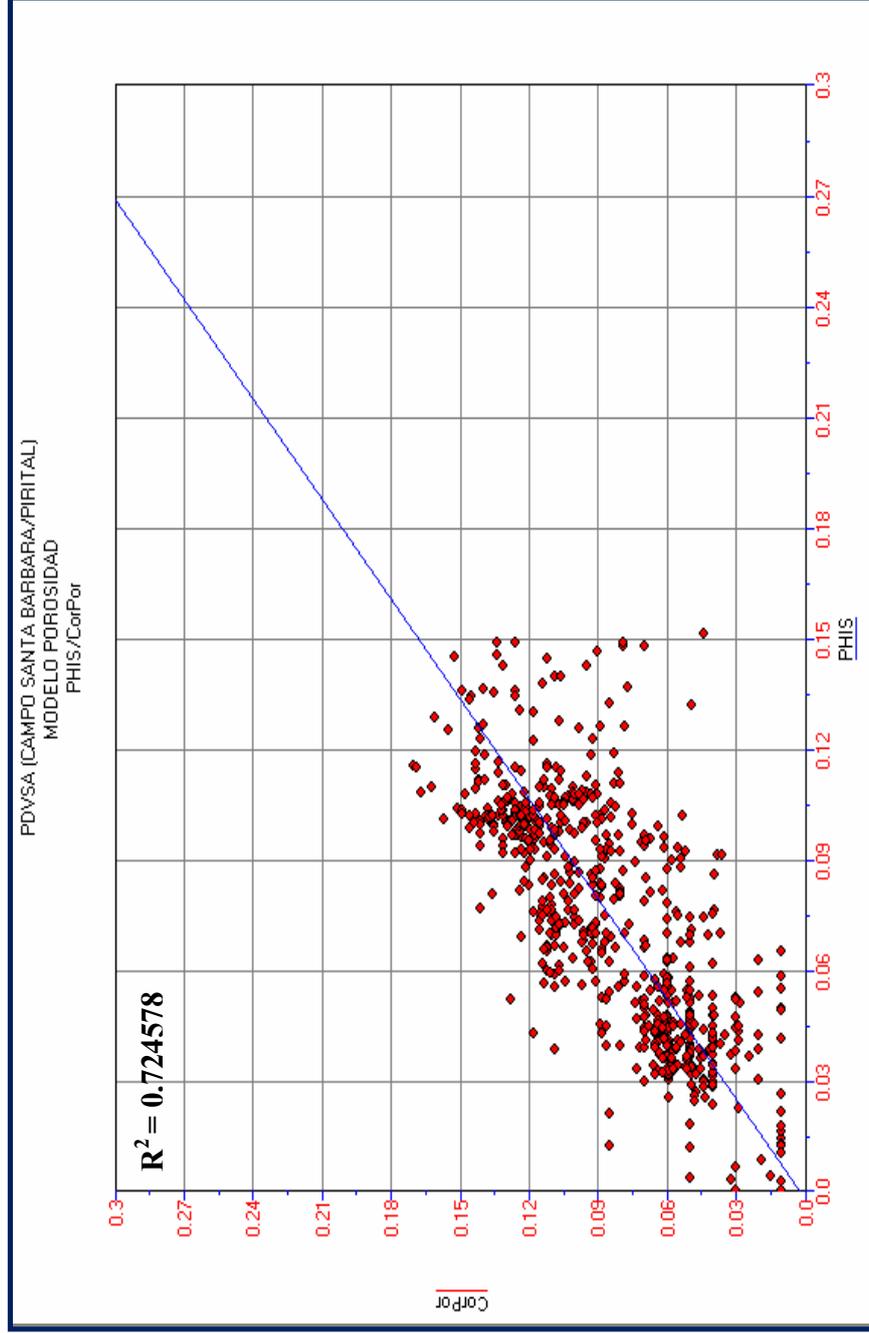


Gráfico 5.6: Gráfica del perfil de porosidad sonico (PHIS) vs porosidad de núcleos (CorPor)

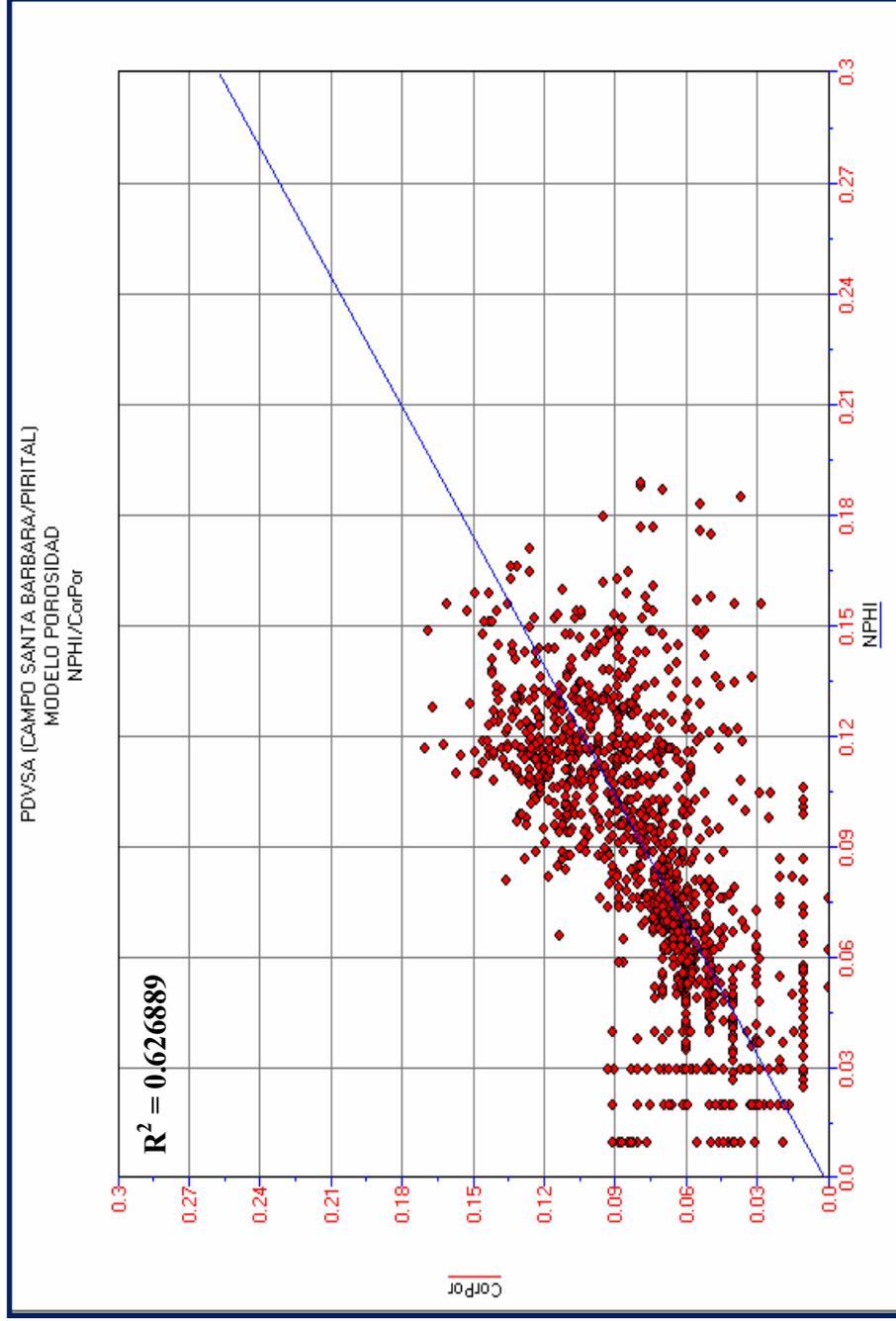


Gráfico 5.7: Gráfica del perfil de porosidad neutron (NPHI) vs porosidad de núcleos (CorPor)

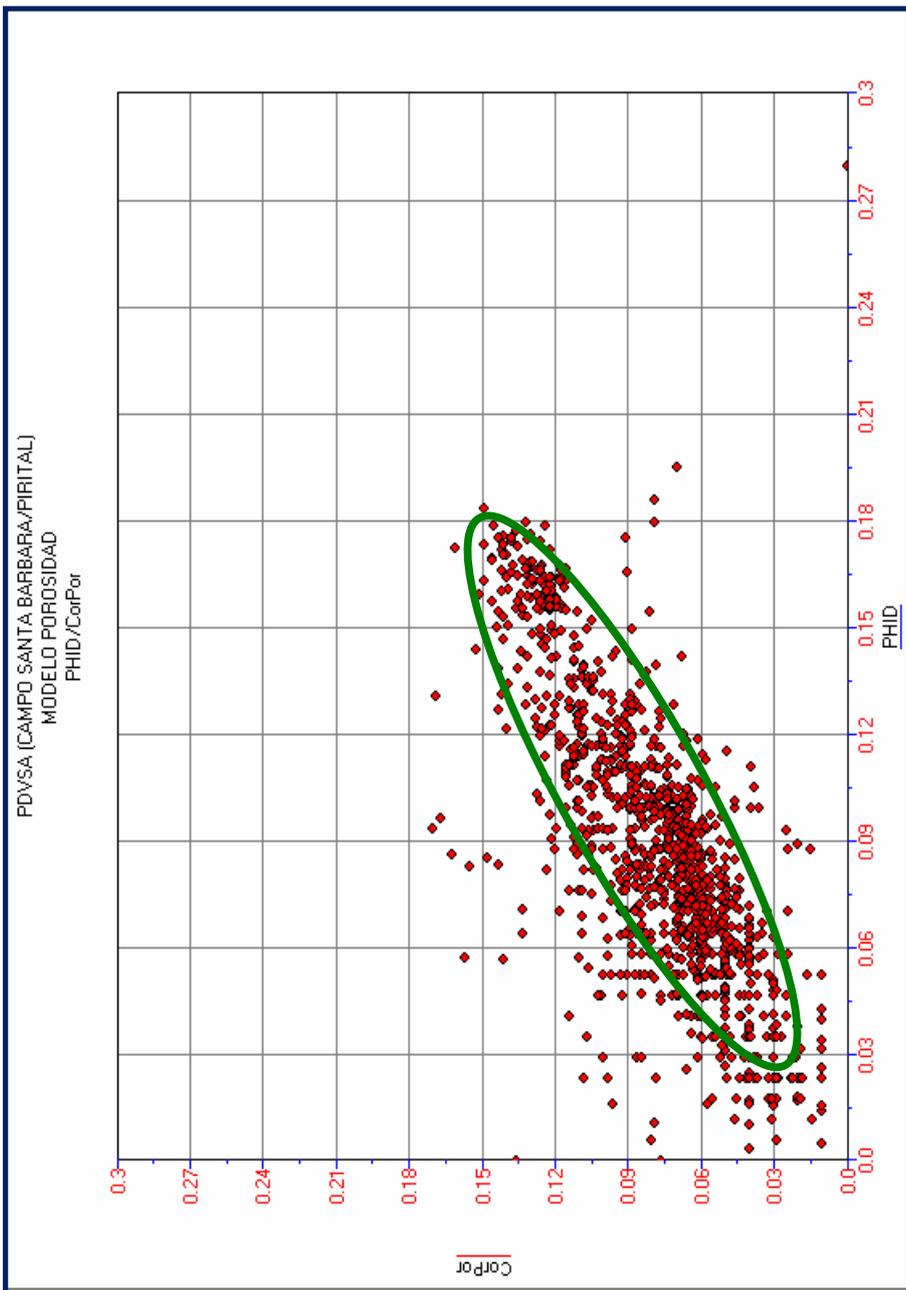


Gráfico 5.8: Gráfica del perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor)

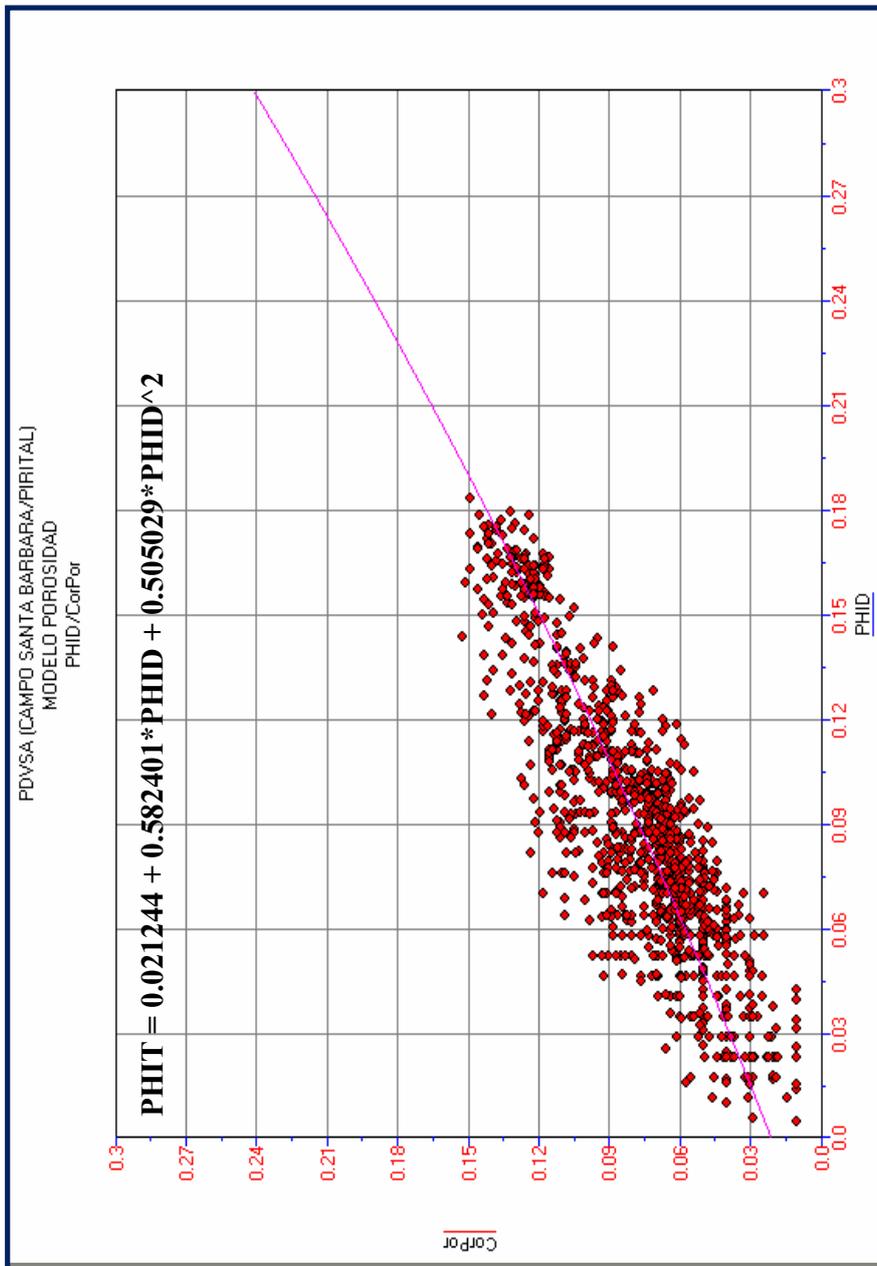


Gráfico 5.9: Gráfica de porosidad total (PHIT), perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor) eliminando datos dispersos, utilizando una función cuadrática

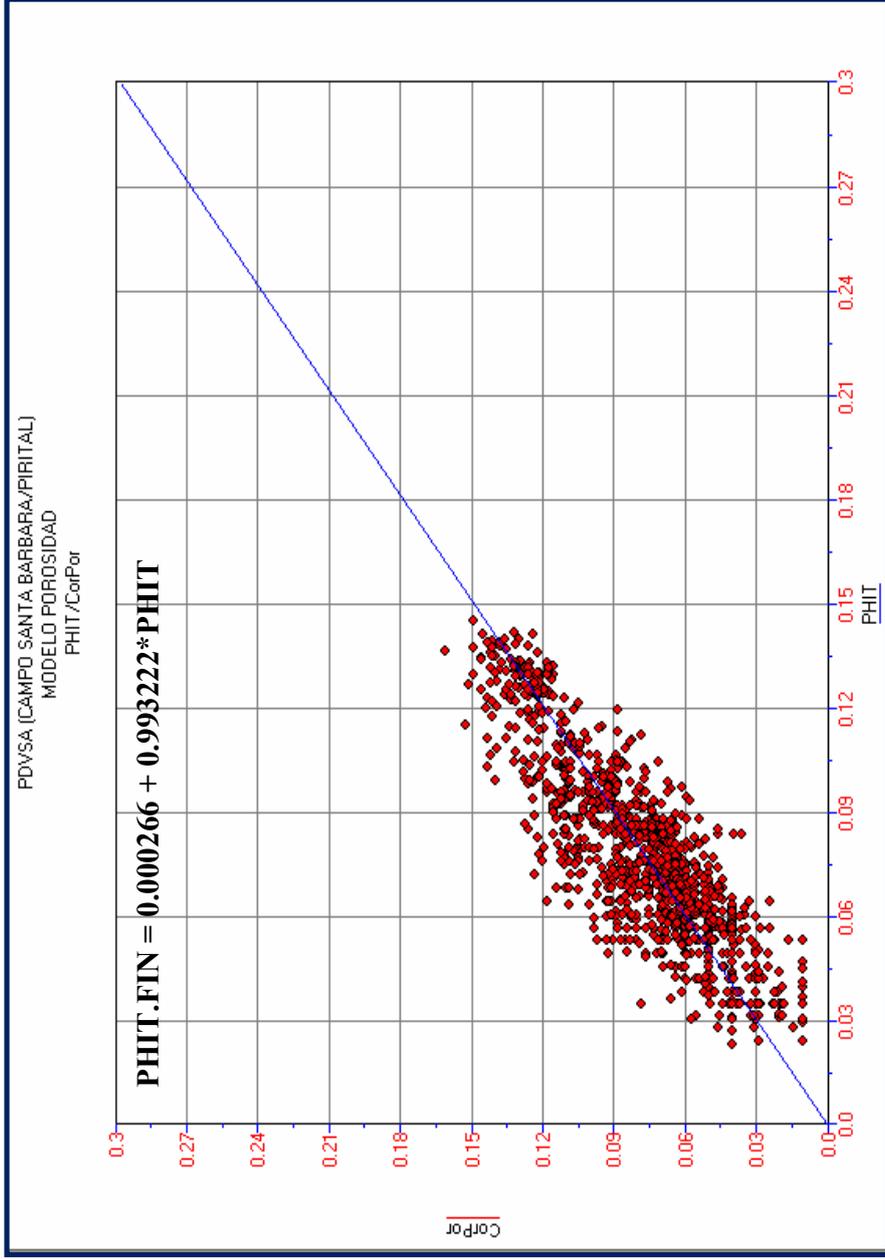


Gráfico 5.10: Gráfica de porosidad total final (PHIT.FIN), perfil de porosidad densidad (PHID) vs porosidad de núcleos (CorPor) eliminando datos dispersos, utilizando una función lineal

Al multiplicar PHIT.FIN por un factor de arcillosidad, descartando de esta forma las zonas porosas no interconectadas debido a la presencia de arcillas, se obtuvo la porosidad efectiva del yacimiento (ver CAPÍTULO IV, ecuación 4.6).

Para la estimación del volumen de arcilla (V_{shl}) fue necesario en primer lugar calcular el índice de arcillosidad (I_{sh}), para lo cual fue básico conocer los valores del *gamma ray* limpio y el *gamma ray* sucio o arcilloso (ver CAPÍTULO IV, ecuación 4.7).

Al graficar la densidad (ILD o R_t) vs. rayos gamma (GR), se obtuvo un valor de GR para arenas limpias o no arcillosas ($GR_{cln} = 12$) y un GR para arenas sucias o arcillosas ($GR_{shl} = 130$), lo cual se puede observar en el gráfico 5.11. Con dichos valores se obtuvo el índice de arcillosidad (I_{sh}), que al graficarlo con los datos de arcillosidad obtenido de los núcleos (ver gráfico 5.12) arrojó una relación característica para el volumen de arcilla (V_{shl}) de yacimiento, como se muestra en la ecuación 5.5 a continuación:

$$V_{shl} = 0.857962 * I_{sh}^{1.435891} \quad (5.6)$$

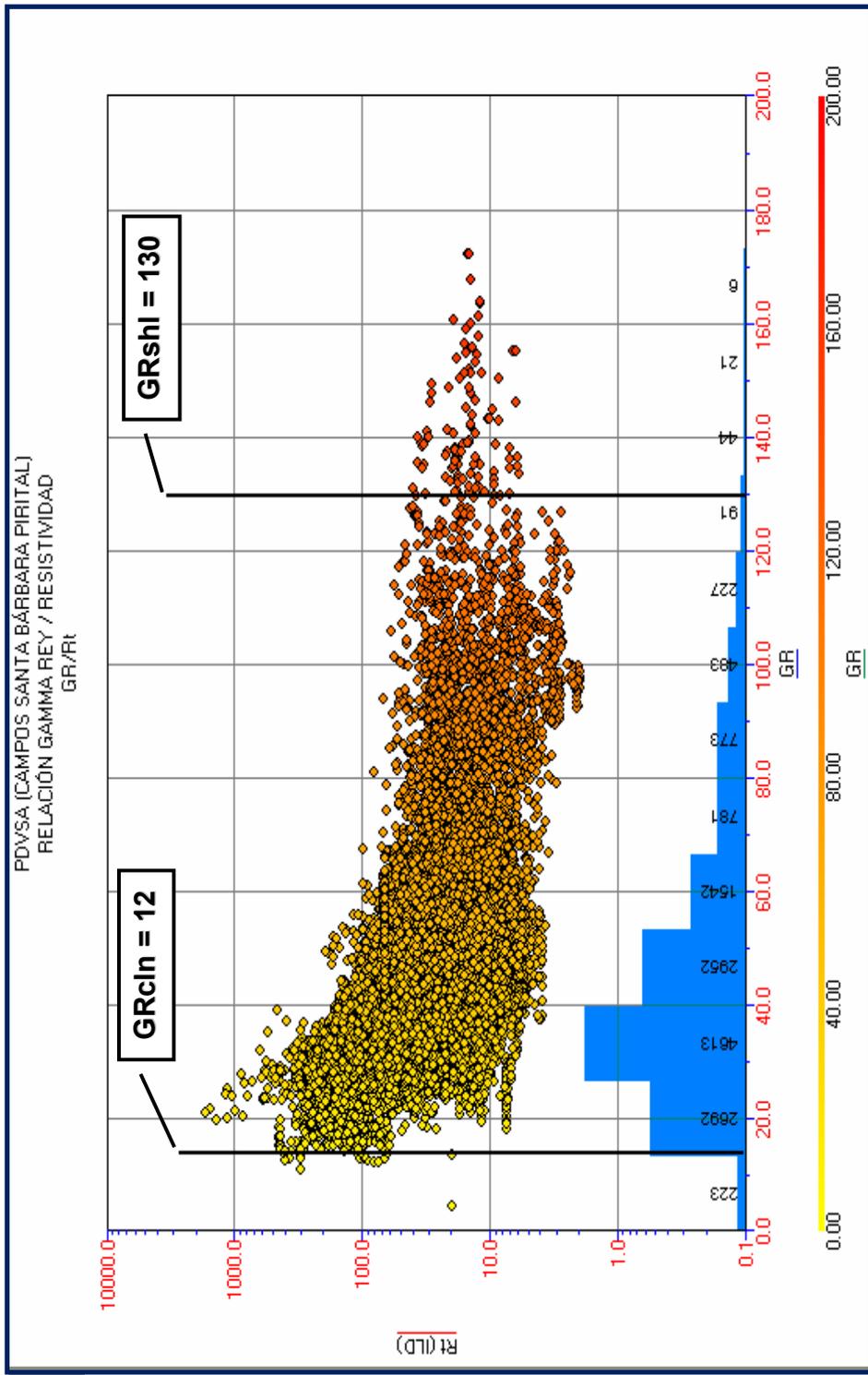


Gráfico 5.11: Densidad (ILD o Rt) vs. rayos gamma (GR)

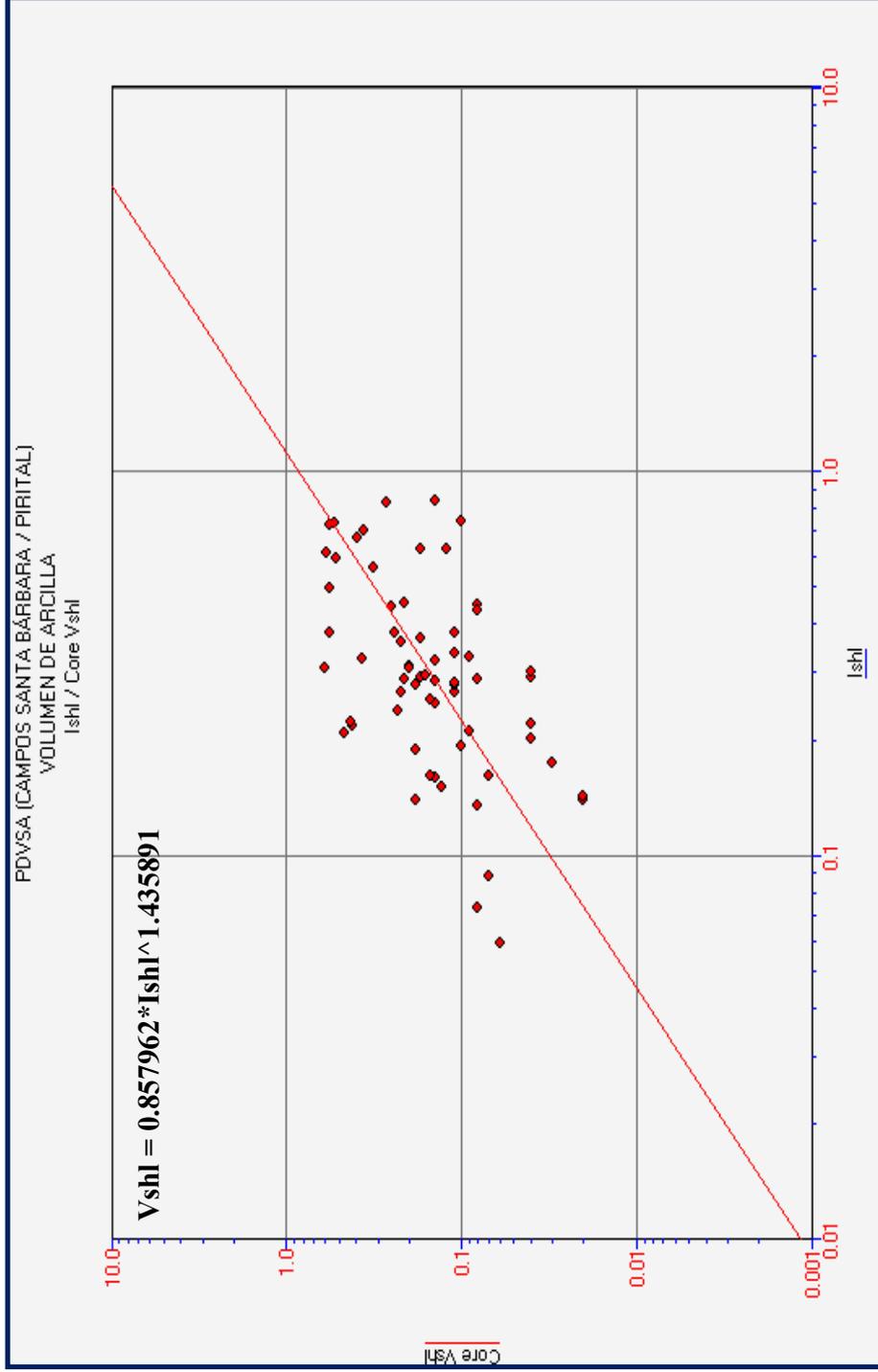


Gráfico 5.12: Volumen de arcilla de los núcleos (Core Vshl) vs. Índice de arcillosidad (Ish)

5.4) Estimación del radio de garganta de poros

Una vez evaluadas gráficamente la ecuación de Winland (1972) y las ecuaciones de Pitmann (1992) se obtuvo como resultado que la ecuación del radio de garganta poral que mejor representó y honró los datos de los núcleos del yacimiento fue la primera (CAPÍTULO III, ecuación 3.13), tomando en cuenta un coeficiente de correlación lineal R^2 bastante elevado entre datos de radio de garganta poral proveniente de los núcleos vs. la ecuación en cuestión, lo cual se muestra en el gráfico 5.13.

Además del R^2 elevado (0.95) en el gráfico 5.13 se puede observar la similitud entre la recta representativa (recta de color azul) con una recta de 45° (recta de color negro), dicha similitud fue otro criterio utilizado en la estimación del radio de garganta poral.

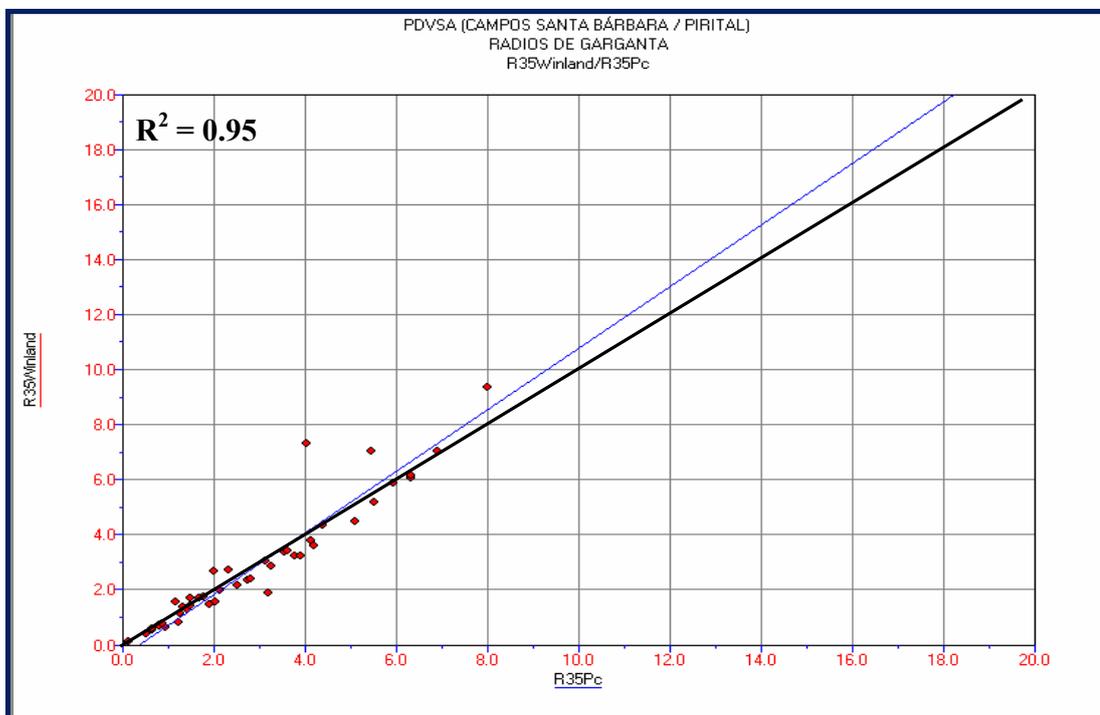


Gráfico 5.13: Ecuación de Winland (R35Winland) vs. El radio de garganta poral con datos provenientes de naceos (R35Pc)

5.5) Diferenciación de facies petrofísicas

Una vez obtenido el radio de garganta poral que caracteriza el yacimiento se procedió a realizar la diferenciación de petrofacies.

Utilizando la ecuación de Winland_R35 y la clasificación de petrofacies según el tamaño de radio de garganta poral (CAPÍTULO IV, tabla 4.2) se pudo completar la tabla 5.6, con cuyos datos se obtuvo el gráfico 5.14.

Tabla 5.6: Diferenciación de petrofacies según el radio de garganta poral proveniente de la ecuación de Winland_R35

LogR35 Winland	Petrofacies
0,644069521	Mesoporoso
6,070469689	Macroporoso
5,846701002	Macroporoso
7,041595323	Macroporoso
1,861813397	Mesoporoso
0,095405962	Nanoporoso
0,375261572	Microporosa
2,146867626	Mesoporoso
2,873024291	Macroporoso
1,478661448	Mesoporoso
3,028272046	Macroporoso
2,347714157	Mesoporoso
4,343589181	Macroporoso
9,338885339	Macroporoso
3,385145526	Macroporoso
0,818339753	Mesoporoso
2,377396062	Mesoporoso
1,74960143	Mesoporoso
1,68608406	Mesoporoso
4,471398492	Macroporoso
4,566283144	Macroporoso
3,205142116	Macroporoso
7,290415321	Macroporoso
6,151922137	Macroporoso
7,015715406	Macroporoso
1,380880671	Mesoporoso
1,555567484	Mesoporoso
3,389711796	Macroporoso
1,985966289	Mesoporoso
3,575089892	Macroporoso
0,715813117	Mesoporoso
1,28259205	Mesoporoso
2,694320991	Macroporoso

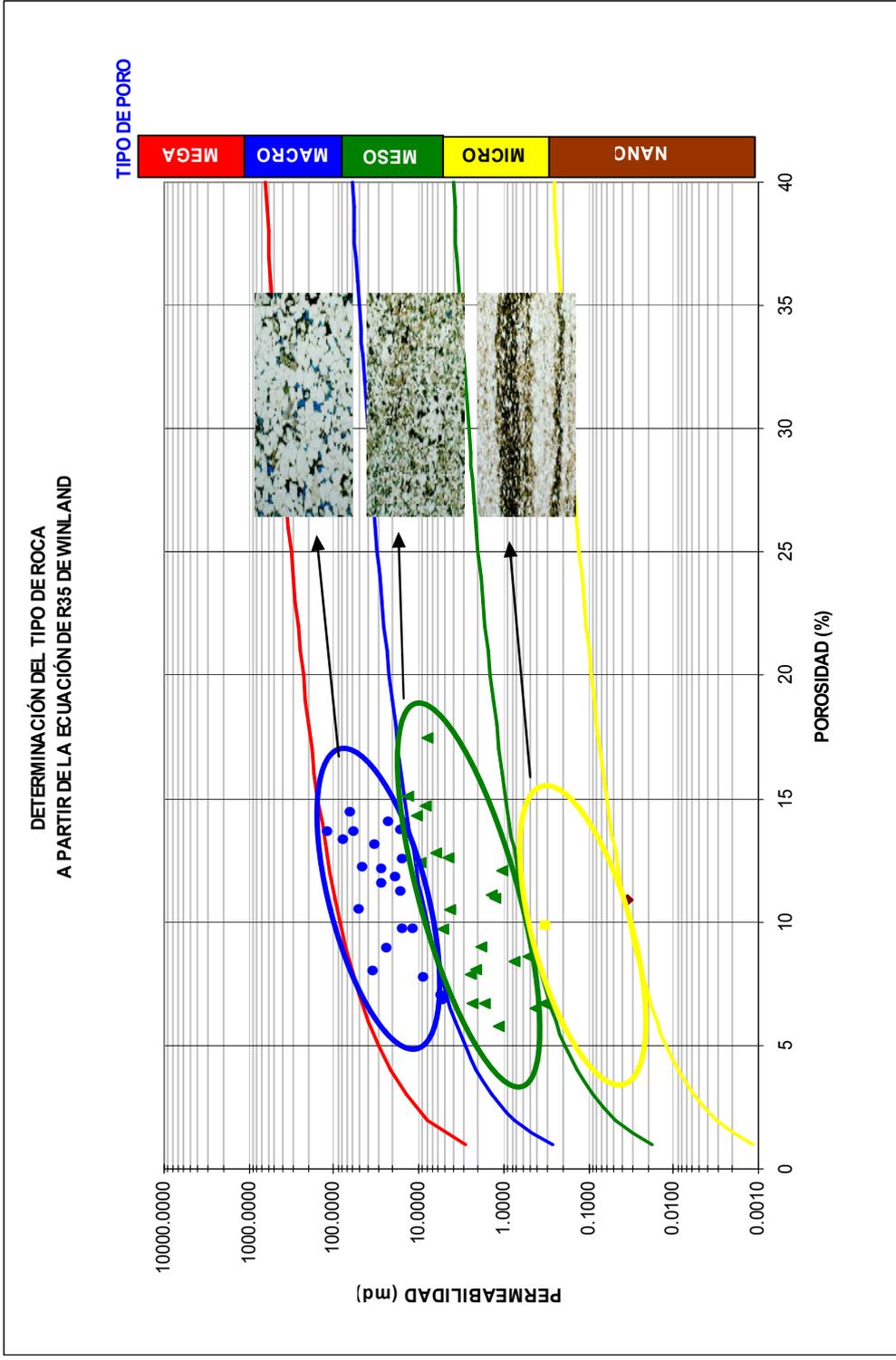


Gráfico 5.14: Porosidad vs. Permeabilidad anexando isóneas para la diferenciación de petrofacies

Como puede observarse en la primera columna de la tabla 5.6 se encuentran plasmados los datos de radio de garganta de poros obtenida por medio de la ecuación de Winland_R35 y en la segunda columna la petrofacies que corresponde a cada radio de garganta poral, que a su vez están diferenciadas con colores.

Con los datos de porosidad y permeabilidad introducidos en la ecuación de Winland_R35 se realizó el gráfico 5.13, en dicho gráfico se observan isolíneas de diferentes colores que representan a cada petrofacies, es decir los puntos que se ubiquen por encima de la curva roja corresponden al tipo de poro megaporoso, de la curva azul macroporoso y así sucesivamente.

Finalmente de un total de 45 muestras se obtuvieron los siguientes resultados (tabla 5.7):

Tabla 5.7: Numero de muestras por cada petrofacie y su representación en porcentaje

PETROFACIES	Macroporoso	Mesoporoso	Microporoso	Nanoporoso
N° DE MUESTRA	21	22	1	1
PORCENTAJE	47	49	2	2

Como puede observarse en la tabla 5.7 el mayor porcentaje es el tipo mesoporoso con un 49%, luego esta el macroporoso con el 47% de las muestras y finalmente están los tipos micro y nanoporoso con un 2%, lo cual indica que las formaciones de edad Cretáceo del yacimiento SBC-1 presentan un tamaño de radio de garganta poral que oscila entre los 10 y 0.5 micrones.

Obtenidos el radio de garganta poral y la diferenciación de las petrofacies se elaboró la gráfica 5.15, en la cual puede observarse que la saturación de agua irreducible es inversamente proporcional al radio de garganta poral de las muestras de núcleos. Por otro lado se comprobó por medio de los registros que existen arenas en las cuales el agua no se presenta en forma irreducible, tomando en cuenta que arrojan lecturas de resistividades menores a los 40 ohm.

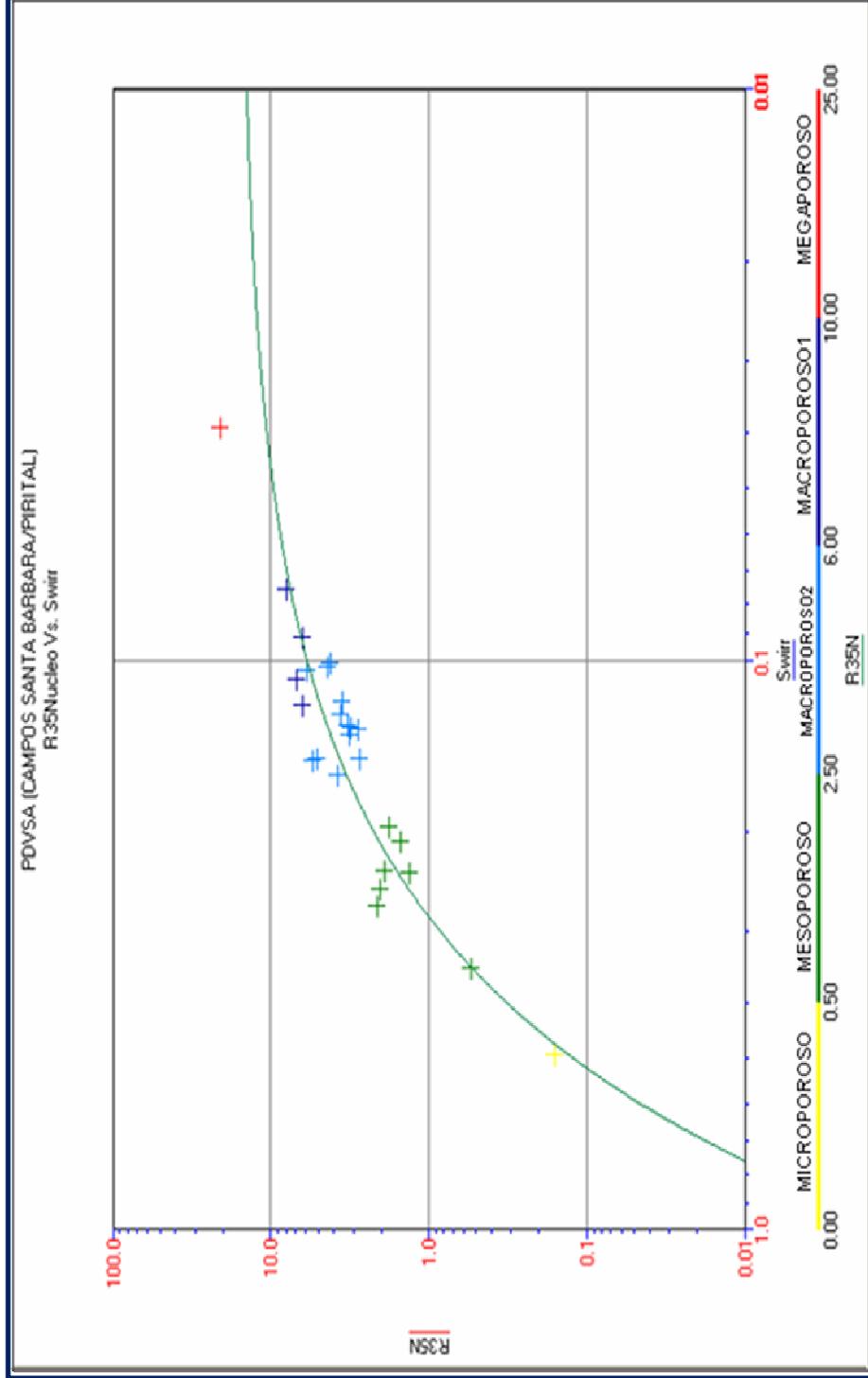


Gráfico 5.15: Radio de garganta poral de núcleos vs. Saturación de agua irreducible, incluyendo la diferenciación de petrofácies

De acuerdo con lo anteriormente expuesto se concluyo que para resistividades mayores o iguales a 40 Ohm-m se utilizó la ecuación de radio de garganta poral en función de la presión capilar (agua irreducible), mientras que para menores o iguales a 40 Ohm-m se utilizó la ecuación de Winland-R35 (agua movible).

5.6) Ajuste del modelo de permeabilidad (K)

En primera instancia se procedió a elaborar una gráfica de la permeabilidad de núcleos vs. la porosidad de núcleos con la finalidad de corregirla (ver grafico 5.16) del cual resultó la relación exponencial que se muestra a continuación (ecuación 5.7):

$$K_{AIRE} = 0.000110 * (10^{(40.495197 * (Core_Por))}) \quad (5.7)$$

Una vez obtenida la relación 5.7, fue necesario asumir el modelo de saturación a emplear antes de proceder a la elaboración del modelo de permeabilidad que en el caso del tramo Cretáceo del yacimiento SBC-1 se utilizaron las relaciones de permeabilidad de Timur y Coates, tanto en función del modelo de saturación Simandoux modificado (SwMS) como del modelo de saturación de Indonesia (SwI).

Cada relación se graficó por separado con la relación 4.7 quedando como resultados los gráficos 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20. y de estas se validó la mejor ecuación de saturación de agua que coteja con la permeabilidad y que representa con mayor eficacia los datos del yacimiento, de las cuales resultó ser la ecuación de Timur en función del modelo de saturación de Indonesia puesto que presento un mejor cotejo, de acuerdo al coeficiente de regresión lineal, R^2 (ver ecuación 5.8).

$$K_{timur} = (7.211 * ((PHIE)/(SwI^{0.5})))^5 \quad (5.8)$$

De esta forma se obtuvo una ecuación por medio de la cual se estima la permeabilidad del yacimiento tomando en cuenta la porosidad y la saturación de agua.

Luego, teniendo en cuenta que la relación existente entre la permeabilidad y el radio de garganta poral de la ecuación de Winland_R35 (ecuación de radio de garganta poral que mejor representó y honró los datos de los núcleos) se despejó la permeabilidad y esta fue graficada vs. la permeabilidad de núcleo para corregirla (ver gráfico 5.21), quedando finalmente una ecuación de permeabilidad para el yacimiento (KR35Final) como se muestra en la ecuación 5.9 a continuación:

$$KR35.FINAL = 6.970015*(KR35)^{0.755076} \quad (5.9)$$

En donde KR35 es la permeabilidad resultante del despeje del radio de garganta poral (Winland_R35).

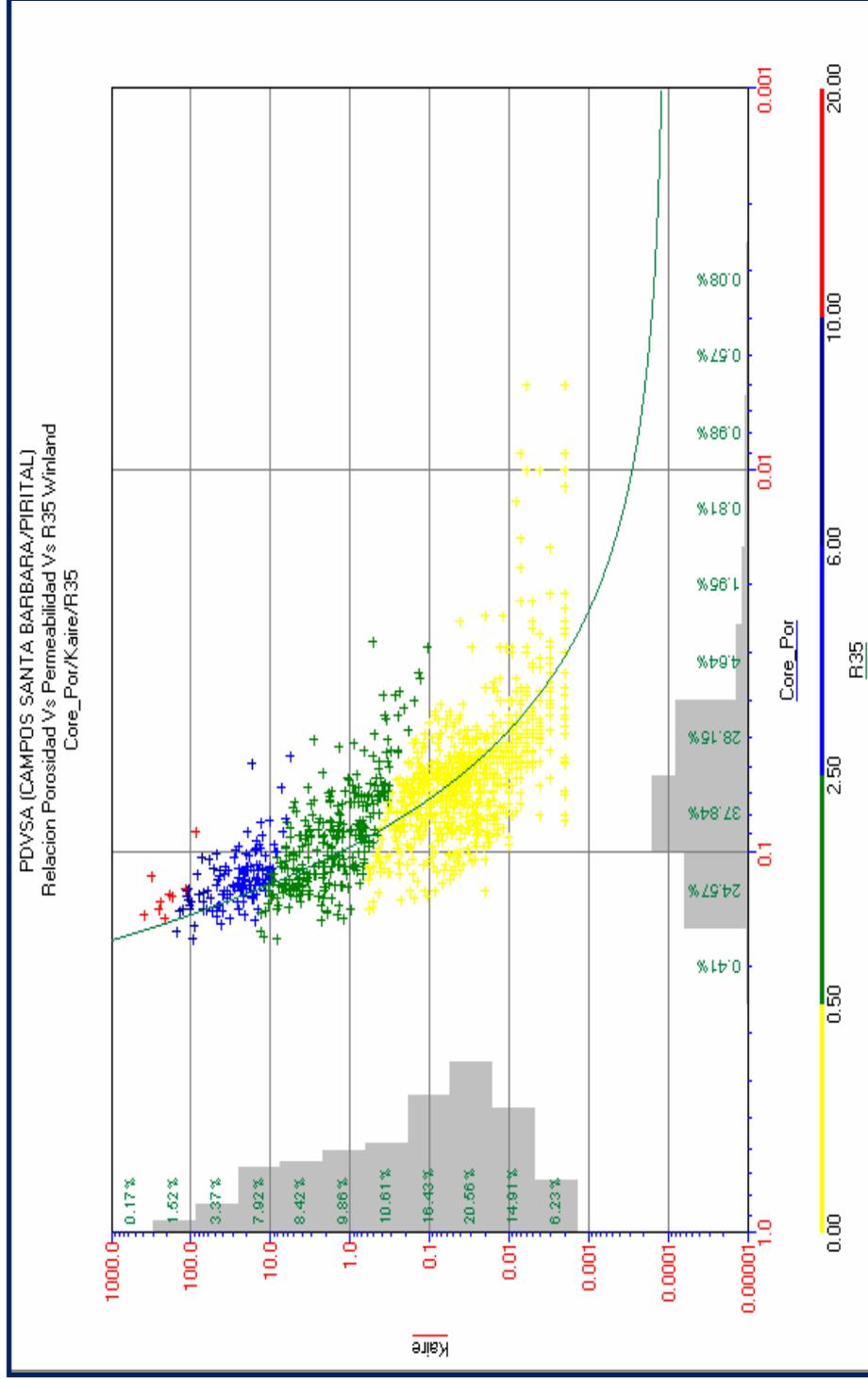


Gráfico 5.16: Permeabilidad de núcleos vs. Porosidad de núcleos, incluyendo la diferenciación de petrofacies

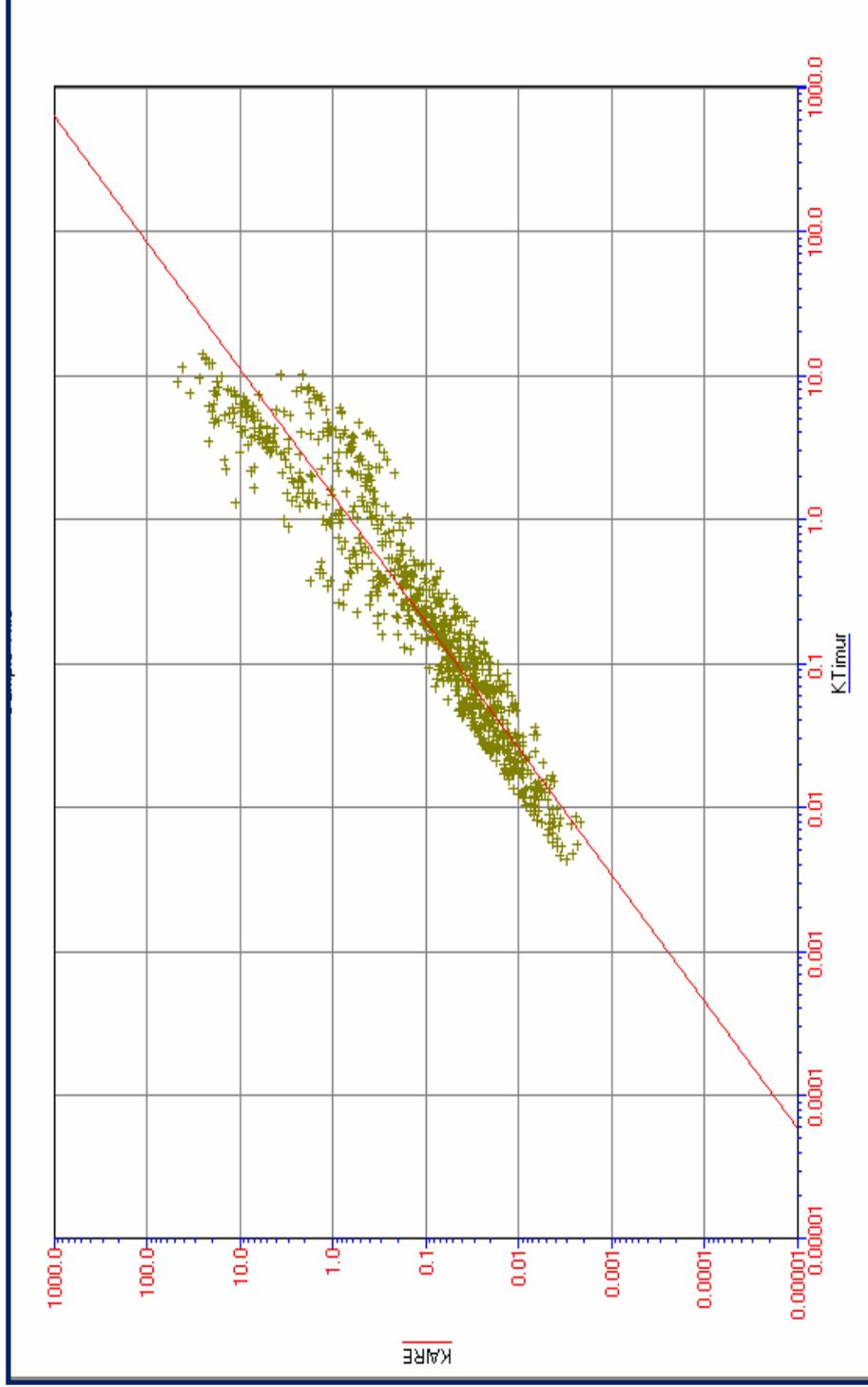


Gráfico 5.17: Permeabilidad de Timur vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Indonesian

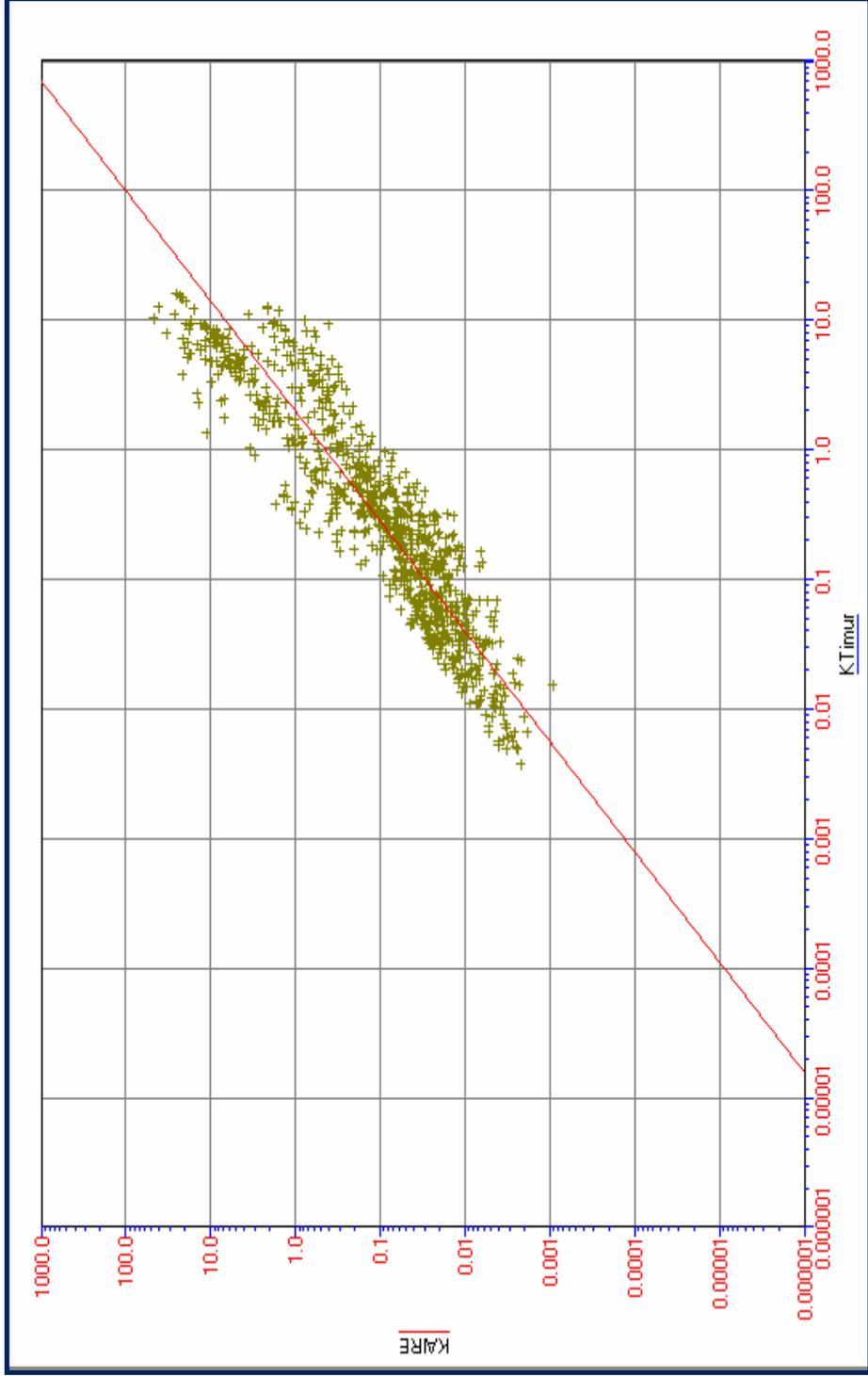


Gráfico 5.18: Permeabilidad de Timur vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Simandoux

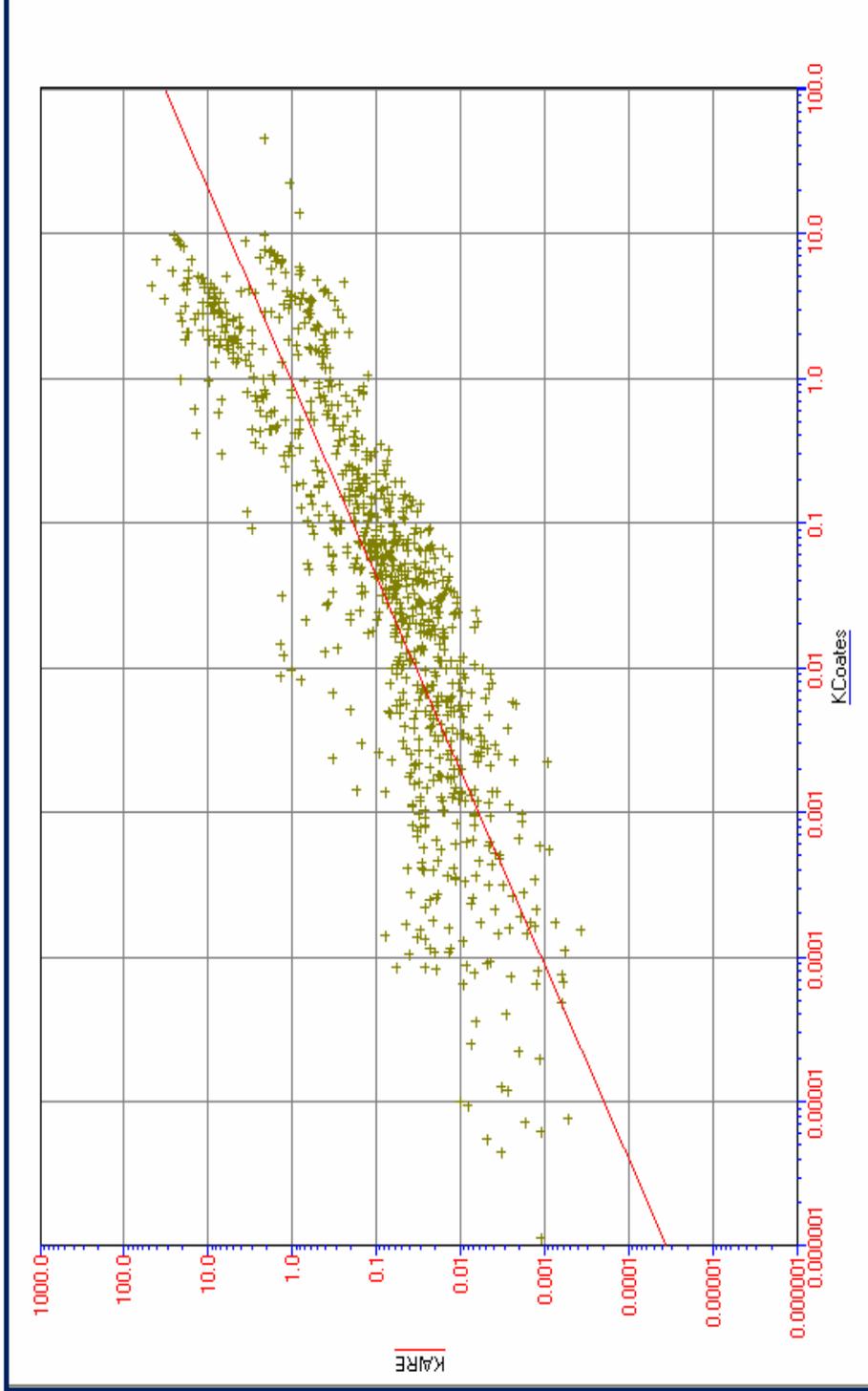


Gráfico 5.19: Permeabilidad de Coates vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Indonesian

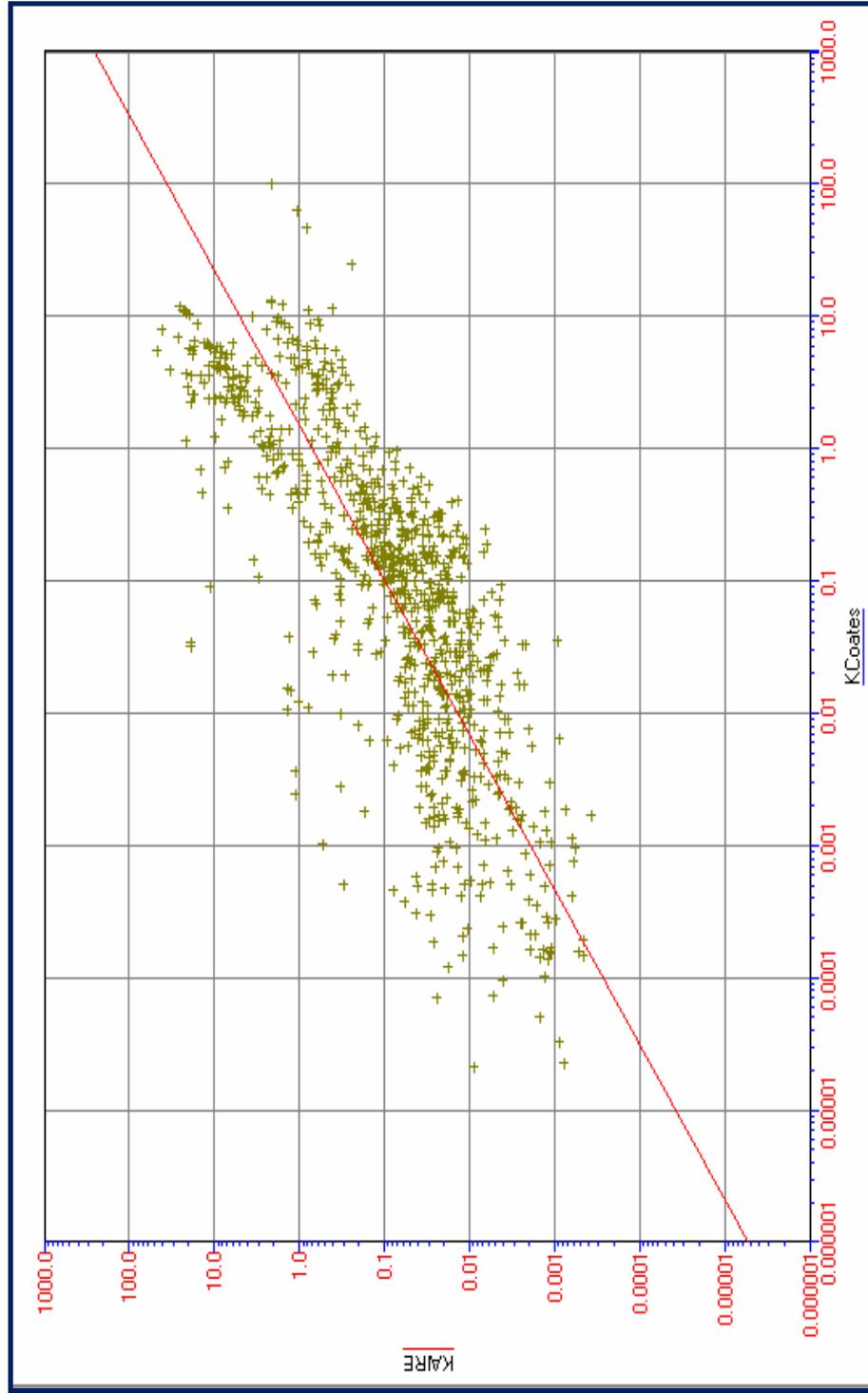


Gráfico 5.20: Permeabilidad de Coates vs. Relación exponencial (ecuación 5.7), utilizando el modelo de saturación de agua de Simandoux

5.7) Evaluación de los pozos del proyecto en función de las variables del modelo

Finalmente se elaboró la evaluación petrofísica de los pozos del yacimiento, específicamente en el tramo Cretáceo de los mismos en función de las variables del modelo estudiadas en las seis etapas anteriores.

En las tablas 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12 se encuentran reflejados los promedios obtenidos para las propiedades petrofísicas en los diferentes horizontes Cretáceos (KB, KC, KD, KE Y KF respectivamente), así como también, las sumatorias de los pies de arena neta total y arena neta petrolífera, en los dichos horizontes productivos de las formaciones San Juan y San Antonio (Cretáceo).

Finalmente, en la figura 5.1 se presentan los resultados del cotejo de los distintos modelos generados para el pozo SBC-21 del campo (ver Apéndice E).

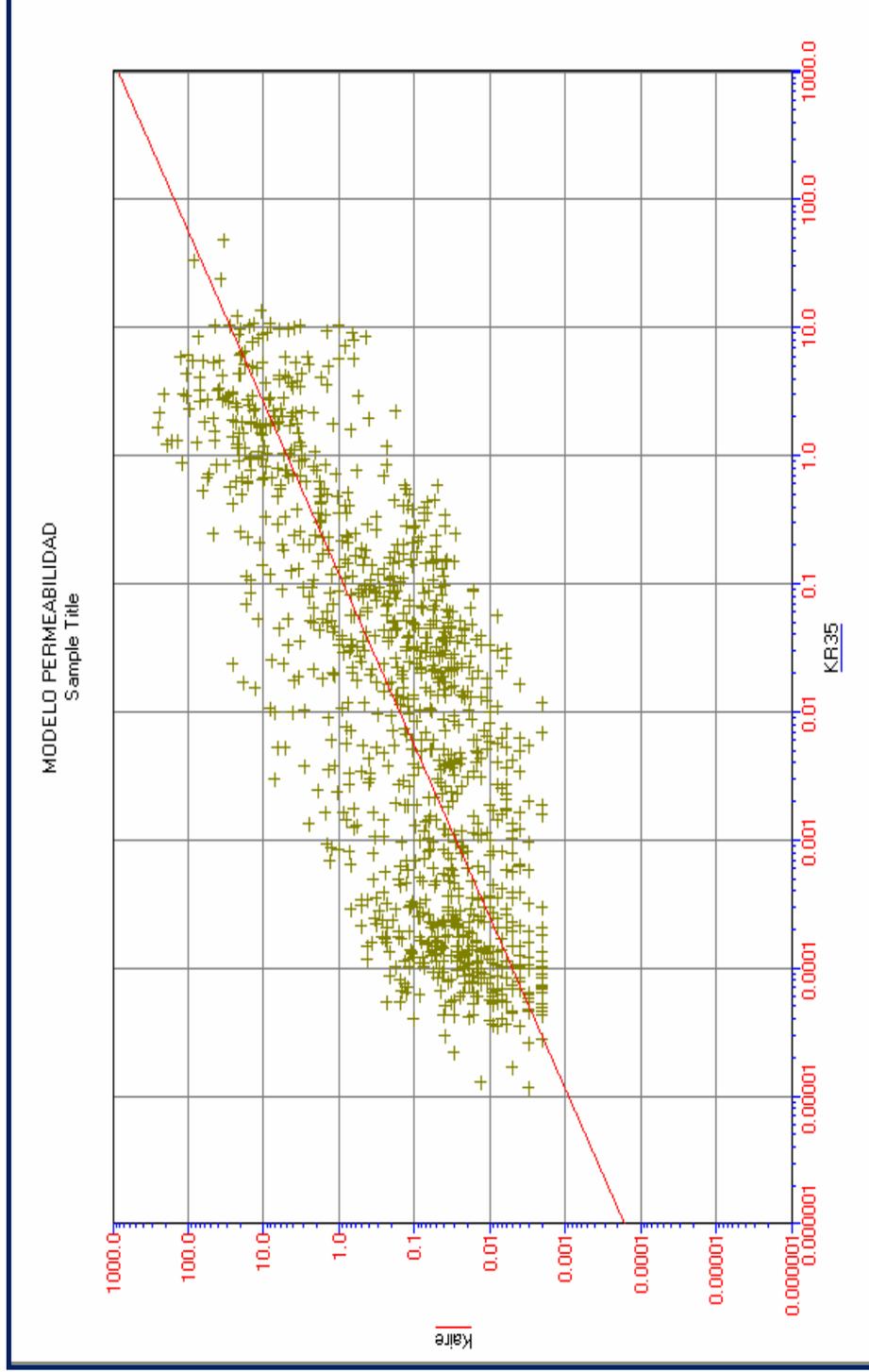


Gráfico 5.21: Permeabilidad resultante del despeje de la Ecuación de Winland (KR35) vs. La permeabilidad de núcleos (Kaite)

Tabla 5.8: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KB

	PHIE	KR35.FINAL	Ktimurcorr	Vshl	Sw	R35
PERCENTIL 10	0,078	3,5698	0,6562	0,009	0,2357	0,4677
PERCENTIL 50	0,102	9,9595	3,2655	0,04	0,366	0,9195
PERCENTIL 90	0,124	29,3377	8,668	0,106	0,4633	2,458
PROMEDIO	0,101	13,814	3,984	0,053	0,357	1,213
MEDIANA	0,102	9,960	3,266	0,040	0,366	0,920

Tabla 5.9: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KC

	PHIE	KR35.FINAL	Ktimurcorr	Vshl	Sw	R35
PERCENTIL 10	0,077	2,6772	0,3918	0,032	0,186	0,431
PERCENTIL 50	0,107	12,2825	3,747	0,073	0,349	1,082
PERCENTIL 90	0,143	76,5122	69,8801	0,1702	0,473	3,6284
PROMEDIO	0,108	25,428	26,799	0,089	0,343	1,507
MEDIANA	0,107	12,283	3,747	0,073	0,349	1,082

Tabla 5.10: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KD

	PHIE	KR35.FINAL	Ktimurcorr	Vshl	Sw	R35
PERCENTIL 10	0,08	3,0356	0,681	0,0426	0,2356	0,3976
PERCENTIL 50	0,11	11,586	3,212	0,079	0,35	1,111
PERCENTIL 90	0,131	41,5496	24,9222	0,1334	0,476	2,4636
PROMEDIO	0,106	17,727	9,013	0,088	0,350	1,303
MEDIANA	0,11	11,59	3,21	0,08	0,35	1,111

Tabla 5.11: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KE

	PHIE	KR35.FINAL	Ktimurcorr	Vshl	Sw	R35
PERCENTIL 10	0,091	5,328	1,036	0,07	0,232	0,654
PERCENTIL 50	0,116	18,338	7,874	0,12	0,308	1,394
PERCENTIL 90	0,133	47,077	32,97	0,245	0,433	2,534
PROMEDIO	0,114	24,251	14,250	0,142	0,315	1,583
MEDIANA	0,116	18,338	7,874	0,120	0,308	1,394

Tabla 5.12: Evaluación petrofísica del horizonte productivo KF

	PHIE	KR35.FINAL	Ktimurcorr	Vshl	Sw	R35
PERCENTIL 10	0,094	6,7769	1,6236	0,153	0,283	0,753
PERCENTIL 50	0,1055	12,506	3,8545	0,18	0,337	1,1065
PERCENTIL 90	0,1143	22,3546	7,4073	0,2383	0,419	1,6913
PROMEDIO	0,105	13,584	4,378	0,190	0,343	1,157
MEDIANA	0,1055	12,5060	3,8545	0,1800	0,3370	1,1065

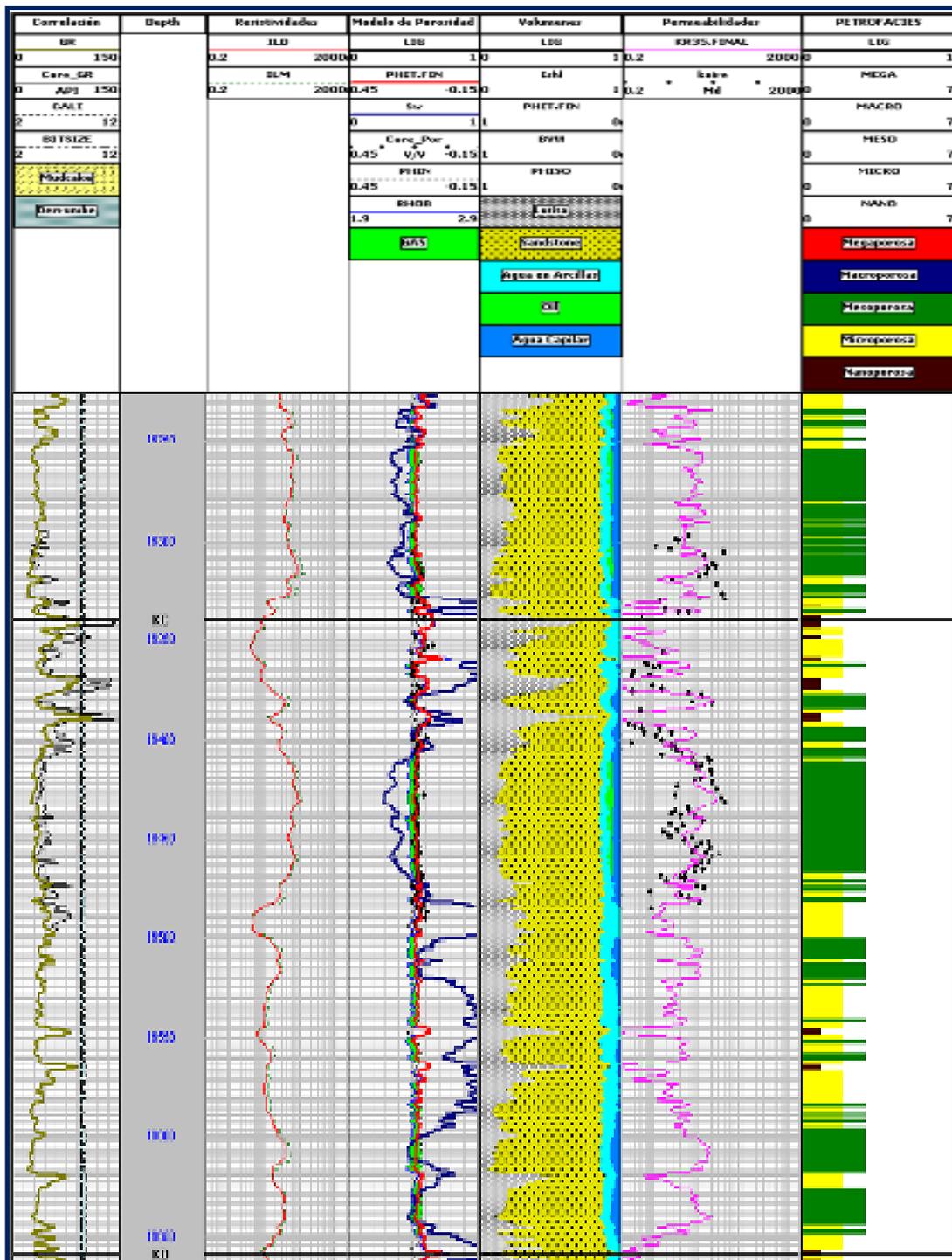


Figura 5.1: Resultados del cotejo de los distintos modelos generados para el pozo SBC-21(horizonte KC)

De izquierda a derecha los registros mostrados anteriormente presentan las siguientes curvas y símbolos:

Carril 1: Correlación

GR: Gamma Ray

Core_GR: Core Gamma Ray

CALI (Caliper): línea discontinua

BITSIZE: línea discontinua (raya y dos puntos- raya dos puntos)

Mudcake: Amarillo claro con puntos

Derrumbe: gris

Carril 2: Profundidad (depth)

Carril 3: Resistividades

ILD: Resistividad de Inducción Profunda

ILM: Resistividad de Inducción Corta

Carril 4: Modelo de Porosidad

LIG: lignito

PHIT.FIN: porosidad total final

Sw: saturación de agua

Core_por: porosidad de muestras de núcleos

PHIN: porosidad neutrón

RHOB: densidad

GAS: verde

Carril 5: Volúmenes

LIG: lignito

Ishl: índice de arcillosidad

PHIT.FIN: porosidad total final

BVW: Volumen Poroso ocupado por Agua

PHISO: porosidad sónico
Lutita: rayas discontinuas horizontales
Sandstone (arena): amarillo con puntos
Agua en arcillas: azul claro
Oil (petróleo): verde
Agua capilar: azul cielo

Carril 6: Permeabilidades

KR35.FINAL: Permeabilidad Calculada utilizando la Ecuación R35 de
Winland

Kaire: permeabilidad al aire de muestras de núcleos

Carril 7: Petrofacies

LIG: lignito
Megaporoso: rojo
Macroporoso: azul
Mesoporoso: verde
Microporoso: amarillo
Nanoporoso: marrón

SUMARIO Y CONCLUSIONES

- El mejor valor de R_w calculado a partir de análisis fisicoquímico en muestras de agua es de $R_w: 0,098\text{ohm-m}$ a 290°F .
- Para el yacimiento SBC-1 se obtienen los valores de los parámetros $m: 2.2$, $n: 2.2$ y $a: 0.66$ a partir de los datos de núcleo.
- Se obtuvo una ecuación que estima los volúmenes de arcilla a partir de las curvas de rayos gamma, a la luz de los resultados de difracción de Rayos X realizados a los núcleos.
- Para resistividades mayores o iguales a 40 Ohm-m se utilizó la ecuación de radio de garganta poral en función de la presión capilar, mientras que para menores o iguales a 40 Ohm-m se utilizó la ecuación de Winland-R35.
- Se determinó que la relación entre núcleos y perfiles que mejor ajusta para la estimación de la porosidad del yacimiento SBC-1 es: $PHIT.FIN=0.000266+0.993222*PHIT$.
- Se determinó que la relación entre núcleos y perfiles que mejor ajusta para la estimación de la permeabilidad del yacimiento SBC-1 es: $KR35.FINAL = 6.970015*(KR35)^{0.755076}$.
- Para el caso del yacimiento SBC-1, la curva de porosidad densidad (PHID) es la que mejor ofrece las estimaciones de porosidad (PHIT), con un coeficiente de correlación de $R^2 = 0.76$.

- La ecuación de Winland_R35 es la que mejor honra las estimaciones de los radios de garganta poral en el yacimiento SBC-1, con un coeficiente de correlación de $R^2 = 0.95$.
- El modelo de saturación de Indonesian es el que mejor ajusta con los datos de núcleo, debido a que coteja con la permeabilidad del yacimiento y presenta una correlación del $R^2 = 0.94$.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización de los registros de resistividad vertical, resistividad horizontal, resonancia magnética y mineralógicos, con la finalidad de obtener una mayor resolución, precisión y por lo tanto una mejor estimación de porosidades, permeabilidades y radios de garganta poral.
- Se recomienda realizar un estudio detallado del modelo de saturación de Indonesian y la ecuación de Winland_R35 con la finalidad de ajustar algún parámetro de dichas ecuaciones y de esta forma aumentar el valor de correlación con los datos de núcleo.
- Incrementar la data con la finalidad de disminuir la incertidumbre.
- Aplicar la metodología utilizada en este estudio en áreas adyacentes.

BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA N., Tito J. (2002).** Determinación de unidades de flujo en base a índice de calidad de roca en el yacimiento B-6/9, SVS-040, segregación Lagomedio, Bloque IX, Lago de Maracaibo. Trabajo de grado. Inédito. Universidad del Zulia, Maracaibo.
- ARIAS, F. (2004).** El Proyecto de Investigación Introducción a la metodología científica, 5ta ed. Caracas: EDITORIAL EPISTEME, C.A. 143 p.
- CARRILLO, HERRERA O., OROPEZA C., RUIZ J. y VARGAS L. (2005)** Modelo sedimentológico estratigráfico detallado del terciario y del cretácico de los campos Santa Bárbara y Pirital, Norte de Monagas, Venezuela.
- CASANOVA, A. (2001).** Caracterización petrofísica de las arenas L y R del Campo Zapatos / Mata R, Distrito Anaco, Anzoátegui. Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar.
- CERMEÑO, R. (2005).** Evaluación de las propiedades petrofísicas y litológicas de la Formación Merecure, durante la perforación del pozo RG-256, Campo Santa Rosa. Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- COLMENARES, C. (1996).** Caracterización petrofísica de las facies arenosas de la Formación Oficina en el Campo Las Piedritas. Maturín, Estado Monagas. Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar.
- Coretes Systems (2002).** [Online] Disponible en:
http://www.coretest.com/es/index_ie.html.
- EXGEO (2002).** Curso de Petrofísica. Maracaibo, Venezuela.
- FERRER, M. y M. CASTRO (1997).** Notas geológicas sobre datos inéditos de LAGOVEN S. A., en la cuenca oriental de Venezuela. En prensa, 27 p.

- GARCÍA S., E. (2001).** Curso Básico de Perfiles de Pozo en Hoyo Desnudo. Caracas, Venezuela.
- Gerencia de Explotación Áreas Norte de Monagas (1997).** Estudio integral de geología de yacimientos en los campos Santa Bárbara y Pirital.
- GONZÁLEZ DE JUANA, C. (1946).** Estudios sobre aguas subterráneas en los llanos de Venezuela, *Rev. Fomento*, Caracas, 8(64): 9-59.
- HEDBERG, H. D. (1937-a).** Stratigraphy of the río Querecual section of northeastern Venezuela. *Geol. Soc. Amer., Bull.*, 48(12): 1971-2024.
- HEDBERG, H. D. (1937-b).** Estratigrafía de la sección del río Querecual en el noreste de Anzoátegui, Venezuela. *Bol. Geol. y Min.*, Caracas, 1(2-4): 253-265.
- HEDBERG, H. D. (1950).** Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion), *Geol. Soc. Am., Bull.*, 61(11): 1173-1216.
- Léxico Estratigráfico de Venezuela (1956).** Caracas. Editorial Sucre.
- MORLES, V. (1994).** Planeamiento y análisis de investigaciones (Octava ed.). Caracas: El Dorado.
- PDVSA Exploración y Producción e INTEVEP (1999).** Modelo petrofísico de los campos Santa Bárbara y Pirital, Área Norte de Monagas. Punta de Mata: Blanca Navas, Doris Higuera, Juan Porras, Orlando Campos.
- PDVSA Gerencia de yacimientos, desarrollo de yacimientos Pirital (2005).** Informe de mejoramiento del perfil de producción de la zona central del

yacimiento SBC-1, campos Santa Bárbara y Pirital. Punta de Mata: Carmen Cesín, Carmen González, Joselin Cabrera, María Carvajal y María Fernández.

PDVSA (2002). Estudio integral de geología de yacimiento, Área Tejero Bosque Campo Santa Bárbara. Puerto la cruz: Estudios Integrados Pirital.

PEIRSON III, A. L. (1965-a). Geology of north-central Venezuela. *Informe inédito*, Creole Petr. Corp., Corpoven, 337 p.

PITTMAN, E. (1992). RELATIONSHIP OF POROSITY AND PERMEABILITY TO VARIUS PARAMETERS DERIVED FROM MERCURY INJECTION-CAPILLARY PRESSURE CURVES FOR SANDSTONE. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, USA., pp 191 a 198.

ROSALES, H. (1960). Estratigrafía del Cretácico-Paleoceno-Eoceno de la serranía del Interior, oriente de Venezuela. Mem., *III Congr. Geol. Venez.*, Caracas, Minis. Min. e Hidrocarb. 2: 471-495.

SILVA U., J. (1991). Estudio Petrofísico (Evaluación de Formaciones), CEPET. 142 p.

STIFF, H.A., Jr. (1951). The Interpretation of Chemical Water Analysis by Means of Patterns: Journal of Petroleum Technology, v. 3, no. 10, p. 15-17.

TENÍAS, A. (2000). Propiedades de las Rocas. Toma, Manejo Análisis Convencionales y Especiales de Núcleos Consolidado. Maracaibo: CORE LABORATORIOS VENEZUELA, S.A.

VIVAS, V. (1987). Bioestratigrafía del Cretáceo en la región de Bergantín-Santa Inés, "dentro de la zona de falla de Urica", estado Anzoátegui, Venezuela nor-oriental. *Bol. Geol.*, Minis. Energ y Min., Caracas, 16(29): 3-128.

WINLAND (1972) R35. METHOD FOR NET PAY DEFINITION AND ITS APPLICATION IN LOW PERMEABILITY SANDS. Bull. American Association of Petroleum Geologists, 76, pp 191-198.

APÉNDICES

Apéndice A
Análisis Fisicoquímicos de Agua de Formación



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra:	SBC-21
Lugar de Toma:	TANQUE N° 1
Profundidad de Muestreo:	16556'
Muestra:	RFT
Arena:	KC
Fecha Toma:	22-Dic-93
Fecha Análisis:	13-Ene-94
Observaciones:	

Factor de Escala

Na	10	Cl
Ca	5	HCO ₃
Mg	5	SO ₄
Fe	1	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

	Multiplicador	Concentración en Meq/l
CALCIO (Ca ⁺)	0,82	11,18
MAGNESIO (Mg ⁺)	1,13	4,01
SODIO (Na ⁺)	1,000	327,02
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	0,25	15,84
CARBONATOS (CO ₃ ⁻)	0,540	1,62
SULFATOS (SO ₄ ⁻)	0,46	0,26
CLORUROS (Cl ⁻)	1,000	355,34
POTASIO (K)	0,9	
HIDROXIDOS	0	
HIERRO TOTAL (Fe ⁺)		0,00268591
SILICE		
SULFUROS		
TOTAL DE SOLIDOS		22646,34
TOTAL EQUIVALENTE NaCl		21735,56

Cálculo de RW

Temperatura de Sup.(TS)	75
Temperatura de Fm. (TF)	290
Rw@TS (°F)	0,285
Rw@TF (°F)	0,079

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	0
SOLIDOS SUSPENDIDOS	0
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	22629,49
ALCALINIDAD TOTAL	873
DUREZA CARBONATICA	560
DUREZA NO CARBONATICA	60
DUREZA TOTAL	620
TEMP. LABORATORIO °F	75
RESISTIVIDAD Ohm-m	0,25
INDICE DE LANGELIER	0
pH @ TEMP. LABORATORIO	8,34
TURBIDEZ (U.N.T.)	80

CLASIFICACION SULIN **CONNATA**

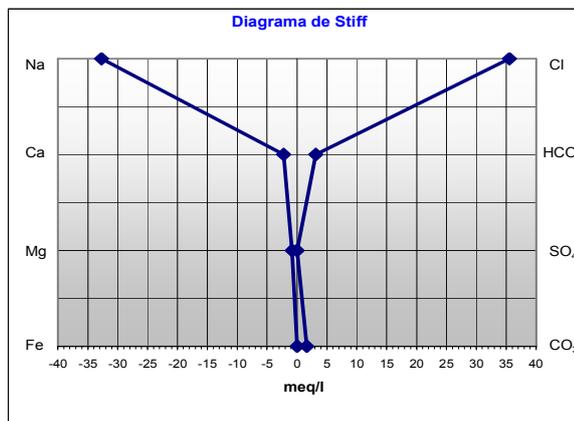


Figura A.1 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo SBC-21(TANQUE N°1)



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra:	SBC-21
Lugar de Toma:	TANQUE N° 2
Profundidad de Muestreo:	16556'
Muestra:	RFT
Arena:	KC
Fecha Toma:	22-Dic-93
Fecha Análisis:	13-Ene-94
Observaciones:	

Factor de Escala

Na	10	Cl
Ca	5	HCO ₃
Mg	5	SO ₄
Fe	1	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

CALCIO (Ca ⁺)	196,00
MAGNESIO (Mg)	26,40
SODIO (Na ⁺)	7300,90
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	1077,26
CARBONATOS (CO ₃ ⁻)	0,00
SULFATOS (SO ₄ ⁻)	14,82
CLORUROS (Cl ⁻)	12117,00
POTASIO (K)	1188,00
HIDROXIDOS	0,00
HIERRO TOTAL (Fe ⁻)	0,14
SILICE	0,00
SULFUROS	0,00
TOTAL DE SOLIDOS	21920,38
TOTAL EQUIVALENTE NaCl	20952,94

Multiplicador

0,82
1,14
1,000
0,26
0,540
0,46
1,000
0,89
0

Concentración en Meq/l

9,78
2,17
317,57
17,66
0,00
0,31
341,78
0,00250685

Cálculo de RW

Temperatura de Sup.(TS)	75
Temperatura de Fm. (TF)	290
Rw@TS (°F)	0,295
Rw@TF (°F)	0,081

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	0
SOLIDOS SUSPENDIDOS	0
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	21920,52
ALCALINIDAD TOTAL	883
DUREZA CARBONATICA	490
DUREZA NO CARBONATICA	110
DUREZA TOTAL	600
TEMP. LABORATORIO °F	75
RESISTIVIDAD Ohm-m	0,26
INDICE DE LANGELIER	0
pH @ TEMP. LABORATORIO	7,6
TURBIDEZ (U.N.T.)	70

CLASIFICACION SULIN **CONNATA**

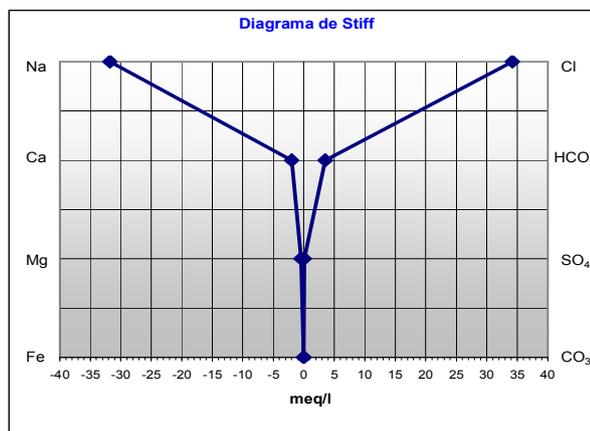


Figura A.2 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo SBC-21(TANQUE N°2)



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra:	SBC-39
Lugar de Toma:	Superficie
Profundidad de Muestreo:	17232'
Muestra:	
Arena:	KB
Fecha Toma:	08-May-95
Fecha Análisis:	18-Ago-95
Observaciones:	

Factor de Escala

Na	10	Cl
Ca	10	HCO ₃
Mg	10	SO ₄
Fe	10	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

CALCIO (Ca)	92,80
MAGNESIO (Mg)	10,10
SODIO (Na)	5927,74
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	2107,70
CARBONATOS (CO ₃ ⁻)	0,00
SULFATOS (SO ₄ ⁻)	58,40
CLORUROS (Cl)	8251,70
POTASIO (K)	205,00
HIDROXIDOS	0,00
HIERRO TOTAL (Fe)	0,49
SILICE	0,00
SULFUROS	3,20
TOTAL DE SOLIDOS	16653,44
TOTAL EQUIVALENTE NaCl	15031,08

Multiplicador

0,8
1,2
1,000
0,2625
0,571
0,471
1,000
0,9

Concentración en Meq/l

4,63
0,83
257,84
34,56
0,00
1,21
232,75
0,00877397

Cálculo de RW

Temperatura de Sup.(TS)	75
Temperatura de Fm. (TF)	290
Rw@TS (°F)	0,400
Rw@TF (°F)	0,110

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	
SOLIDOS SUSPENDIDOS	
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	16659,93
ALCALINIDAD TOTAL	1727,6
DUREZA CARBONATICA	
DUREZA NO CARBONATICA	
DUREZA TOTAL	274,3
TEMP. LABORATORIO °F	76
RESISTIVIDAD Ohm-m	0,38
INDICE DE LANGELIER	
pH @ TEMP. LABORATORIO	7,48
TURBIDEZ (U.N.T.)	>500

CLASIFICACION SULIN **CONNATA**

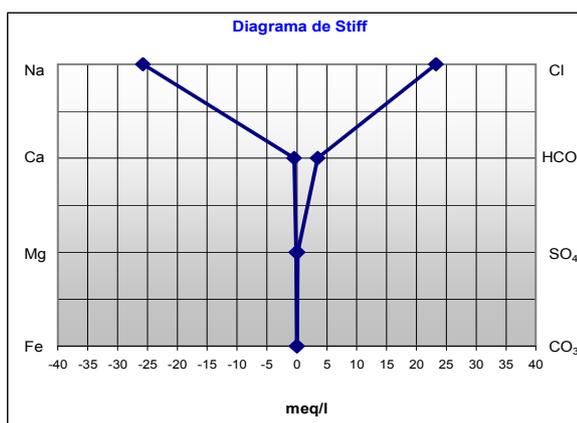


Figura A.4 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo SBC-39



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra:	SBC-43
Lugar de Toma:	Superficie
Profundidad de Muestreo:	16980
Muestra:	
Arena:	KC
Fecha Toma:	18-Ene-96
Fecha Análisis:	
Observaciones:	

Factor de Escala

Na	10	Cl
Ca	10	HCO ₃
Mg	10	SO ₄
Fe	10	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

		Multiplicador	Concentración en Meq/l
CALCIO (Ca ²⁺)	5,70	0,8	0,28
MAGNESIO (Mg ²⁺)	0,60	1,2	0,05
SODIO (Na ⁺)	6011,80	1,000	261,50
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	2005,00	0,27	32,87
CARBONATOS (CO ₃ ⁻)	0,00	0,580	0,00
SULFATOS (SO ₄ ⁻)	0,00	0,49	0,00
CLORUROS (Cl ⁻)	8120,00	1,000	229,04
POTASIO (K)	0,00	0,89	
HIDROXIDOS	0,00		
HIERRO TOTAL (Fe ²⁺)	0,00		0
SILICE	0,00		
SULFUROS	0,00		
TOTAL DE SOLIDOS	16143,1		
TOTAL EQUIVALENTE NaCl	14678,43		

Cálculo de RW

Temperatura de Sup. (TS)	75
Temperatura de Fm. (TF)	290
Rw@TS (°F)	0,410
Rw@TF (°F)	0,113

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	
SOLIDOS SUSPENDIDOS	
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	
ALCALINIDAD TOTAL	
DUREZA CARBONATICA	
DUREZA NO CARBONATICA	
DUREZA TOTAL	
TEMP. LABORATORIO °F	
RESISTIVIDAD Ohm-m	
INDICE DE LANGELIER	
pH @ TEMP. LABORATORIO	
TURBIDEZ (U.N.T.)	

CLASIFICACION SULIN **CONNATA**

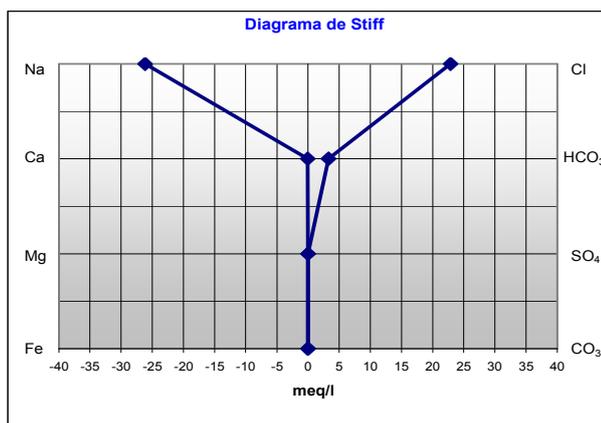


Figura A.5 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo SBC-43



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra:
Lugar de Toma:
Profundidad de Muestreo:
Muestra:
Arena:
Fecha Toma:
Fecha Análisis:
Observaciones:

Factor de Escala

Na	1	Cl
Ca	5	HCO ₃
Mg	5	SO ₄
Fe	1	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

CALCIO (Ca ²⁺)	<input type="text" value="80,00"/>
MAGNESIO (Mg ²⁺)	<input type="text" value="9,70"/>
SODIO (Na ⁺)	<input type="text" value="4434,00"/>
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	<input type="text" value="200,00"/>
CARBONATOS (CO ₃ ²⁻)	<input type="text" value="0,00"/>
SULFATOS (SO ₄ ²⁻)	<input type="text" value="70,00"/>
CLORUROS (Cl ⁻)	<input type="text" value="8900,00"/>
POTASIO (K)	<input type="text" value="0,00"/>
HIDROXIDOS	<input type="text" value="0,00"/>
HIERRO TOTAL (Fe ²⁺)	<input type="text" value="0,00"/>
SILICE	<input type="text" value="0,00"/>
SULFUROS	<input type="text" value="0,00"/>
TOTAL DE SOLIDOS	<input type="text" value="13693,7"/>
TOTAL EQUIVALENTE NaCl	<input type="text" value="13502,08"/>

Multiplicador

<input type="text" value="0,8"/>
<input type="text" value="1,225"/>
<input type="text" value="1,000"/>
<input type="text" value="0,286"/>
<input type="text" value="0,600"/>
<input type="text" value="0,5"/>
<input type="text" value="1,000"/>
<input type="text" value="0,89"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text" value="0,00"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>

Concentración en Meq/l

<input type="text" value="3,99"/>
<input type="text" value="0,80"/>
<input type="text" value="192,87"/>
<input type="text" value="3,28"/>
<input type="text" value="0,00"/>
<input type="text" value="1,45"/>
<input type="text" value="251,04"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text" value="0,00"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>

Cálculo de RW

Temperatura de Sup. (TS)	<input type="text" value="75"/>
Temperatura de Fm (TF)	<input type="text" value="290"/>
Rw@TS (°F)	<input type="text" value="0,440"/>
Rw@TF (°F)	<input type="text" value="0,121"/>

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	<input type="text"/>
SOLIDOS SUSPENDIDOS	<input type="text"/>
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	<input type="text"/>
ALCALINIDAD TOTAL	<input type="text" value="760"/>
DUREZA CARBONATICA	<input type="text" value="200"/>
DUREZA NO CARBONATICA	<input type="text" value="40"/>
DUREZA TOTAL	<input type="text" value="240"/>
TEMP. LABORATORIO °F	<input type="text" value="75"/>
RESISTIVIDAD Ohm-m	<input type="text" value="0,39"/>
INDICE DE LANGELIER	<input type="text"/>
pH @ TEMP. LABORATORIO	<input type="text" value="8,04"/>
TURBIDEZ (U.N.T.)	<input type="text"/>

CLASIFICACION SULIN

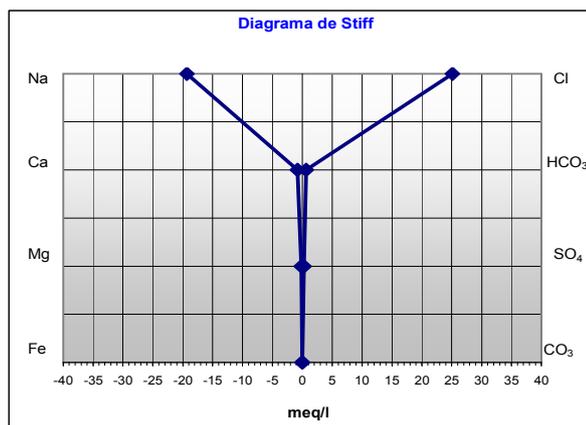


Figura A.6 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo SBC-105



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra:	MUC-40
Lugar de Toma:	
Profundidad de Muestreo:	16091'
Muestra:	RFT
Arena:	KC
Fecha Toma:	25-Jul-94
Fecha Análisis:	01-Ago-94
Observaciones:	

Factor de Escala

Na	10	Cl
Ca	10	HCO ₃
Mg	10	SO ₄
Fe	10	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

	Multiplicador	Concentración en Meq/l	
CALCIO (Ca ⁺)	113,50	0,8125	5,66
MAGNESIO (Mg ⁺)	9,39	1,1714	0,77
SODIO (Na ⁺)	6588,80	1,000	286,59
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	1083,91	0,2571	17,77
CARBONATOS (CO ₃ ⁻)	0,00	0,571	0,00
SULFATOS (SO ₄ ⁻)	121,62	0,4714	2,51
CLORUROS (Cl ⁻)	10058,71	1,000	283,72
POTASIO (K)	435,40	0,9	
HIDROXIDOS	0,00		
HIERRO TOTAL (Fe ⁺)	0,20		0,00358121
SILICE	0,00		
SULFUROS	0,00		
TOTAL DE SOLIDOS	18411,33		
TOTAL EQUIVALENTE NaCl	17478,59		

Cálculo de RW

Temperatura de Sup. (TS)	75
Temperatura de Fm (TF)	290
Rw@TS (°F)	0,340
Rw@TF (°F)	0,094

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	
SOLIDOS SUSPENDIDOS	
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	18411,3
ALCALINIDAD TOTAL	888,45
DUREZA CARBONATICA	
DUREZA NO CARBONATICA	
DUREZA TOTAL	322,9
TEMP. LABORATORIO °F	72
RESISTIVIDAD Ohm-m	0,315
INDICE DE LANGELIER	
pH @ TEMP. LABORATORIO	7,47
TURBIDEZ (U.N.T.)	160

CLASIFICACION SULIN **CONNATA**

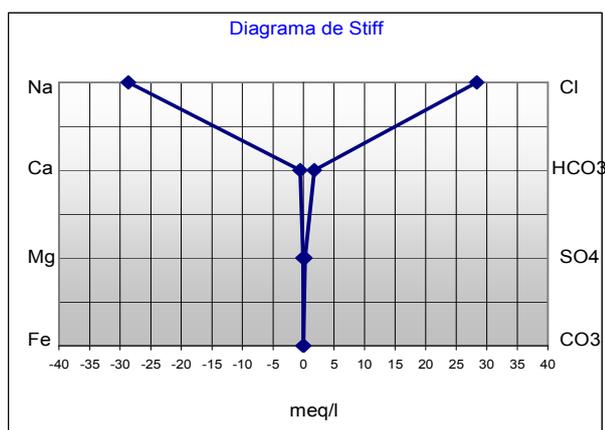


Figura A.7 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo MUC-40



CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICOS DE LABORATORIO

Origen de la Muestra: SBC-107
Lugar de Toma:
Profundidad de Muestreo: 16930'
Muestra:
Arena: KB
Fecha Toma: 04-Oct-99
Fecha Análisis: 04-Oct-99
Observaciones:

Factor de Escala

Na	10	Cl
Ca	5	HCO ₃
Mg	5	SO ₄
Fe	1	CO ₃

Concentraciones en p.p.m

CALCIO (Ca)	92,00	Multiplicador	0,8	Concentración en Meq/l	4,591
MAGNESIO (Mg)	29,10		1,2		2,395
SODIO (Na)	5312,00		1,000		231,057
BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	796,00		0,27		13,051
CARBONATOS (CO ₃ ²⁻)	0,00		0,590		0,000
SULFATOS (SO ₄ ²⁻)	0,00				0,000
CLORUROS (Cl ⁻)	10783,00		1,000		304,149
POTASIO (K)	0,00				
HIDROXIDOS	0,00				
HIERRO TOTAL (Fe ²⁺)	0,56				0,010
SILICE	0,00				
SULFUROS	0,00				
TOTAL DE SOLIDOS	17012,1				
TOTAL EQUIVALENTE NaCl	16418,44				

Cálculo de RW

Temperatura de Sup. (TS)	75
Temperatura de Fm (TF)	290
Rw@TS (°F)	0,360
Rw@TF (°F)	0,099

Concentraciones en p.p.m

CRUDO EN AGUA	<input type="text"/>
SOLIDOS SUSPENDIDOS	99
SOLIDOS TOT. DISUELTOS	17740
ALCALINIDAD TOTAL	446
DUREZA CARBONATICA	230
DUREZA NO CARBONATICA	120
DUREZA TOTAL	350
TEMP. LABORATORIO °F	<input type="text"/>
RESISTIVIDAD Ohm-m	<input type="text"/>
INDICE DE LANGELIER	<input type="text"/>
pH @ TEMP. LABORATORIO	6,89
TURBIDEZ (U.N.T.)	46,6

CLASIFICACION SULIN **CONNATA**

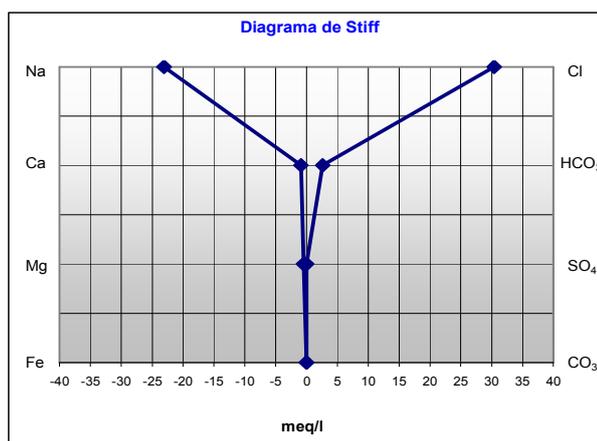


Figura A.8 Interpretación de los Análisis Físicoquímicos de Agua de Formación, para el pozo SBC-107

Apéndice B
Calibración Núcleo - Perfil

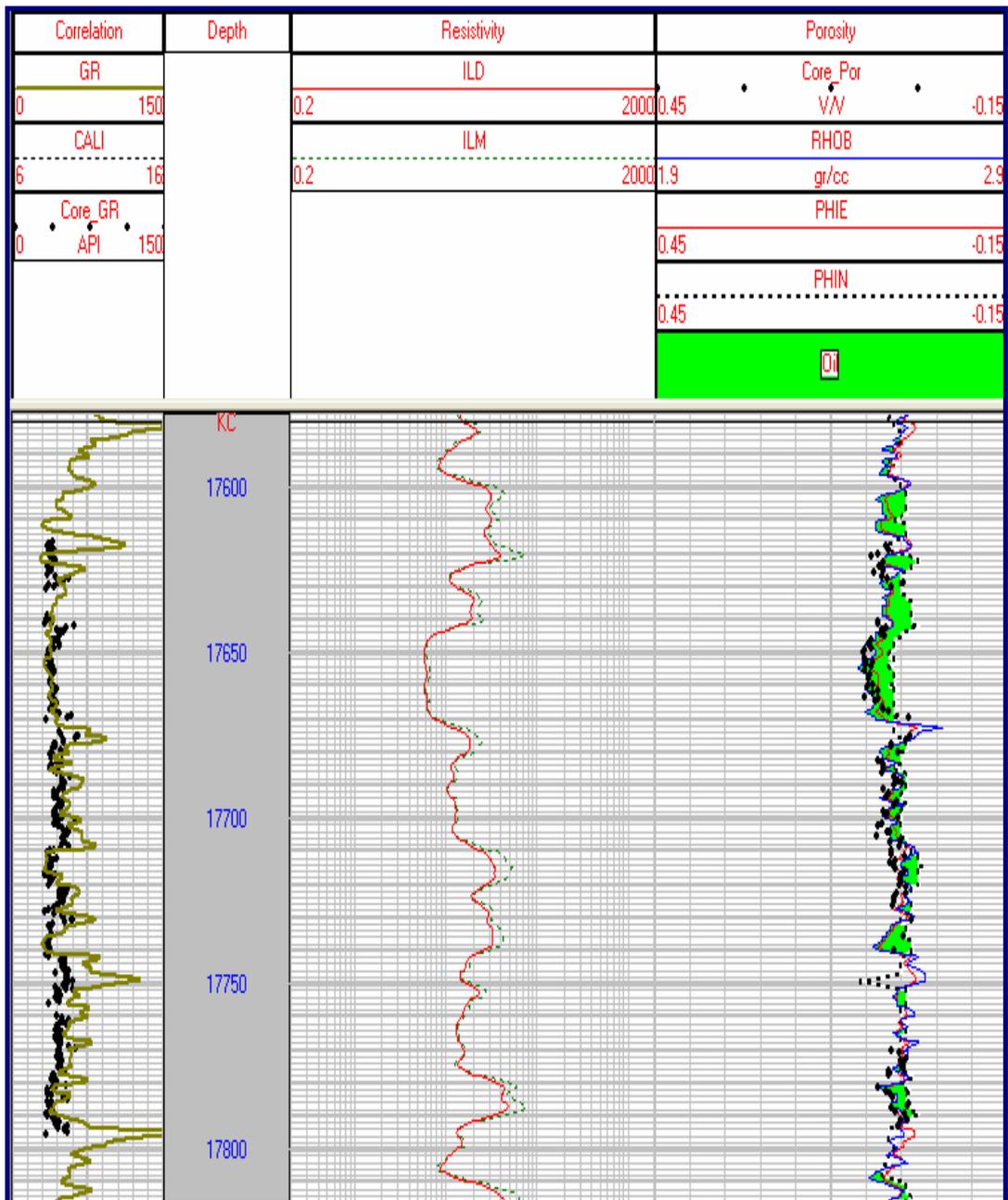


Figura B.1. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo PIC-07

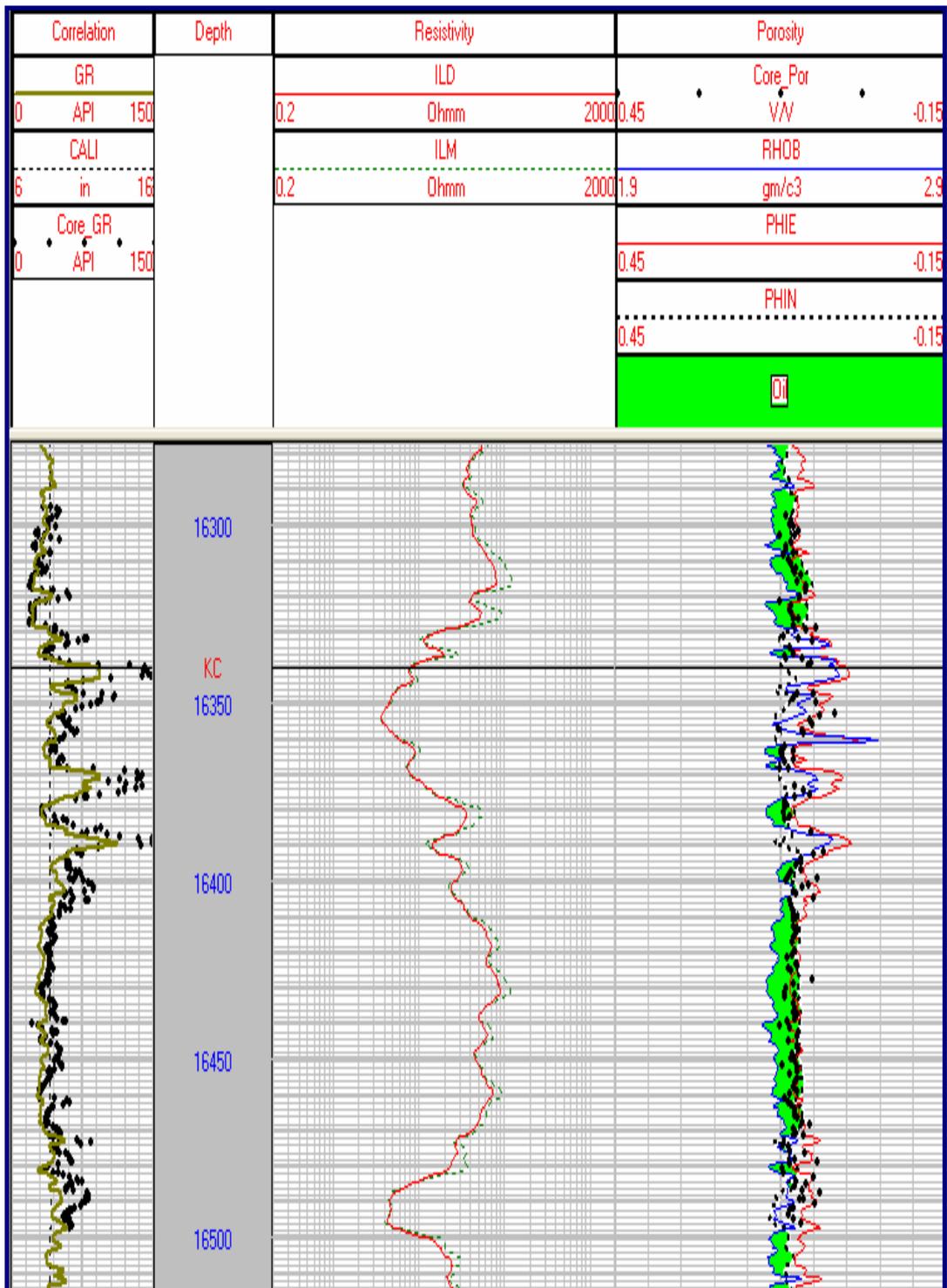


Figura B.2. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-21

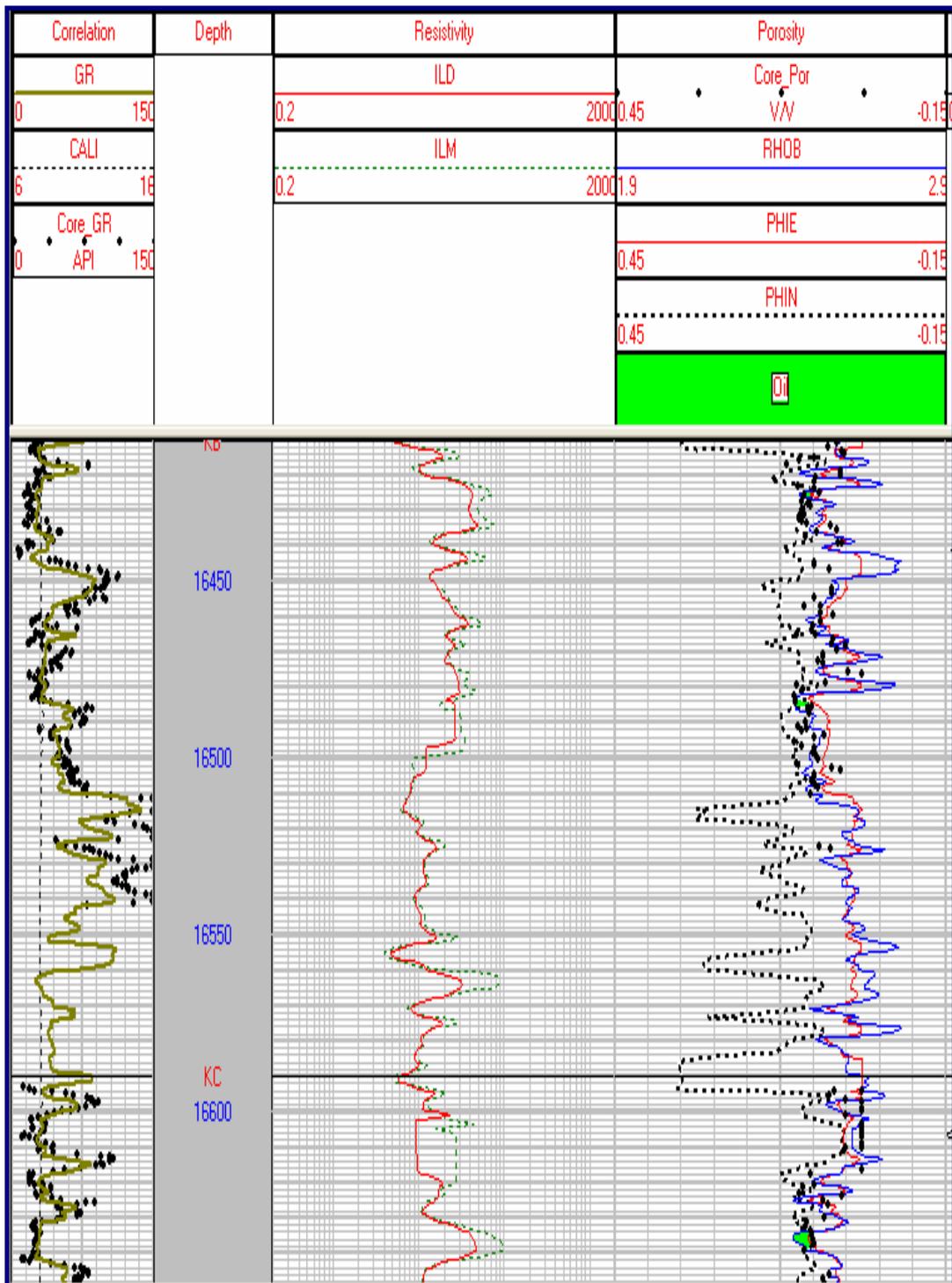


Figura B.3. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-24

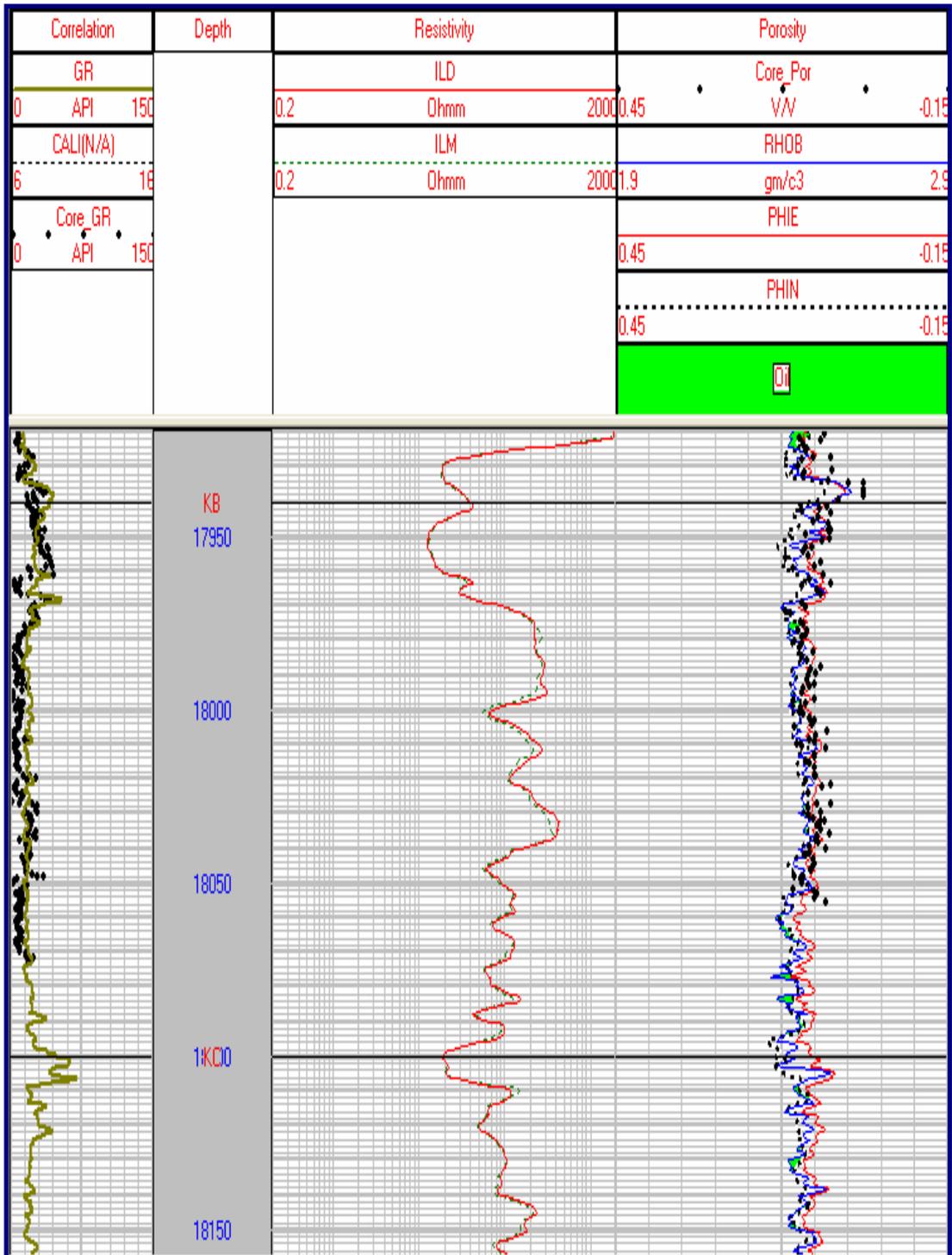


Figura B.4. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-33

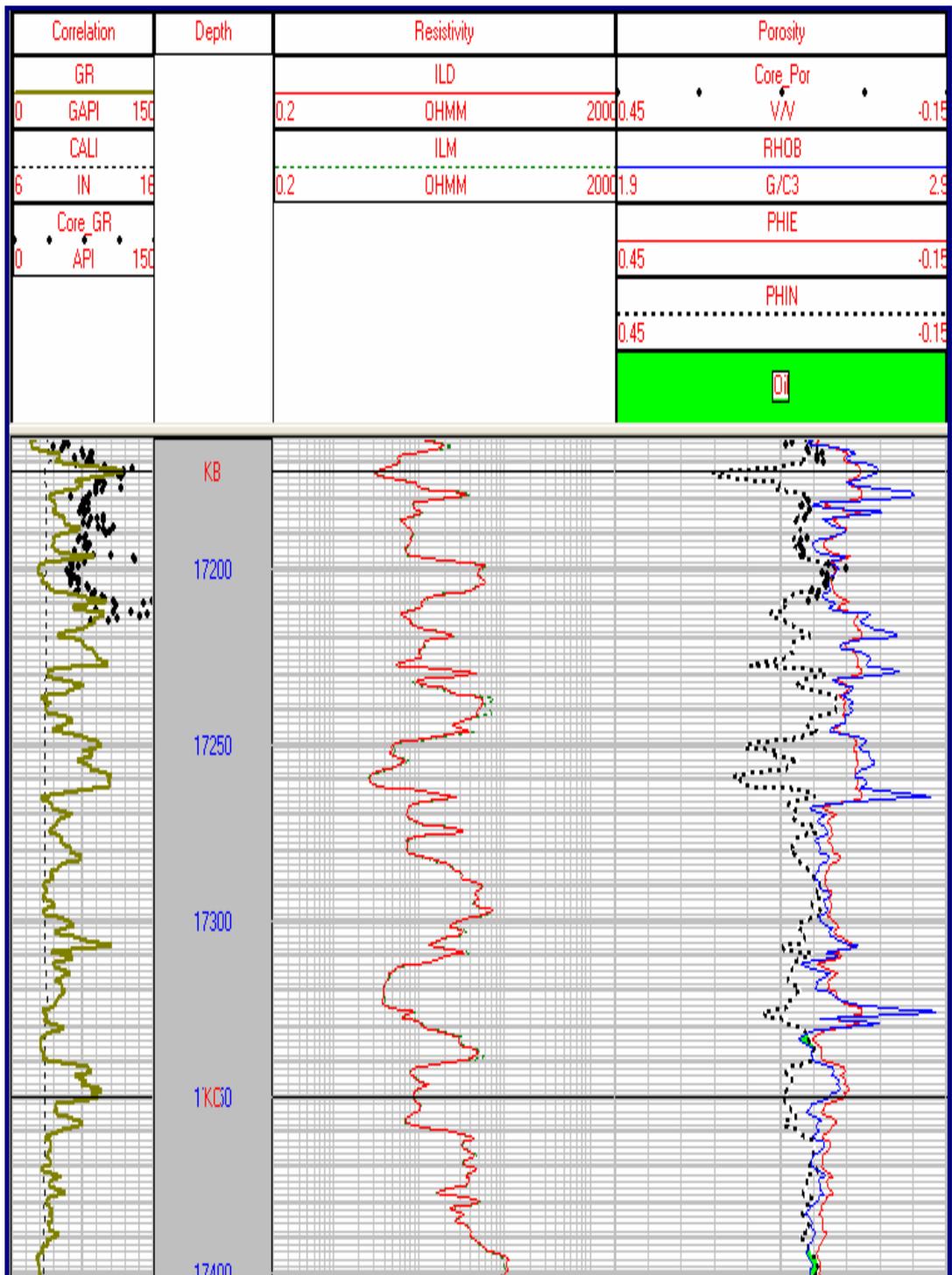


Figura B.5. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-57

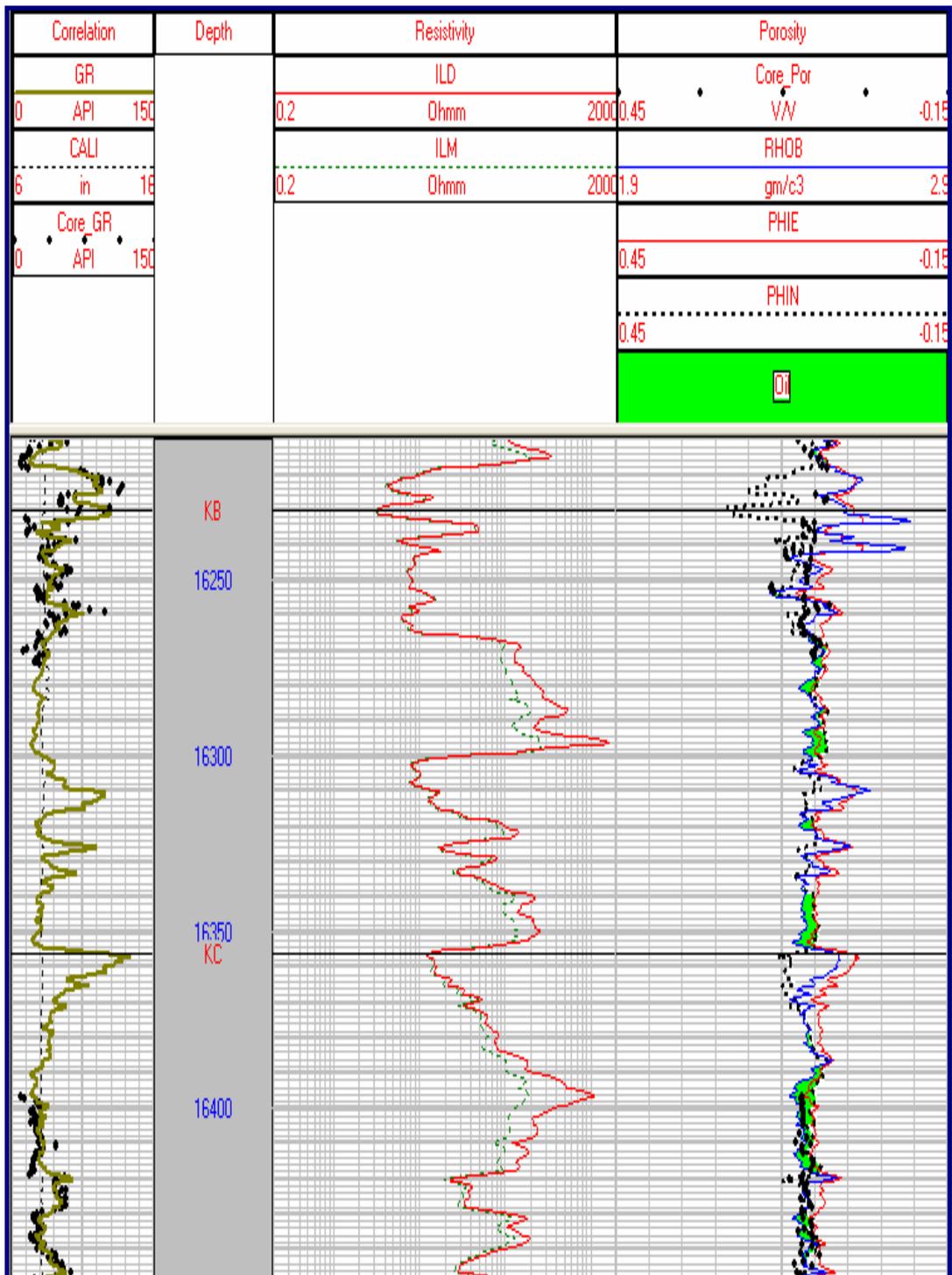


Figura B.6. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-70

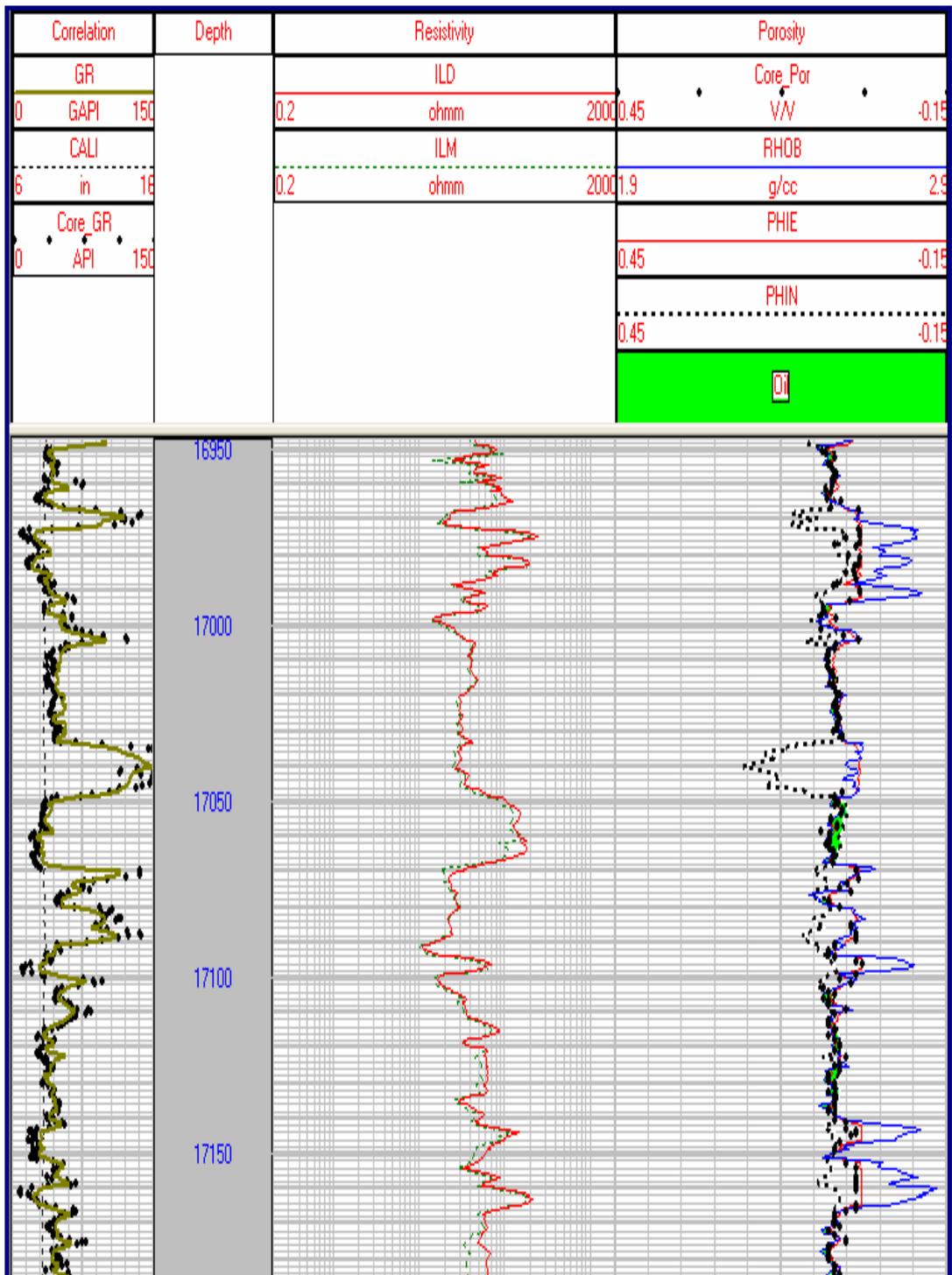


Figura B.7. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-90

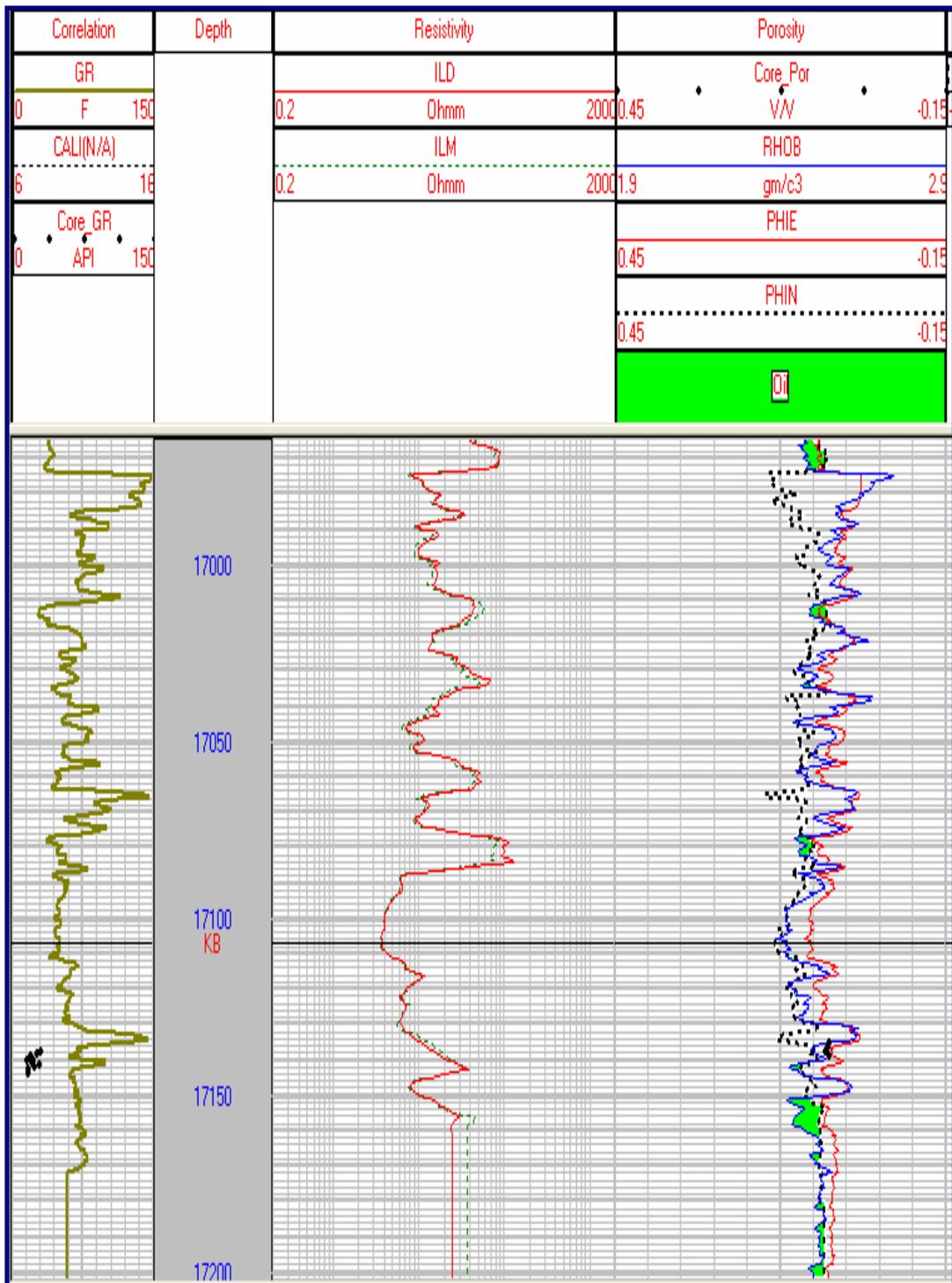


Figura B.8. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-96

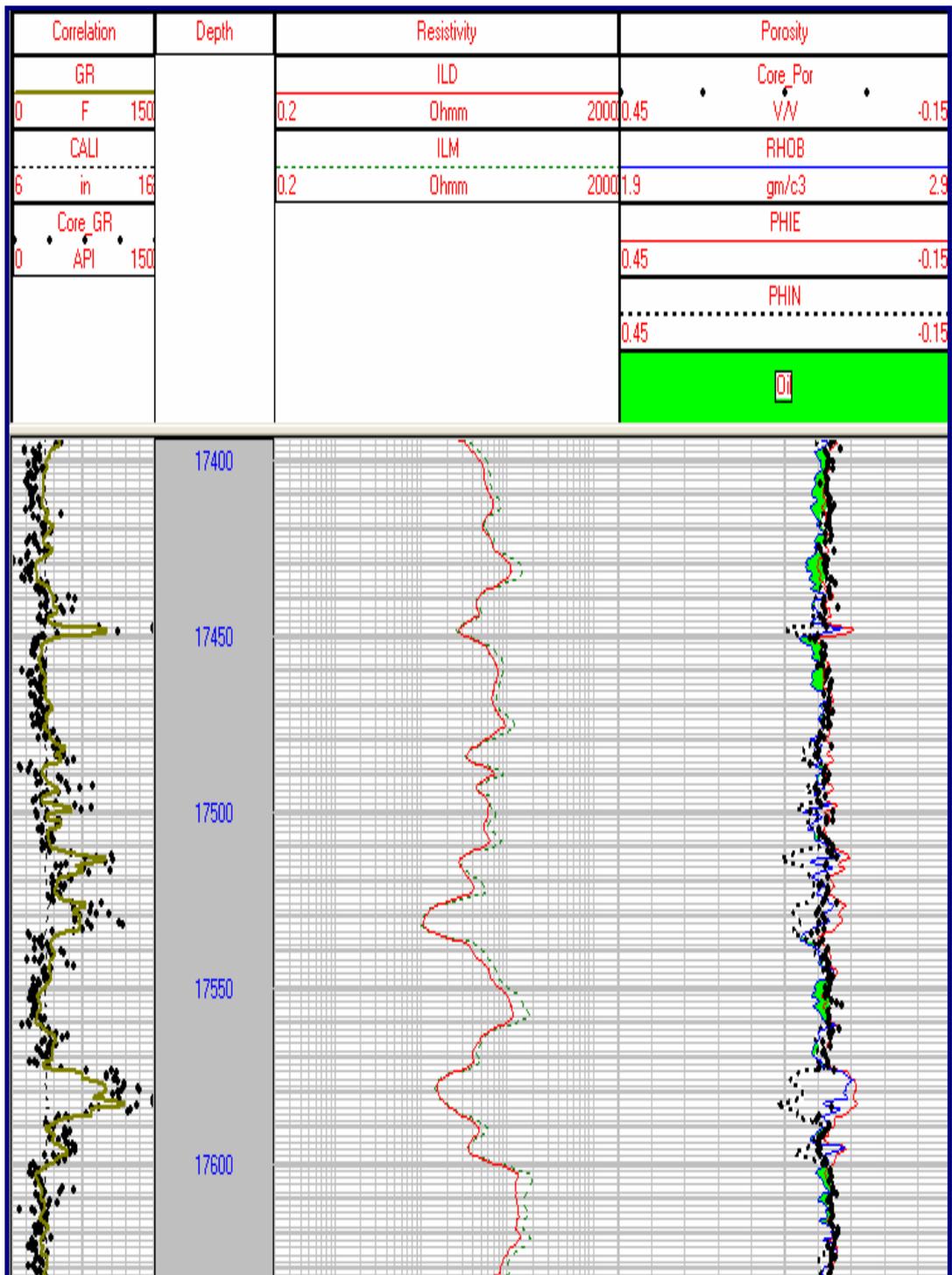


Figura B.9. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-103

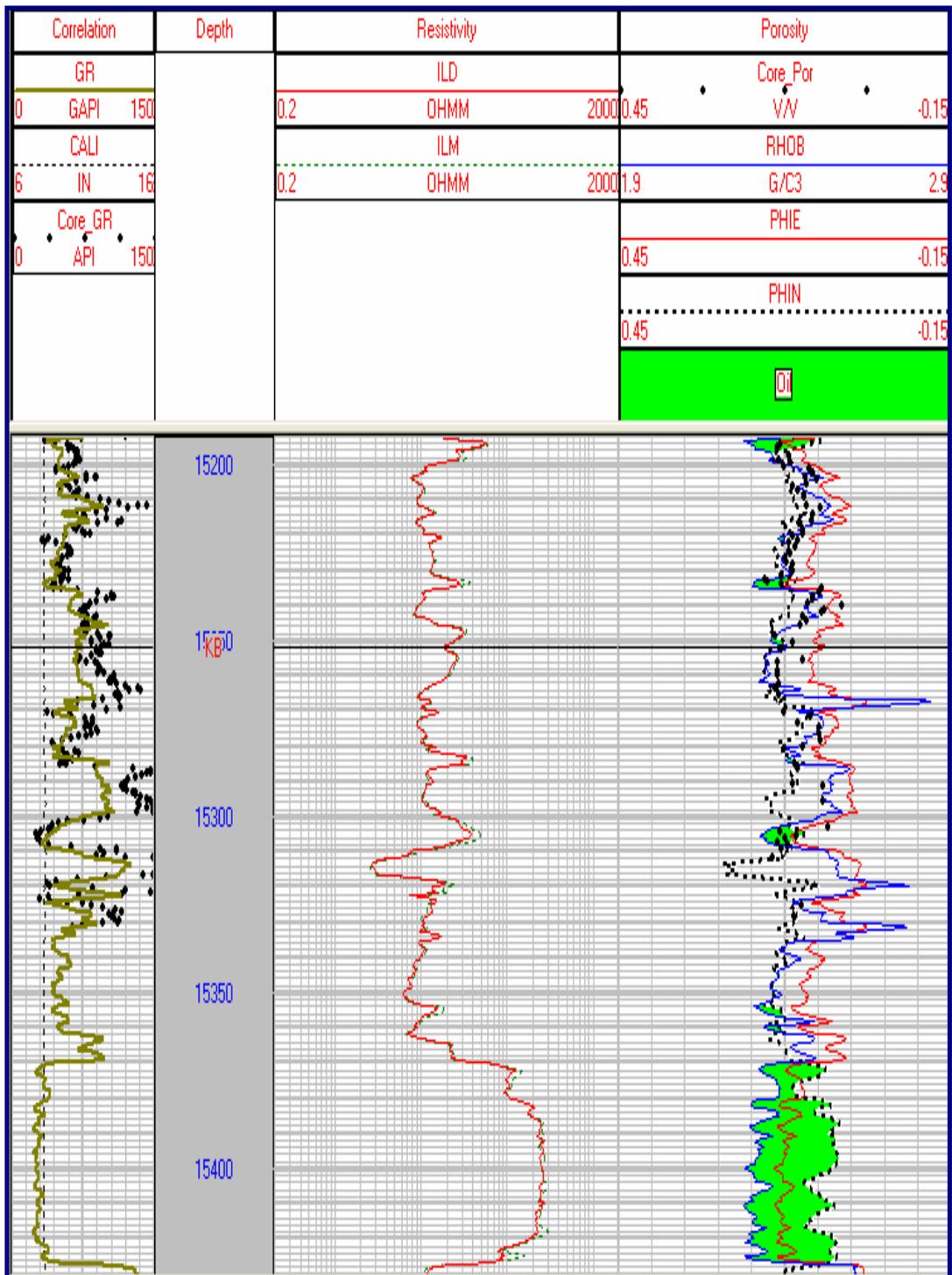


Figura B.10. Calibración Núcleo – Perfil. Pozo SBC-138

Apéndice C
Gráficos de Pickett

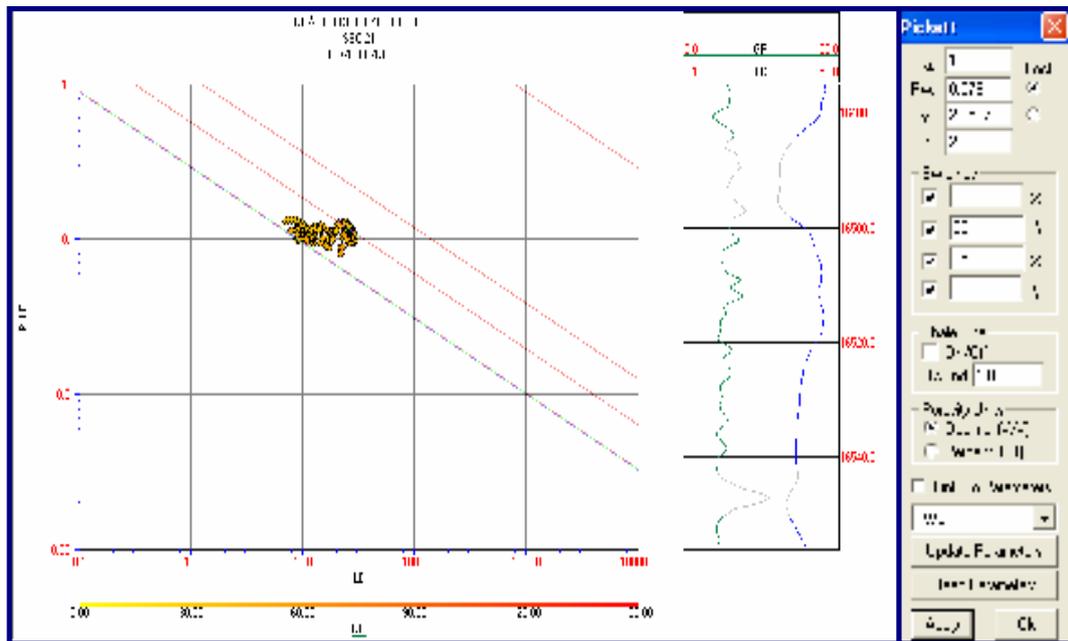
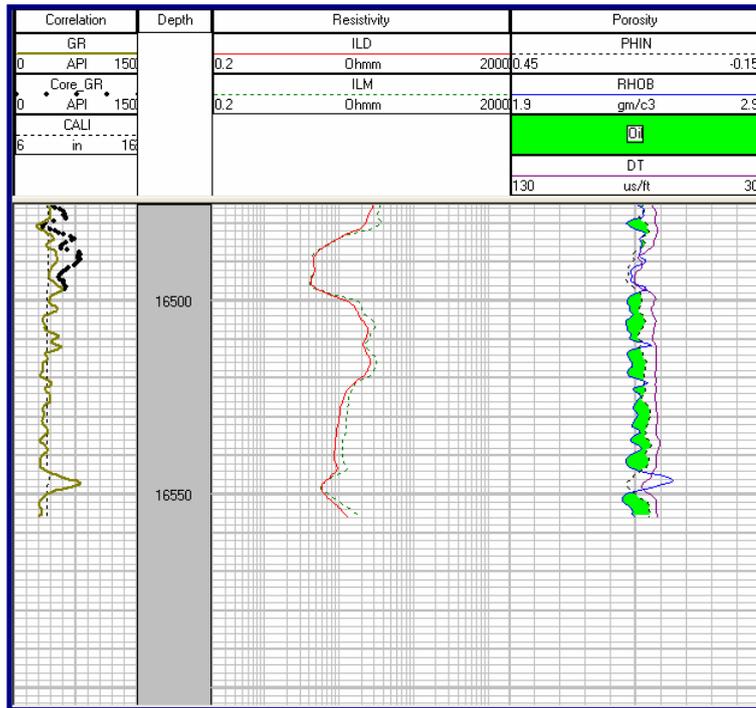


Figura C.1. Gráfico de Pickett. SBC-21. Intervalo: 16474-16556

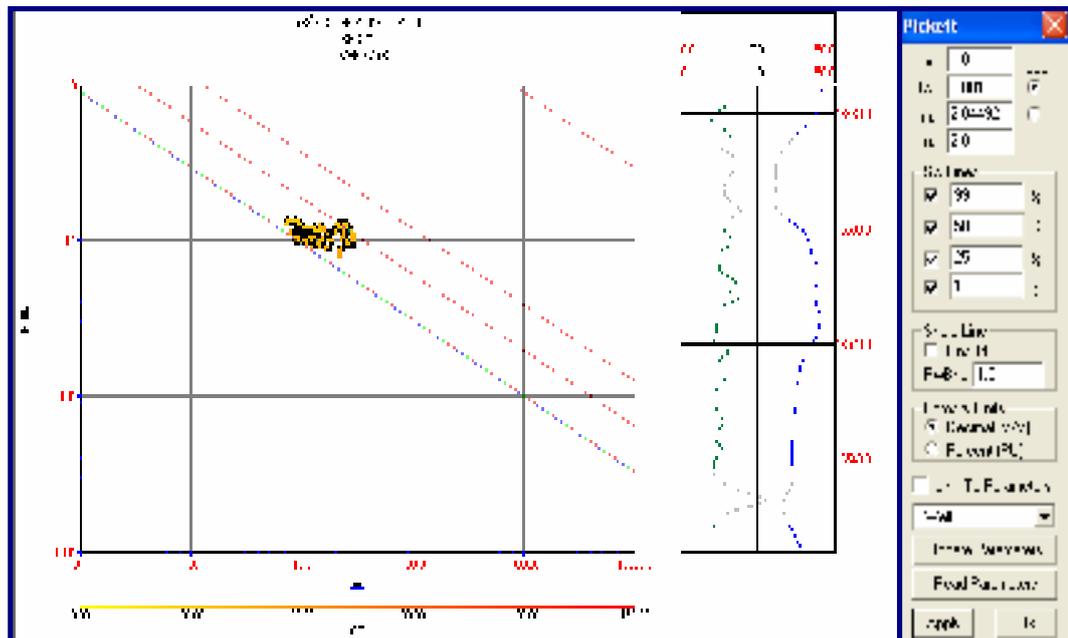
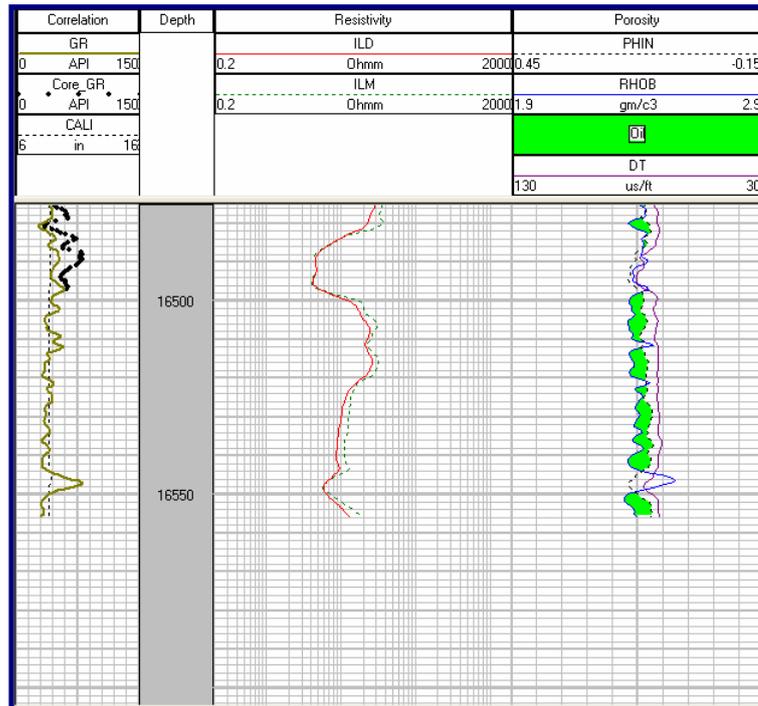


Figura C.2. Gráfico de Pickett. SBC-21.Intervalo: 16474-1655

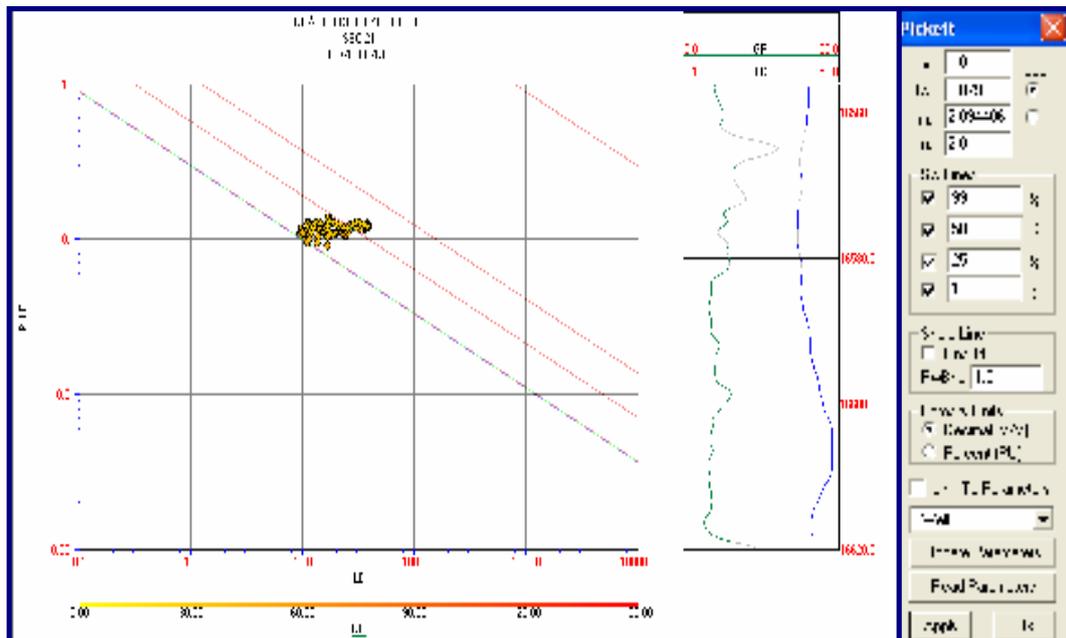
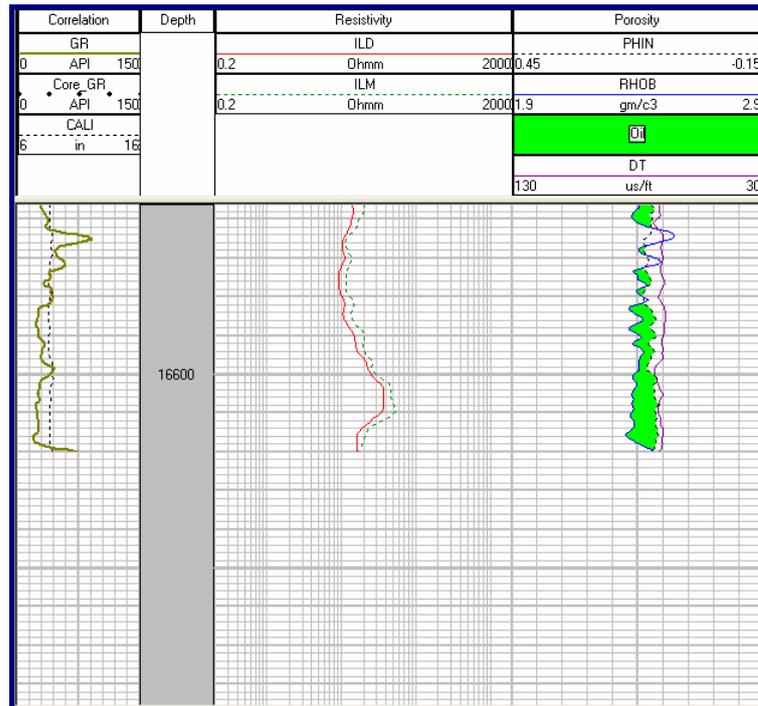


Figura C.3. Gráfico de Pickett. SBC-21. Intervalo: 16556-16620

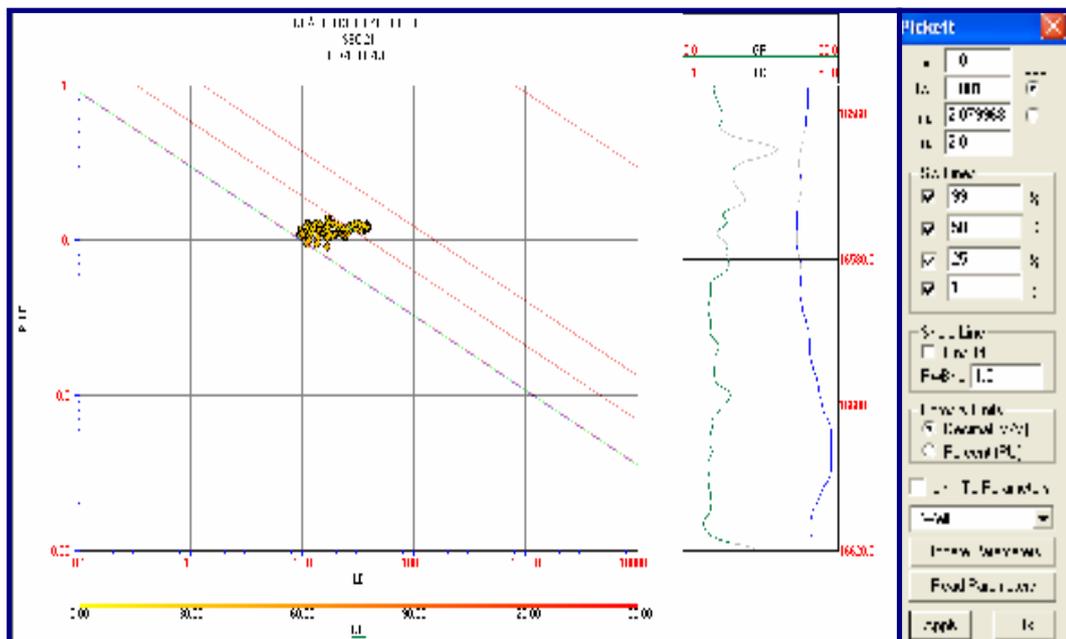
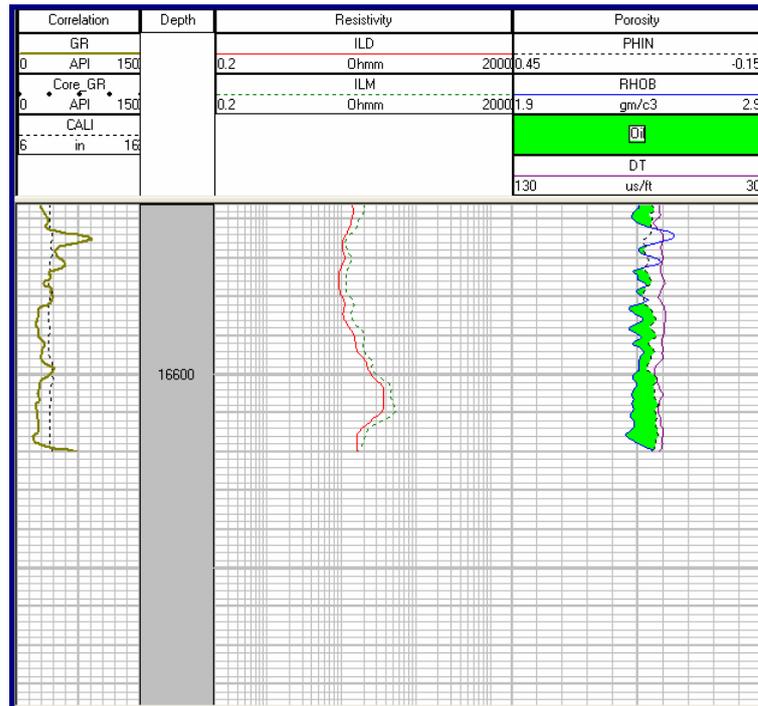


Figura C.4. Gráfico de Pickett. SBC-21. Intervalo: 16556-16620

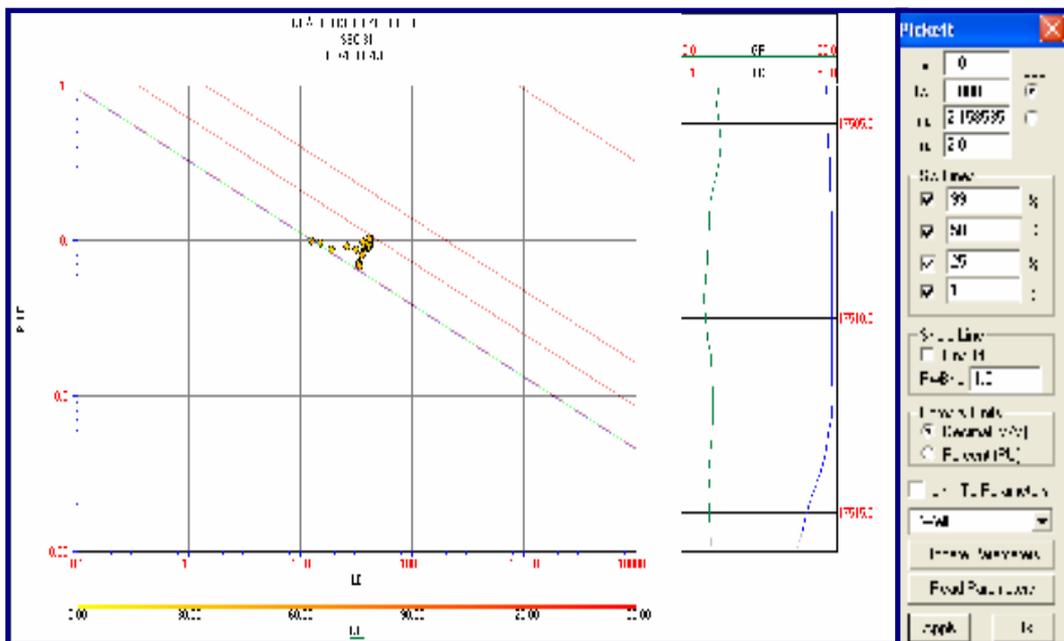
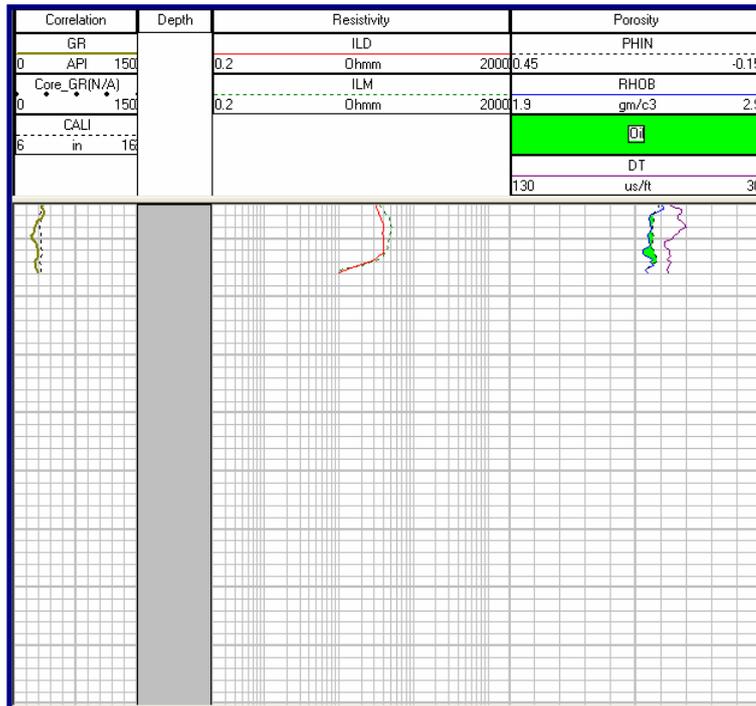


Figura C.5. Gráfico de Pickett. SBC-33.Intervalo: 17504-17516

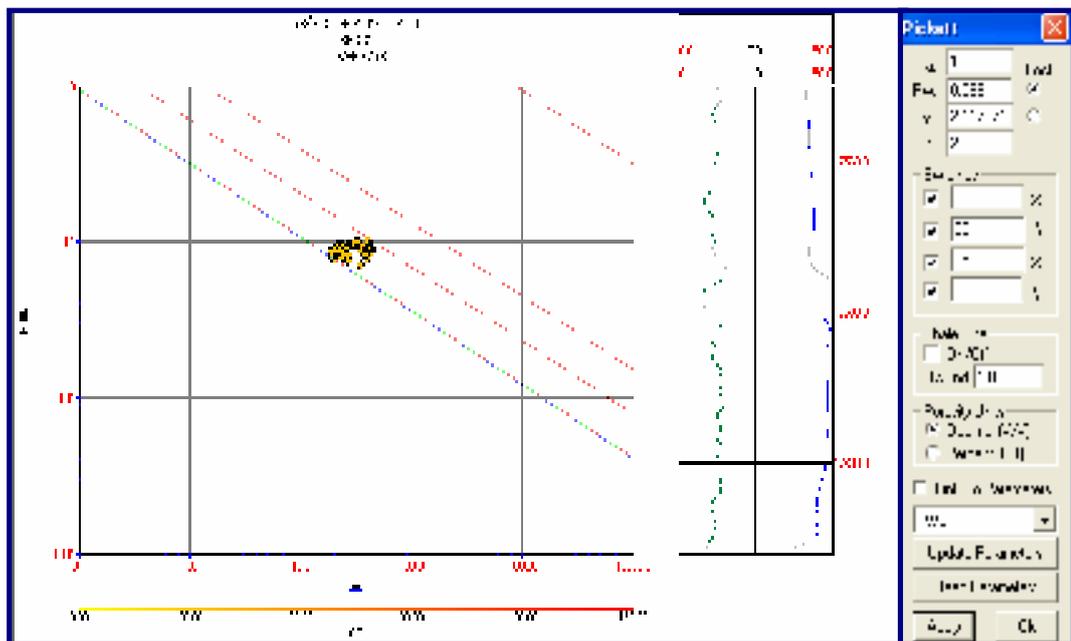
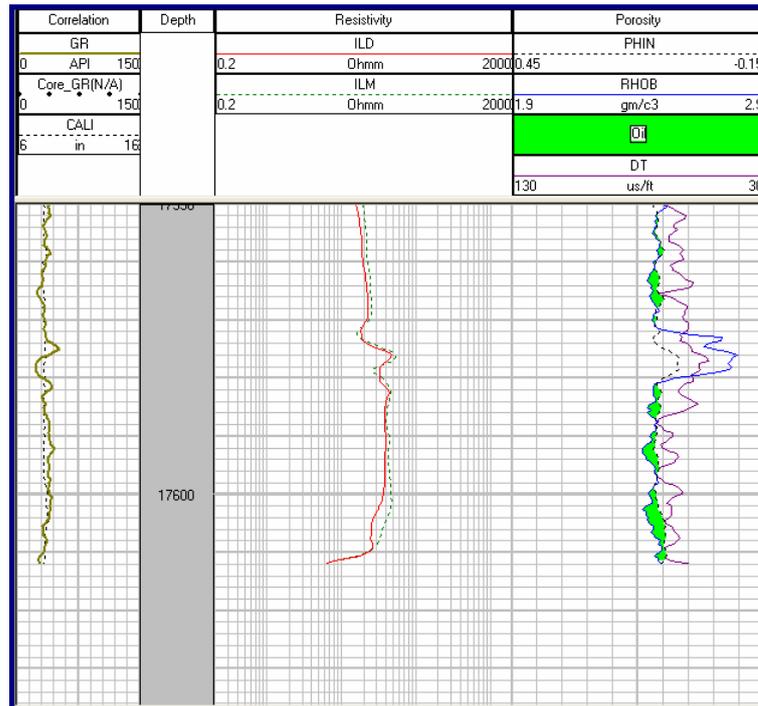


Figura C.6. Gráfico de Pickett. SBC-33.Intervalo: 17550-17612

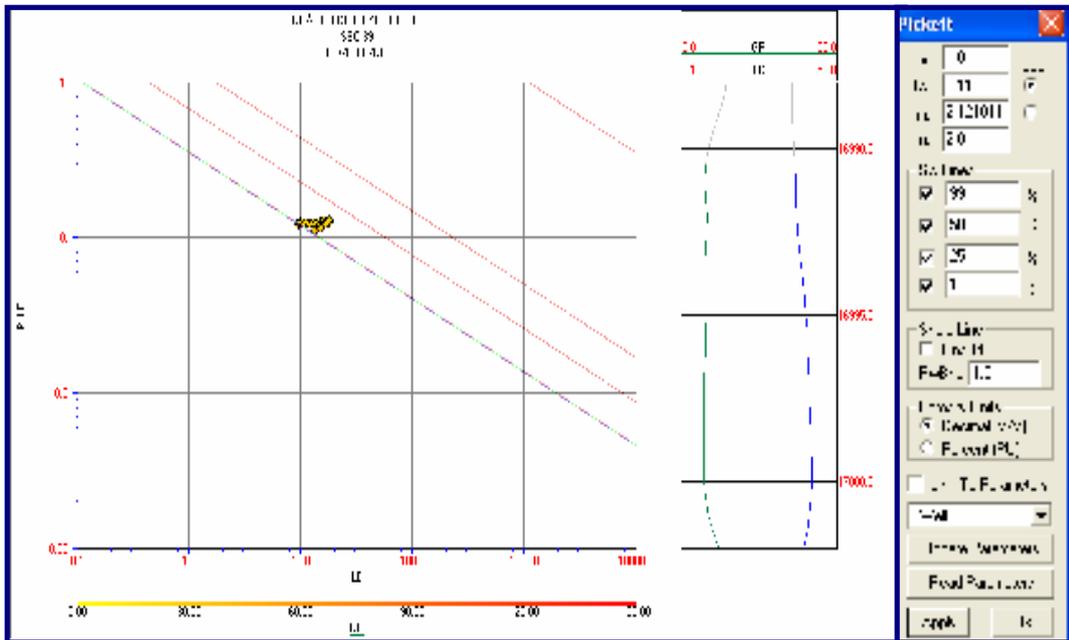
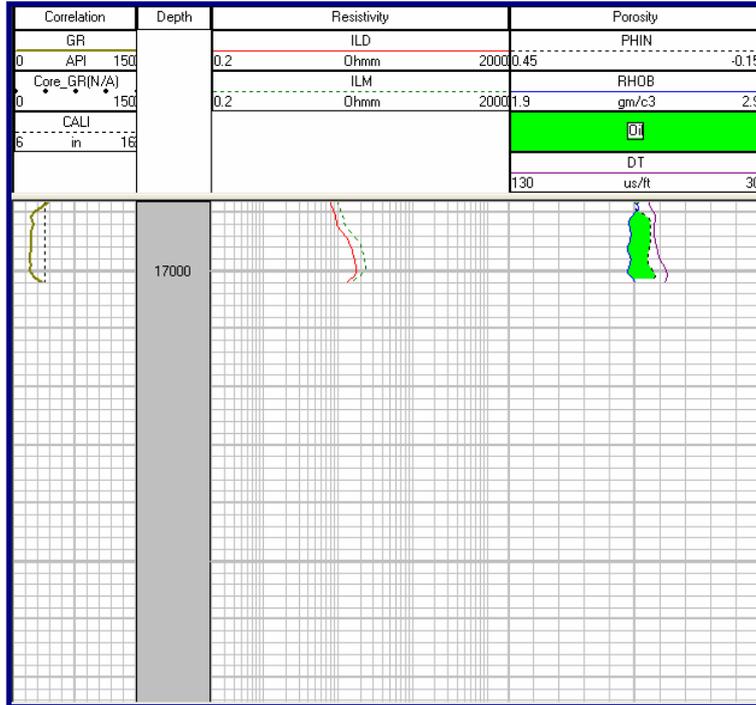


Figura C.7. Gráfico de Pickett. SBC-39. Intervalo: 16988-17002

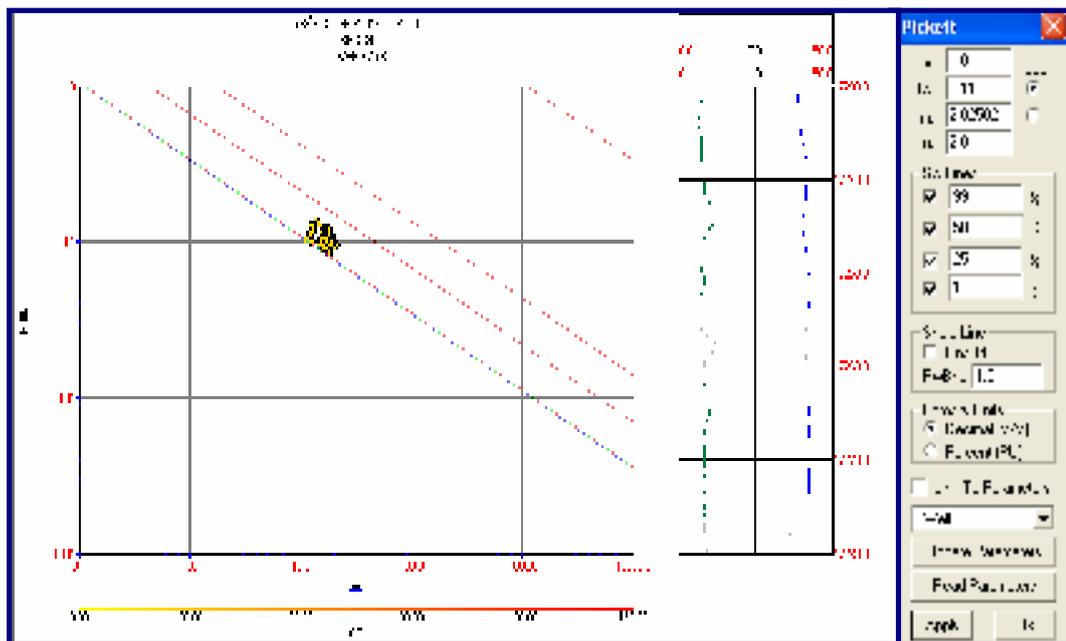
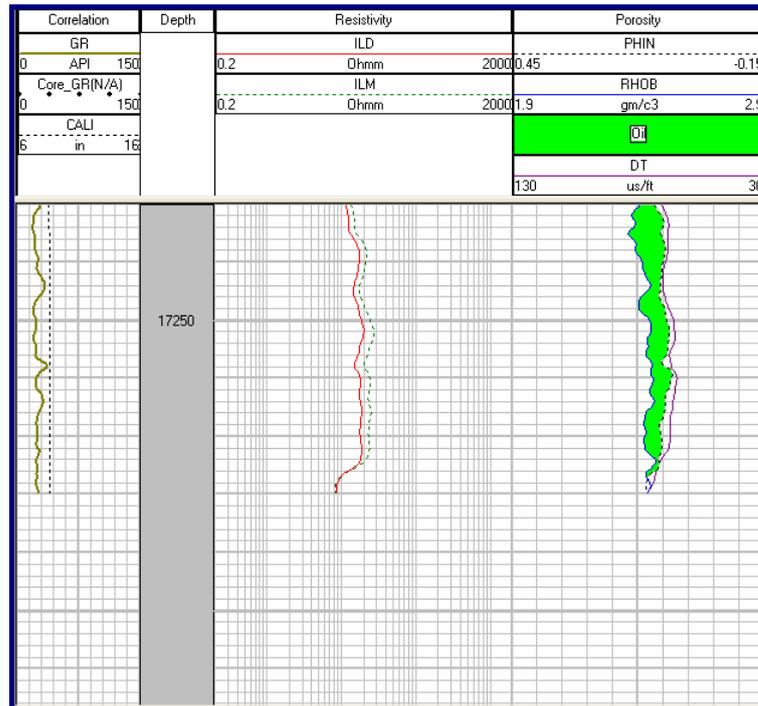


Figura C.8. Gráfico de Pickett. SBC-39.Intervalo: 17230-17280

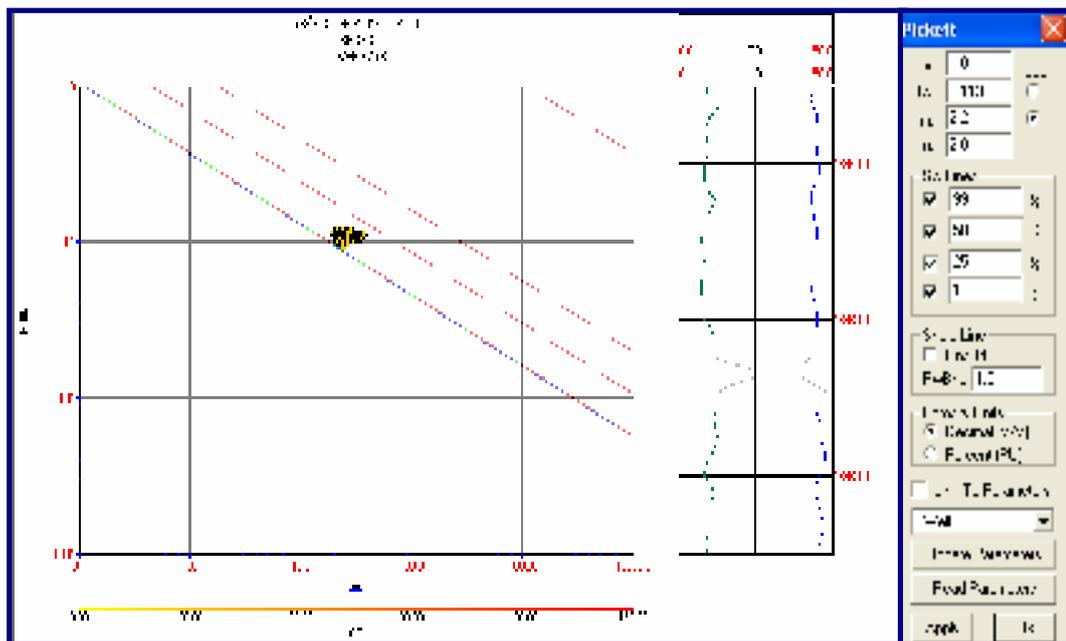
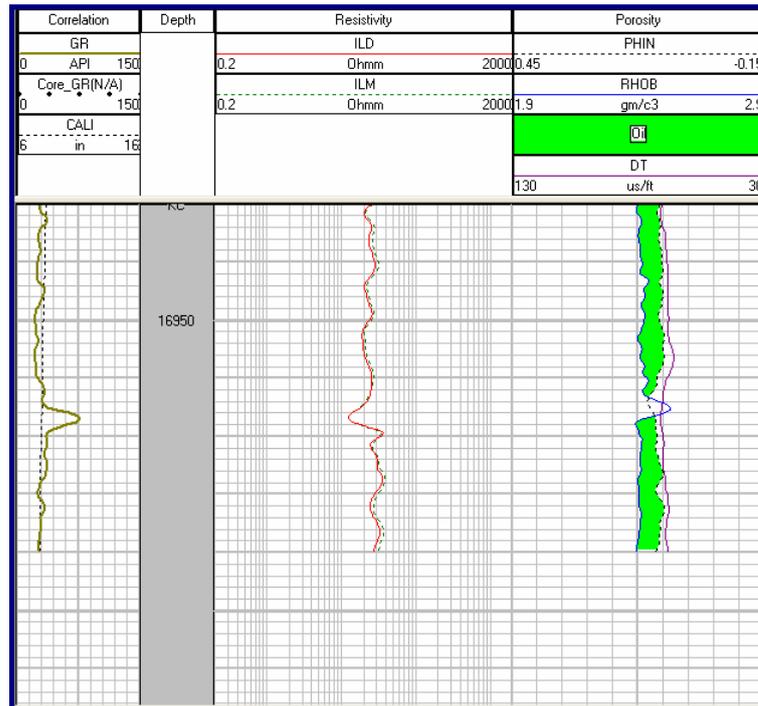


Figura C.9. Gráfico de Pickett. SBC-43. Intervalo: 16930-16990

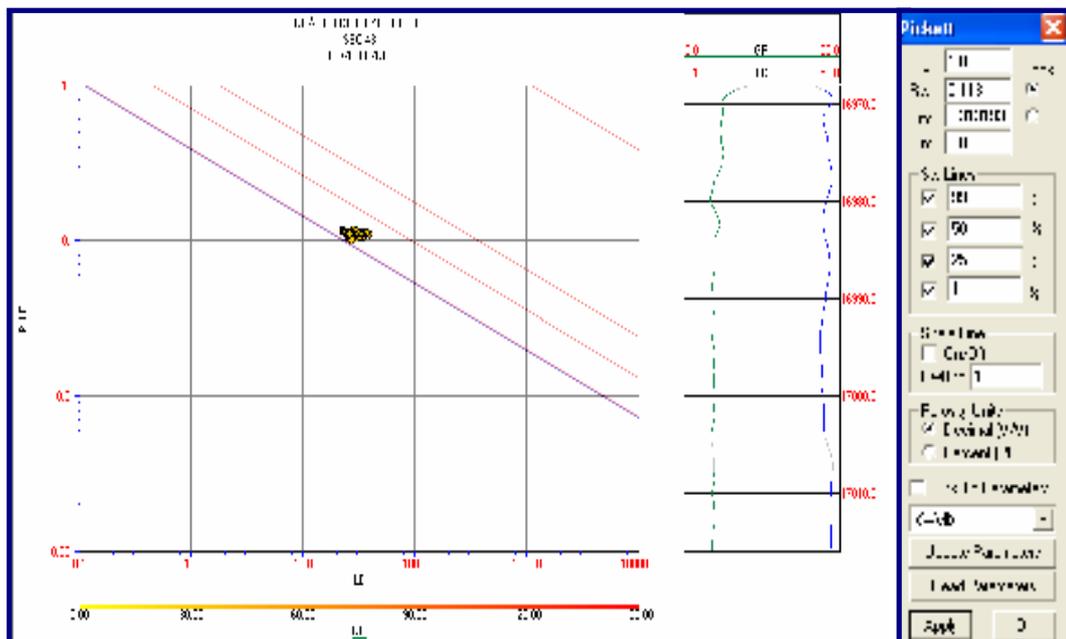
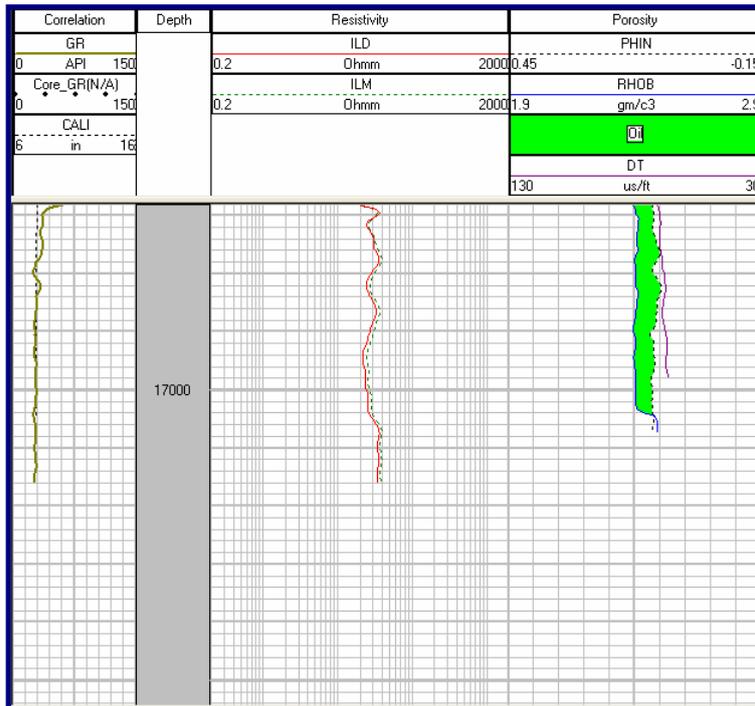


Figura C.10. Gráfico de Pickett. SBC-43. Intervalo: 16970-17016

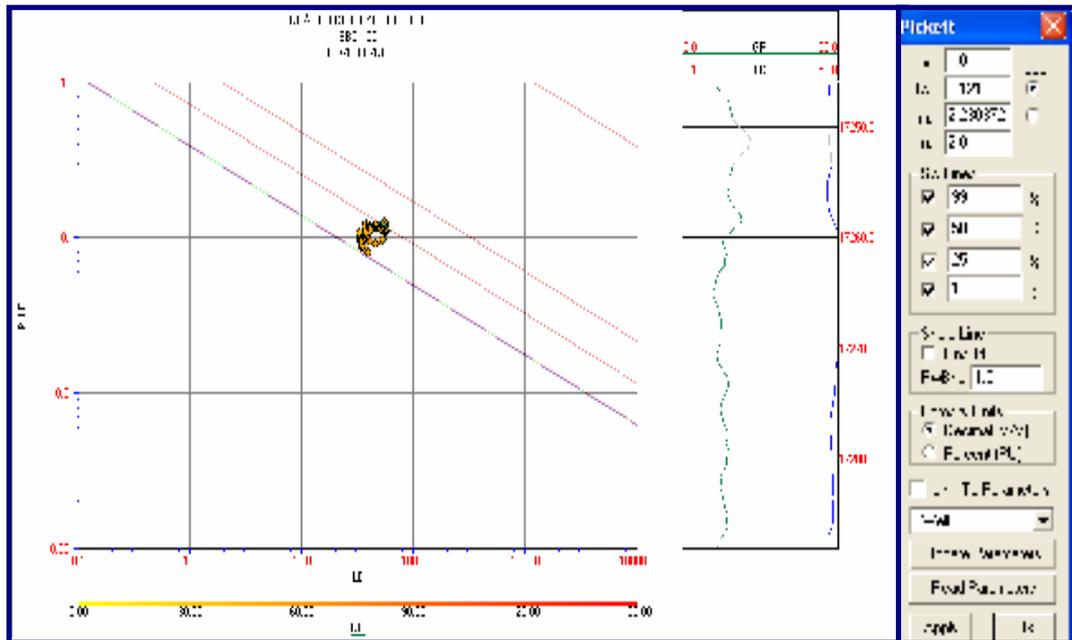
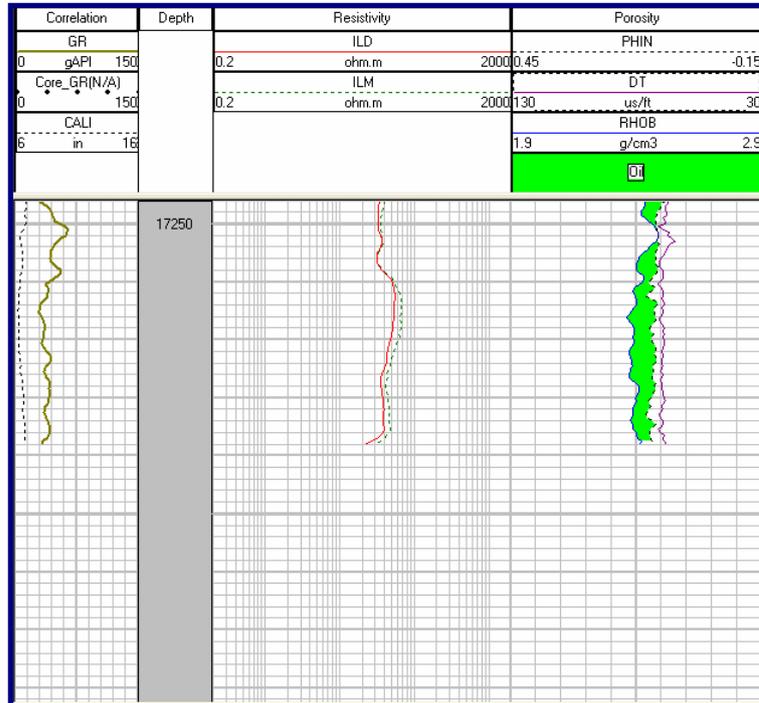


Figura C.11. Gráfico de Pickett. SBC-105Intervalo: 17246-17288

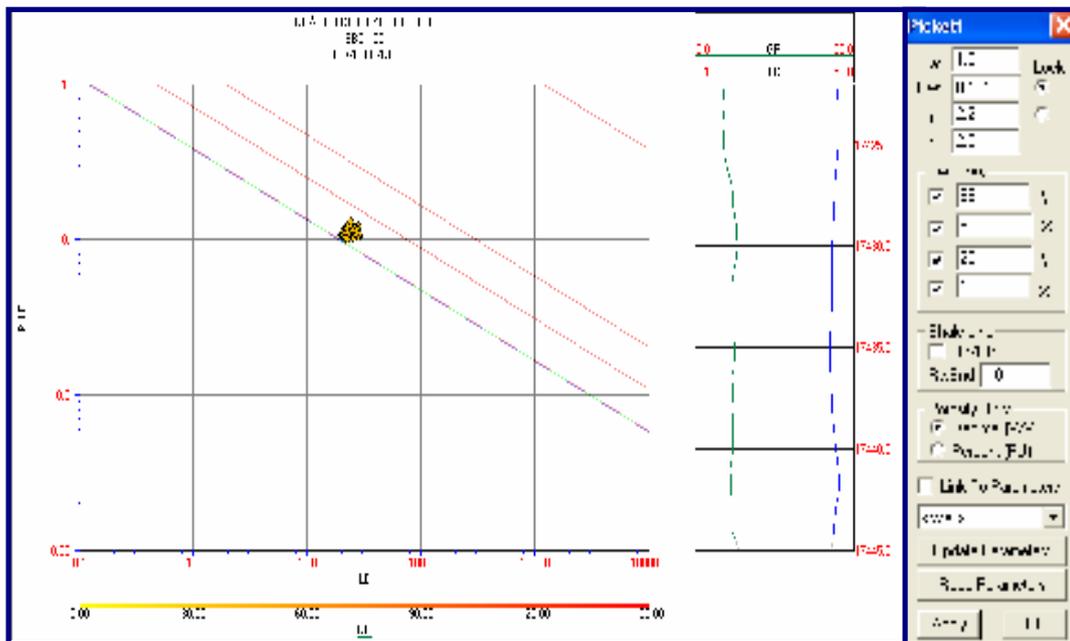
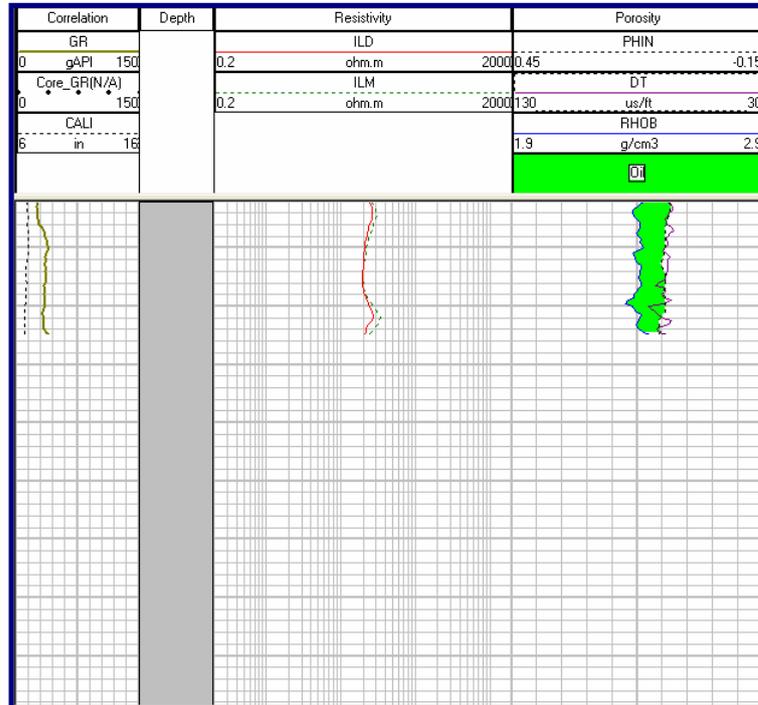


Figura C.14. Gráfico de Pickett. SBC-105 Intervalo: 17422-17445

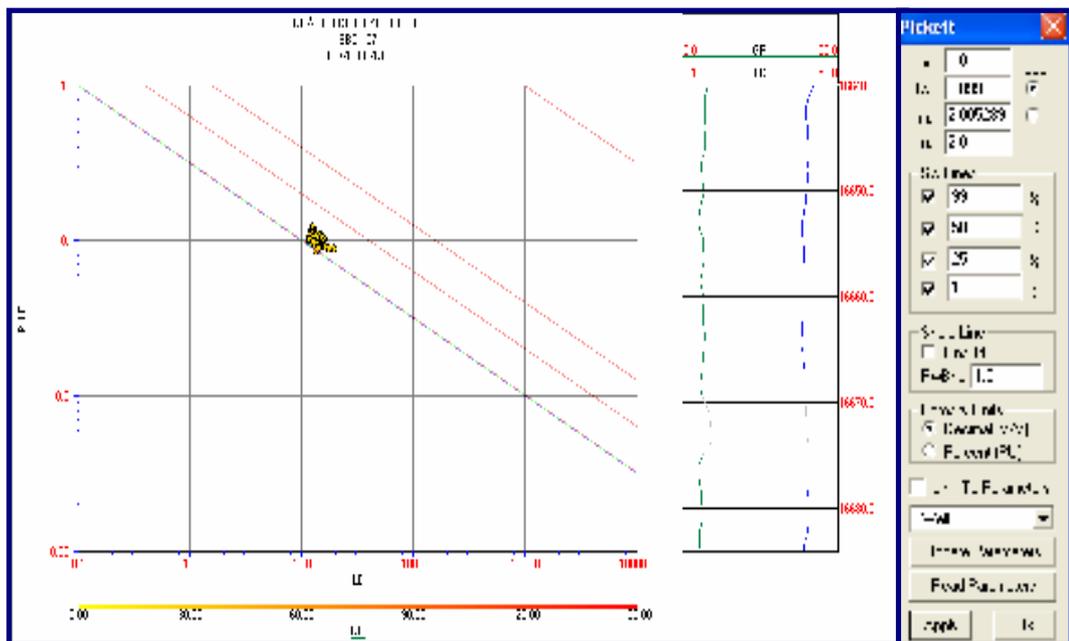
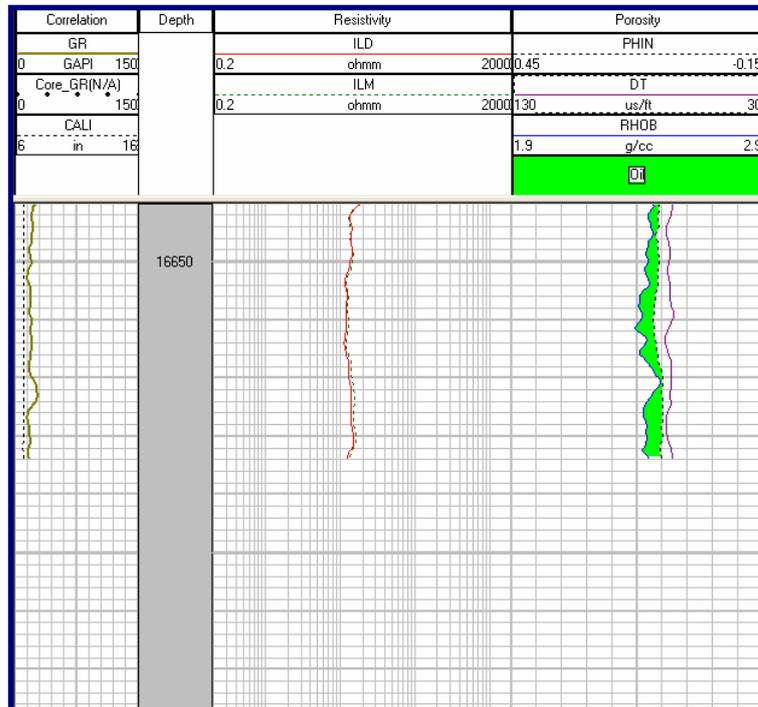


Figura C.15. Gráfico de Pickett. SBC-107. Intervalo: 16640-16684

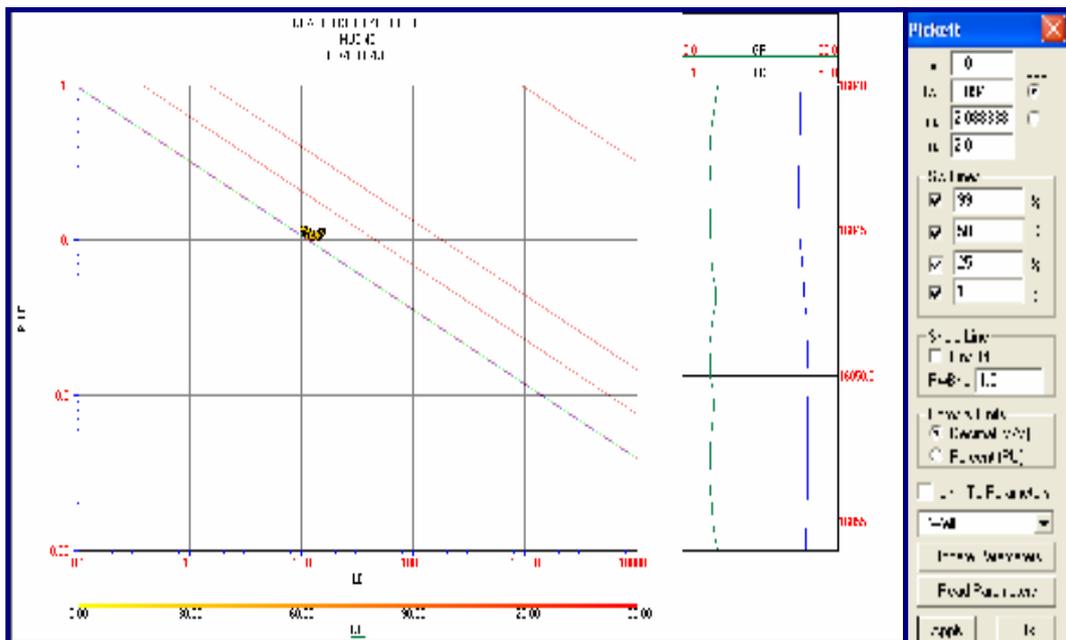
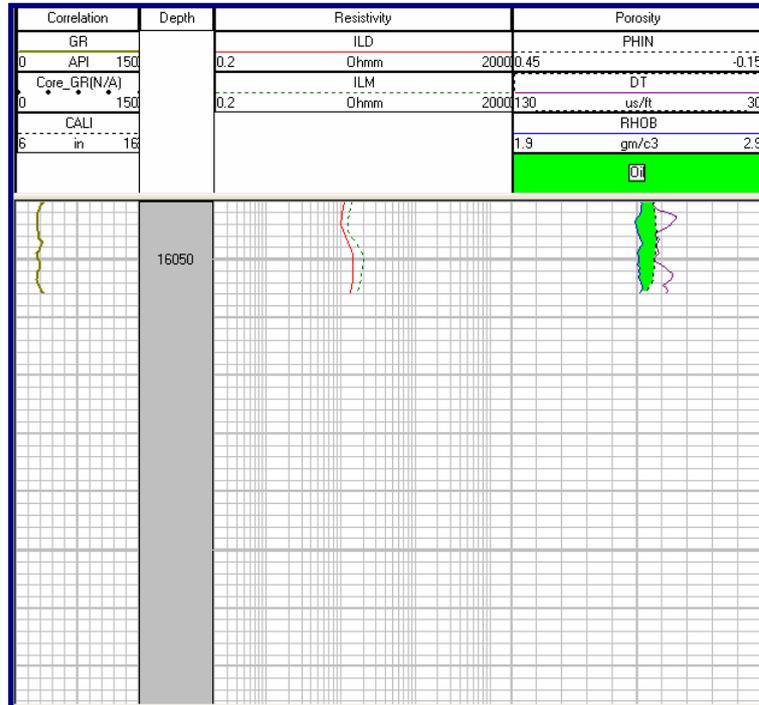


Figura C.16. Gráfico de Pickett. MUC-40. Intervalo: 16040'-16056'

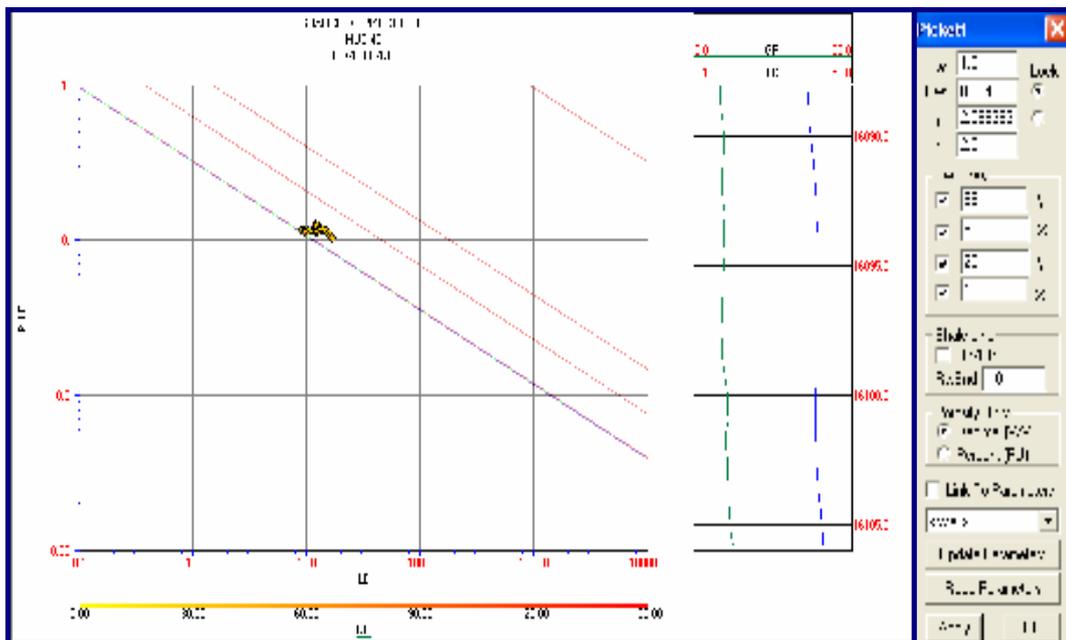
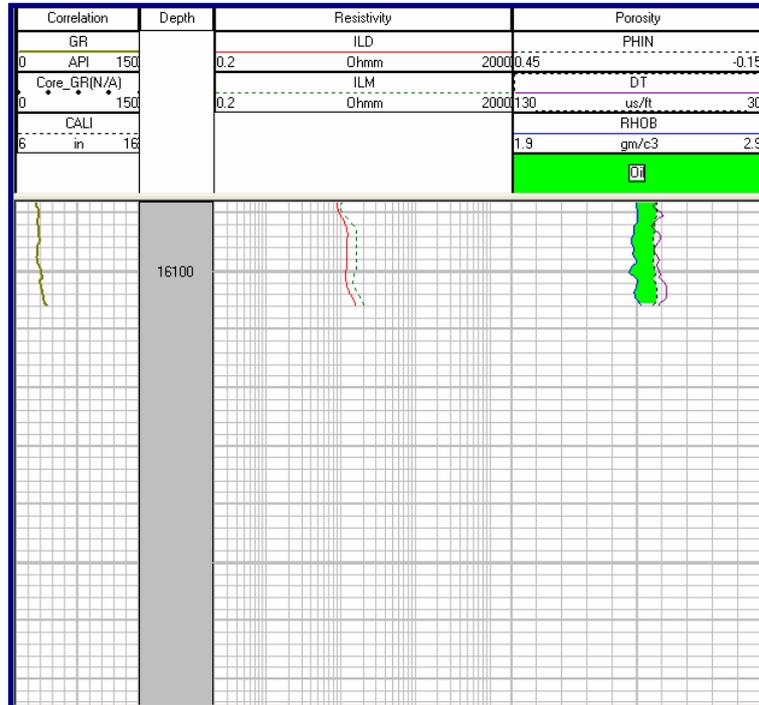


Figura C.17. Gráfico de Pickett. MUC-40. Intervalo: 16088-16106

Apéndice D
Presión Capilar

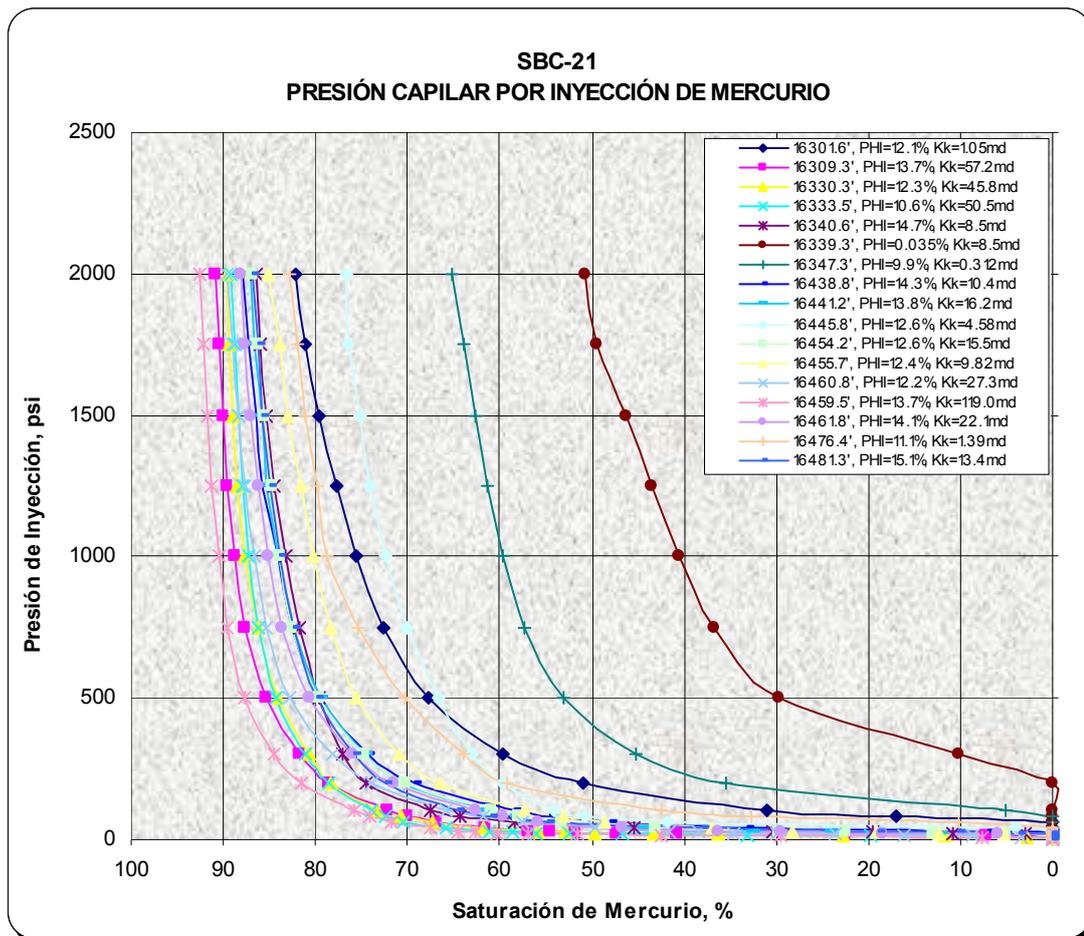


Figura D.1. Gráfico de Presión Capilar del Pozo SBC-21.

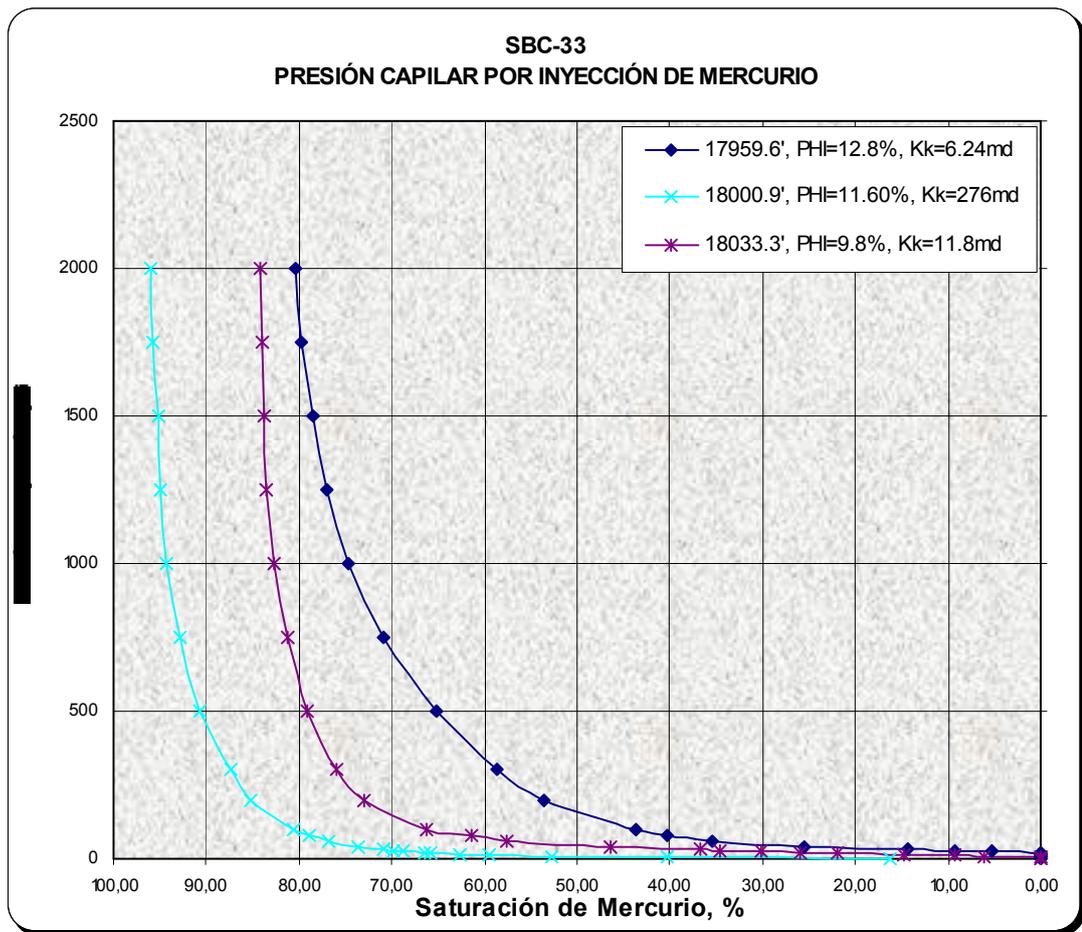


Figura D.2. Gráfico de Presión Capilar del Pozo SBC-33.

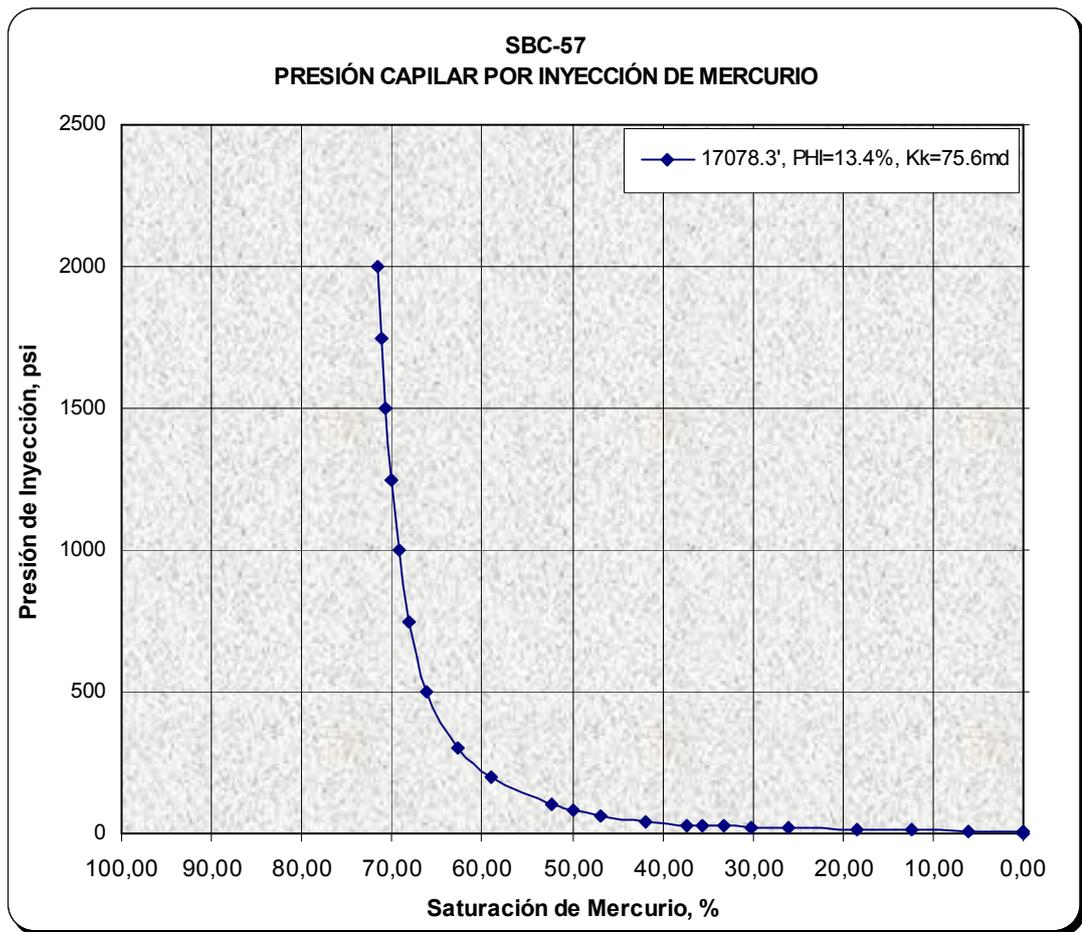


Figura D.3. Gráfico de Presión Capilar del Pozo SBC-57.

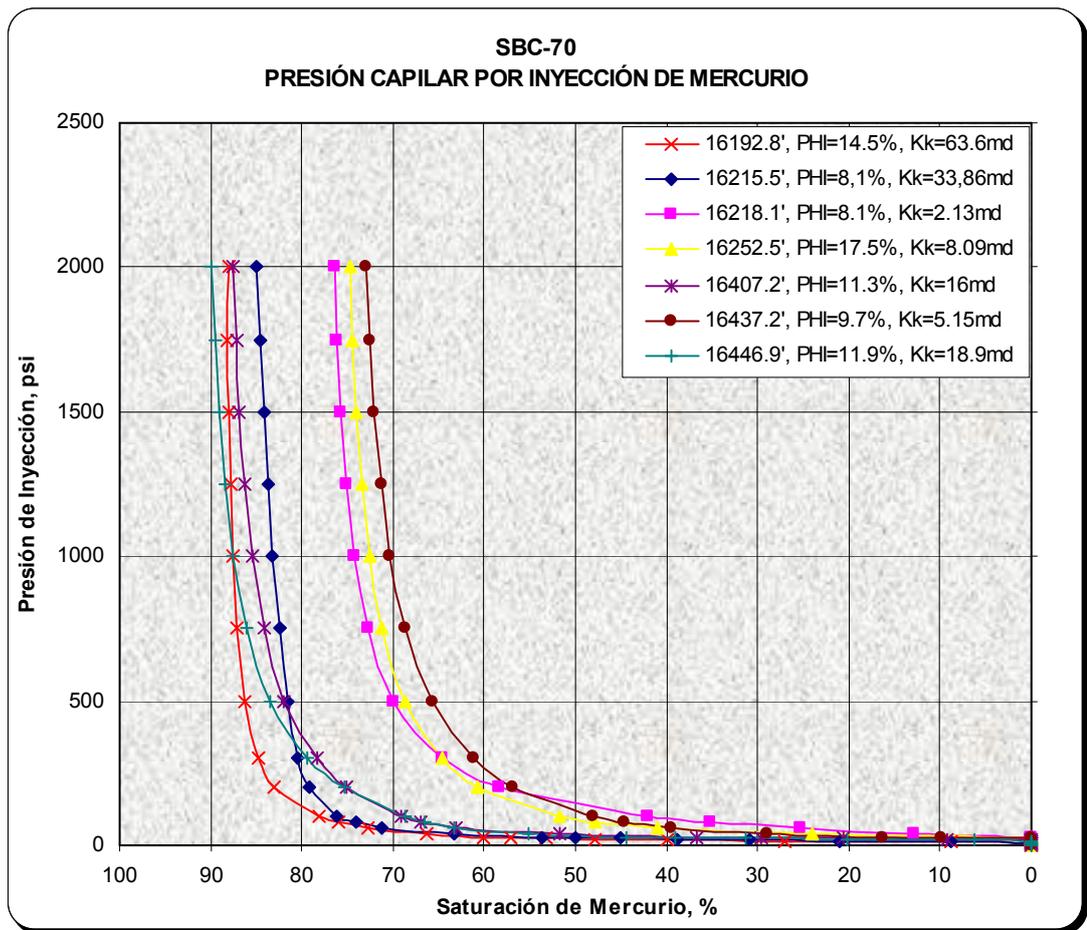


Figura D.4. Gráfico de Presión Capilar del Pozo SBC-70.

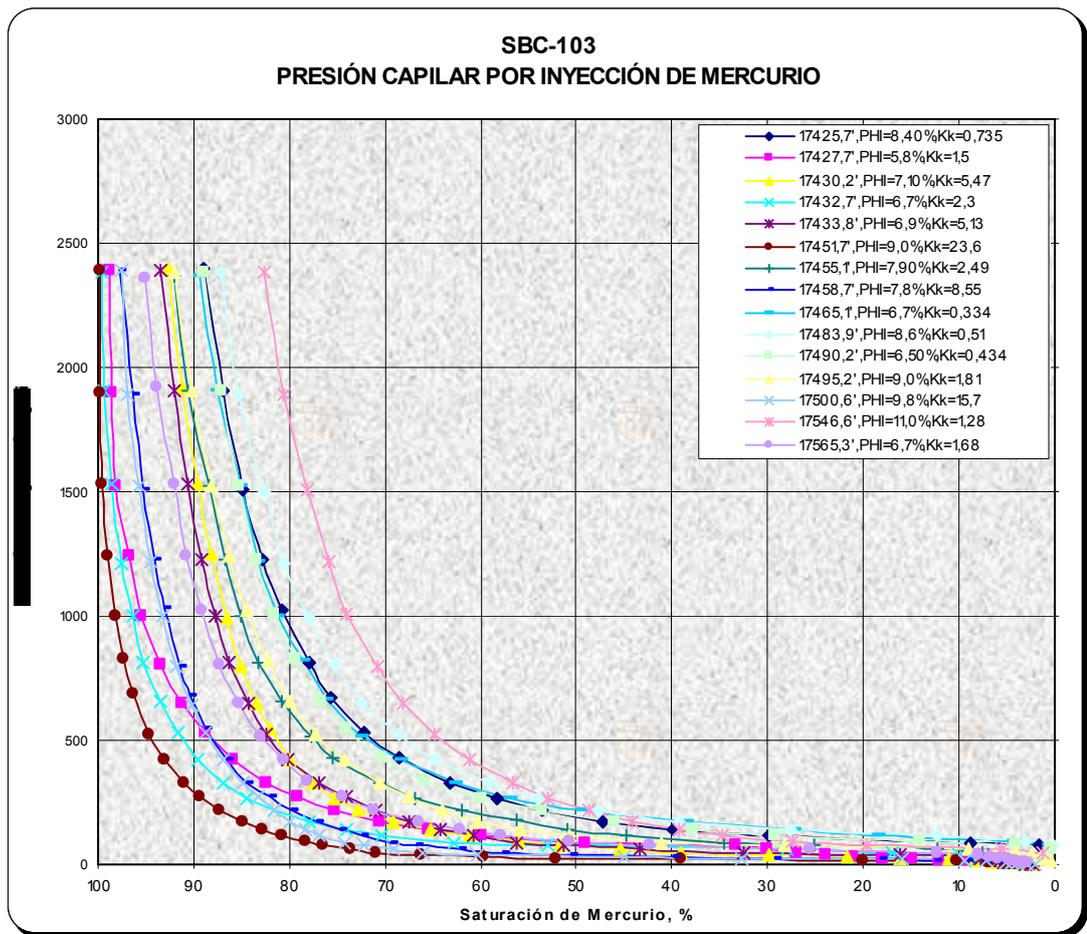


Figura D.5 Gráfico de Presión Capilar del Pozo SBC-103.

Apéndice E
Cotejo de los modelos desarrollados,
con los valores de núcleo

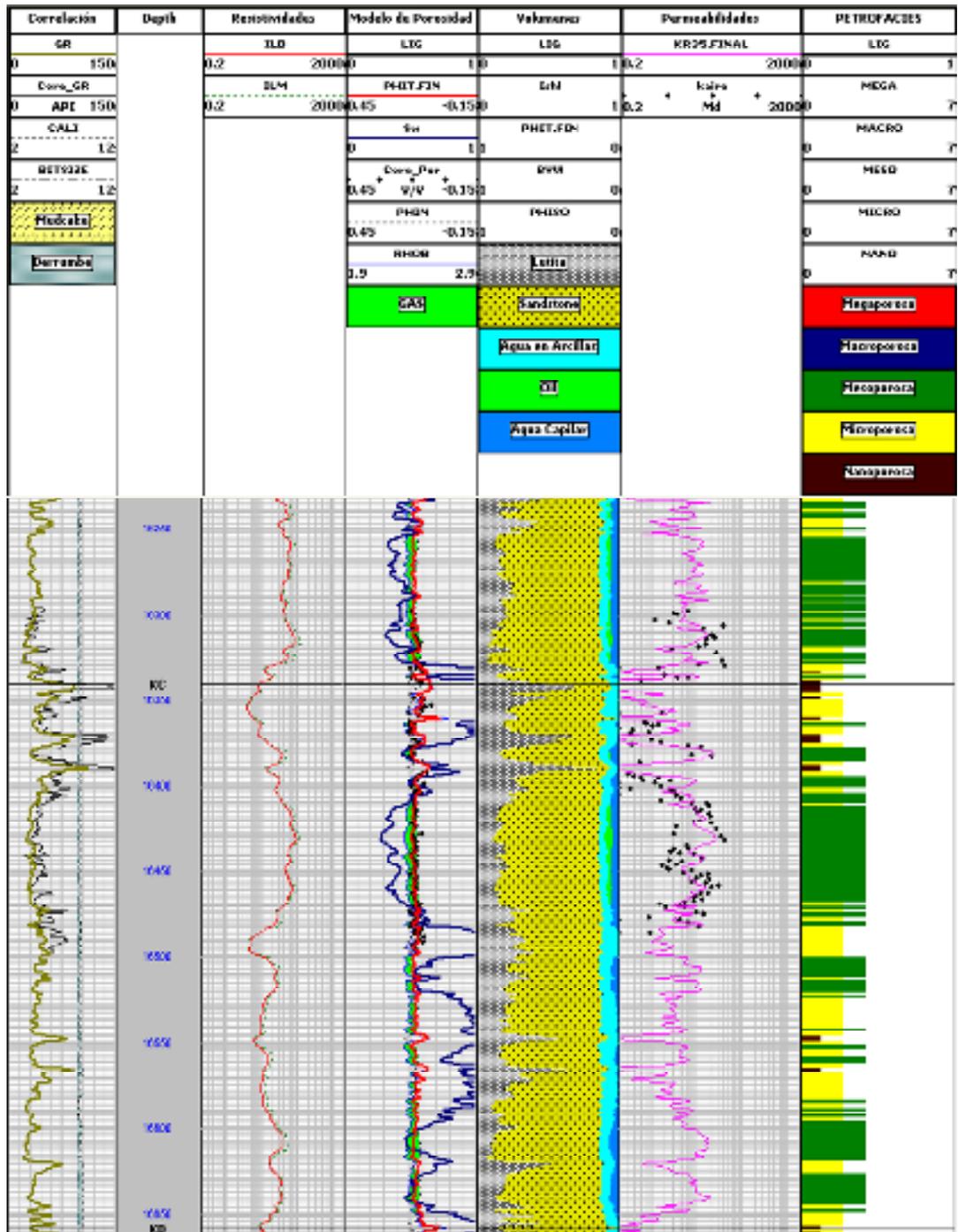


Figura E.1. Cotejo del pozo SBC – 21

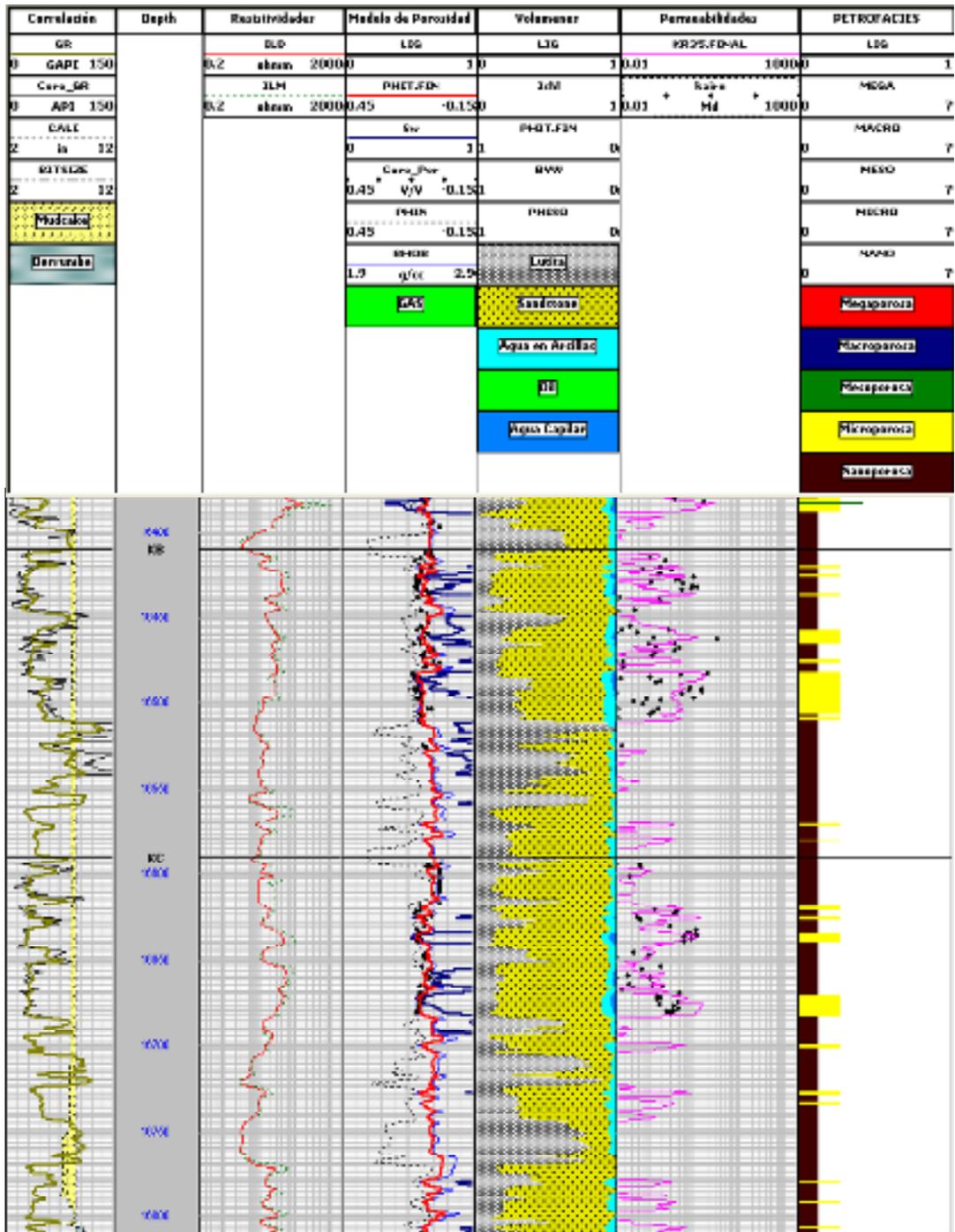


Figura E.2. Cotejo del pozo SBC – 24

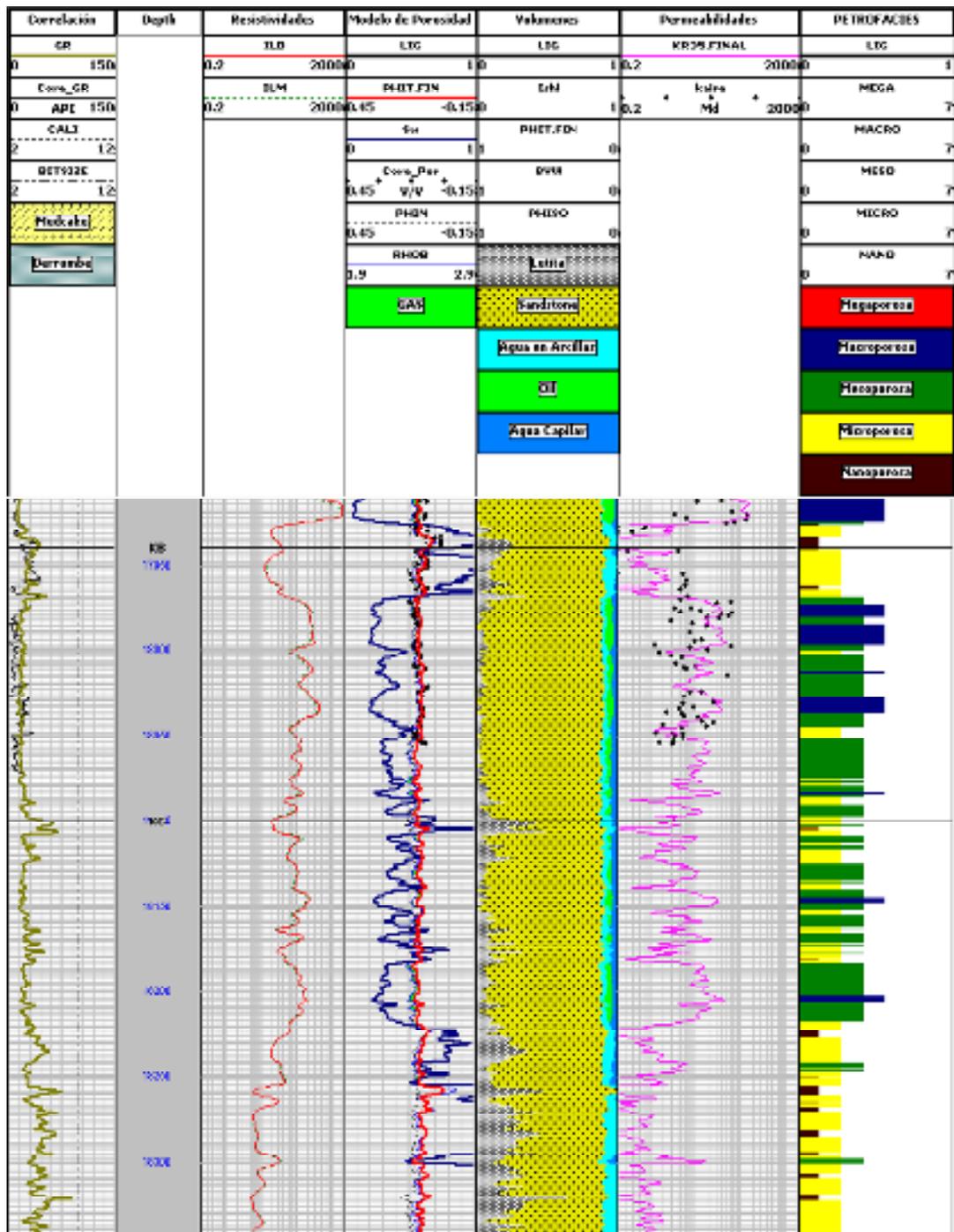


Figura E.3. Cotejo del pozo SBC – 33

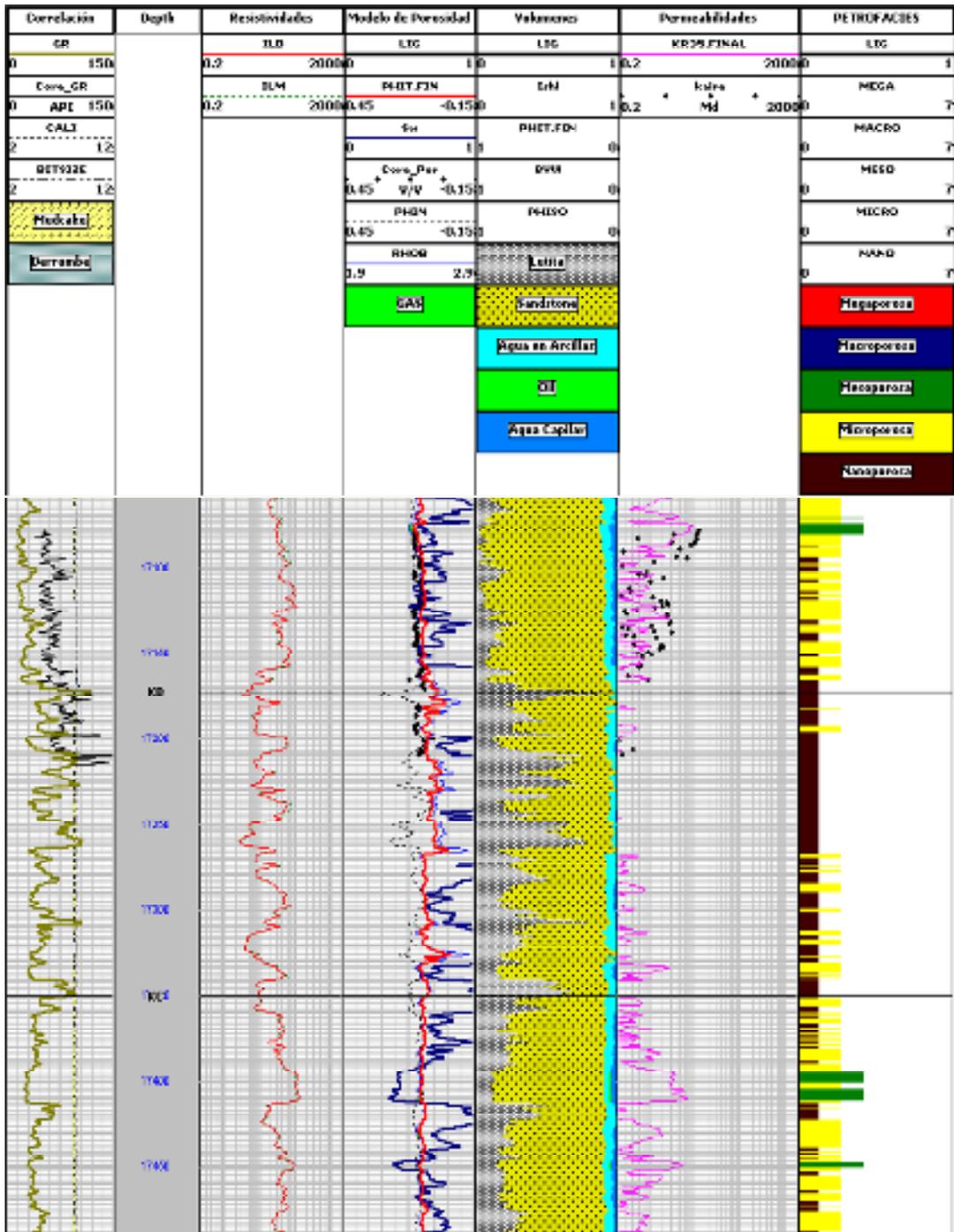


Figura E.4. Cotejo del pozo SBC – 57

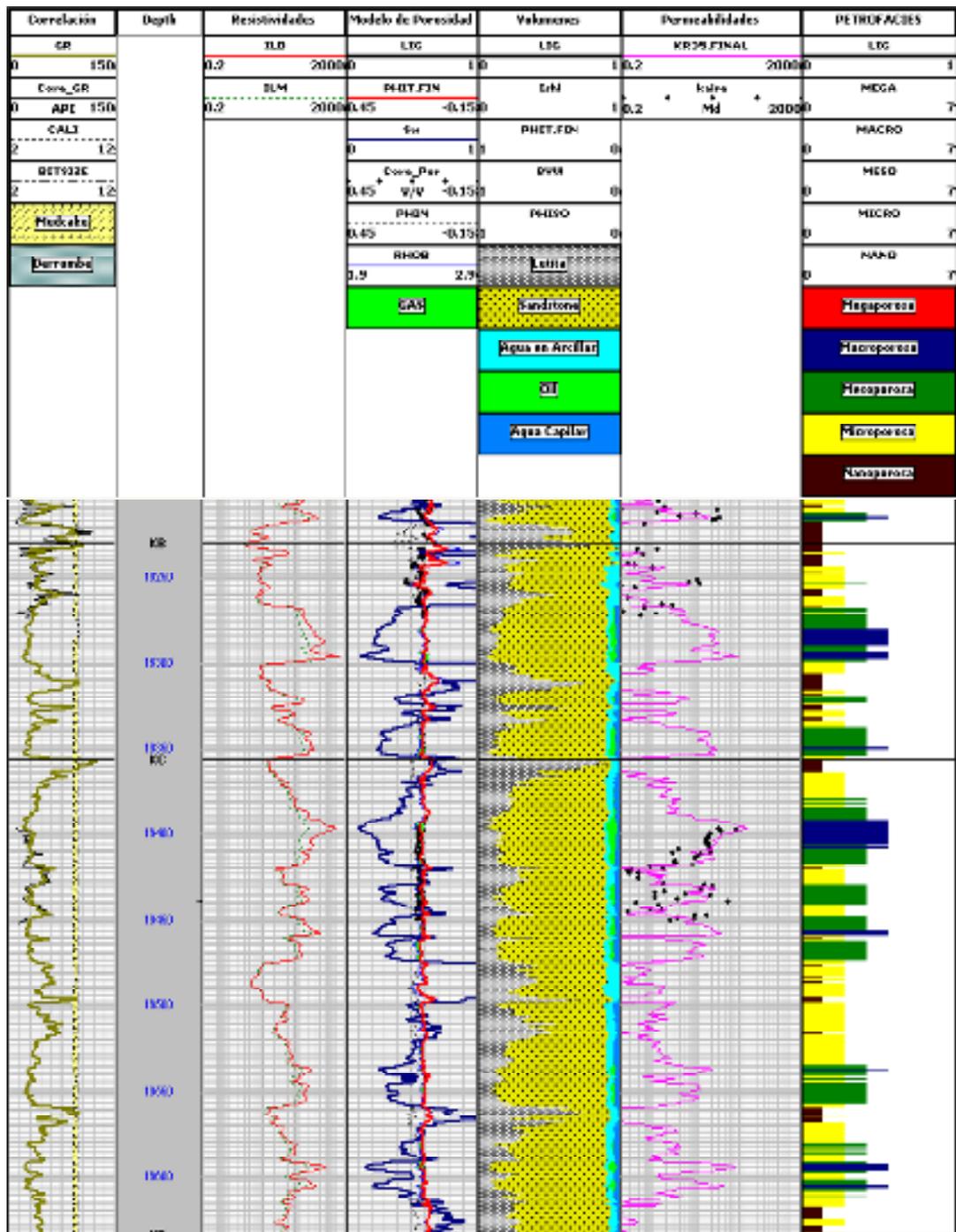


Figura E.5. Cotejo del pozo SBC – 70

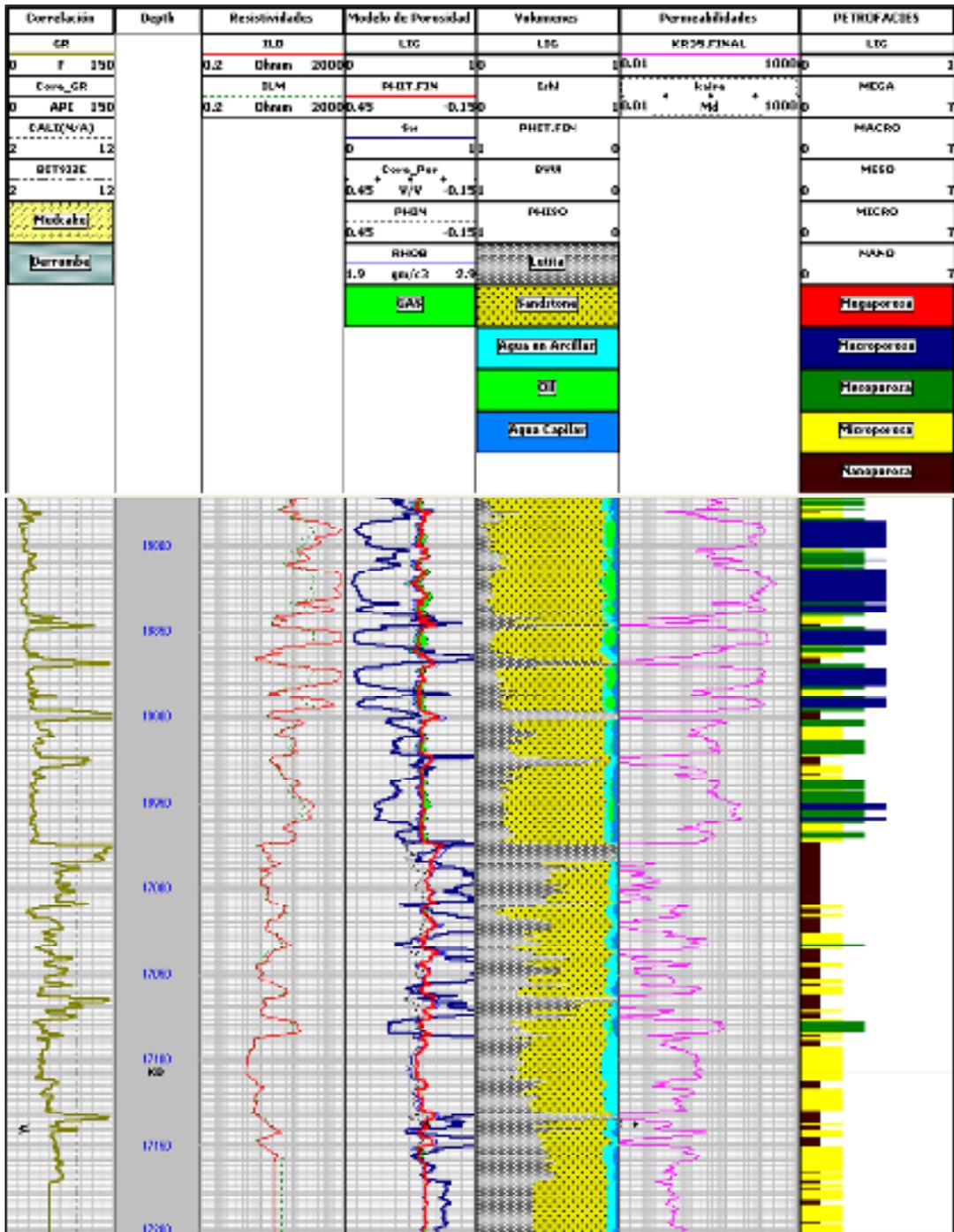


Figura E.7. Cotejo del pozo SBC – 96

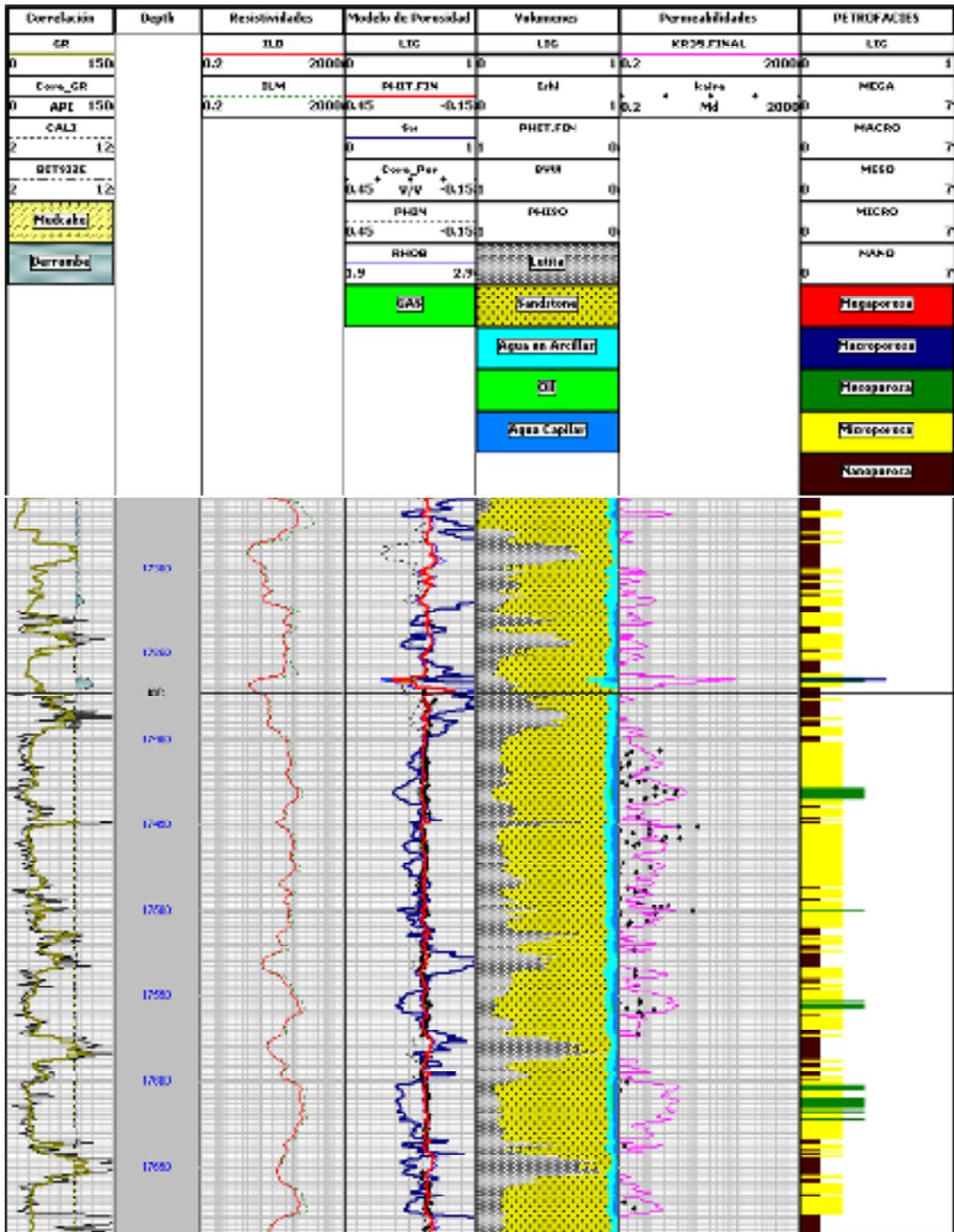


Figura E.8. Cotejo del pozo SBC – 103

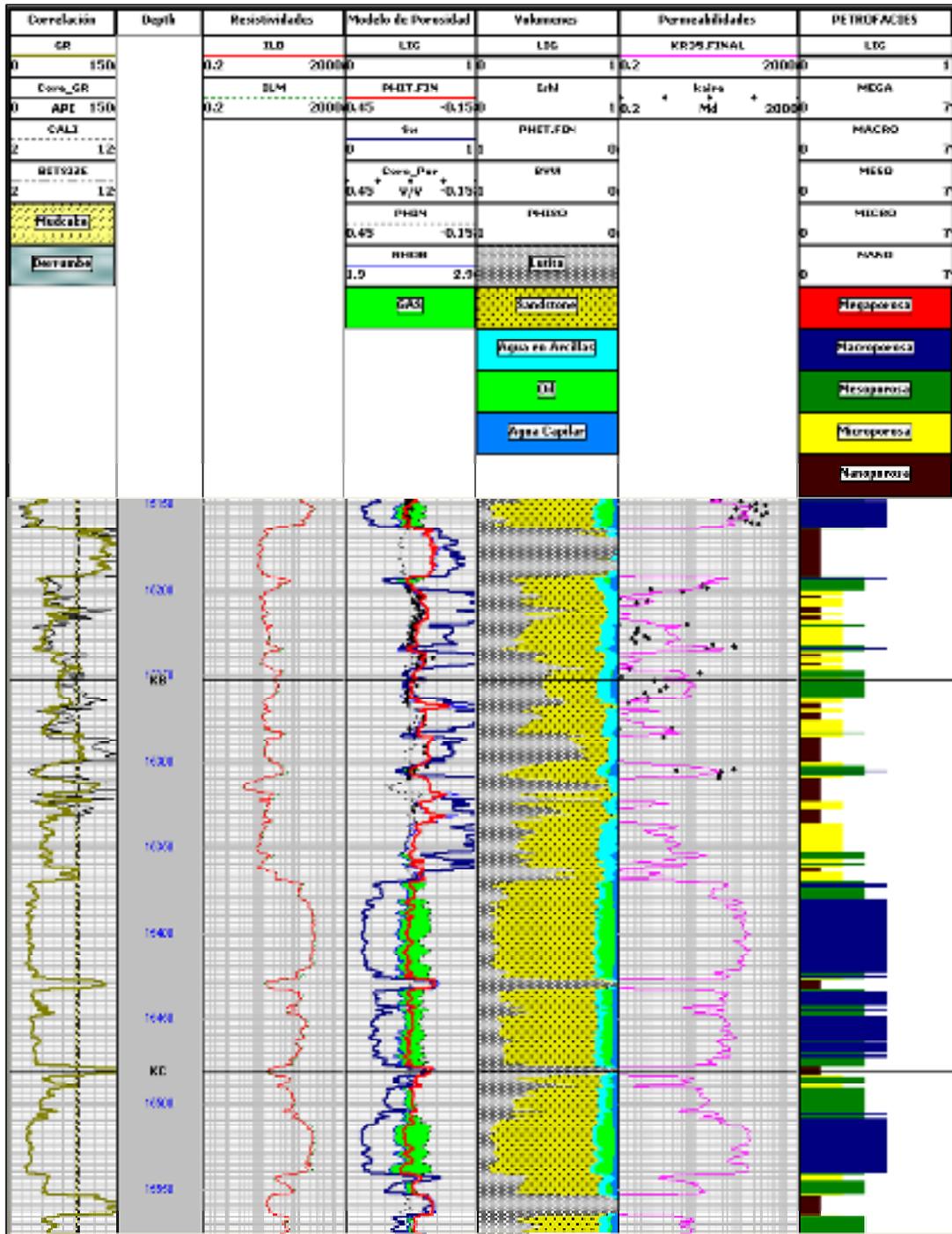


Figura E.9. Cotejo del pozo SBC – 138

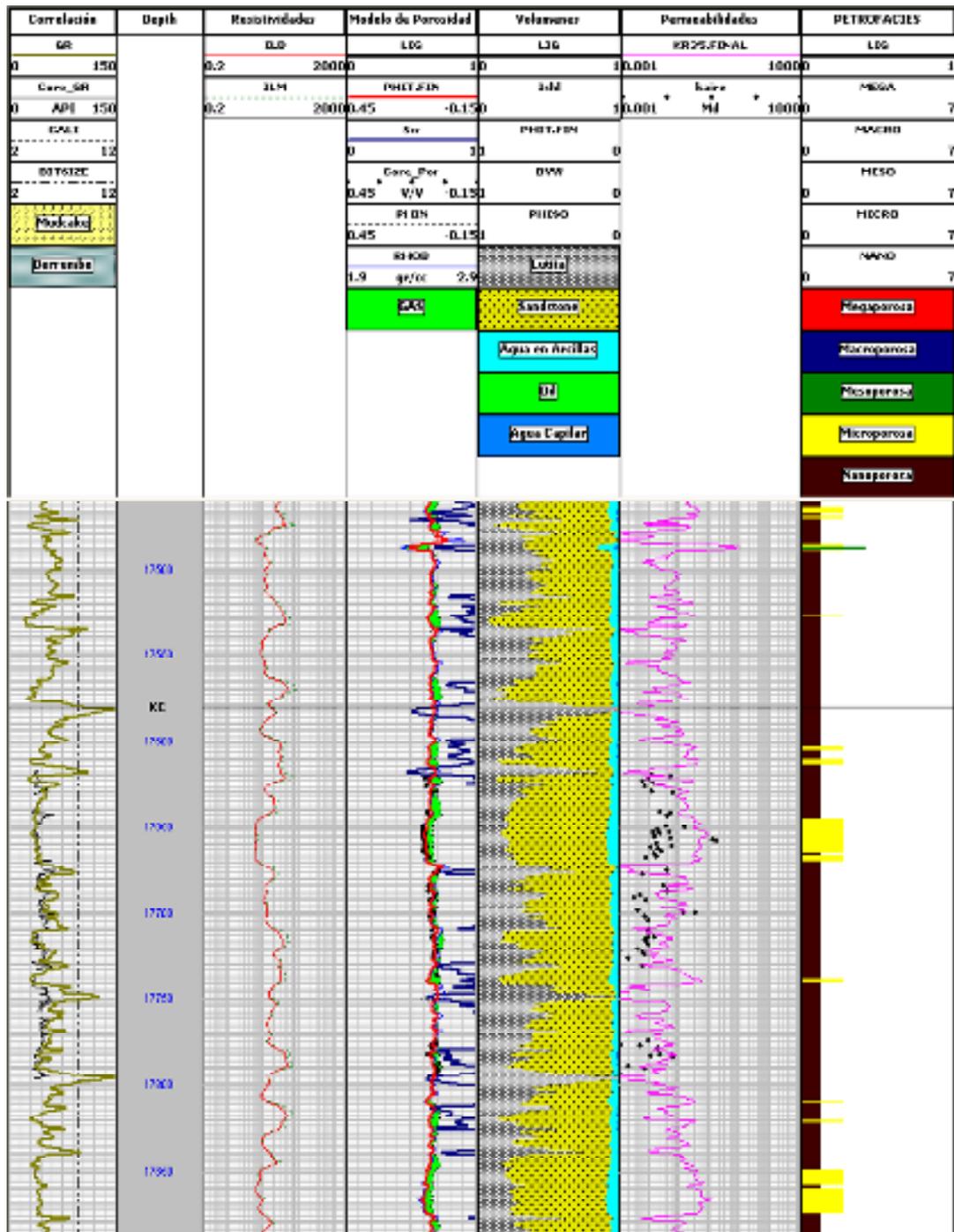


Figura E.10. Cotejo del pozo PIC – 07