

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO
EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL,
CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los **T.S.U.**

Lanza C. Ernesto L.,

Ramírez Ch. Luis M.

Para optar al Título de
Ingeniero Geólogo

Caracas, Junio de 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ovidio Suárez

CO-TUTOR ACADÉMICO: Prof. Olga Rey

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. José Teixeira

Ing. Eduardo Rivas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los **T.S.U.**

Lanza C. Ernesto L.,

Ramírez Ch. Luis M.

Para optar al Título de

Ingeniero Geólogo

Caracas, Junio de 2007

DEDICATORIA

*A Dios y a la Santísima Virgen, por haberme dado la vida, salud y fuerzas para culminar todas mis metas. A mi abuelos **Luisa Teresa** y **José Miguel**, en cualquier lugar que se encuentren este logro es para ellos. Especialmente a mi madre, **Aura Ramírez** que con su constante esfuerzo, dedicación y apoyo en todos los momentos de mi vida, ha hecho posible culminar una de tantas metas. Gracias mamita... A mi hermana **Laura** y mi sobrinito **Diego Alejandro**, éste logro es para ustedes y que les sirva de ejemplo que con empeño y dedicación se puede lograr cualquier proyecto.*

Luis M. Ramírez Ch.

*A Dios arquitecto universal y creador de mi vida por regalarme una familia maravillosa y otorgarme sabiduría y salud para lograrlo. A mis padres **Zenaida Camargo** y **Bautista Lanza** quienes con su ejemplo, paciencia e infinito amor, me han hecho la persona humana, integral y profesional que soy hoy en día, los adoro mis viejitos. A mis hermanos **Luis Ernesto**, **Yaneth**, **Yazmin**, **Adalker** y **Luis Bautista** gracias por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho. A mis sobrinos para que se motiven cada día más en la búsqueda del conocimiento. A **Ludes** por tantas cosas que hemos compartido todos estos años, y ahora estas conmigo en este día tan significativo para mi, gracias por estar aquí y recuerda que eres muy importante en mi vida. A mamá **Maria** por ser tan especial, brindarme su apoyo y mantenerme presente cada día, te quiero mucho mi viejita.*

Ernesto L. Lanza C.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo especial de grado expresan sus agradecimientos y reconocimientos a las siguientes instituciones y personas:

A la **Universidad Central de Venezuela**, en especial a la **Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería**, por todos los conocimientos y aprendizajes impartidos a lo largo de nuestro desempeño como estudiantes.

A nuestros tutores académicos, profesor **Ovidio Suárez** y profesora **Olga Rey**, por brindarnos siempre su apoyo y orientación en nuestra formación como profesionales de las Ciencias de la Tierra.

A **PDVSA Intevep**, por brindarnos esta excepcional oportunidad de desarrollar y financiar este trabajo especial de grado.

A nuestros tutores industriales, el **Ing. José Teixeira** e **Ing. Eduardo Rivas** por apoyarnos y guiarnos en cada una de las etapas de este trabajo.

Al **Ing. Omar Contreras**, por apoyarnos desde un principio con este trabajo especial de grado y a todo el equipo de Intevep, **Novil Fernández, Carlos Pérez, Alejandro González, Henry Oropeza, Pedro Oropeza y Franklin Ruiz**, por su valiosa y desinteresada colaboración en la ejecución de este trabajo.

A **Juan Carlos Chacón**, amigo incondicional con quien compartí momentos de dificultades.

A **Isabel**, por ser tan especial y estar presente en la etapa final de mi carrera.

A **Jorge Alvarez, Beicy, Karin y Miguel Angel**, por brindarme todo su apoyo en

todo momento, gracias por abrirme las puertas de su casa.

A **Freddy Rojas** por brindarnos su apoyo a lo largo de este trabajo y compartir conocimientos adquiridos a lo largo de nuestra carrera.

Lanza C., Ernesto L.

Ramírez Ch., Luis M.

**DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y UNIDADES DE FLUJO
EN LA SECCIÓN CRETÁCICA DEL CAMPO EL FURRIAL,
CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

**Tutor Académico: Prof. Ovidio Suárez. Tutores Industriales: Ing. José Teixeira
e Ing. Eduardo Rivas. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Geología, Minas y Geofísica. Año 2007, 146 p.**

Palabras Claves: PETROFACIES, UNIDADES DE FLUJO, CRETÁCICO,
CAMPO EL FURRIAL.

Resumen. El área de estudio se encuentra ubicada en el estado Monagas en la parte nororiental de Venezuela, aproximadamente a 35 kilómetros al suroeste de la ciudad de Maturín, (subcuenca de Maturín). Su límite sur corresponde con el corrimiento del Furrial (en superficie), al norte con el corrimiento del campo Jusepín, al este por el campo Corozo y al oeste por el campo Carito.

Este estudio se basó en la evaluación petrofísica de 85 pozos con registros (eléctricos, radiactivos y acústicos) pertenecientes al campo El Furrial, integrando petrofacies y unidades de flujo, las cuales son definidas utilizando pruebas de presión capilar por inyección de mercurio y datos de análisis núcleos.

Realizada la evaluación petrofísica a partir de la determinación de las propiedades del sistema roca-fluido (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla), se identificaron cinco tipos de rocas mediante la relación permeabilidad vs porosidad a diferentes saturaciones de mercurio, siendo estas comparadas con los

radios de gargantas de poros obtenidos de las ecuaciones empíricas establecidas por Winland y Pittman.

Se identificaron unidades de flujo, las cuales fueron definidas como intervalos de sedimentos que mantienen una relación similar entre sus propiedades petrofísicas tales como porosidad, permeabilidad, radio de garganta poral, capacidad de flujo y almacenamiento.

Sobre la base de los análisis de perfiles de garganta de poro y las relaciones empíricas ya indicadas, se determinó que la ecuación que mejor se ajusta para el cálculo del mismo es la *R40* de Pittman, con la cual fueron definidas las petrofacies, siendo las más predominantes del área la megaporosa y macroporosa ubicadas en la secuencia K1.

A partir de los gráficos Estratigráfico de Lorenz y Lorenz Modificado se identificaron una serie de unidades de flujo. Aquellas con mejores características petrofísicas están representadas en la secuencia K1, con porosidades alrededor del 17% y permeabilidades por encima de 950 md, identificando de esta forma yacimiento de alta calidad de roca y muy prospectivo, a diferencia de las secuencias K2 y K3 cuya calidad es inferior.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---------------------|------|
| RESUMEN | ii |
| ÍNDICE GENERAL | iv |
| FIGURAS Y TABLAS | x |
| LISTADO DE GRÁFICOS | xii |
| LISTADO DE ANEXOS | xvii |

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

| | | |
|-----|-------------------------------|---|
| 1.1 | GENERALIDADES | 1 |
| 1.2 | PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 2 |
| 1.3 | OBJETIVO GENERAL | 2 |
| 1.4 | OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 3 |
| 1.5 | UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO | 3 |
| 1.6 | JUSTIFICACIONES | 4 |
| 1.7 | TRABAJOS PREVIOS | 4 |

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

| | | |
|-----|--|----|
| 2.1 | GEOLOGÍA REGIONAL | 8 |
| 2.2 | SUBCUENCA DE MATURÍN | 10 |
| | 2.2.1 Sistema petrolífero en la subcuenca de Maturín | 11 |
| 2.3 | EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA | 12 |
| | 2.3.1 Fase de Pre-Rift | 12 |
| | 2.3.2 Fase de Rift y posterior Drifting | 12 |
| | 2.3.3 Fase de Margen Pasivo | 13 |
| | 2.3.4 Fase de Colisión Oblicua | 13 |
| 2.4 | ESTRATIGRAFÍA REGIONAL | 14 |

| | | |
|---------|------------------------|----|
| 2.4.1 | Cretácico | 14 |
| 2.4.1.1 | Formación Barranquín | 14 |
| 2.4.1.2 | Formación El Cantil | 15 |
| 2.4.1.3 | Formación Chimana | 15 |
| 2.4.1.4 | Formación Querecual | 16 |
| 2.4.1.5 | Formación San Antonio | 16 |
| 2.4.1.6 | Formación San Juan | 17 |
| 2.4.2 | Terciario | 17 |
| 2.4.2.1 | Formación Vidoño | 17 |
| 2.4.2.2 | Formación Caratas | 18 |
| 2.4.2.3 | Formación Los Jabillos | 19 |
| 2.4.2.4 | Formación Areo | 19 |
| 2.4.2.5 | Formación Naricual | 19 |
| 2.4.2.6 | Formación Carapita | 20 |
| 2.4.2.7 | Formación La Pica | 20 |
| 2.4.2.8 | Formación Las Piedras | 21 |
| 2.4.3 | Cuaternario | 22 |
| 2.4.3.1 | Formación Mesa | 22 |
| 2.5 | ASPECTOS ESTRUCTURALES | 24 |

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

| | | |
|---------|-----------------------------------|----|
| 3.1 | ESTUDIO PETROFÍSICO | 25 |
| 3.2 | PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA | 26 |
| 3.2.1 | Porosidad (Φ) | 26 |
| 3.2.2 | Tipos de Porosidad | 27 |
| 3.2.2.1 | Porosidad absoluta o total | 27 |
| 3.2.2.2 | Porosidad efectiva | 27 |
| 3.2.3 | Factores que afectan la Porosidad | 28 |
| 3.2.4 | Permeabilidad (K) | 28 |

| | | |
|--------|--|----|
| 3.2.5 | Factores que afectan la Permeabilidad | 31 |
| 3.2.6 | Relación entre Porosidad y Permeabilidad | 31 |
| 3.3 | SATURACIÓN DE FLUIDOS | 32 |
| 3.4 | PROCESO DE INVASIÓN DE LA FORMACIÓN | 33 |
| 3.5 | RESISTIVIDAD | 33 |
| 3.6 | PARÁMETROS PETROFÍSICOS | 36 |
| 3.6.1 | Factor de Formación (F) y Exponente de Cementación (m) | 36 |
| 3.6.2 | Coefficiente de Tortuosidad (a) | 36 |
| 3.6.3 | Exponente de Saturación (n) | 37 |
| 3.7 | EVALUACIÓN DE FORMACIONES ARCILLOSAS | 37 |
| 3.7.1 | Saturación de agua en Formaciones Arcillosas (S_w) | 37 |
| 3.7.2 | Modelo de Simandoux | 38 |
| 3.7.3 | Modelo de Waxman y Smits | 39 |
| 3.7.4 | Modelo de Indonesia (Poupon-Leveaux) | 41 |
| 3.7.5 | Modelo Doble Agua | 42 |
| 3.8 | AGUA DE FORMACIÓN | 42 |
| 3.8.1 | Características químicas del agua de Formación | 44 |
| 3.9 | TEMPERATURA Y PRESIÓN | 44 |
| 3.10 | PRESIÓN CAPILAR | 45 |
| 3.11 | PARÁMETROS DE CORTE | 48 |
| 3.12 | VOLUMEN DE ARCILLA (V_{sh}) | 48 |
| 3.13 | SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE (S_{wi}) | 49 |
| 3.14 | ARENA NETA TOTAL (ANT) | 50 |
| 3.15 | ARENA NETA PETROLIFERA (ANP) | 50 |
| 3.16 | PROPIEDADES DE ROCA A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEO | 50 |
| 3.16.1 | Unidades de Flujo (Unidad Hidráulica) | 53 |
| 3.16.2 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado | 54 |
| 3.16.3 | Gráfico de Lorenz Modificado | 55 |

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

| | | |
|---------|--|-------|
| 4.1 | METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTOS USADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL MODELO PETROFÍSICO | LA 56 |
| 4.1.1 | Recopilación de la Información | 57 |
| 4.1.1.1 | Registros | 57 |
| 4.1.1.2 | Núcleos | 57 |
| 4.1.2 | Validación de la Información | 58 |
| 4.1.3 | Análisis de los datos recopilados | 59 |
| 4.2 | DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS | 60 |
| 4.2.1 | Densidad de Matriz de Formación (ρ_{ma}) | 60 |
| 4.2.2 | Coefficiente de Tortuosidad (a) y Factor de Cementación (m) | 61 |
| 4.2.3 | Exponente de Saturación (n) | 62 |
| 4.3 | RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN | 63 |
| 4.3.1 | Análisis Físico/Químico del agua de Formación | 63 |
| 4.3.2 | Determinación de R_w mediante la técnica gráfica de Pickett | 65 |
| 4.4 | CORRELACIÓN NÚCLEO-PERFIL | 66 |
| 4.4.1 | Ajuste en profundidad de los datos | 66 |
| 4.5 | DETERMINACIÓN DE LOS MODELOS PETROFÍSICOS | 66 |
| 4.5.1 | Modelo de Arcillosidad | 66 |
| 4.5.2 | Modelo de Porosidad | 67 |
| 4.5.3 | Modelo de Saturación (Cálculo de la Saturación de Agua) | 69 |
| 4.5.4 | Modelo de Permeabilidad | 71 |
| 4.6 | ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES | 72 |
| 4.7 | IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES | 73 |
| 4.8 | METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES | 74 |
| 4.8.1 | Gráficos de Ápices (Apex-Plots) | 74 |
| 4.8.2 | Perfil de Garganta de Poro | 75 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.8.3 | Gráficos Uno a Uno (One to One) | 76 |
| 4.9 | DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO | 78 |
| 4.9.1 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado | 78 |
| 4.9.2 | Gráfico de Lorenz Modificado | 79 |

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

| | | |
|-------|--|-----|
| 5.1 | EVALUACIÓN PETROFÍSICA | 81 |
| 5.2 | DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS | 83 |
| 5.2.1 | Densidad de Matriz de Formación (ρ_{ma}) | 83 |
| 5.2.2 | Factor de Cementación (m) y Coeficiente de Tortuosidad (a) | 85 |
| 5.2.3 | Exponente de Saturación (n) | 87 |
| 5.2.4 | Resistividad del Agua de Formación | 89 |
| 5.3 | CORRELACIÓN NÚCLEO-PERFIL | 90 |
| 5.3.1 | Ajuste en profundidad de los datos | 90 |
| 5.4 | ESTABLECIMIENTO DE MODELOS PETROFÍSICOS | 91 |
| 5.4.1 | Modelo de Arcillosidad | 91 |
| 5.4.2 | Modelo de Porosidad | 91 |
| 5.4.3 | Modelo de Saturación de Agua | 92 |
| 5.4.4 | Modelo de Permeabilidad | 94 |
| 5.5 | IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES | 96 |
| 5.5.1 | Gráficos de Garganta de Poro a partir de los Gráficos de Presión Capilar | 99 |
| 5.5.2 | Radio de Garganta de Poro a partir de Ecuaciones Empíricas | 104 |
| 5.6 | DETERMINACIÓN DEL RADIO DE GARGANTA DE PORO DOMINANTE | 109 |
| 5.6.1 | Gráficos de Ápices (Apex Plots) | 109 |
| 5.6.2 | Gráficos Uno a Uno (One to One) | 111 |
| 5.7 | DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO | 123 |

| | | |
|------------------------------------|--|-----|
| 5.7.1 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado (SMLP) | 123 |
| 5.7.2 | Gráfico de Lorenz Modificado (MLP) | 126 |
| CONCLUSIONES | | 135 |
| RECOMENDACIONES | | 138 |
| BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS | | 140 |
| ANEXOS | | |

FIGURAS Y TABLAS

| | Página |
|---|--------|
| CAPÍTULO I | |
| Figura 1.1 Mapa de localización del campo El Furrial | 4 |
| CAPÍTULO II | |
| Figura 2.1 Subcuenca de Guárico y Maturín | 8 |
| Figura 2.2 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela | 9 |
| Figura 2.3 Corte geológico conceptual noreste-sureste desde la plataforma Margarita – Los Testigos hasta el río Orinoco | 10 |
| Figura 2.4 Sección estructural mostrando las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la subcuenca de Maturín | 11 |
| Figura 2.5 Columna estratigráfica generalizada del área de estudio | 23 |
| CAPÍTULO III | |
| Figura 3.1 Tipos de porosidad | 27 |
| Figura 3.2 Esquema de un fluido lineal a través de un medio poroso | 29 |
| Figura 3.3 Modelo de distribución de los fluidos en un yacimiento | 33 |
| Figura 3.4 Efecto de la mojabilidad | 46 |
| Figura 3.5 Ascenso Capilar de la interfase agua-petróleo | 47 |
| Figura 3.6 Mercurio en un medio poroso y permeable | 51 |
| Tabla 3.1 Clasificación propuesta por Coalson, Hartmann y Thomas (1985), de acuerdo al tamaño de apertura de poro | 52 |
| CAPITULO IV | |
| Figura 4.1 Mapa de ubicación de los pozos evaluados | 56 |
| Tabla 4.1 Análisis convencionales de núcleos | 57 |
| Tabla 4.2 Análisis especiales de núcleos | 58 |
| Tabla 4.3 Tipos de rocas | 74 |
| CAPITULO V | |
| Figura 5.1 Datos de porosidad del núcleo contra curva de porosidad calculada por el modelo de Densidad | 91 |

| | | |
|------------|--|-----|
| Figura 5.2 | Datos de saturación de agua del núcleo contra curva de saturación de agua calculada por el modelo de Simandoux | 93 |
| Figura 5.3 | Datos de permeabilidad del núcleo contra curva de permeabilidad calculada por el modelo de Timur | 94 |
| Tabla 5.1 | Lista de pozos con registros validados | 82 |
| Tabla 5.2 | Grado de cementación en función del exponente de cementación | 87 |
| Tabla 5.3 | Parámetros petrofísicos y modelos matemáticos establecidos | 95 |
| Tabla 5.4 | Radio de garganta de poro calculado a partir del gráfico de presión Capilar núcleo FUL-06 | 104 |
| Tabla 5.5 | Radio de garganta de poro calculado a partir del gráfico de presión Capilar núcleo FUL-86 | 105 |
| Tabla 5.6 | Radio de garganta de poro calculado a partir del gráfico de presión Capilar núcleo FUL-07 | 106 |
| Tabla 5.7 | Radio de garganta de poro calculado a partir del gráfico de presión Capilar núcleo FUC-49 | 106 |
| Tabla 5.8 | Radio de garganta de poro calculado a partir de las relaciones empíricas, núcleo FUL-06 | 106 |
| Tabla 5.9 | Radio de garganta de poro calculado a partir de las relaciones empíricas, núcleo FUC-49 | 107 |
| Tabla 5.10 | Radio de garganta de poro calculado a partir de las relaciones empíricas, núcleo FUL-86 | 107 |
| Tabla 5.11 | Radio de garganta de poro calculado a partir de las relaciones empíricas, núcleo FUL-07 | 108 |
| Tabla 5.12 | Asociación de unidades de flujo y petrofacies, pozo FUL-06 | 132 |

LISTADO DE GRÁFICOS

| | Página |
|--|--------|
| CAPITULO III | |
| Gráfico 3.1 Gráfico para calcular la Saturación de agua irreducible | 49 |
| Gráfico 3.2 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado | 54 |
| Gráfico 3.3 Gráfico de Lorenz Modificado | 55 |
| CAPITULO IV | |
| Gráfico 4.1 Histograma de frecuencia con los valores de densidad de grano | 60 |
| Gráfico 4.2 Exponente de cementación (m) | 61 |
| Gráfico 4.3 Exponente de saturación (n) | 62 |
| Gráfico 4.4 Gen – 8 | 64 |
| Gráfico 4.5 Gen – 9 | 65 |
| Gráfico 4.6 Gráfico de Pickett PHIT vs RT | 65 |
| Gráfico 4.7 Porosidad determinada a partir del núcleo vs porosidad calculada | 69 |
| Gráfico 4.8 Gráfico de Resistividad Verdadera (R_t) contra Saturación de Agua (S_w) | 71 |
| Gráfico 4.9 Presión Capilar contra Saturación de Mercurio de los análisis especiales de núcleo | 71 |
| Gráfico 4.10 Gráfico de Ápices | 75 |
| Gráfico 4.11 Perfil de Garganta de Poro | 76 |
| Gráfico 4.12 Gráfico Uno a Uno (One to One) | 77 |
| Gráfico 4.13 Gráfico de R_i (Permeabilidad vs Porosidad) | 78 |
| Gráfico 4.14 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado | 79 |
| Gráfico 4.14 Gráfico de Lorenz Modificado | 80 |
| CAPITULO V | |
| Gráfico 5.1 Gráfico de densidad de grano, pozo FUL-06 | 83 |
| Gráfico 5.2 Gráfico de densidad de grano, pozo FUL-07 | 84 |
| Gráfico 5.3 Gráfico de densidad de grano, pozo FUC-86 | 84 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Gráfico 5.4 | Gráfico de densidad de grano, pozo FUL-86 | 84 |
| Gráfico 5.5 | Cálculo del factor de cementación, pozo FUL-06 | 85 |
| Gráfico 5.6 | Cálculo del factor de cementación, pozo FUL-07 | 86 |
| Gráfico 5.7 | Cálculo del factor de cementación, pozo FUC-06 | 86 |
| Gráfico 5.8 | Cálculo del factor de cementación, pozo FUL-86 | 86 |
| Gráfico 5.9 | Cálculo del exponente de saturación, pozo FUL-06 | 87 |
| Gráfico 5.10 | Cálculo del exponente de saturación, pozo FUL-07 | 88 |
| Gráfico 5.11 | Cálculo del exponente de saturación, pozo FUC-06 | 88 |
| Gráfico 5.12 | Cálculo del exponente de saturación, pozo FUL-86 | 88 |
| Gráfico 5.13 | Gráfico de análisis físico-químico para el cálculo de resistividad del agua (R_w), pozo FUL-18 | 89 |
| Gráfico 5.14 | Cálculo de resistividad del agua, pozo FUL-18 | 90 |
| Gráfico 5.15 | Cálculo de saturación de agua irreducible a través del modelo de Simandoux, pozo FUL-06 | 92 |
| Gráfico 5.16 | Cálculo de saturación de agua irreducible a través de los análisis de núcleo, pozo FUL-06 | 93 |
| Gráfico 5.17 | Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUL-06 | 97 |
| Gráfico 5.18 | Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUL-07 | 97 |
| Gráfico 5.19 | Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUC-06 | 98 |
| Gráfico 5.20 | Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUL-86 | 98 |
| Gráfico 5.21 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-86, secuencia K1 | 101 |
| Gráfico 5.22 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-86, secuencia K2 | 101 |
| Gráfico 5.23 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-86, secuencia K3 | 101 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Gráfico 5.24 | Perfil de garganta de poro del pozo FUC-49, secuencia K1 | 102 |
| Gráfico 5.25 | Perfil de garganta de poro del pozo FUC-49, secuencia K2 | 102 |
| Gráfico 5.26 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-06, secuencia K2 | 102 |
| Gráfico 5.27 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-06, secuencia K3 | 103 |
| Gráfico 5.28 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-07, secuencia K1 | 103 |
| Gráfico 5.29 | Perfil de garganta de poro del pozo FUL-07, secuencia K2 | 103 |
| Gráfico 5.30 | Gráficos de Ápices, pozo FUL-06 | 109 |
| Gráfico 5.31 | Gráficos de Ápices, pozo FUC-49 | 110 |
| Gráfico 5.32 | Gráficos de Ápices, pozo FUL-07 | 110 |
| Gráfico 5.33 | Gráficos de Ápices, pozo FUL-86 | 110 |
| Gráfico 5.34 | Gráficos Uno a Uno, pozo FUL-06 | 111 |
| Gráfico 5.35 | Gráficos Uno a Uno, pozo FUL-86 | 112 |
| Gráfico 5.36 | Gráficos Uno a Uno, pozo FUL-07 | 112 |
| Gráfico 5.37 | Gráficos Uno a Uno, pozo FUC-49 | 113 |
| Gráfico 5.38 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-06 | 114 |
| Gráfico 5.39 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUC-49 | 114 |
| Gráfico 5.40 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-07 | 115 |
| Gráfico 5.41 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-86 | 115 |
| Gráfico 5.42 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-06 secuencia K2 | 117 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Gráfico 5.43 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-06 secuencia K3 | 117 |
| Gráfico 5.44 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUC-49 secuencia K1 | 118 |
| Gráfico 5.45 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUC-49 secuencia K2 | 118 |
| Gráfico 5.46 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-07 secuencia K1 | 119 |
| Gráfico 5.47 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-07 secuencia K2 | 119 |
| Gráfico 5.48 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-86 secuencia K1 | 120 |
| Gráfico 5.49 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-86 secuencia K2 | 120 |
| Gráfico 5.50 | Gráfico de Petrofacies a partir de la ecuación de R40 de Pittman, pozo FUL-86 secuencia K3 | 121 |
| Gráfico 5.51 | Gráfico de petrofacies secuencia K2 y K3, pozo FUL-06 | 121 |
| Gráfico 5.52 | Gráfico de petrofacies secuencia K1 y K2, pozo FUC-49 | 122 |
| Gráfico 5.53 | Gráfico de petrofacies secuencia K1, K2 y K3, pozo FUL-86 | 122 |
| Gráfico 5.54 | Gráfico de petrofacies secuencia K1 y K2, pozo FUL-07 | 123 |
| Gráfico 5.55 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUL-06 | 124 |
| Gráfico 5.56 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUC-49 | 124 |
| Gráfico 5.57 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUL-07 | 125 |
| Gráfico 5.58 | Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUL-86 | 125 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Gráfico 5.59 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUL-06 | 127 |
| Gráfico 5.60 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K3, pozo FUL-06 | 127 |
| Gráfico 5.61 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUC-49 | 128 |
| Gráfico 5.62 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUC-49 | 128 |
| Gráfico 5.63 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUL-07 | 129 |
| Gráfico 5.64 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUL-07 | 129 |
| Gráfico 5.65 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUL-86 | 130 |
| Gráfico 5.66 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUL-86 | 130 |
| Gráfico 5.67 | Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K3, pozo FUL-86 | 131 |
| Gráfico 5.68 | Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 7, pozo FUL-06 | 133 |
| Gráfico 5.69 | Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 6, pozo FUC-49 | 133 |
| Gráfico 5.70 | Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 8, pozo FUL-07 | 133 |
| Gráfico 5.71 | Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 2, pozo FUL-86 | 134 |

LISTADO DE ANEXOS

| | |
|----------|---|
| Anexo 1 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-05 |
| Anexo 2 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-06 |
| Anexo 3 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-07 |
| Anexo 4 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-11 |
| Anexo 5 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-12 |
| Anexo 6 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-13 |
| Anexo 7 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-14 |
| Anexo 8 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-16 |
| Anexo 9 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-24 |
| Anexo 10 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-46 |
| Anexo 11 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-53 |
| Anexo 12 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-86 |
| Anexo 13 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUL-91 |
| Anexo 14 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FN-15 |
| Anexo 15 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FN-19 |
| Anexo 16 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUC-06 |
| Anexo 17 | Evaluación Petrofísica para el pozo: FUC-49 |
| Anexo 18 | Sumario Petrofísico Parasecuencia K1A |
| Anexo 19 | Sumario Petrofísico Parasecuencia K1B |
| Anexo 20 | Sumario Petrofísico Parasecuencia K1C |
| Anexo 21 | Sumario Petrofísico Parasecuencia K2A |
| Anexo 22 | Sumario Petrofísico Parasecuencia K2F |
| Anexo 23 | Sumario Petrofísico Parasecuencia K3B |
| Anexo 24 | Mapas de Isopropiedades K1A |
| | - Mapa de Arena Neta |
| | - Mapa de Arena Neta Petrolífera |
| | - Mapa de Porosidad |
| | - Mapa de Permeabilidad |

- Mapa de Saturación de Agua
 - Mapa de Volumen de Arcilla
 - Mapa de Capacidad de Flujo
 - Mapa de Capacidad de Almacenamiento
- Anexo 25 Mapas de Isopropiedades K1B
- Mapa de Arena Neta
 - Mapa de Arena Neta Petrolífera
 - Mapa de Porosidad
 - Mapa de Permeabilidad
 - Mapa de Saturación de Agua
 - Mapa de Volumen de Arcilla
 - Mapa de Capacidad de Flujo
 - Mapa de Capacidad de Almacenamiento
- Anexo 26 Mapas de Isopropiedades K1C
- Mapa de Arena Neta
 - Mapa de Arena Neta Petrolífera
 - Mapa de Porosidad
 - Mapa de Permeabilidad
 - Mapa de Saturación de Agua
 - Mapa de Volumen de Arcilla
 - Mapa de Capacidad de Flujo
 - Mapa de Capacidad de Almacenamiento
- Anexo 27 Mapas de Isopropiedades K2A
- Mapa de Arena Neta
 - Mapa de Arena Neta Petrolífera
 - Mapa de Porosidad
 - Mapa de Permeabilidad
 - Mapa de Saturación de Agua
 - Mapa de Volumen de Arcilla
 - Mapa de Capacidad de Flujo

- Mapa de Capacidad de Almacenamiento
- Anexo 28 Mapas de Isopropiedades K2F
 - Mapa de Arena Neta
 - Mapa de Arena Neta Petrolífera
 - Mapa de Porosidad
 - Mapa de Permeabilidad
 - Mapa de Saturación de Agua
 - Mapa de Volumen de Arcilla
 - Mapa de Capacidad de Flujo
 - Mapa de Capacidad de Almacenamiento
- Anexo 29 Mapas de Isopropiedades K3B
 - Mapa de Arena Neta
 - Mapa de Arena Neta Petrolífera
 - Mapa de Porosidad
 - Mapa de Permeabilidad
 - Mapa de Saturación de Agua
 - Mapa de Volumen de Arcilla
 - Mapa de Capacidad de Flujo
 - Mapa de Capacidad de Almacenamiento
- Anexo 30 Mapa de ubicación de los pozos evaluados

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

El campo El Furrial descubierto en los años 80, está ubicado en tierra a 35 Km. al suroeste de la ciudad de Maturín, Venezuela. En marzo de 1986, la perforación del pozo exploratorio FUL-1X demostró la existencia de petróleo subsaturado de 26.5 °API en la Formación Naricual, a una profundidad de 13690 pies. Posteriormente, con la perforación del pozo FUL-4 se detectó la presencia de otra acumulación importante en la Formación Cretáceo-01, infrayacente a la Formación Naricual y separada de ésta por un depósito arcilloso de aproximadamente 90 pies de espesor. La prueba inicial del pozo FUL-1X, arrojó una producción de 7311 BN/D con una relación Gas-Petróleo de 988 PCN/BN. La presión inicial del yacimiento fue de 11250 lpc a un datum de 13800 pies y su temperatura promedio de 295 °F. La perforación de los subsiguientes pozos permitió confirmar que se trataba de una estructura anticlinal, cuyas características lo ubicaban dentro de los llamados campos gigantes.

El propósito de esta investigación es lograr una caracterización petrofísica de la sección Cretácica en el campo El Furrial, Cuenca Oriental de Venezuela, estableciendo un modelo que involucre la determinación de petrofacies y unidades de flujo, mediante la integración de datos de núcleos y registros (eléctricos, radiactivos y acústicos).

Los parámetros que se requieren para la evaluación petrofísica son la porosidad, permeabilidad y saturación de agua, estas propiedades físicas no pueden ser medidas directamente en el pozo, sino a partir de la densidad de matriz, factor de formación, exponente de saturación, exponente de cementación, coeficiente de tortuosidad y de las mediciones de los registros tomados en el pozo, tales como resistividad de las

formaciones, densidad, tiempo de tránsito, radioactividad, entre otras.

Para determinar características petrofísicas de las rocas (identificación de petrofacies), se recopiló y calibró la información existente, enmarcada principalmente en los análisis de núcleos y la información geológica de los pozos ubicados en la zona de interés, a través de éstos se elaboraron gráficos de permeabilidad *vs* porosidad ajustados con otros métodos que permiten identificar los diferentes tipos de rocas en la sección Cretácica.

Una vez realizada la caracterización petrofísica se identifican las zonas con las mejores características de capacidad de flujo y almacenamiento de hidrocarburos por medio de los gráficos de Lorenz.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad no existe un modelo petrofísico integral para el campo El Furrial, a nivel de la sección Cretácica que incluya la calidad de roca, petrofacies (tipo de roca) y unidades de flujo, el cual garantice la máxima eficiencia de barrido y recobro de las reservas remanentes.

En virtud de lo expuesto anteriormente, resulta sumamente importante realizar una caracterización petrofísica a partir de los análisis de núcleo y registros de los pozos pertenecientes al área de estudio para lograr una descripción más detallada de los mismos, que conlleven a una mejor comprensión del comportamiento del flujo de fluidos a través de la roca reservorio en la sección Cretácica del campo El Furrial.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Determinación de petrofacies y unidades de flujo, mediante la integración de datos de núcleos y registros (eléctricos, radiactivos y acústicos) en la sección Cretácica del

campo El Furrial, Cuenca Oriental de Venezuela.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las propiedades de la roca.
- Establecer los parámetros de corte.
- Determinación de los modelos matemáticos.
- Establecer correlaciones núcleo-perfil.
- Elaborar los mapas de isopropiedades.

- Identificación y caracterización de petrofacies, a partir de análisis de curvas de presión capilar y relaciones empíricas de Winland y Pittman, identificando rangos de porosidad y permeabilidad.

- Determinación de unidades de flujo, de acuerdo al tipo de roca, capacidad de flujo y almacenamiento.

1.5 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo El Furrial está ubicado geográficamente al este de Venezuela en el área norte del Estado Monagas (Figura 1.1), aproximadamente a 35 kilómetros al suroeste de la ciudad de Maturín, en la Cuenca Oriental de Venezuela (subcuenca de Maturín). Su límite sur corresponde con el corrimiento del Furrial (en superficie) y hacia el norte con el corrimiento del campo Jusepín (Laval, 2003).

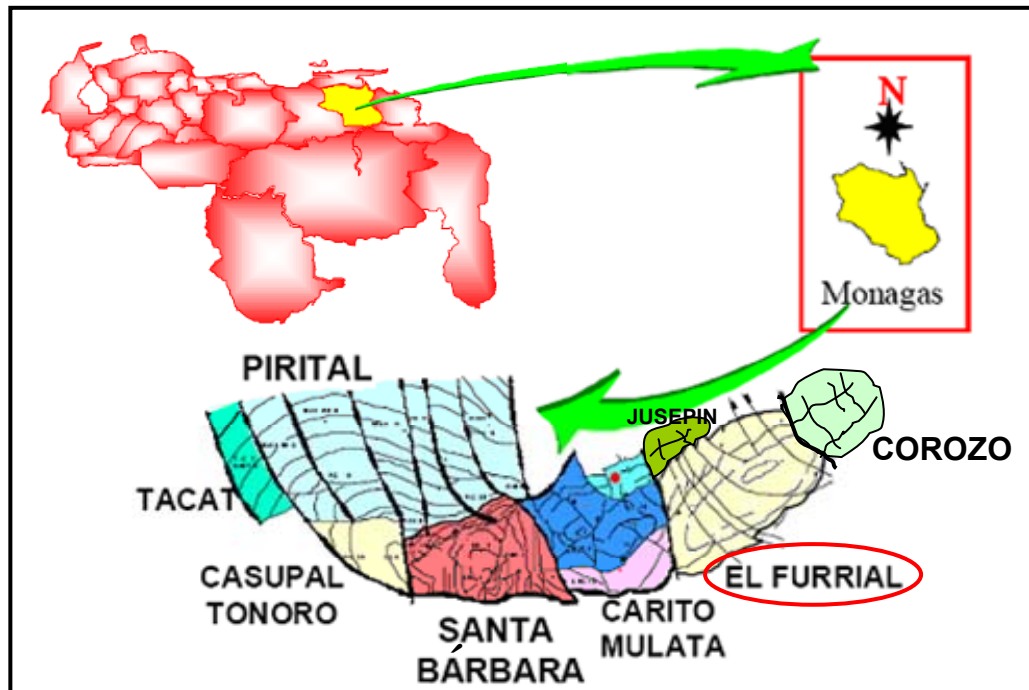


Figura 1.1 Mapa de localización del campo El Furrial.

Modificado de Porras *et al.* (1999).

1.6 JUSTIFICACIONES

El norte de Monagas es una zona que ha sido y está siendo estudiada debido a su conocido potencial petrolero. El fin de esta investigación es determinar petrofacies y unidades de flujo que aporten en un futuro una descripción mejorada y más detallada del modelo petrofísico de la sección Cretácica del campo El Furrial, lo que le permitirá a la unidad de explotación, analizar los parámetros del yacimiento que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad para el flujo de hidrocarburos, garantizando el potencial de producción esperado por cada pozo.

1.7 TRABAJOS PREVIOS

Pittman (1992) estableció la relación que existe entre la porosidad, la permeabilidad y los diferentes parámetros derivados del ensayo de inyección de mercurio. Las curvas

de presión capilar fueron establecidas utilizando regresiones lineales múltiples en una base de datos de 202 muestras de areniscas de 14 formaciones distintas. Estableció, además, una serie de ecuaciones empíricamente derivadas que permitieron el cálculo de apertura de poro correspondiente a una saturación de mercurio que variaba entre 10 y 70% con incrementos de 5%, lo que hizo posible realizar una curva de distribución de la apertura de garganta de poro, utilizando valores de porosidad y permeabilidad obtenidos a partir de los análisis de núcleo.

Villegas (1993) por medio de la correlación de registros eléctricos de pozos, elaboró mapas estructurales, isópacos, de espesores erosionados y secciones regionales, logrando determinar las diferentes posiciones del eje de la cuenca durante la sedimentación de los intervalos limitados por marcadores o capas guías regionales; también compara la ubicación de estos ejes con la posición actual de la cuenca, observando la migración gradual de depocentro desde el noroeste (Guárico) hacia el este, debido al basculamiento de la cuenca durante el Terciario.

Barrios *et al.* (1994) realizaron una recopilación de datos en el área de Monagas Central logrando definir un modelo de la evolución tectónica a partir de la información de 12 pozos y de líneas sísmicas. Determinaron que el “play” principal en el área es la extensión de la sección basal de la Formación Oficina.

Bejarano *et al.* (1995) elaboraron un análisis de la secuencia estratigráfica con perfiles de pozos con el fin de establecer la evolución estratigráfica de la sección desde el Paleoceno al Mioceno Medio. Describen una metodología que consiste en la interpretación sismo-secuencial de 3000 Km. de líneas sísmicas, datos estadísticos de producción, reservas y otros, generando mapas que logran definir áreas jerarquizadas, con recomendaciones específicas para su exploración, en función al tipo de acumulaciones esperadas.

González (1995) con el estudio de 80 pozos y tres transectos N-S y uno E-O, logra

definir a través de la integración de los datos bioestratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos del Barremiense al Reciente, tres transectos en el Cretácico y cuatro en el Terciario.

Gunter *et al.* (1997) introdujeron un método gráfico para cuantificar fácilmente las unidades de flujo de los reservorios basados en características geológicas, petrofacies, capacidad de almacenamiento, capacidad de flujo y velocidad de procesamiento del reservorio. Utilizando estos parámetros y cuatro herramientas gráficas, estos autores lograron realizar una transformación de zonaciones basadas en petrofacies a unidades de flujo. Este método provee una herramienta para la determinación de un número mínimo de unidades de flujo que pueden ser utilizadas en una simulación numérica de flujo.

Porras (1997) realizó la caracterización petrofísica del campo Carito norte, como parte del proyecto 4054, se muestra la metodología utilizada y los resultados obtenidos, se concluyó un modelo de evaluación petrofísica basado en las relaciones existentes entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y diámetro de las gargantas de poros.

Romero *et al.* (1999) realizaron mediciones de resonancia magnética nuclear (RMN) en muestras de tapones de núcleos de los pozos FUC-6 en el Cretácico y FUL-13 en Naricual Inferior del campo El Furrial, permitiendo determinar la porosidad y permeabilidad de las muestras con un coeficiente de correlación superior al 94% con respecto a medidas convencionales.

Vargas *et al.* (1999) realizaron un soporte técnico de la localización ORC-DL2, yacimiento San Juan 07, Campo Orocual, norte de Maturín, en el cual se interpretó la sísmica 3D, que incorporó la información de los últimos pozos perforados (ORC-26, ORC-27, ORS-66, ORS-67).

Porjesz, *et al.* (2000) actualiza el modelo estático estocástico de la Formación San Juan, campo Orocuai (Norte de Monagas). Desde esta fecha, nuevos pozos se perforaron y los estudios realizados en los mismos (descripción de facies y evaluación petrofísica) se han integrado en el modelo.

CAPITULO II MARCO GEOLÓGICO

2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca del Oriente de Venezuela es un nombre colectivo dado a dos subcuencas “foreland” ubicadas en la parte nororiental de Venezuela, la subcuenca de Guárico en el oeste y la subcuenca de Maturín en el este (Figura 2.1). Se encuentra localizada en el noreste del país entre 8° - 11° de latitud norte y 61° - 66° de longitud oeste, limitada al sur por las rocas precámbricas del escudo de Guayana, al oeste por el arco del Baúl, al este por la corteza oceánica del Atlántico y al norte por el cinturón ígneo-metamórfico de las cordilleras de la Costa y de Araya-Paria. Ambas subcuencas están separadas por el arco de Urica, el cual estuvo intermitente activo durante el Mioceno al Holoceno (Erlich and Barrett, 1992).



Figura 2.1: Subcuencas de Guárico y Maturín.

Modificado de: Erlich & Barrett, (1992).

Parnaud *et al.* (1995) consideran la Cuenca Oriental de Venezuela como una cuenca flexural ante país (foreland) que se desarrolló en el Neógeno sobre un margen pasivo de edad Mesozoico tardío del cratón Suramericano, la cual comprende dos de las

principales provincias petrolíferas de este continente: (1) los extensos campos de la faja petrolífera cerca del río Orinoco y (2) el gigantesco campo El Furrial.

Parnaud *et al.* (1995) indican que esta depresión tiene aproximadamente una longitud de 800 Km en sentido oeste-este y un ancho promedio de 200 Km de norte a sur, con un área total aproximada de 200.000 Km² y comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (Figura 2.2).



Figura 2.2 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Modificado de: www.avenezuela.com/mapas/map/imag/cuencaspetroliferas.

La cuenca es asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte. El flanco norte ha sufrido mayores efectos de tectonismo y tiene mayores buzamientos que se hallan conectados a una zona plegada y fallada, que representa el flanco meridional de las cordilleras que limitan con la cuenca hacia el norte (Figura 2.3). El flanco norte de la subcuenca de Maturín se encuentra asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur por la colisión entre las placas Caribe y Suramericana.

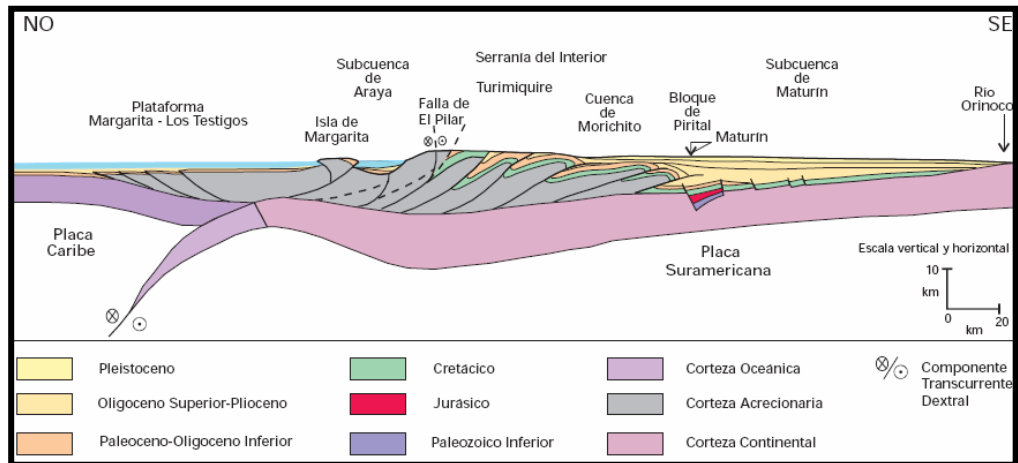


Figura 2.3 Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita - Los Testigos hasta el Río Orinoco.

Tomado de: Wec 1997 - Evaluación de Pozos Schlumberger.

2.2 SUBCUENCA DE MATURÍN

La subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del corrimiento de Pirital y otro al sur (Figura. 2.4). La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la subcuenca de Maturín, una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

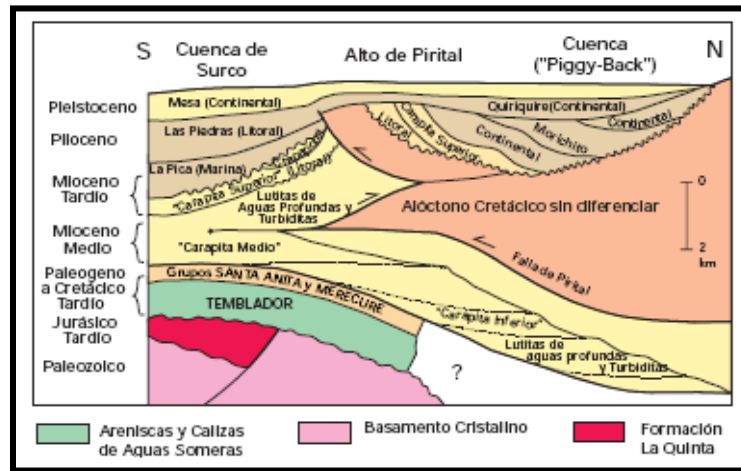


Figura 2.4 Sección estructural mostrando las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la Subcuenca de Maturín.

Tomado de: Wec 1997 - Evaluación de Pozos Schlumberger.

2.2.1 Sistema petrolífero en la subcuenca de Maturín

Para los campos del norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental. Los yacimientos más importantes son de edad terciaria; en los campos del norte de Monagas, están constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire (molasa mio-pliocena). Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia cretácico-terciaria en el flanco norte de la subcuenca, son las formaciones Vidoño, Areo y Carapita (Figura 2.4). Estas dos últimas también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares.

2.3 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela estuvo determinada desde un principio por la relativa estabilidad del Cratón de Guayana, a partir del Paleozoico temprano, así las transgresiones y regresiones que se registraron corresponden a hundimientos y levantamientos de este borde. En un largo período de 350 M.a. se reconocen tres grandes ciclos sedimentarios los cuales se desarrollaron entre períodos principales de orogénesis y después de largos períodos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente periplanadas.

La Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado de una compleja interacción que comprende la ruptura de Pangea, la deriva de Suramérica y el desarrollo de la Placa del Caribe, la cual está asociada con la migración de la Placa Caribe a lo largo de la falla transcurrente dextral de El Pilar (Pindell, 2005; Erlich and Barrett, 1990).

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela de acuerdo con Parnaud *et al.*, (1995) puede ser dividida en cuatro episodios mayores:

2.3.1 Fase de Pre-Rift, ésta dio origen a una megasecuencia la cual fue desarrollada durante el Paleozoico, representada por las formaciones Hato Viejo y Carrizal depositadas en ambientes costeros a marino nerítico, de edad Devónico Tardío a Carbonífero Temprano.

2.3.2 Fase de Rift y posterior Drifting, se encuentra caracterizada principalmente por la creación del graben de Espino y corteza oceánica, desarrollada durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. La megasecuencia de esta fase ha sido descrita como la Formación Ipire, la cual fue depositada en un ambiente continental y está constituida principalmente de lutitas rojas y sills basálticos.

2.3.3 Fase de Margen Pasivo, la megasecuencia de esta fase cubre las rocas del Cretácico y Paleógeno, está caracterizada principalmente por tres períodos transgresivos que culminan durante el Turoniense, Paleoceno-Eoceno Temprano y el Oligoceno, respectivamente.

El primer período transgresivo comenzó con la depositación de las areniscas basales de la Formación Barranquín, siendo la principal roca madre, las formaciones Querecual y San Antonio depositadas durante esta transgresión, que ocurrió desde Cenomaniense al Campaniense. La próxima transgresión, seguida de la regresión del Maestrichtiense, está representada por la Formación San Juan durante el Paleoceno-Eoceno. Finalmente se desarrolló una transgresión durante el Oligoceno, que comenzó con la depositación de la arenisca basal de la Formación Merecure.

2.3.4 Fase de Colisión Oblicua, la megasecuencia del margen pasivo, finalizada durante el Oligoceno, culminó por la colisión de la placa del Caribe contra la placa Suramericana, lo que originó el cambio a la cuenca antepaís (foreland). La colisión migró progresivamente hacia el este durante el Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano, dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas: (1) un área sur correspondiente a la zona de plataforma (Cerro Negro hasta Oritupano); (2) una zona central correspondiente al “foredeep” (Acema-Casma hasta Pirital); (3) un área al norte correspondiente al área de sobrecorrimiento (norte de la falla de Pirital). Cerca del frente de deformación y en el alóctono, la depositación sinorogénica contiene numerosas discordancias que ayudan a separar las diversas formaciones y a datar las deformaciones:

- (a) La Formación Naricual del Mioceno Temprano registra el inicio del levantamiento de la Serranía del Interior en el norte.
- (b) El Miembro Chapapotal está emparentado al corrimiento de Pirital de edad Mioceno Medio.

- (c) La Formación Morichito corresponde al relleno continental de la cuenca “piggy back” transportada por el corrimiento de Pirital.
- (d) La dirección de transporte durante la acumulación de depósitos turbidíticos de la sección inferior de la Formación Carapita fue de noreste al suroeste.

2.4 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

A continuación se presenta las formaciones existentes en la Cuenca Oriental de Venezuela desde el Cretácico hasta el Cuaternario. En la figura 2.5 se muestra la columna estratigráfica generalizada del área de estudio.

(Tomado de: Comisión Venezolana de Estratigrafía y Terminología, 1970; Léxico Estratigráfico de Venezuela).

2.4.1 Cretácico

2.4.1.1 Formación Barranquín (Cretácico Temprano)

Liddle (1928, 1946) definió la Formación Barranquín, como "un gran espesor de areniscas cuarcíticas, rojizo-blanquecino, intercaladas con lutitas varicoloreadas con capas ocasionales de calizas verdosas o negras, más comunes en la parte superior". Hedberg (1950-a) amplía la descripción, con la observación de los espesores plurimétricos de las capas y la presencia de estratificación cruzada en gran escala, en casi todos los horizontes de areniscas. Von Der Osten (1954), define y distingue miembros, en los cuales las calizas macizas se hallan en la mitad inferior y no superior de la formación; agrega la característica de areniscas cuarcíticas, de grano medio a grueso y hasta subconglomeráticas en el miembro basal, e insiste en la ausencia de gradación en las areniscas. En la región de Santa Fe, Von Der Osten (*op. cit.*) definió así los miembros, de base a tope.

Venados: Secuencia de intercalaciones de cuarcitas macizas blancas en paquetes de hasta 20 m de espesor, con estratificación cruzada, con lutitas arenosas de color gamuza, no fosilíferas.

Morro Blanco: Secuencia de calizas biostrómicadas de escala métrica a submétrica, intercaladas con intervalos limolíticos y arenosos, de menos de 10 m de espesor.

Picuda: Secuencia de paquetes decamétricos de areniscas cuarcíticas blancas, intercaladas con lutitas de colores vivos en menor cantidad, lutitas arenosas (ritmitas); las calizas son raras y de carácter lenticular.

Taguarumo: El miembro superior es tratado en el Léxico como formación (Guillaume *et al.*, 1972). Esta consiste en una secuencia de lutitas y areniscas, con dominio de las primeras, donde con frecuencia se hallan calizas verdes con *Trigonia* (Von Der Osten, 1954). Las lutitas y areniscas se hallan en paquetes macizos plurimétricos, a diferencia del Miembro Picuda de la Formación Barranquín, infrayacente y sus lutitas son negras en lugar de los colores brillantes.

2.4.1.2 Formación El Cantil (Aptiense-Cenomaniense)

La formación es muy variable lateralmente. Las calizas fosilíferas macizas, frecuentemente con aspecto arrecifal, son típicas y localmente constituyen el mayor volumen de la formación. El resto, están separadas entre sí por cantidades apreciables de arenisca, lutita y caliza finamente estratificadas.

2.4.1.3 Formación Chimana (Albiense)

Hay y Aymard (1977) reportan en el subsuelo, al norte y noreste de Anaco (Anzoátegui septentrional), una litología compuesta por areniscas masivas de granos finos o muy finos, color gris y calcáreo; calizas delgadas y conchíferas y lutitas gris oscuro, calcáreas y arenosas. González de Juana *et al.* (1980), definen a la Formación Chimana como “una invasión marina que cubrió extensas zonas del oriente de Venezuela” y señalan que su contenido de areniscas aumentan rápidamente hacia el

sur de su área tipo. Macsotay *et al.* (1986), separan a la Formación Chimana de la Formación Boquerón en su sección tipo, aparentemente por diferencias entre los mecanismos de sedimentación en ambas unidades.

2.4.1.4 Formación Querecual (Albiense tardío - Santoniense)

Está compuesta de calizas arcillosas con estratificación delgada, laminadas, carbonáceo-bituminosas y lutitas calcáreas. El color de las calizas y lutitas es típicamente negro, aunque también han sido reportados colores claros para la unidad, en el subsuelo de la cuenca oriental (Hay y Aymard, 1977), la laminación alcanza valores entre 10 y 20 láminas por pulgada (Hedberg, 1950), atribuidas a la alternancia de foraminíferos planctónicos con material carbonoso. Son abundantes las formas discoidales, esferoidales y elipsoidales y han sido descritas como concreciones, alcanzando diámetros entre unas cuantas pulgadas hasta varios pies, así como también se ha observado que la laminación puede envolverlas o desvanecerse dentro de ellas (González de Juana *et al.*, 1980). Yoris (1988), reporta 20 a 30 laminaciones por centímetro, en una localidad de la Formación Querecual entre La Soledad y Miraflores, estado Monagas. El contenido de pirita de la unidad, también es característico y es el responsable de las fuentes sulfurosas que frecuentemente se presentan en sus afloramientos (González de Juana *et al.*, *op. cit.*). Las estructuras definidas por muchos autores como concrecionarias, han sido reportadas como de almohadilla y bola por estiramiento de capas, por Macsotay *et al.* (1985). La presencia de capas ftaníticas o calizas silíceas negras, es una característica de la parte superior de la formación (M.E.M, 1970; L.E.V, 1970; González de Juana *et al.*, *op. cit.*, Macsotay *et al.*, *op. cit.*).

2.4.1.5 Formación San Antonio (Cenomaniense-Campaniense)

La unidad 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. Una característica típica es la presencia de diques anastomósicos de areniscas, analizados detalladamente por Laubscher (1961). Las cantidades y proporciones de areniscas y chert son muy variables; en algunos sitios son tan escasas que es imposible diferenciar la unidad de la Formación Querecual. En otros lugares el gran desarrollo de areniscas hace que la Formación San Antonio se confunda con la Formación San Juan, suprayacente (Rosales, 1960).

2.4.1.6 Formación San Juan (Maastrichtiense tardío)

Consiste en 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. En los ríos Aragua, Orégano y en la quebrada La Pegua, las areniscas del tope se tornan muy glauconíticas. Las capas de arenisca son tabulares, y su color de meteorización es crema y rojizo (Rosales, 1960). Las estructuras sedimentarias más comunes son: estructuras de carga, estructuras de almohadilla y bola (en las areniscas), diques y sills clásticos, capas estiradas y estructuras de desplomes arenosos (Vivas, 1987).

2.4.2 Terciario

2.4.2.1 Formación Vidoño (Paleoceno)

Según Hedberg y Pyre (1944) la formación está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras, con glauconita. En la sección tipo, la Formación Vidoño consiste de una secuencia de lutitas negras, silíceas, y calcáreo-arenáceas, frecuentemente glauconíticas y piritosas, con fractura en astilla o punta de lápiz y con intercalaciones menores de limolitas calcáreas, gris verdoso y areniscas de grano fino, gris oscuro, de espesores centimétricos (Macsoy *et al.*, 1986). En la sección del Sinclinal de Tinajitas,

Lourier *et al.*, (1986) describen esta formación como lutitas limosas, duras, gris verdoso oscuro a marrón, con desarrollo de fisuras rellenas con yeso, dispuestas en patrón geométrico. A partir de los 105 m, se desarrollan capas de limolitas y areniscas finas glauconíticas, las cuales se hacen menos frecuentes hacia el tope de la sección. Además, se presentan manchas de oxidación, costras de óxido de hierro y manganeso.

2.4.2.2 Formación Caratas (Eoceno Temprano a Tardío)

Consiste en una secuencia compleja de limolitas pluridecamétricas y areniscas plurimétricas, que pueden ser marcadamente glauconíticas, dolomíticas o calcáreas (Hedberg y Pyre, 1944). En el río Querecual, es de carácter pelítico-arenoso (Renz, 1962), y va pasando gradualmente a secuencias más arenosas hacia el sureste (Rosales, 1960) y más pelíticas hacia el noroeste (Macsoy *et al.*, 1986), pero en todas las áreas presenta una anomalía carbonática plurimétrica en su tope, que constituye el Miembro Tinajitas.

Las areniscas son de grano fino a medio, gris verdosas, que meteorizan a pardo oscuro y pardo rojizo, de espesores centimétricos a métricos, pero que llegan a formar paquetes pluridecamétricos. Las limolitas y lutitas son de color gris oscuro, monótonas, en las que se intercalan ocasionalmente calcarenitas o marlitas. Campos *et al.* (1985) describieron a la formación en el subsuelo del noreste del estado Anzoátegui (Pozo La Vieja -1), compuesta predominantemente de calizas grises a gris verdoso, masivas, recristalizadas y glauconíticas, con ocasionales intercalaciones de lutita y arcilita. Mencionaron que el contenido de arenisca aumenta hacia el sur hasta que en el área de Santa Bárbara, la sección se compone de areniscas masivas con características eléctricas y sísmicas similares a las de la suprayacente Formación Los Jabillos. Se vuelve más lutítica hacia el noroeste (Macsoy *et al.*, 1986). Macsoy *et al.*, (*op. cit.*) describieron las estructuras sedimentarias, como calcos de carga y de flujo en la base de las areniscas y ocasionalmente estratificación cruzada.

2.4.2.3 Formación Los Jabillos (Oligoceno)

De Sisto (1972, p. 2577) describió a Los Jabillos en el campo La Vieja como "areniscas gruesas y macizas, comúnmente claras a gris rosado, de grano medio a grueso, muy duras y cuarcíticas, intercaladas con capas delgadas de lutitas y algunas capas de carbón". Macsotay *et al.*, (1986, p. 7156) describieron la formación como compuesta principalmente por areniscas cuarcíferas, de grano medio a grueso, en capas de gran espesor, con intercalaciones de lutitas limosa y comúnmente rítmicas.

2.4.2.4 Formación Areo (Oligoceno)

En la descripción original, Hedberg (1950) menciona, como litología predominante, lutitas gris con capas delgadas de concreciones, glauconíticas de ferrolita amarillenta a rojiza, asociadas con moluscos. Además, contiene capas ocasionales de areniscas cuarcíticas duras, gris claro a blanco, de 1 a 10 m de espesor, con fracturas perpendiculares a la estratificación. Se encuentran también algunas calizas duras y delgadas. Salvador (1964), en el área de Tinajitas, describe lutitas calcáreas gris-verdoso, limolitas verdosas y glauconíticas con foraminíferos y areniscas de grano fino, duras, grises y arcillosas. Lamb (1964) menciona la presencia de limolitas gris muy fosilíferas y lutitas gris oscuro, en la sección del río Aragua. Socas (1991) describió a un Areo atípico en el área de Naricual conformada por lutitas gris oscuras con diques de arenisca e intercalaciones de limolitas y areniscas delgadas con cemento calcáreo y concreciones ferruginosas alrededor de fósiles bivalvos.

2.4.2.5 Formación Naricual (Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano)

La formación se compone de un tramo inferior de 488 m de lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas, un tramo medio de 914 - 1067 m que contienen los "paquetes" carboníferos de Santa María, Mallorquín y Aragüita, y un intervalo superior de 457 m de areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no fosilíferas y algunos carbones.

Las areniscas son típicamente masivas, de color claro, cuarzosas, friables a cuarcíticas y de grano medio a grueso (Hedberg y Pyre, *op. cit.*). Hacia el este, Peirson (1965-a, p-21) describió 15% a 25% de areniscas blancas y cuarzosas, hasta 1% de carbón y 75% - 85% de lutitas ligníticas, lutitas arenosas y limolitas, todas finamente laminadas.

2.4.2.6 Formación Carapita (Oligoceno-Mioceno)

En el subsuelo, la Formación Carapita consiste casi exclusivamente de lutitas de color gris oscuro a negro, macizas, a menudo lustrosas, en general calcáreas y con un alto contenido de foraminíferos. Localmente pueden ser piríticas o glauconíticas (Stainforth, 1971).

En términos generales, las areniscas son escasas y sólo se presentan en las áreas donde la Formación Carapita pasa gradualmente a las formaciones Oficina al sur y Capiricual al oeste, o donde está presente el Miembro Chapapotal, constituido por areniscas lenticulares turbidíticas.

2.4.2.7 Formación La Pica (Mioceno Tardío)

En la localidad tipo la Formación La Pica consiste en lutitas grises, limolitas, con desarrollos importantes de areniscas arcillosas de grano fino (Hedberg, 1950). En el área mayor de Santa Bárbara, según la descripción de De Sisto (1961-a), la zona basal "F" es una cuña de lutitas grises, con algunas arenas y limolitas. La zona "E" está constituida por arenas friables de grano fino, que forman numerosos lentes separados por intervalos lutíticos. La zona "D" es también lutítica, con muy pocas arenas, mientras que la zona "C", presenta un desarrollo de areniscas similar al de la zona "E". La zona "B" es un intervalo lutítico, y la zona superior "A", consiste en limolitas, lutitas limosas y areniscas laminadas, de grano fino. En Pedernales, Barnola (1960) la subdivide en, Miembro Amacuro está formado por lutitas y arcillas grises a verdes,

micáceas y carbonáceas, con intercalaciones de limos y arenas limosas. El Miembro Pedernales está formado por areniscas de grano medio, con intercalaciones de lutita. El Miembro Cotorra está constituido por areniscas de grano fino, areniscas limosas y limolitas estratificadas con arcillas y lutitas de color gris azulado a verde.

2.4.2.8 Formación Las Piedras (Mioceno Tardío-Plioceno)

En la localidad tipo, 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, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, 1950). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. González de Juana (1946) mencionó un conjunto mineralógico más complejo que el de la Formación Mesa, con abundante andalucita, biotita, clorita, cloritoide, kyanita y corundum, y menos abundante, granate, glaucofano, hornblenda, epidoto, estaurolita, sillimanita, moscovita y titanita.

El miembro basal Prespantal, en su localidad tipo, entre los Km. 67 y 70 de la carretera de Puerto La Cruz a San Tomé, entre San Mateo y Cantaura, contiene en su parte inferior areniscas conglomeráticas que pasan hacia arriba a areniscas laminadas, ferruginosas con limolitas y arcillas pardo-rojizas moteadas. En la parte superior predominan arcillas pardo-rojizas yesíferas, con ocasionales capas de areniscas delgadas. El Miembro Caicaito, localizado entre los Km. 73 y 79 de la misma vía, consiste principalmente en arcillitas y limolitas gris azulado, que meteorizan a colores pardos, con intercalaciones de areniscas laminares localmente duras y calcáreas, González de Juana (*op. cit.*).

2.4.3 Cuaternario

2.4.3.1 Formación Mesa (Pleistoceno)

En los límites norte y sur de la Mesa de Guanipa la Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. En la Mesa de Tonoro se observan capas lenticulares de conglomerados, arenas y algunas arcillas. Al noroeste de Santa Rosa existe una capa lenticular de conglomerado, de más de 25 m de espesor, con delgadas intercalaciones de arenas (González de Juana, 1946).

En Santa Bárbara de Maturín, la parte superior (76 m) consiste en gravas con intercalaciones de arenas y arcilla roja y amarillo intenso: la parte inferior (60 m) formada por clásticos finos (arenas gris y blanco, intercaladas con arenas arcillosas y arcillas gris abigarradas). Al suroeste de Maturín, la Formación Mesa está compuesta por arcillas moteadas y abigarradas, con nódulos sin arena. En los llanos centro-orientales, la formación, está constituida por arenas no compactadas (González de Juana, 1946).

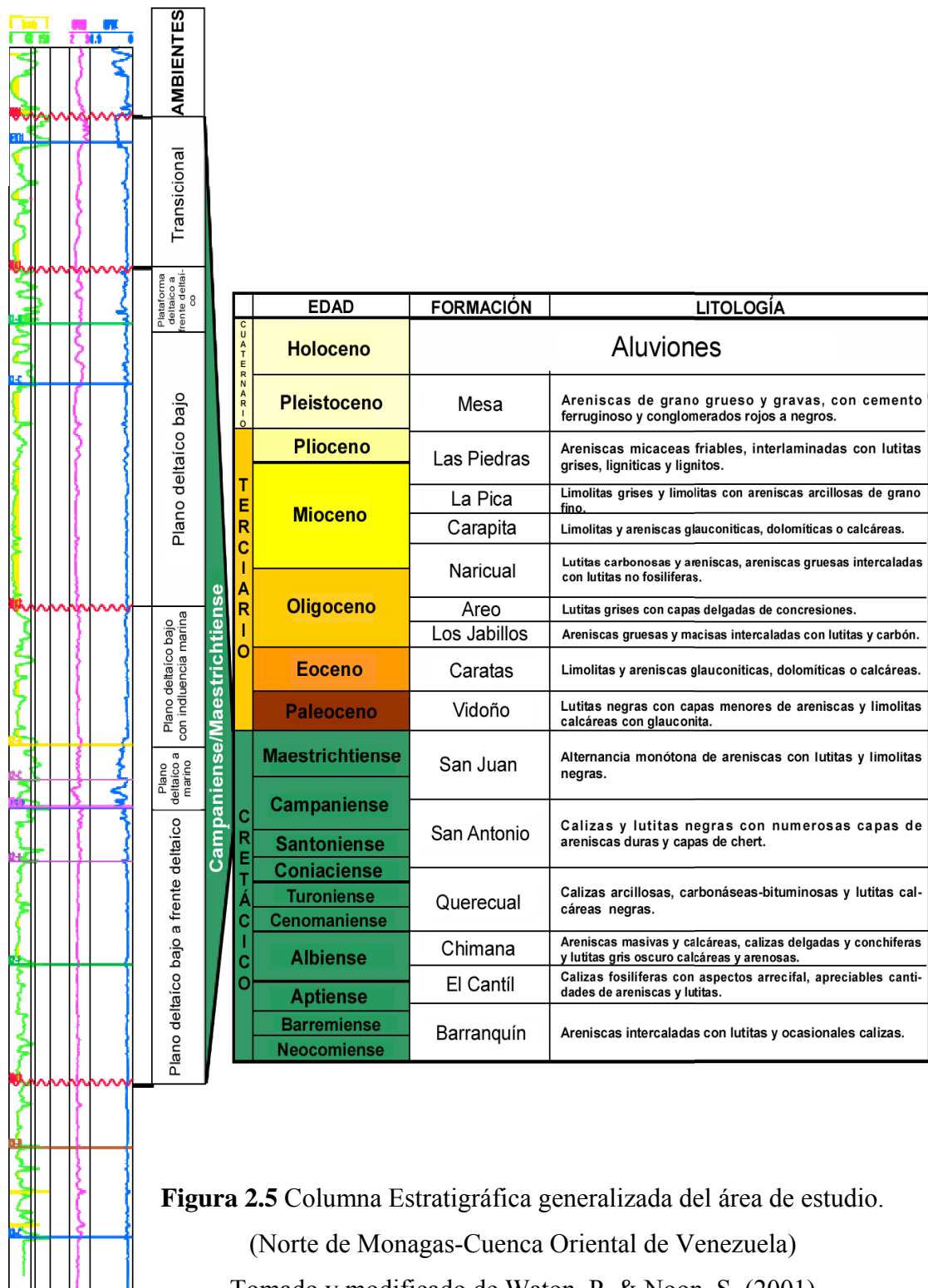


Figura 2.5 Columna Estratigráfica generalizada del área de estudio.

(Norte de Monagas-Cuenca Oriental de Venezuela)

Tomado y modificado de Waton, P. & Noon, S. (2001)

2.5 ASPECTOS ESTRUCTURALES

La estructura del campo El Furrial corresponde a un anticlinal de rampa, de unos 15 kilómetros de largo en la dirección noreste-suroeste y de unos 6 kilómetros de ancho (Laval, 2003).

Según Parnaud *et al.* (1995) en la Cuenca Oriental de Venezuela han sido reconocidas dos provincias tectónicas diferentes. La provincia autóctona se extiende desde el eje de la cuenca hasta el río Orinoco, la cual es extensional y está caracterizada por fallamiento normal de dirección N60°-70°E y fallas transcurrentes que son más jóvenes en la parte sur que hacia al norte. La provincia alóctona se extiende desde la falla del Pilar hasta al eje de la cuenca, la cual es una falla dextral, representa la traza en superficie del límite de la placas Caribe y Suramericana. Los modelos gravimétricos y magnéticos de la arquitectura de la corteza indican un mínimo ascenso de la subducción tipo "A" de la litósfera Suramericana debajo de la placa del Caribe. La geodinámica regional esta efectivamente dominada por una colisión oblicua (transpresión) entre las placas del Caribe y Suramericana. Desde el Eoceno hasta el presente, la placa del Caribe y asociaciones estructurales resaltantes han migrado hacia el este. Esta migración causó un efecto diacrónico en la tectónica y la sedimentación a lo largo de todo el borde norte de Venezuela.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

Antes de realizar una evaluación petrofísica, se deben mencionar las principales definiciones, clasificaciones y tipos para determinar parámetros petrofísicos, caracterización de petrofacies y unidades de flujo.

3.1 ESTUDIO PETROFÍSICO

La petrofísica es una disciplina de las ciencias de la Tierra que estudia el comportamiento de las propiedades físicas de las rocas. Una de las principales unidades que posee esta ciencia, es su capacidad de integrar diversas disciplinas, tales como la Geología, Geofísica e Ingeniería de Yacimientos.

Existen en la industria petrolera una amplia variedad de mediciones y técnicas analíticas disponibles para evaluar las características físicas de las formaciones del subsuelo.

La aplicación de un método cuantitativo de aplicación petrofísica adecuado, depende del tipo de formación en estudio; es decir, si se trata de una formación limpia, de una formación arcillosa o de carbonatos y según el método escogido se emplean las ecuaciones básicas que relacionan las características petrofísicas de la formación con los factores eléctricos, nucleares y acústicos que se obtienen en los perfiles.

Los registros de pozos son herramientas que se utilizan para evaluar formaciones, lo cual permite la localización de zonas prospectivas para hidrocarburos.

Un estudio petrofísico adecuado proporciona información de:

- (a) Porosidad.

- (b) Saturación de fluidos.
- (c) Espesor de arenas.
- (d) Ubicación del contacto de fluidos.
- (e) Interpretación de los fluidos contenidos en el yacimiento.
- (f) Determinación de profundidades de interés.
- (g) Arcillosidad.
- (h) Detección de intervalos permeables.

Existen tres tipos básicos de registros que permiten analizar totalmente una formación: registros de resistividad, radioactivos y sínicos.

3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA

3.2.1 Porosidad (ϕ)

Según Araujo *et al.* (1999) la porosidad es una medida del espacio vacío existente entre granos dentro de la roca, expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de la roca. Representa el porcentaje del volumen total de la roca que está constituido por el espacio poroso. Matemáticamente se expresa como:

$$\phi = \left(\frac{V_t - V_g}{V_t} \right) = \frac{V_p}{V_t} * 100$$

Donde:

ϕ = Porosidad.

V_t = Volumen total de la roca.

V_g = Volumen neto ocupado por los sólidos (volumen de granos).

V_p = Volumen poroso.

3.2.2 Tipos de Porosidad

Según Araujo *et al.* (1999) se distinguen dos clases de porosidades: absoluta o total, efectiva y residual (Figura 3.1).

3.2.2.1 Porosidad absoluta o total: es la porosidad en cuya estimación se considera el volumen total de poro, estén o no interconectados.

3.2.2.2 Porosidad efectiva: es la porosidad donde se consideran solamente los poros que estén interconectados (razón del volumen de poros interconectados al volumen total de la muestra).

Aún cuando ambas porosidades son esencialmente las mismas en la mayoría de las rocas de yacimiento, solamente la porosidad efectiva es de interés para la Ingeniería de Yacimiento. La diferencia entre ambas se denomina *porosidad residual o no efectiva*.

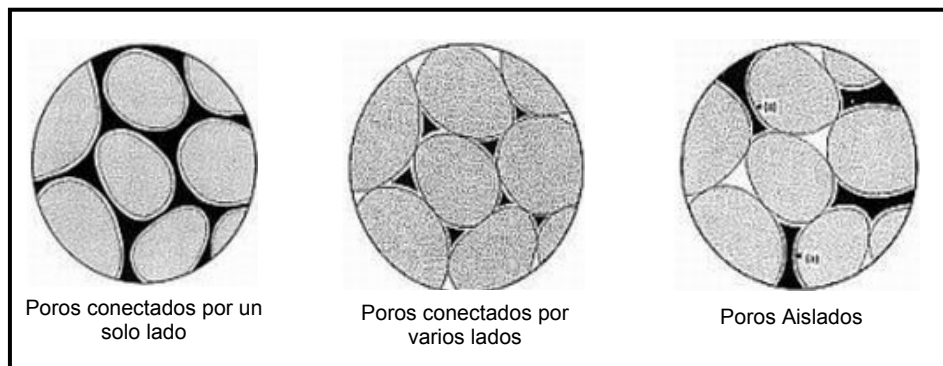


Figura 3.1 Gráfico de los tipos de porosidad (absoluta, efectiva y residual).

Tomado de: <http://www.monografias.com/trabajos35/petróleo/pe1.jpg>.

3.2.3 Factores que afectan la Porosidad

Según Socorro (2005) los factores que afectan la porosidad son los siguientes:

- (a) Por el tipo de empaque se puede apreciar los máximos valores de porosidad en arenas no consolidadas, varios autores han determinado la porosidad para sistemas ideales con granos perfectamente esféricos y de igual diámetro entre los cuales se pueden señalar los siguientes empaques: cúbico, rómbico u ortorrómbico, tetragonal, esférico y finalmente rombohedral.
- (b) Material Cementante.
- (c) Geometría y Distribución de los granos.
- (d) Presión de las capas suprayacente y confinante.
- (e) Presión de partículas finas de arcilla.

3.2.4 Permeabilidad (k)

Según Araujo *et al.* (1999) la permeabilidad de un medio poroso dado, es la habilidad que presenta éste para dejar pasar un fluido a través de sus poros interconectados y/o red de fracturas, es decir, una característica de la roca que está determinada por la capacidad que tiene un fluido de moverse a través de sus poros interconectados. Como la permeabilidad depende de la continuidad de los poros, no existe en teoría una única relación entre la porosidad absoluta de una roca y su permeabilidad.

La permeabilidad se expresa mediante una unidad denominada Darcy (md), en honor al francés Henry Darcy, quien fue el primero en estudiar el paso de fluidos (agua) a través de un medio poroso (Figura 3.2).

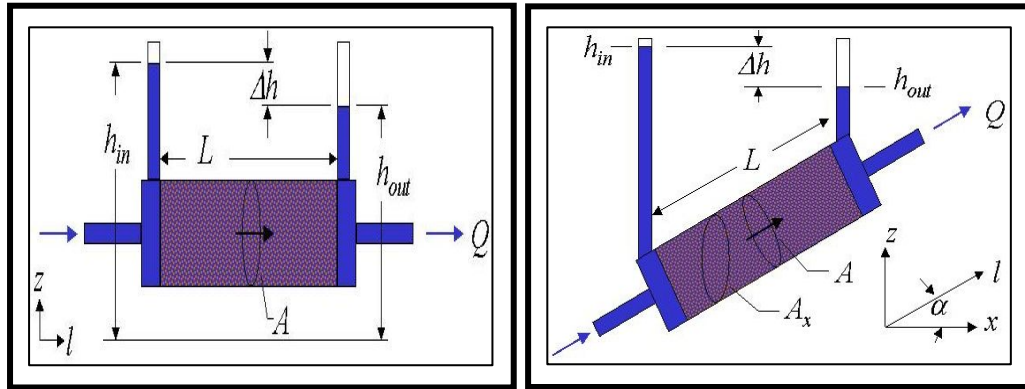


Figura 3.2 Esquema de un flujo lineal a través de un medio poroso.

Tomado de: www.biosystems.okstate.edu/darcy/LaLoi/figure2.jpg

Basándose en pruebas de laboratorio determinó que la permeabilidad se puede expresar como;

$$k = \frac{Q\mu}{A(\Delta p / L)}$$

Donde:

K = Permeabilidad (md).

Q = Tasa de flujo (cm³/s).

μ = Viscosidad del fluido (cp).

A = Sección transversal de la roca (cm²).

L = Longitud de la roca (cm).

Δp = Diferencial de Presión (atm).

La permeabilidad se determina relacionando la porosidad de la formación de interés y la saturación de agua irreducible, a partir de la ecuación de Timur (Zambrano *et al.*, 2004). La ecuación de permeabilidad de Timur tiene la siguiente expresión:

$$k_{(mD)} = \frac{0.136 * \phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

Donde:

k = Permeabilidad (md).

ϕ = Porosidad (porcentaje).

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

La permeabilidad aumenta con el aumento de la porosidad. Esta permeabilidad puede determinarse por medio de diferentes métodos tales como: pruebas de pozo, pruebas de formación en línea, “DST” (Drill Stem Test), estudio del período transitorio en las pruebas de pozo y el análisis de los diferentes tipos de núcleo.

La permeabilidad es una propiedad intrínseca de los materiales, presentándose comúnmente anisotropía. La permeabilidad horizontal (k_h), o paralela a la estratificación, de las formaciones geológicas, es generalmente mayor que la vertical (k_v), medida perpendicularmente a la horizontal, debido a las laminaciones de arcilla, granos aplanados, etc.

La permeabilidad se puede denominar absoluta si sólo se encuentra circulando un fluido. Si contiene dos o tres tipos de fluido (agua, gas y petróleo), se considera la permeabilidad efectiva para cada uno de ellos k_w , k_g o k_o . Cuando el flujo es bifásico o trifásico, es decir que los fluidos se mueven al mismo tiempo, se habla de permeabilidades relativas (k_{rw} , k_{rg} o k_{ro}), las cuales son definidas como la relación entre la permeabilidad efectiva de una fase, en flujo multifásico, a la permeabilidad absoluta de esa fase durante el flujo monofásico (Escalona, 2004).

$$k_r = \frac{k_{efec}}{k_{abs}}$$

3.2.5 Factores que afectan la Permeabilidad

La permeabilidad se ve afectada por el tamaño del grano, empaquetamiento del medio, forma de los granos, distribución de tamaño, angularidad de partículas y grado de cementación y consolidación. La cantidad y tipo de arcilla, así como su distribución a lo largo de la roca de yacimiento, tiene gran influencia en la permeabilidad de líquidos, debido a la posibilidad de que éstos reaccionen con las arcillas (Araujo *et al.*, 1999).

3.2.6 Relación entre Porosidad y Permeabilidad

El valor de la porosidad de una roca no tiene nada que ver con el tamaño de los granos.

La permeabilidad decrece con la reducción del tamaño de grano, ya que mientras más fino es el tamaño del grano menor es la permeabilidad.

En una arena de poco escogimiento se reduce la permeabilidad y la porosidad, ya que las partículas de grano fino taponan los espacios porosos dentro de una matriz de grano grueso.

Una arena con buen escogimiento tendrá permeabilidad y porosidades relativamente altas, ya que los granos forman una matriz limpia, sin partículas finas taponando ni a los espacios porosos ni a los cuellos de conexión entre éstos.

Dependiendo de la orientación de los granos, existirán variaciones en la porosidad y la permeabilidad en las tres direcciones (X, Y y Z), tomando en cuenta que la orientación tiene poco efecto sobre la porosidad, y gran impacto sobre la permeabilidad. Es común tomar en una muestra la permeabilidad vertical y horizontal.

Dependiendo de la compactación y arreglo de los sedimentos existirán variaciones en los valores de porosidad principalmente. (Acosta, 2002).

3.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS

Según Escalona (2004) la saturación es definida como el volumen de un fluido dividido entre el volumen poroso ocupado por todos los fluidos. La saturación total es siempre igual a 100 %, entonces;

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

S_f = Saturación de un fluido.

V_f = Volumen que ocupa el fluido en el espacio poroso.

V_p = Volumen poroso.

Se determina a partir de perfiles eléctricos, específicamente a partir de una medida de resistividad profunda, utilizando las siguientes herramientas: inducción, doble inducción, lateroperfil o doble lateroperfil (Zambrano *et al.*, 2004).

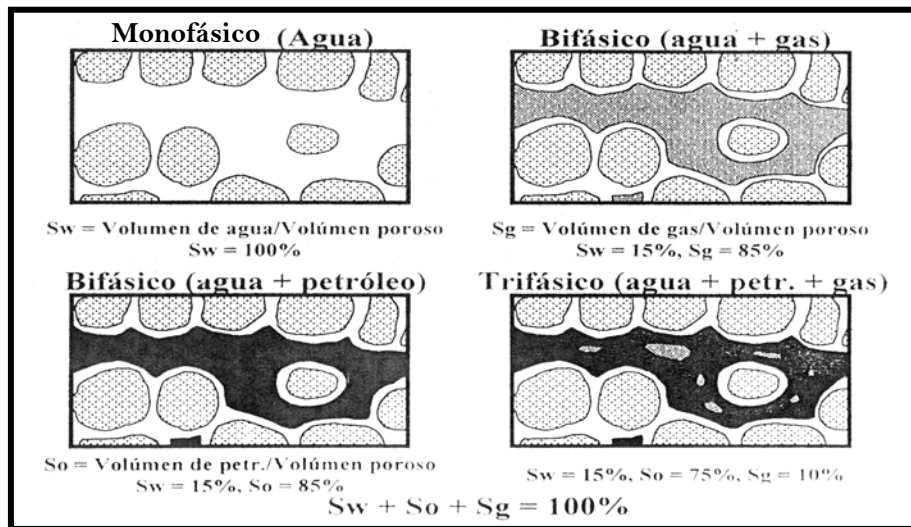


Figura 3.3 Modelo de distribución de los fluidos en un yacimiento.

Tomado de: Casas (2006).

3.4 PROCESO DE INVASIÓN DE LA FORMACIÓN

Según Chacón (2003) para conocer sobre este tema es necesario referirse al lodo de perforación, el cual es requerido en la perforación para propósitos básicos como: enfriar, lubricar la mecha y ayudar a retornar los cortes de formación o ripios, por parte de la mecha a la superficie. Este es de suma importancia para mantener la presión de la formación que se esté penetrando y así perforar siempre sobre balance, es decir, que la presión de la formación sea un poco menor a la del lodo.

3.5 RESISTIVIDAD

Según Escalona (2004) la resistividad es la capacidad de resistencia eléctrica que presentan ciertas formaciones. La resistividad es un valor que es función de la porosidad (espacio poral ocupado por el agua), éste es medido en ohmios por metro (ohm-m), puede calcularse por medio de;

$$R = \frac{V}{I}$$

Donde:

R = Resistividad (ohm-m).

V = Voltaje (volts).

I = Corriente (amp).

La resistividad de un fluido varía con la temperatura, por lo que al comparar las resistividades es importante que correspondan a la misma temperatura. Las resistividades pueden ser convertidas a la temperatura de interés mediante la siguiente ecuación;

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T_1 + C}{T_2 + C} \right)$$

Donde:

R_1 = Resistividad a la temperatura T_1 .

R_2 = Resistividad a la temperatura T_2 .

C = Constante que depende del sistema de unidades. Para unidades inglesas

$C = 6.77$ y para unidades métricas $C = 21.5$.

La resistividad de la roca 100% saturada de agua debe ser proporcional a la resistividad del agua, ya que sólo el agua es conductora, y la constante de proporcionalidad se le denomina Factor de Formación (F), definido como cuantas veces es mayor la resistividad de la roca 100% saturada de agua con respecto a la resistividad del agua contenida.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{ó} \quad R_o = F * R_w$$

Donde:

R_o = Resistividad del material saturado con 100% de agua (ohm-m).

R_w = Resistividad del agua (ohm-m).

También se ha demostrado que el factor de formación esta inversamente ligado a la porosidad, para lo cual Archie hizo una serie de experimentos creando la siguiente ecuación;

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde:

a = Constante (1 para calizas y 0.81 para areniscas) adimensional.

m = Exponente de cementación. (Puede ser 1 ó 2) adimensional.

ϕ = Porosidad (Porcentaje)

La resistividad de las aguas formacionales es uno de los parámetros más importantes en el estimado del potencial de hidrocarburos de una roca de yacimiento, ya que, a través de ella, se calculan las saturaciones de petróleo o gas y por ende, las reservas disponibles.

3.6 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

3.6.1 Factor de Formación (F) y Exponente de Cementación (m)

Según Socorro (2005) Archie observó, sin presentar datos para probar esto, que m estaba cercano a 1.3 para arenas no consolidadas, posteriormente observó que el valor de m estaba cercano a 2 en las areniscas, llevándole esto a intuir que m se incrementa en los granos de arena que se encuentran más cementados.

Este parámetro varía con la porosidad, distribución y tamaño de los granos, la intercomunicación de los poros y la litología. Este factor o exponente es muy importante obtenerlo con la mayor precisión posible, debido a su relación directa con la saturación de agua. En areniscas normales este valor está alrededor a 2.

3.6.2 Coeficiente de Tortuosidad (a)

Es una constante que depende del tipo de roca existente en el área. La constante, a , se determina en forma empírica, se considera constante para una litología dada. Generalmente se obtienen resultados satisfactorios con:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{en arenas,}$$

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{en formaciones compactadas (calizas) y}$$

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad \text{en arenas (Humble),}$$

pero siempre entendiendo que los valores más confiables de a , m y n son aquellos obtenidos a partir de mediciones de muestras de núcleo (Schlumberger Interpretación de Perfiles, 1972).

3.6.3 Exponente de Saturación (n)

Este parámetro corresponde a la pendiente de la recta graficado bajo valores de índice de resistividad (IR) *vs* valores de saturación (S_w). El factor fundamental en el control de su magnitud es la humectabilidad, distribución del tamaño de los poros e historia del desplazamiento, en las rocas mojadas completamente de petróleo no puede alcanzar valores mayores de dos, en rocas mojadas por agua n toma valores de 2, siendo ésta, la condición más común de las formaciones venezolanas.

3.7 EVALUACIÓN DE FORMACIONES ARCILLOSAS

3.7.1 Saturación de agua en Formaciones Arcillosas (S_w)

Según Socorro (2005) la presencia de arcillas en una formación altera tanto la porosidad como las medidas de resistividad de la formación. Esto se debe a que la conductividad de una formación arcillosa no es una función única del agua de formación contenida en el espacio poroso, sino también de la conductividad del agua adherida a las arcillas.

Para determinar la saturación de agua (S_w), en formaciones arcillosas existen varios métodos tales como:

- (a) Simandoux.
- (b) Waxman y Smits.
- (c) Indonesia.
- (d) Doble Agua.

3.7.2 Modelo de Simandoux

Según Zambrano *et al.* (2004), este modelo se basa en que la conductividad ($1/R_t$) de una arena arcillosa se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{\phi^m}{a * R_w} \right) * S_w^n + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) * S_w$$

Donde: V_{sh} y R_{sh} son el volumen y la resistividad de arcillas respectivamente.

Para $m = n = 2$, ésta se convierte en una ecuación de segundo grado de la forma $ax^2+bx-c = 0$.

La siguiente expresión es la ecuación de Simandoux para calcular S_w , sí $m = n = 2$:

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{\phi^2 R_t} \right) + \left[\frac{(aR_w * V_{sh})}{(2\phi^2 R_{sh})} \right]^2 \right]^{1/2} - \left[\frac{(aR_w * V_{sh})}{(2\phi^2 R_{sh})} \right]$$

Donde:

S_w = Saturación de Agua (adimensional).

n = Exponente de Saturación (adimensional).

a = Coeficiente de Tortuosidad (adimensional).

R_w = Resistividad el agua de Formación (ohm-m).

ϕ = Porosidad total de la Formación (adimensional).

m = Exponente de Cementación (adimensional).

R_t = Resistividad de la Formación (ohm-m).

R_{sh} = Resistividad de la Arcilla (ohm-m).

V_{sh} = Volumen de Arcilla (porcentaje).

Cuando se usan valores de m y n distintos de 2, no se debe usar la ecuación expresada para S_w en estos modelos, ya que ésta es el resultado de la solución de la ecuación de segundo grado (suponiendo que $m = n = 2$).

Para estos casos se recomienda usar la ecuación original expresada en la conductividad verdadera de la formación, $1/R_t$ y usar métodos iterativos para solucionar la ecuación no cuadrática.

3.7.3 Modelo de Waxman-Smits

Según Socorro (2005) en 1968, Waxman y Smits publicaron su renombrado trabajo el cual más tarde se fue conociendo con el nombre de ecuación de Waxman y Thomas (1974) y más tarde por Juhasz (1981). Este fue y sigue siendo catalogado como un refinado método para calcular la saturación de agua en arenas sucias a partir de información aportada por los registros de resistividad.

Este método no solo relacionaba la saturación de agua con la relación convencional entre la resistividad de la formación y la resistividad del agua connata, sino también con la conductividad de las arcillas contenidas en la formación. La ecuación original puede ser escrita en términos más prácticos, es decir en función de la resistividad preferiblemente que de conductividad y despejando el término de saturación de agua:

$$S_w^{n^*} = \frac{FR^* R_w}{R_t (1 + R_w B Q_v / S_{wt})}$$

Los valores de n^* y m^* son típicamente establecidos a partir de análisis especiales de núcleos de laboratorio. El factor de resistividad de la formación corregido por arcilla se expresa de la siguiente forma:

$$FR^* = a^* / \phi^{m^*}$$

Cuando el factor de resistividad de la formación ha sido determinado a partir de la información de núcleo que contiene salmuera de alta resistividad en sus poros, o cuando se determina a partir de análisis de registros en formaciones de agua fresca, el valor de FR^* puede ser determinado a partir de la ecuación:

$$FR^* = FR(1 + R_w \cdot B \cdot Q_v)$$

La expresión $R_w \cdot B \cdot Q_v / S_w$ en las ecuaciones anteriores describe la reducción de la resistividad de la formación causada por la presencia de arcilla. Es muy importante reconocer que este efecto se incrementa al mismo tiempo que la saturación de agua (S_w) disminuye o lo que es lo mismo cuando la saturación de hidrocarburos (S_h) aumenta. Este efecto se hace significativo en formaciones productoras de hidrocarburos que tienen una salinidad de agua de formación menor de 150.000 ppm equivalente de NaCl. El valor de Q_v es definido por la ecuación:

$$Q_v = \frac{CEC(1 - \phi)\rho_{ma}}{100 * \phi}$$

Q_v representa la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación y es medido en meq/ml del espacio poroso. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) es una característica que describe el número de puntos activos sobre la superficie sólida donde los cationes son intercambiados. La capacidad de intercambio catiónico sólo puede ser determinada a partir de análisis de laboratorio a muestras de núcleos.

El término B es llamado conductividad específica de los cationes y es un índice de la movilidad de los cationes absorbidos sobre la superficie arcillosa. Tan pronto como la

temperatura o la concentración de la salmuera asociada a los poros cambie de movilidad de los cationes absorbidos incrementa.

3.7.4 Modelo de Indonesia (Poupon-Leveaux)

La relación de Poupon-Leveaux fue desarrollada para resolver algunos problemas en el cálculo de la saturación de agua en la región del sureste asiático (Indonesia), y es a menudo referida como la ecuación de Indonesia. La formula esta integrada en 3 partes: una porción de arena, una porción de arcilla y una porción llamada mecanismo de vínculo cruzado entre los dos tipos de roca (arena y arena arcillosa). La formula de Indonesia en una versión abreviada es la siguiente:

$$Ct = \frac{C_w}{F} * S_w^2 + 2\sqrt{\frac{C_w \cdot V_{sh} \cdot C_{sh}}{F}} * S_w^2 + V_{sh} \cdot C_{sh} \cdot S_w^2$$

La expresión a la izquierda de la raíz representa la porción de arena y la expresión a la derecha de ésta representa la porción arcillosa. El término dentro de la raíz se considera como el vínculo entre la arena y la arcilla.

La ecuación de Indonesia provee de relativamente buenos resultados de saturación de agua excepto a altos valores de saturación de agua.

La ecuación de Indonesia puede también reescribirse en términos de resistividad:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{(1-\frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2}$$

Esta ecuación fue desarrollada para usarse en Indonesia ya que allí las relativas frescas aguas formacionales y los altos grados de arcillosidad, evidenciaban los inconvenientes presentados por otros modelos. Posteriormente ha resultado ser útil en otras áreas y por lo tanto ha sido ampliamente usada por los analistas de registros de pozos.

3.7.5 Modelo de Doble Agua

Según Socorro (2005) Schlumberger propuso el modelo de Doble Agua a medida de los años 70. Investigadores como Claver, Coates y Dumanoir intentaron usar solo la información de registros para tratar de resolver algunas de las interrogantes acerca de las arcillas y el agua asociada a ella. Es de todos conocidos que las arcillas tienen grandes cantidades de agua debido a sus propiedades de hidratarse.

El termino Q_v también aparece en el modelo de Doble Agua, tal como aparece en la ecuación de Waxman-Smits, pero las nuevas interrogantes son: ¿Cómo encontrar una relación para el cálculo de la capacidad de intercambio catiónico sólo a través de información de registros? y ¿Será confiable el modelo?

El modelo de Doble Agua considera dos componentes, agua asociada a la arcilla y los minerales de arcilla. Los minerales de arcilla son modelados por ser eléctricamente inertes, es decir la conductividad de las arcillas es por lo tanto derivada de la conductividad de las aguas asociadas a estas. El agua de las arcillas es asumida independientemente del tipo de arcilla, pero su cantidad depende del tipo de arcilla presente en la formación, y por lo tanto esta agua asociada será mayor para las arcillas que tienen mayor área de contacto en su superficie, tal como por ejemplo la Montmorillonita y menor para arcillas que tienen menor área de contacto en su superficie, tal como por ejemplo la Caolinita.

3.8 AGUA DE FORMACIÓN

Según Socorro (2005) el medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y/o gas, ya sea individualmente o en conjunto al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos contienen agua de formación, aún cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo.

Es importante resaltar que por naturaleza las aguas de formación 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 constituyen las aguas juveniles de origen magmático. En las evaporitas, como sal y anhidrita, las aguas de formación pueden exceder la salinidad del agua de mar de 35000 ppm, observándose casos de salinidades superiores a los 100000 ppm. En las cuencas sedimentarias de Venezuela las salinidades de las aguas de formación oscilan generalmente entre 8000 y 24000 ppm.

La resistividad de las aguas de formación es una función de su salinidad. A mayor salinidad más conductiva es el agua, por lo tanto su resistividad será proporcionalmente menor. La temperatura afecta también la resistividad, mientras más alta sea la temperatura menor será la resistividad de un agua con una salinidad dada, debido esto a que el incremento en la temperatura da mayor libertad al movimiento de los iones en la solución, aumentando de esta forma la conductividad.

El agua contenida en los poros de los estratos penetrados por la perforación puede variar considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica. Las aguas superficiales por lo general son dulces y de resistividad comparativamente alta; a menudo se utilizan para el consumo doméstico. También

pueden contener cantidades considerables de sales de calcio y magnesio. A medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada, sin embargo cabe señalar que este fenómeno no tiene nada de uniforme.

Uno de los factores que pueden influir en la salinidad de los acuíferos profundos es la salinidad del mar que estaba presente, cuando se depositaron los sedimentos; otro lo constituye la proximidad a las antiguas desembocaduras del río y sus aguas dulces, o bien un aumento de concentración salina, cuando los sedimentos aún están jóvenes.

3.8.1 Características químicas del agua de formación

Un análisis físico-químico del agua de formación muestra el contenido de los principales iones que la conforma: calcio (Ca^{++}), sodio(Na^+), magnesio(Mg^{++}) y hierro (Fe^{++}) como cationes; y cloro(Cl), carbonato(CO_3), bicarbonato (HCO_3) y sulfato (SO_4) como aniones, además del sílice que está en forma de coloide. La unidad en que se expresa dichas concentraciones se presenta comúnmente en partes por millón (ppm) o en miligramos por litro (mgr/ltrs), de una forma o de otra para el agua son iguales, a pesar de que la primera sea una unidad de peso y la segunda de volumen. Recordemos que la densidad para el agua se considera como uno aproximadamente.

3.9 TEMPERATURA Y PRESIÓN

La temperatura y la presión también afectan de diversos modos la producción de hidrocarburos. En las rocas del yacimiento, la temperatura y la presión controlan la viscosidad y la solubilidad mutua de los tres fluidos: petróleo, gas y agua. Como resultado de esto, la relación de fase de la solución petróleo-gas puede sufrir variaciones altamente significativas, como respuesta a los cambios de temperatura y presión.

Para obtener o estimar la temperatura media de cualquier formación, se coloca un termómetro de máxima lectura junto con el dispositivo de registro y se anota la temperatura en el encabezado de este último. Se supone que esta lectura se ha obtenido a la profundidad total o la máxima a la cual se detuvo el dispositivo de registro. Además, se supone que la temperatura entre la superficie y dicha profundidad máxima cambia de manera lineal.

El supuesto es que el gradiente geotérmico es lineal y constituye una aproximación adecuada. A veces, la temperatura máxima en el pozo es menor que la de la formación misma, lo cual se debe al efecto del lodo de perforación que circula durante el proceso de perforación. Si esto constituye un problema, deben tomarse en varias bajadas la temperatura, a fin de determinar una temperatura estabilizada (Socorro, 2005).

3.10 PRESIÓN CAPILAR

Según Socorro (2005) una superficie de energía libre existe sobre todas las interfaces entre los estados de la materia y entre los líquidos inmiscibles. Esta energía es el resultado de las fuerzas eléctricas. Estas fuerzas causan atracción entre las moléculas de la misma sustancia (cohesión) y de diferentes sustancias (adhesión).

La tensión superficial (o tensión interfacial) es el resultado de las fuerzas moleculares que causan que la superficie de un líquido asuma el tamaño más pequeño posible y que actúe como una membrana bajo tensión. La tensión superficial puede medirse mediante la observación de la fuerza requerida para halar un alambre delgado a través de la superficie.

Un ángulo de contacto es formado cuando dos fluidos inmiscibles contactan la superficie de un sólido. La Fase Mojante se extiende sobre la superficie sólida y

preferiblemente moja el sólido ver (Figura 3.4), la Fase No Mojante tiene una pequeña o no tiene nada de afinidad con la superficie sólida.

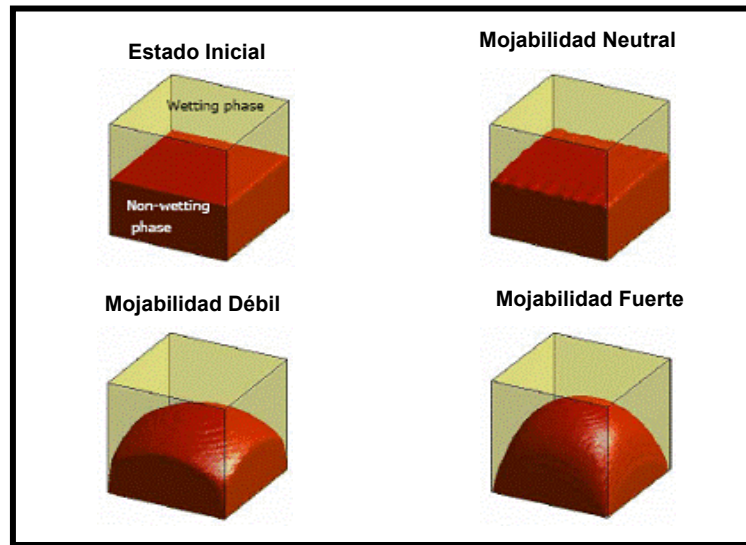


Figura 3.4 Efecto de la Mojabilidad.

Tomado de: www.cag.kongju.ac.kr/research_image_files/image046.gif

Las rocas de baja permeabilidad presentan altas presiones capilares y zonas de transición de un gran espesor, mientras que las rocas de alta permeabilidad presentan menores presiones capilares y delgadas zonas de transición.

La presión capilar existe siempre que dos fases miscibles estén presentes en un tubo capilar, y es definida como la caída de presión a lo largo de la curva de la interfase del líquido.

Entre los efectos de la presión capilar, se tiene la formación de una zona de transición, la cual en un yacimiento de gran espesor que contenga agua e hidrocarburos (Figura 3.5), la saturación puede variar desde 100% de agua en la parte inferior de la zona hasta una zona máxima de petróleo (y una saturación de agua irreducible) en la parte superior. Existe una transición gradual entre estos dos extremos de saturación. El intervalo de transición puede ser muy corto para

formaciones porosas y permeables o muy largo para formaciones de baja permeabilidad.

Cuando tanto el agua como el petróleo están presentes en los poros de las rocas, el agua, que es la fase que comúnmente humedece, recubre las paredes de los poros y llena los canales de los poros más pequeños. El petróleo tiende a acumularse en glóbulos en los poros más grandes. La tensión superficial de la zona de contacto entre el agua y el petróleo causa que la presión dentro de los glóbulos de petróleo sea mayor que en el agua. Esta diferencia de presión es igual a la presión capilar.

El tamaño de los poros de las arenas oscila desde decenas de micrones para los poros grandes hasta fracciones de un micrón para la garganta entre poros. Estos poros con un diámetro inferior a un micrón actúan como capilares.

En la interfase entre el sólido y el líquido, éste puede ser atraído o repelido, dependiendo de la tensión superficial, la cual es una propiedad del líquido en contacto con este sólido en particular.

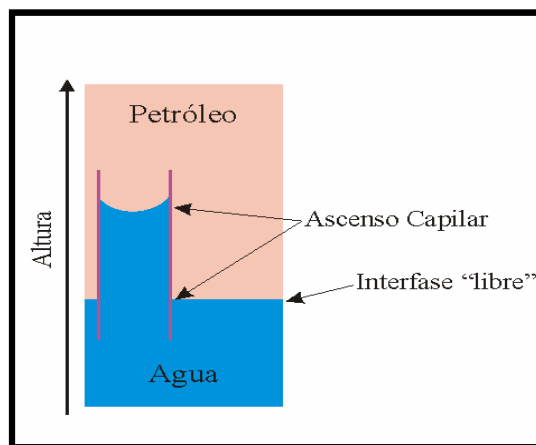


Figura 3.5 Ascenso Capilar de la interfase agua-petróleo.

Tomado de: www.inlab.com.ar/Pc_general_2.gif

Cuando un tubo capilar es sumergido en algún líquido se produce la elevación del líquido a través del tubo capilar, representando así el equilibrio entre el peso de la columna del líquido y la presión capilar. La ecuación de Laplace establece que:

$$P_c = \frac{2T \cos \theta}{r}$$

Donde:

P_c = Presión Capilar en dinas/cm².

T = Tensión Superficial del agua en contacto con el vidrio en dinas/cm.

θ = Ángulo de contacto del menisco en el tubo capilar.

r = Radio del tubo capilar en cm.

3.11 PARÁMETROS DE CORTE

En función de las pruebas de producción de los pozos del área bajo estudio y de la gravedad API del crudo, se escogieron los parámetros de corte para determinar los espesores de Arena Neta Petrolífera (ANP).

3.12 VOLUMEN DE ARCILLA (V_{sh})

Para realizar una evaluación petrofísica confiable, es preciso conocer el volumen de arcillas (V_{sh}) que se encuentra en las arenas. Esta variable afecta significativamente el cálculo de saturación de fluidos, debido a que tiende a disminuir el valor de resistividad. La estimación del volumen de arcilla se realiza generalmente a través del registro de rayos gamma en aquellos pozos donde éste existiera. En los pozos que no tienen registros de rayos gamma, se emplea el perfil de potencial espontáneo (SP). También se pueden usar otros indicadores de arcilla como son perfiles de resistividad, densidad, neutrón y sónico.

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_s}{GR_{sh} - GR_s}$$

Donde:

V_{sh} = Volumen de arcillosidad, obtenido del GR.

GR_{log} = GR en la zona de interés (UAPI).

GR_s = Valor promedio del GR para arenas limpias (UAPI).

GR_{sh} = Valor promedio del GR para lutitas (UAPI).

3.13 SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE (S_{wi})

La saturación de agua irreducible se calcula a partir del gráfico cruzado Resistividad verdadera de la formación (R_t) vs Saturación de agua (S_w). El corte de la tendencia asintótica con el eje de las abscisas va a representar el valor del S_{wi} (Figura 3.6).

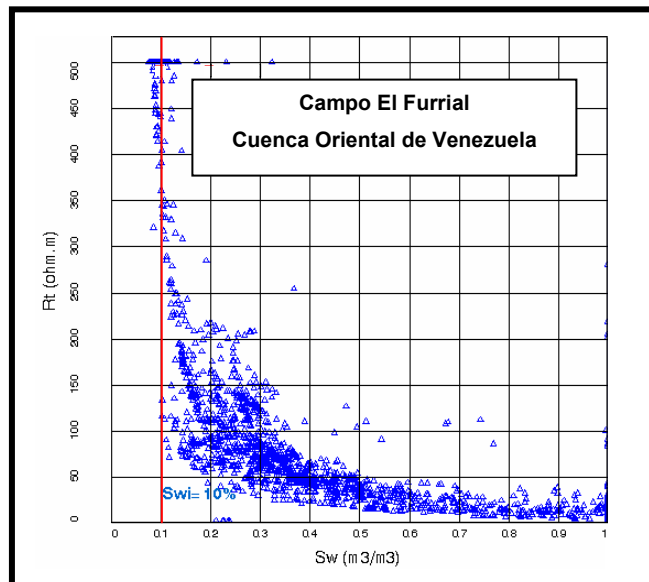


Figura 3.6 Gráfico para calcular la Saturación de Agua Irreducible.

Realizado con: Software Geoframe Schlumberger

3.14 ARENA NETA TOTAL (ANT)

Es el espesor total de arena en la secuencia de interés, luego de aplicarle el parámetro de corte de la arcillosidad, porosidad y espesor.

3.15 ARENA NETA PETROLIFERA (ANP)

Se define como Arena Neta Petrolífera a la fracción de Arena Neta Total que contiene una saturación de agua menor al valor de saturación de agua utilizado como parámetro de corte.

3.16 PROPIEDADES DE ROCA A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEO

Según Chacón (2003) la presión capilar por inyección de mercurio es una técnica extremadamente útil, que puede ser realizada tanto en rocas yacimiento como en rocas sello y permite obtener información descriptiva y cuantitativa, sobre la distribución del tamaño de las gargantas de los poros, espesor de la columna de hidrocarburos, capacidad de sello y saturación de agua irreducible.

En 1972, Winland descubrió que el radio de las gargantas de los poros medido de la ecuación básica de presión capilar, podía ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos a condiciones de superficie. Combinando estos datos con las pruebas de presión capilar, él desarrolló para 56 muestras de areniscas y 26 de carbonatos, una relación empírica entre porosidad, permeabilidad al aire y radio de la garganta de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35 % (R_{35}). La ecuación de Winland fue usada y publicada por Kolodzie en 1980 y se escribe de la siguiente forma:

$$\text{Log}(R_{35}) = 0.732 + 0.588 * \text{Log}(K_{air}) - 0.864 \text{Log}(\phi)$$

Donde:

R_{35} = Es el radio de apertura de poro correspondiente a un 35 % de espacio poroso ocupado por el mercurio en micras (μm).

K_{air} = Es la permeabilidad absoluta al aire sin corregir en (md).

ϕ = Es la porosidad en porcentaje.

El radio de garganta de poro R_{35} se define como el tamaño de la garganta del poro obtenido a partir de la curva de presión capilar, donde el fluido no mojante (mercurio) se encuentra saturando el 35 % de la porosidad (Figura 3.7). El radio de la garganta de poro R_{35} es una función del tamaño de la apertura y el escogimiento de las gargantas de los poros, y es una buena medida de las gargantas de poros conectadas más grandes, que existen en una roca con porosidad intergranular.

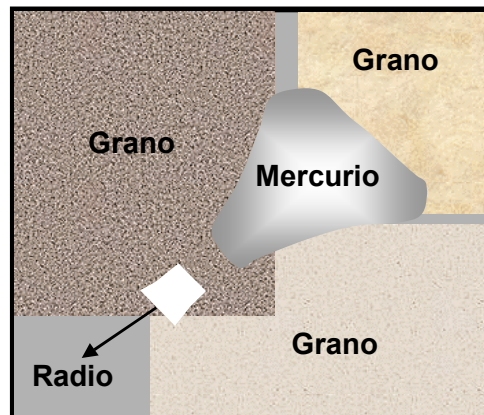


Figura 3.7 Mercurio en un medio poroso y permeable.

Tomado de: Chacón (2003)

En 1985, Coalson, Hartmann y Thomas propusieron una clasificación de la geometría de poros basada en el tamaño de las gargantas de poros, obtenidos a partir de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio (Tabla 3.1). Es aquí, donde por primera vez es introducido el concepto de **Petrofacies** definiéndose como una unidad de roca con propiedades petrofísicas similares y una relación consistente entre porosidad,

permeabilidad, saturación de agua y radio de gargantas de poros, éstas representan unidades con capacidad de flujo similar.

Tabla 3.1 Clasificación propuesta por Coalson, Hartmann y Thomas (1985), de acuerdo al tamaño de apertura de poro.

| Tipo de Petrofacies | | Tamaño de Garganta de Poro (micrones) |
|---------------------|-------------|---------------------------------------|
| | Megaporoso | >10 |
| | Macroporoso | 2.5 - 10 |
| | Mesoporoso | 0.5 - 2.5 |
| | Microporoso | 0.1 - 0.5 |
| | Nanoporoso | <0.1 |

De manera gráfica se ha acostumbrado a identificar las Petrofacies con un color, siendo el rojo para la petrofacies Megaporosa, azul para la Macroporosa, verde para la Mesoporosa, amarillo para la Microporosa y por último marrón para la Nanoporosa.

El concepto de Winland fue modificado en 1992 por Pittman, quien aplicó un método similar a un conjunto de muestras de núcleos tomados en formaciones comprendidas en edades desde el Ordovícico hasta el Terciario, estableciendo 14 correlaciones empíricas para radios de gargantas de poros correspondientes a saturaciones de mercurio (R_i) de 10 a 75%.

$$\begin{aligned} \text{Log}(R10) &= 0.459 + 0.500 * \text{Log}(K_{air}) - 0.385 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R15) &= 0.333 + 0.509 * \text{Log}(K_{air}) - 0.344 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R20) &= 0.218 + 0.519 * \text{Log}(K_{air}) - 0.303 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R25) &= 0.204 + 0.531 * \text{Log}(K_{air}) - 0.350 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R30) &= 0.215 + 0.547 * \text{Log}(K_{air}) - 0.420 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R35) &= 0.255 + 0.565 * \text{Log}(K_{air}) - 0.523 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R40) &= 0.360 + 0.582 * \text{Log}(K_{air}) - 0.680 \text{Log}(\phi) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Log}(R45) &= 0.609 + 0.608 * \text{Log}(K_{air}) - 0.974 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R50) &= 0.778 + 0.626 * \text{Log}(K_{air}) - 1.205 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R55) &= 0.948 + 0.632 * \text{Log}(K_{air}) - 1.426 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R60) &= 1.096 + 0.648 * \text{Log}(K_{air}) - 1.666 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R65) &= 1.372 + 0.643 * \text{Log}(K_{air}) - 1.979 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R70) &= 1.664 + 0.627 * \text{Log}(K_{air}) - 2.314 \text{Log}(\phi) \\ \text{Log}(R75) &= 1.880 + 0.609 * \text{Log}(K_{air}) - 2.626 \text{Log}(\phi) \end{aligned}$$

3.16.1 Unidades de Flujo (Unidad Hidráulica)

Según Porras *et al.* (1999) consiste en un intervalo estratigráfico continuo que, por presentar características geológicas consistentes, puede ser considerado homogéneo al momento del influjo, y está conformada por una o más petrofacies. Se obtienen a partir de núcleos y perfiles, utilizando el radio de garganta de poro como el principal parámetro de clasificación.

Las unidades hidráulicas están definidas como elementos representativos del volumen total del yacimiento, en los cuales las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes a las propiedades de otros volúmenes de rocas.

Las unidades hidráulicas están relacionadas con la distribución de facies geológicas pero no necesariamente coinciden con los límites de facies. De esta manera, las unidades hidráulicas no son verticalmente contiguas.

Los parámetros de clasificación para las unidades de flujo son:

- (a) Calidad de flujo y capacidad de almacenamiento (K/ϕ).
- (b) Relación de petrofacies en contacto.
- (c) Calidad de roca (h, Vsh, ϕ_{efec}, K , granulometría, escogimiento, etc.)
- (d) Calidad de sellos.

Los factores que controlan la calidad de flujo:

- (a) Tipo de geometría de poro (Mega, Macro, Meso, Micro, Nano).
- (b) Geometría del sistema poroso.
- (c) Relación entre permeabilidad y porosidad (K / ϕ).
- (d) Diferencial de presión formación-hoyo.
- (e) Cantidad y ubicación de unidades de flujo.

3.16.2 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado

El gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado (Gráfico 3.8) es una metodología utilizada para identificar y definir unidades de flujo en los yacimientos (Gunter, Millar). Si un yacimiento es dividido en unidades de flujo, es posible integrar los datos geológicos, petrofísicos y de producción para describir zonas del yacimiento con características de flujo similares (Ebanks *et al.*, 1992). La identificación de la estratificación de las permeabilidades verticales es igualmente un componente importante en la definición y descripción de las unidades de flujo.

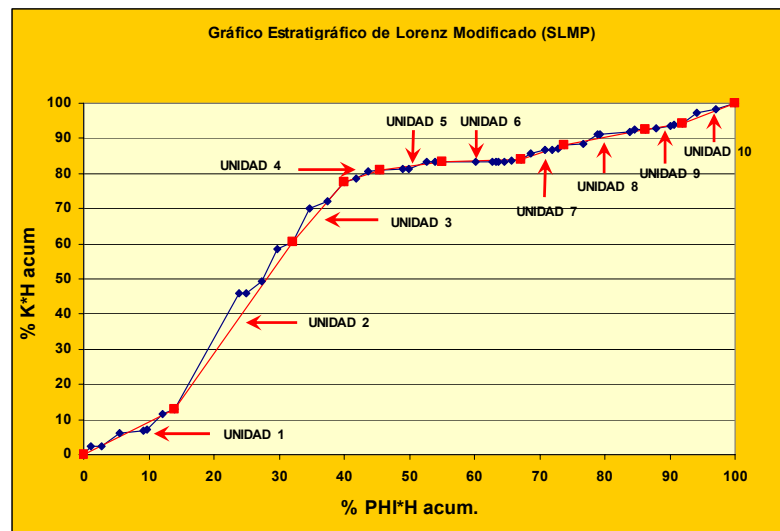


Gráfico 3.8 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado.

3.16.3 Gráfico de Lorenz Modificado

El gráfico de Lorenz Modificado es una variación, como su nombre lo indica, del gráfico utilizado para determinar el coeficiente de Lorenz (Craig 1971). El gráfico de Lorenz Modificado (Gráfico 3.9), muestra la capacidad fraccional de flujo ($\%Kh$) vs la capacidad fraccional de almacenamiento ($\%\Phi h$). La modificación implica una acumulación de $\%Kh$ y $\%\Phi h$ por capa, de manera que se conserve la posición estratigráfica (Gunter y Taylor, 1994). Es decir, la capacidad de flujo y la capacidad de almacenamiento de las capas son franqueadas en base a unidades de flujo y no pie a pie. Esta modificación mantiene las características del gráfico de Lorenz original, el cual muestra el grado de heterogeneidad del yacimiento y a la vez una dimensión de unidades de flujo.

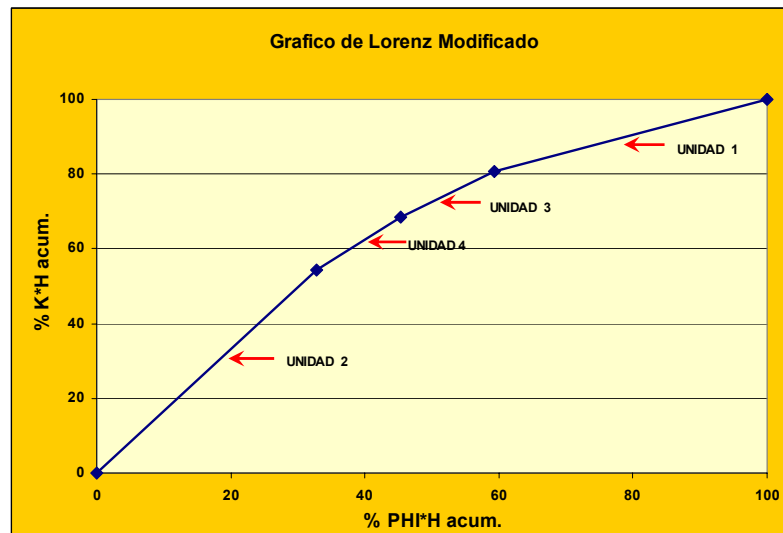


Gráfico 3.9 Gráfico de Lorenz Modificado.

CAPITULO IV MARCO METODOLÓGICO

4.1 METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTOS USADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL MODELO PETROFÍSICO

El estudio se basó en el análisis de 85 pozos, de los cuales 73 cuentan con registros de resistividad y de densidad, que para los efectos de este estudio denominaremos “Pozos Control” y 12 pozos presentan análisis convencionales y especiales de núcleos que son definidos “Pozos Claves” (Figura 4.1, Anexo 30) con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados, a continuación se listan los pasos seguidos:

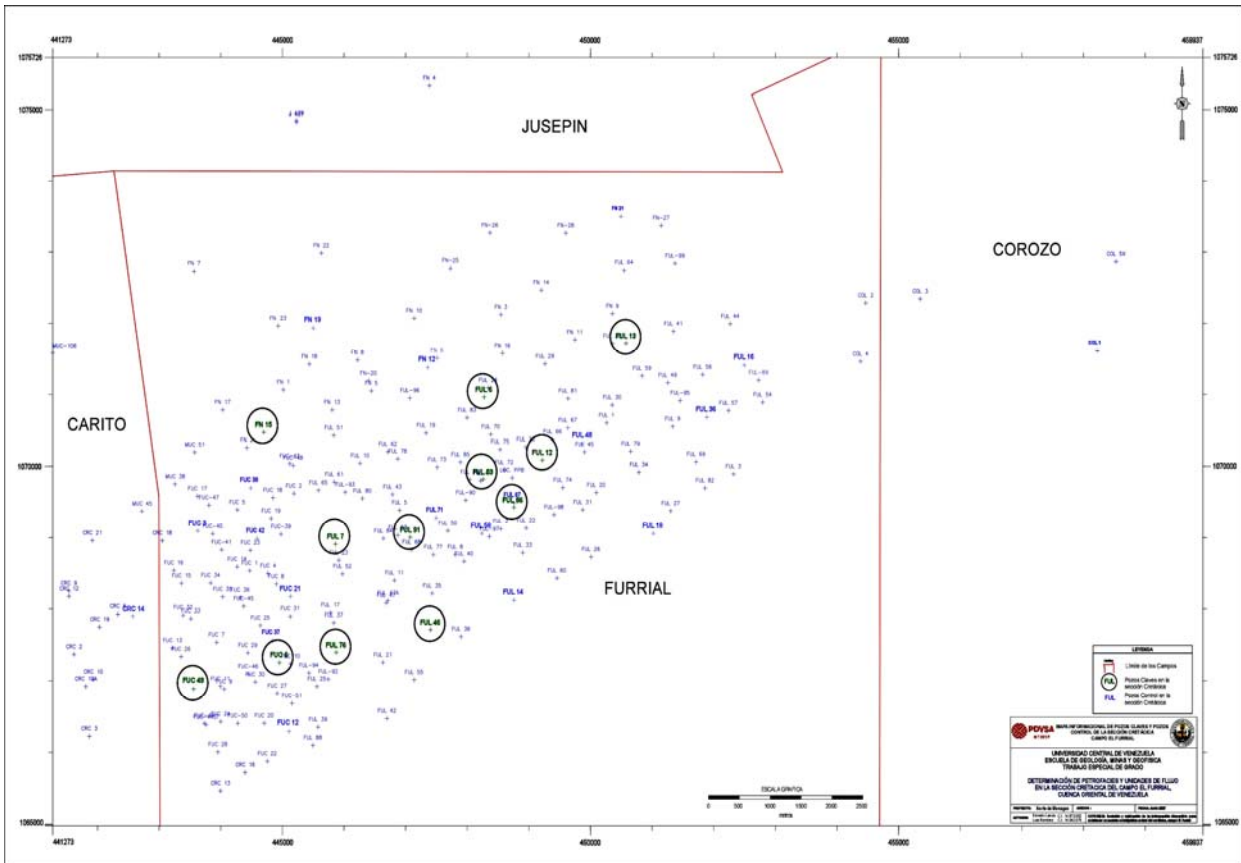


Figura 4.1 Mapa de ubicación de los pozos evaluados.

4.1.1 Recopilación de la Información

Para el desarrollo del modelo petrofísico, se realizó un inventario mediante la recopilación de toda la información disponible tanto en forma digital como en papel. Está compuesta por análisis especiales y convencionales de núcleos, perfiles de pozos, análisis fisico-químicos de aguas de formación e historias de producción de pozos para posteriormente proceder a la validación de esta información y así aumentar la solidez de los resultados.

A continuación se dará a conocer un resumen de toda la información recopilada que será de gran interés para la ejecución del modelo petrofísico:

4.1.1.1 Registros: Se disponen de los siguientes registros:

- (a) Resistividad.
- (b) Radioactivos.
- (c) Sónicos.
- (d) Otros.

4.1.1.2 Núcleos: Se disponen de los distintos tipos de análisis tales como:

(a) Análisis Convencionales:

Tabla 4.1 Análisis Convencionales de Núcleos

| Tipos de Ensayos | Método | Parámetros | Unidades |
|-----------------------|-------------|-----------------------------|----------|
| Saturación de Fluidos | Destilación | S_w, S_h S_g, Φ_t | % |
| | Soxhlet | | |
| | Dean-Stark | | |
| | Centrifuga | | |
| Porosidad | Volumétrico | $\Phi_t, \rho_{gr}, \Phi_e$ | % |
| | Porosímetro | | |
| | Picnómetro | | |
| Permeabilidad | Permeámetro | K_h, K_v | md |
| Densidad de Granos | Volumen | ρ_{ma}, Φ_t | gr/cc |

(b) Análisis Especiales:

Tabla 4.2 Análisis Especiales de Núcleos.

| Tipos de Ensayos | Método | Parámetros | Unidades |
|----------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Presión Capilar | Celda de restauración | Pc | psi |
| | Centrífuga | | |
| | Inyección de Mercurio | | |
| Permeabilidad Relativa | Desplazamiento: | Kw, Ko, Kg | ko/kw |
| | Estado estable | | kg/kw |
| | Estado inestable | | kg/kw |
| Compresibilidad de Volumen Poral | Presión uniaxial o triaxial | $\Delta\Phi, \Delta k$ | relación |
| Humectabilidad | Inhibición y desplazamiento | l | ----- |
| | Angulo de contacto | θ_c | |
| Daño de Formación | Desplazamiento | Skin | s/d |
| Mecánica de Rocas | Presión uniaxial o triaxial | Módulos y ctes. electricas | s/d, psi |
| Propiedades Eléctricas | Factor de formación | F | s/d meq/grs |
| | Indice de resistividad | m, n | |
| | Capacidad de intercambio de cationes | CEC | |
| Petrografía | Difracción de Rayos X | Identificación de Minerales | Fracción o Porcentaje |
| | Espectrometría de masa y onda | | |
| | Espectroscopía infraroja | | |

4.1.2 Validación de la Información

Después de recolectar toda la información disponible se procedió a la validación de las curvas, efectuándose las correcciones pertinentes a las que presentaron problemas, de igual forma, se validó la información de núcleos y la de la sección Cretácica.

El proceso de validación de la información comprende una serie de pasos, los cuales son necesarios para poder realizar un estudio donde los datos que se esté utilizando sean confiables. Este proceso de validación lo podemos describir a continuación:

- (a) En relación a la validación de las curvas, se interpreto la edición de perfiles (generales y puntuales) para tener las curvas en rangos de escalas

(dependiendo del registro) en referencia a la profundidad, comparando la imagen del registro con el archivo digital (".las").

- (b) Se realizó correcciones ambientales a la información adquirida por las herramientas (particularmente de gamma ray, neutrón y resistividad), para reducir los efectos causados por condiciones de hoyo, lodo de perforación, temperatura, etc. De esta forma, se eliminaron las diferencias en las respuestas de los registros que no son función directa de las propiedades del yacimiento.
- (c) Para este estudio se requirió de la normalización de las curvas con el objeto de eliminar o reducir los efectos de dispersión/ruidos durante la adquisición de la información.
- (d) Se realizó un proceso de validación y certificación de los datos en formato digital de los análisis convencionales y especiales, estableciendo los rangos y tendencias de las mediciones realizadas.
- (e) Se validó los análisis físico/químicos de acuerdo con una serie de factores los cuales permiten validar la muestra, tales como: fecha en que se tomó la muestra (antes o después de algún trabajo de rehabilitación) y que dichas muestras se encuentren balanceadas iónicamente ($\Sigma\text{meq/L aniones} = \Sigma\text{meq/L cationes}$).

4.1.3 Análisis de los datos recopilados

Se cargó todas las curvas existentes de los pozos a estudiar, las cuales se validaron, certificaron y normalizaron, como se expuso anteriormente. Los pozos se analizaron según su información o curvas registradas, disponiendo de análisis convencionales (Φ , K_{air} , S_o , S_w , ρ_{grano}), especiales de núcleo y descripción sedimentológica, que sirvieran para establecer y ajustar los parámetros petrofísicos tales como factor de cementación (m), exponente de saturación (n), densidad de la matriz (ρ_{ma}), volumen de arcilla (V_{sh}), entre otros, que fueron utilizados para la correlación núcleo-perfil y determinación de petrofacies.

4.2 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Los parámetros de evaluación son requeridos para lograr valores cuantitativos de los perfiles de pozos; es necesario conocer los parámetros petrofísicos de la formación, tales como: densidad de matriz (ρ_{ma}), factor de formación (F), exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y resistividad del agua de formación (R_w). En aquellas áreas que no poseen núcleos, es factible utilizar otros métodos (analíticos y gráficos) para calcular los parámetros petrofísicos a , m y n . En estos métodos se ubican zonas dentro del yacimiento que estén presumiblemente 100 % saturadas de agua de formación, siempre y cuando se conozca el valor de la resistividad del agua de formación y se disponga de perfiles de porosidad adecuados para realizar el análisis.

4.2.1 Densidad de Matriz de Formación (ρ_{ma})

Para calcular la densidad de matriz de la formación se realizó el histograma de frecuencia con los valores de densidad de grano. Para esto se graficaron valores de frecuencia en función de los valores de densidad de grano, obtenidos de los análisis convencionales de los pozos con núcleo (Gráfico 4.1).

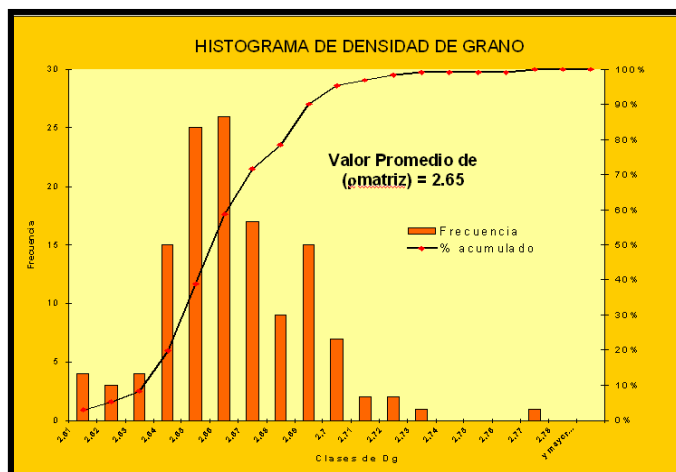


Gráfico 4.1 Histograma de frecuencia con los valores de densidad de grano.

4.2.2 Factor de Cementación (m) y Coeficiente de Tortuosidad (a)

Para calcular el factor de cementación (m) se realizó un gráfico log-log (factor de formación, en función de la porosidad) para las diferentes muestras de los núcleos con análisis especiales. Si los puntos definen una tendencia lineal, la regresión permite obtener la tortuosidad (a) como el intercepto en la ordenada, mientras que la pendiente de la recta define el exponente de cementación de la formación (m). En caso contrario, la regresión se fuerza por el valor uno (1) en la ordenada y la pendiente es (m). (Gráfico 4.2).

La expresión matemática que rige el proceso es la siguiente:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = a\phi^{-m}$$

Donde:

FF = Factor de resistividad de la formación.

R_o = Resistividad de formación saturada 100 % de agua.

R_w = Resistividad de agua de formación.

a = Coeficiente de tortuosidad.

ϕ = Porosidad (fracción).

m = Factor de cementación.

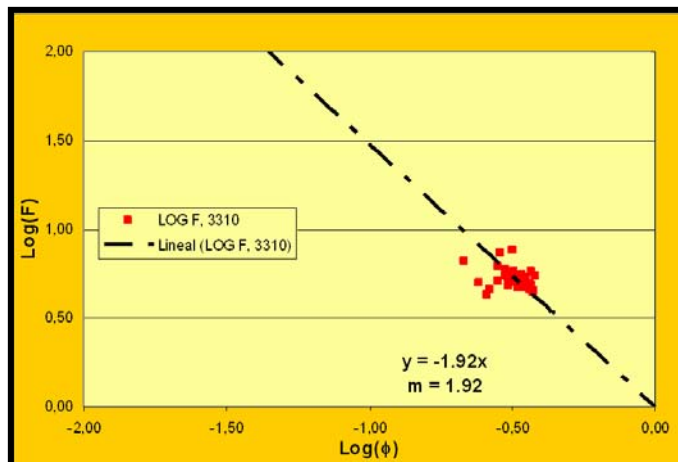


Gráfico 4.2 Exponente de Cementación (m)

4.2.3 Exponente de Saturación (n)

Para calcular el exponente de saturación (n) se construyó un gráfico log-log (índice de resistividad en función de la saturación de la solución salina) para las diferentes muestras de los núcleos (análisis especiales); el exponente de saturación (n) se obtiene como la pendiente de la recta que mejor se ajuste a los puntos representados, de acuerdo a la siguiente expresión. (Gráfico 4.3).

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$$

Donde:

IR = Índice de resistividad (adimensional).

R_t = Resistividad verdadera de formación (ohm-m).

R_o = Resistividad de formación saturada 100% de agua (ohm-m).

S_w = Saturación de la muestra salina utilizada en el laboratorio (fracción).

n = Exponente de saturación (adimensional).

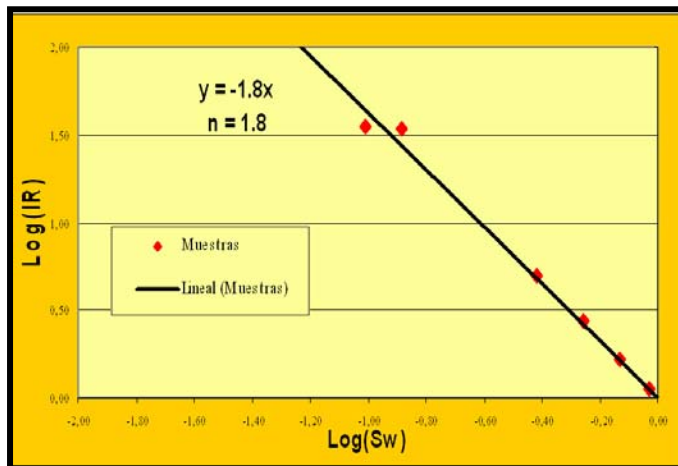


Gráfico 4.3 Exponente de Saturación (n)

4.3 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

La determinación de la resistividad del agua de formación, se realiza a través de diferentes métodos dependiendo de la información disponible, en este caso se determinó a partir de los análisis físico/químico del agua de las muestras más representativas.

A continuación se describe el procedimiento para cada método:

4.3.1 Análisis Físico/Químico del agua de Formación

A partir de un análisis físico/químico de una muestra de agua representativa se puede determinar la resistividad del agua de formación. Los análisis cuantitativos de las aguas de formación, pueden presentarse en diversas formas. Deben expresar tanto la concentración total, como la concentración de cada una de las sales disueltas, o de cada uno de los iones presentes en la solución. Los valores se expresan frecuentemente en partes por millón (ppm), sin embargo, también pueden ser expresados como:

- (a) Gramos o miligramos por litro (mg/l)
- (b) Porcentaje por peso (1% = 10.000 ppm)
- (c) Miliequivalentes por litro (meq/l)
- (d) Porcentaje de miliequivalentes por litro (%meq).

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

Existe un método 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 determinan del gráfico Gen 8 (Gráfico 4.4) de Schlumberger a partir de la concentración total de sólidos. Esta concentración es la sumatoria de todas las concentraciones (ppm) de los iones presentes en el análisis químico de la muestra.

$$\text{Concentración Total} = \sum(\text{ppm}/\text{ión})_i$$

$$\text{Total de sólidos } i = 1$$

Para obtener la salinidad total equivalente en cloruro de sodio, las partes por millón de cada ión se multiplican por su factor de conversión correspondiente y los productos se suman.

$$\text{Salinidad total equivalente en cloruro de sodio} = \sum(\text{ppmc}/\text{ión} * \text{fconv}i)$$

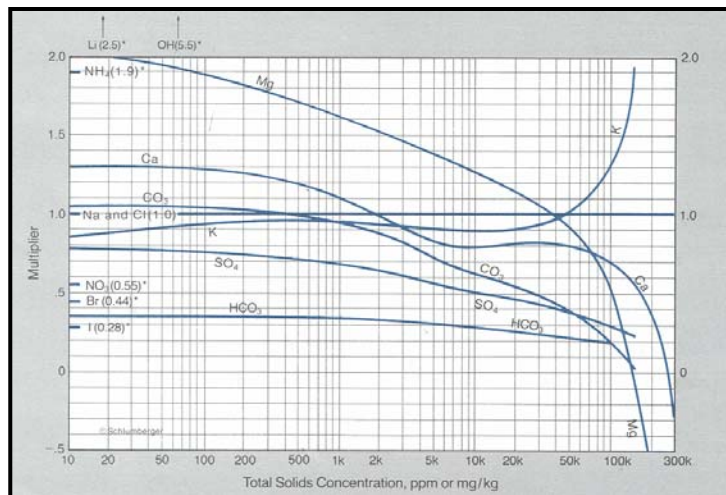


Gráfico 4.4 Gen-8.

Para obtener la resistividad del agua de formación se lleva el valor de la salinidad total equivalente de cloruro de sodio y la temperatura a la cual se desea el resultado al gráfico Gen-9 de Schlumberger (Gráfico 4.5).

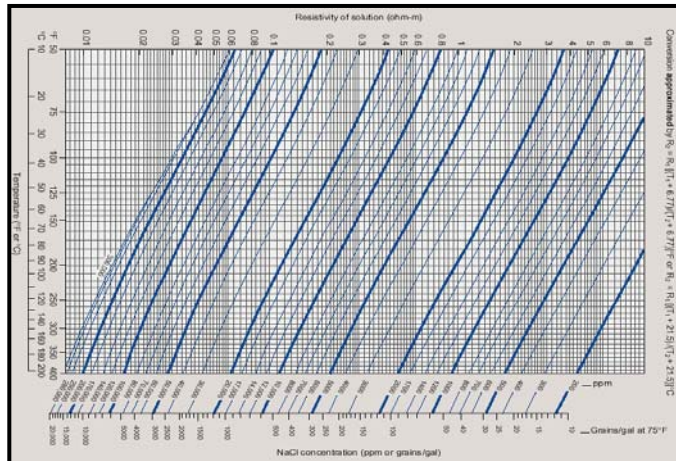


Gráfico 4.5 Gen-9.

4.3.2 Determinación de R_w mediante la técnica gráfica de Pickett

Mediante un diagrama cruzado de $\log \Phi$ vs $\log Rt$ para una arena limpia 100% saturada de agua, se obtiene una línea recta cuyo intercepto con la abscisa representa el valor de a^*R_w y su pendiente representa el valor del exponente de cementación “ m ”. El Gráfico 4.6 muestra el “pickett-plot” correspondiente al pozo COL-01.

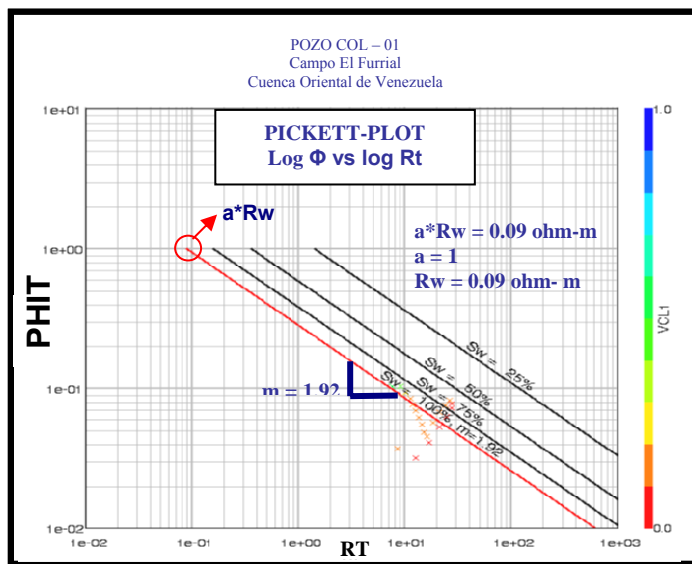


Gráfico 4.6 Gráfica de Pickett. PHIT vs RT

4.4 CORRELACIÓN NÚCLEO-PERFIL

El objetivo en la correlación núcleo-perfil es calibrar los registros de pozo con los datos de núcleo para reproducir correlaciones que permitan extrapolar propiedades petrofísicas como: porosidad, permeabilidad, radio de garganta poral, petrofacies, etc.

4.4.1 Ajuste en profundidad de los datos

Se ajustan en profundidad la curva de rayos gamma de superficie registrado en el núcleo (Core-Gamma), con la curva de rayos gamma del registro de resistividad para el pozo con núcleo, refiriendo todos los resultados validados de los análisis provenientes de los núcleos a la profundidad ajustada. En caso de no existir el Core-Gamma, se utiliza la curva de resistividad, la información se carga en la base de datos “Geoframe” y se ajusta a través del módulo “WellEdit”.

Después de referir todos los resultados de los análisis provenientes del núcleo a la profundidad ajustada, se depuran los datos de los núcleos mediante la elaboración de gráficos adecuados para detectar valores afectados por selección o metodología.

4.5 DETERMINACIÓN DE LOS MODELOS PETROFÍSICOS

El establecimiento de los modelos es de suma importancia, ya que estos nos definen cuáles son las ecuaciones o modelos con los que serán evaluados los pozos pertenecientes al proyecto.

4.5.1 Modelo de Arcillosidad

En el caso de existir Análisis Petrográficos (Difracción de Rayos X) de núcleos que puedan aportar información y el volumen de arcilla utilizando los modelos de arcillosidad mencionados en el capítulo III, seleccionando como modelo a utilizar

aquel que más se ajuste a los volúmenes de arcilla reportados por laboratorio.

Asimismo, para cada petrofacies que posean muestras con Análisis Petrográficos se procede a identificar los tipos de arcillas presentes, así como la mineralogía de la formación.

De no existir dichos análisis se procede a calcular el índice de arcillosidad y el volumen de arcilla a partir de los registros de los pozos.

4.5.2 Modelo de Porosidad

Se procede a calcular la porosidad a partir de los perfiles disponibles (densidad, neutrón, sónico, entre otros) y se compara la porosidad proveniente del núcleo con la obtenida de los perfiles; si existe cotejo se procede a establecer el modelo de porosidad, en caso contrario se revisa los parámetros utilizados y la normalización de las curvas, se recalcula la porosidad de perfiles y se establece el modelo de porosidad.

Los modelos de porosidad total disponibles son:

(a) Densidad
$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

(b) Sónico
$$\phi_S = \left(\frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \right) \frac{1}{C_D}$$

(c) Neutrón:
$$\phi = \phi_N = \phi_{SNP} \qquad \phi = \phi_N = \phi_{CNL}$$

En caso de presentar combinaciones de registros:

$$(a) \text{ Densidad- Neutrón } \quad \phi = (\phi_N \phi_{Dsh} - \phi_D \phi_{Nsh}) / (\phi_{Dsh} - \phi_{Nsh})$$

$$(b) \text{ Densidad - Sónico } \quad \phi = (\phi_S \phi_{Dsh} - \phi_D \phi_{Ssh}) / (\phi_{Dsh} - \phi_{Ssh})$$

$$(c) \text{ Sónico - Neutrón } \quad \phi = (\phi_S \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Ssh}) / (\phi_{Nsh} - \phi_{Ssh})$$

Donde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz de la formación (gr/cc).

ρ_b = Densidad volumétrica de la formación leída por el perfil.

ρ_f = Densidad del fluido a base de agua igual a 1 gr/cc.

R_o = Resistividad de la formación saturada 100% con agua (ohm-m).

ϕ_D = Porosidad directa del registro de densidad (fracción).

ϕ_N = Porosidad directa del registro de neutrón (fracción).

ϕ_S = Porosidad directa del registro de sónico (fracción).

Finalmente, para el cálculo de la porosidad efectiva (ϕ_e) existen dos modelos:

$$\phi_e = \phi_{Total} (1 - V_{sh})$$

$$\phi_e = \phi_{Total} (\phi_{Vsh} \cdot V_{sh})$$

Donde:

ϕ_{Vsh} = porosidad (corregida por arcilla) de formación.

ϕ_{Total} = porosidad total calculada por el registro disponible (Densidad, Neutrón).

Para determinar el modelo de porosidad a utilizar se construye un “Template” incluyendo registros del pozo clave, data del núcleo y las curvas representadas por las ecuaciones nombradas anteriormente para el cálculo de porosidad efectiva, para ver cuál de los dos modelos coteja con la data del núcleo. También se puede construir el gráfico de porosidad efectiva del modelo o calculada vs porosidad efectiva de los

análisis del núcleo; el modelo que forme una línea de 45° con la porosidad efectiva del núcleo será el más representativo (Gráfico 4.7).

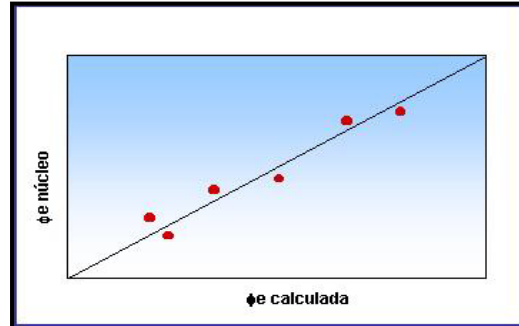


Gráfico 4.7 Porosidad determinada a partir de núcleo vs porosidad calculada.

4.5.3 Modelo de Saturación (Cálculo de Saturación de Agua)

La metodología utilizada en el estudio para el cálculo de este parámetro, consistió en la determinación y selección del modelo de saturación que más se ajuste con los datos generados del análisis de núcleo (curvas de presión capilar y permeabilidad relativa).

Existen varios modelos para el cálculo de la saturación de agua, entre los cuales los más utilizados son:

- (a) Simandoux.
- (b) Waxman y Smits.
- (c) Archie (arenas limpias).

Para la aplicación de los mismos se necesitan los parámetros siguientes:

- (a) Coeficiente de tortuosidad.
- (b) Factor de cementación.
- (c) Exponente de saturación.
- (d) Resistividad del agua de formación.

Las ecuaciones que aplica cada uno de los modelos se muestran a continuación:

(a) Ecuación de Simandoux:
$$S_w = \left[\left(\frac{a R_w}{\theta^m R_t} \right) + \left(\frac{a R_w V_{sh}}{2 \theta^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\frac{a R_w V_{sh}}{2 \theta^m R_{sh}} \right]$$

(b) Ecuación de Waxman y Smits:
$$S_w^{-n^*} = R_t \frac{(1 + R_w B Q_v / S_w)}{\phi_t^{-m^*} R_w}$$

(c) Ecuación de Archie:
$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t}$$

Donde:

a = Coeficiente de tortuosidad (adimensional).

m = Factor de cementación (adimensional).

n = Exponente de saturación (adimensional).

Q_v = es la capacidad de intercambio catiónico.

R_{sh} = Resistividad de las arcillas. (ohm-m).

V_{sh} = Volumen de arcilla (porcentaje).

R_w = Resistividad del agua. (ohm-m).

S_w = Saturación de agua (porcentaje).

S_{wi} = Saturación de agua irreducible (porcentaje).

Por otra parte para validar el modelo, como el más representativo, se procede a graficar los resultados de cada uno (R_t vs S_w) y se compara el valor de S_{wi} con el obtenido a través de las curvas de presión capilar y permeabilidades relativas del análisis del núcleo en estudio, se escogió como más representativo aquel modelo en donde la saturación de agua irreducible fue igual o se ajuste más al valor de S_{wi} obtenida del análisis del núcleo.

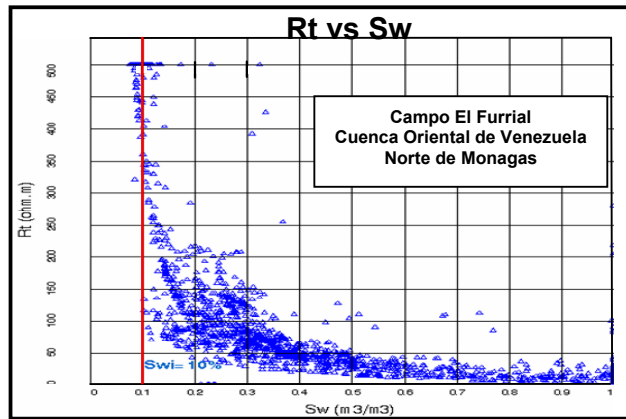


Gráfico 4.8 Resistividad Verdadera (R_t) contra Saturación de Agua (S_w).

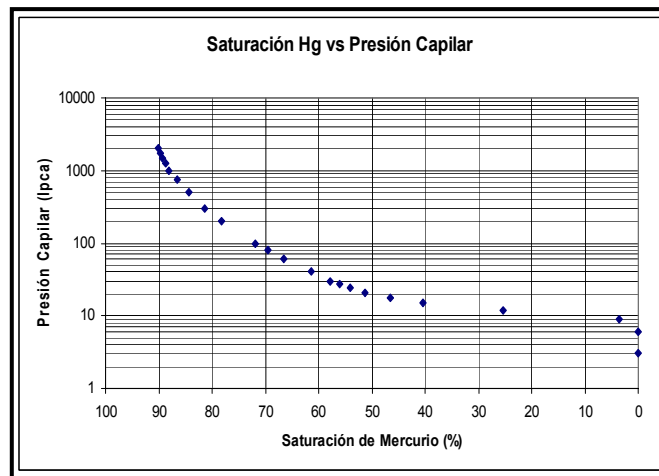


Gráfico 4.9 Presión Capilar contra Saturación de Mercurio, de los análisis especiales realizados al núcleo del pozo FUL-12.

En este caso el modelo que mejor se ajustó es el modelo de Simandoux, cuyo cotejo se puede observar comparando las gráficas de 4.8 y 4.9. Adicionalmente el modelo de saturación de agua también se validó contra los datos de producción de agua para cada pozo.

4.5.4 Modelo de Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad que no puede ser determinada directamente de registros, para la estimación de la misma es necesario aplicar herramientas gráficas

que permitan relacionar esta propiedad medida en el núcleo con otras propiedades fácilmente calculables de registros, para ello se procedió a realizar “cross-plot” entre porosidad, volumen de arcilla, radio de garganta de poro, saturación de agua, relación K/ϕ , etc. Para cada tipo de roca determinada (petrofacies) se aplicó aquella relación, cuyo coeficiente de regresión fue mayor o igual a 0.8 y su ajuste fue el más adecuado entre los datos de núcleo y los calculados a partir de esta técnica, lo cual es uno de los objetivos del proyecto.

El cálculo de la permeabilidad por petrofacies se realizó después de determinar cada tipo de roca presente en el yacimiento, como se explica más adelante. El modelo de permeabilidad utilizado fue:

$$\text{Timur: } K(md) = (0.136) * (\phi^{4.4}) (S_{wi}^2)$$

Donde:

K = Permeabilidad (md).

ϕ = Porosidad (porcentaje).

S_{wi} = Saturación de agua irreducible (porcentaje).

4.6 ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES

Antes de realizar los mapas de isopropiedades, se definieron los intervalos estratigráficos de interés (Cretácico). Posteriormente, se generaron en la aplicación “Well pix” (Software de Geoframe) litozonas (parasecuencias) correspondientes a los intervalos K1A, K1B, K1-C, K2A, K2F y K3B con los topes ajustados en las secciones estratigráficas.

Por medio de los modelos ya calculados expuestos anteriormente (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla) se definieron los parámetros de corte para lograr introducir los valores en la aplicación “Ressum” (Software de

Geoframe), obteniendo como resultado los valores de arena neta petrolífera (ANP), porosidad de la ANP, permeabilidad de la ANP, saturación de la ANP y volumen de arcilla de la ANP. Lo que permitió obtener las mejores tendencias de isopropiedades de la zona en estudio.

4.7 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES

Para realizar la caracterización del tipo de roca y determinar las unidades de flujo, se empleó principalmente las pruebas de presión capilar (por inyección de mercurio) de los análisis especiales, también se utilizaran los gráficos de permeabilidad vs porosidad de los análisis convencionales de núcleo, entre otros métodos que permitan la determinación de los posibles tipos de rocas o petrofacies presentes en la sección Cretácica del campo El Furrial.

Para determinar el tamaño de apertura de poro en las rocas, se utilizó la siguiente expresión:

$$P_c = \frac{2C\gamma \cos\theta}{R}$$

Donde:

P_c = Presión capilar en Lbs/pulg².

γ = Tensión superficial (480 dinas/cm²).

θ = Ángulo de contacto (140 grados).

R = Radio de garganta de poro en μm .

C = Constante de conversión (0.145).

Uno de los principales métodos para determinar los tipos de rocas se basa en el cálculo de radio de garganta poral obtenido de los análisis de presión capilar por inyección de mercurio; la clasificación de tipos de roca o petrofacies está basada en el

tamaño de la garganta poral en una escala de valores sugerido por Coalson, Hartmann y Thomas (1985) como se observa en la siguiente tabla 4.3.

Tabla 4.3 Tipos de Roca

| Tipo de Petrofacies | | Tamaño de Garganta de Poro (micrones) |
|---------------------|-------------|---------------------------------------|
| | Megaporoso | >10 |
| | Macroporoso | 2.5 - 10 |
| | Mesoporoso | 0.5 - 2.5 |
| | Microporoso | 0.1 - 0.5 |
| | Nanoporoso | <0.1 |

4.8 METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES

Basados en trabajos de laboratorio, Winland (1972) y Pittman (1992) (clasificación de la geometría del poro, marco teórico) obtuvieron una serie de ecuaciones que relacionan el radio de garganta de poro, la porosidad y la permeabilidad a diferentes saturaciones de mercurio; comparando el radio de garganta predominante (R_i) calculado con el R_i obtenido por medio de las correlaciones empíricas determinadas por Winland (1972) y Pittman (1992), se escoge la ecuación que mejor reproduce los datos de presión capilar de laboratorio, aplicando el siguiente procedimiento:

4.8.1 Gráficos de Ápices (Apex-Plots)

Es una herramienta que permite identificar el rango de saturación de la fase no mojante donde se alcanza el mayor desplazamiento, la cual se relaciona con el radio de la garganta poral dominante " R_i "; para elaborar el "Apex-Plots" se grafica la relación saturación de la fase no mojante/presión capilar vs saturación de la fase no mojante, determinando el punto de mayor inflexión, el cual representa la saturación

de mercurio donde alcanza el mayor desplazamiento, que a su vez se relaciona con el radio de garganta poral “ R_i ” (Gráfico 4.10).

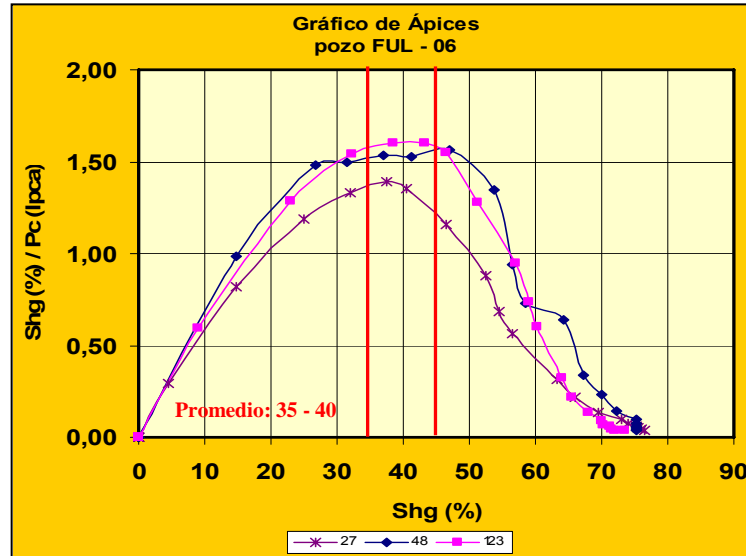


Gráfico 4.10 Gráfico de Ápices

4.8.2 Perfil de Garganta de Poro

Es un gráfico que se realiza con la finalidad de obtener curvas de presión capilar, a diferentes niveles de saturación. Para la elaboración del perfil de garganta de poro se grafican en papel semi-log para las diferentes muestras de los núcleos, los valores obtenidos de presión capilar, en función de la saturación de la fase no mojante (mercurio), en este gráfico se observa si existen distintas curvas y si poseen distintos valores de saturación de agua irreducible, lo que indica la presencia de varios tipos de rocas (Gráfico 4.11).

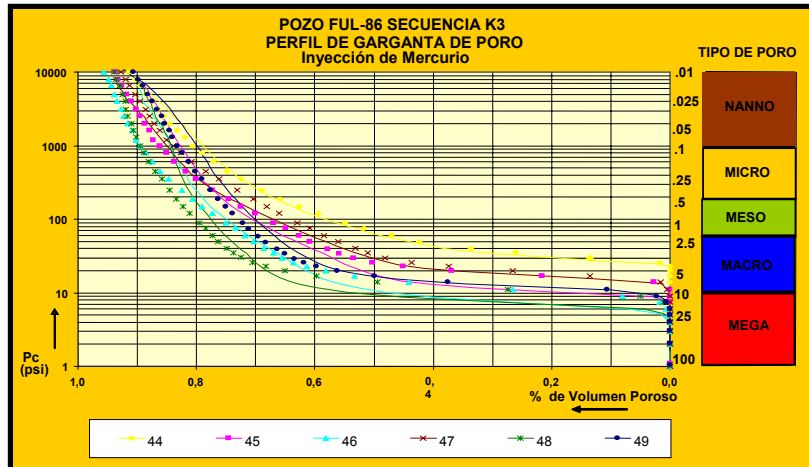


Gráfico 4.11 Perfil de Garganta de Poro

4.8.3 Gráficos Uno a Uno (One to One)

Los gráficos uno a uno permiten comparar los valores de R_i , obtenidos a partir del perfil de garganta de poro (presión capilar), con los calculados usando las ecuaciones empíricas de Winland (1972) y Pittman (1992), para cada nivel de saturación de mercurio perteneciente al rango previamente establecido a través del gráfico de Ápices.

Se elabora graficando en papel cartesiano los R_i calculados del perfil de garganta de poro vs R_i calculados con las ecuaciones empíricas de Winland (1972) y Pittman (1992), la tendencia de los puntos será una línea recta, escogiéndose el R_i que más se acerque a una línea de 45 grados (Gráfico 4.12).

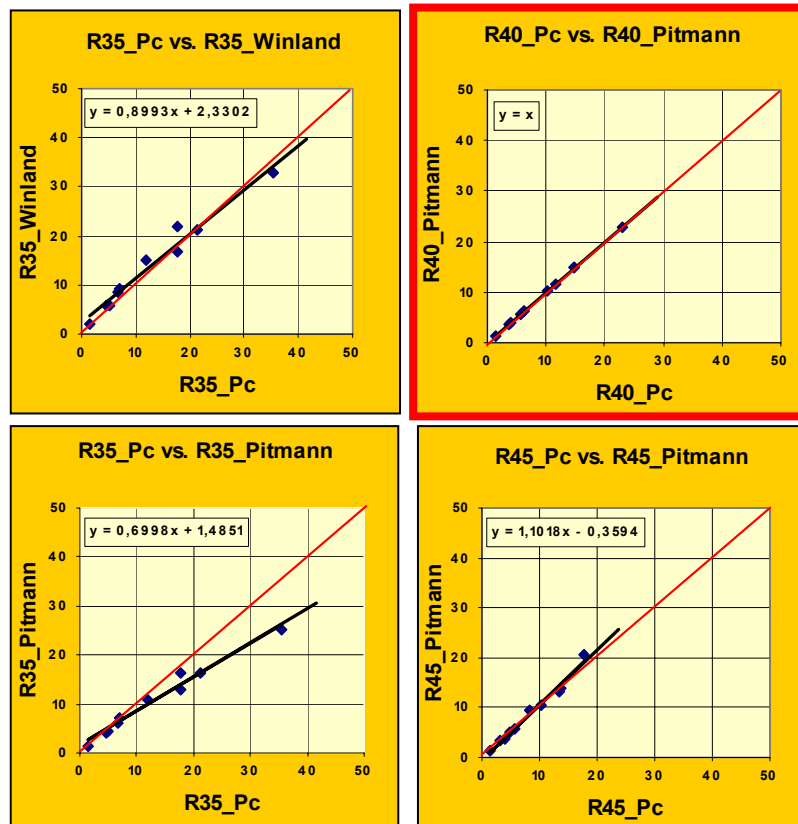


Gráfico 4.12 Gráfico de Uno a Uno (One-One)

Este gráfico será determinante en la escogencia del R_i por lo tanto su interpretación debe hacerse con mucho cuidado, analizando siempre todos los parámetros que influyen en el cálculo de los diferentes R_i (muestreo, tipo de prueba de presión capilar, medición de la porosidad y permeabilidad, entre otros).

Finalmente, después conocer la ecuación para el cálculo del R_i y la existencia de diferentes tipos de rocas, se ve la necesidad de caracterizar cada tipo de roca según su tamaño de garganta de poro, realizando el gráfico de porosidad (ϕ) en escala lineal vs permeabilidad (K) en escala logarítmica, que incluye además isolíneas de tamaño de garganta poral (R_i); las diferentes agrupaciones de puntos que sigan la tendencia de una isolínea determinada representa distintas calidades de roca (Gráfico 4.13).

En el gráfico 4.13 se puede observar dispersión y diversidad de tendencias, identificando grupos con similares capacidades de flujo.

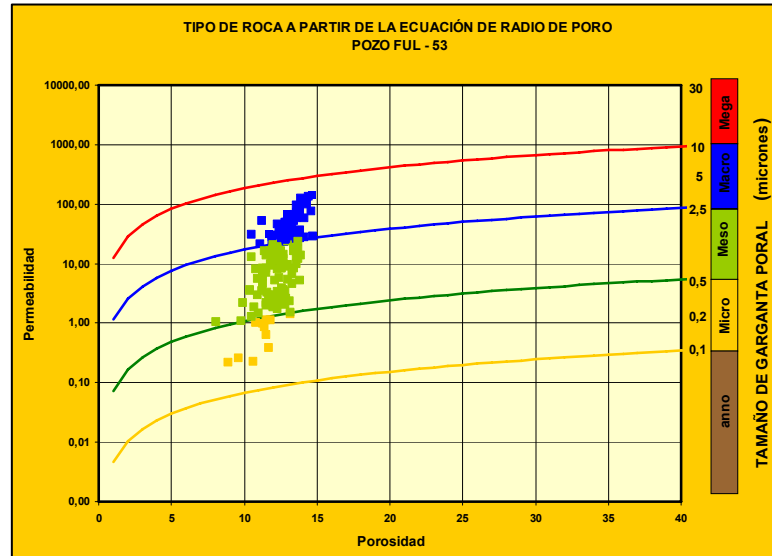


Gráfico 4.13 Gráfico de R_i (Permeabilidad vs Porosidad)

4.9 DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

Con la finalidad de identificar los diferentes unidades de flujo (U.F), que permiten el movimiento de los fluidos en el yacimiento y determinar el mínimo número de unidades de flujo a introducir dentro de su modelo de simulación dinámica, se deben aplicar una serie de técnicas gráficas, de tal manera que se utilice los datos “pie a pie” de los pozos en estudio, incluyendo para tal fin información estratigráfica, petrofísica y de producción del yacimiento en estudio.

4.9.1 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado

Para la construcción del gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado (SMLP)” se grafica el porcentaje de capacidad de flujo acumulado contra el porcentaje de capacidad de almacenamiento acumulado, ordenado en secuencia estratigráfica y

utilizando los datos “pie a pie” del pozo, apoyándose en los puntos de inflexión resultantes en los gráficos de ápices para la selección de los intervalos (Gráfico 4.14).

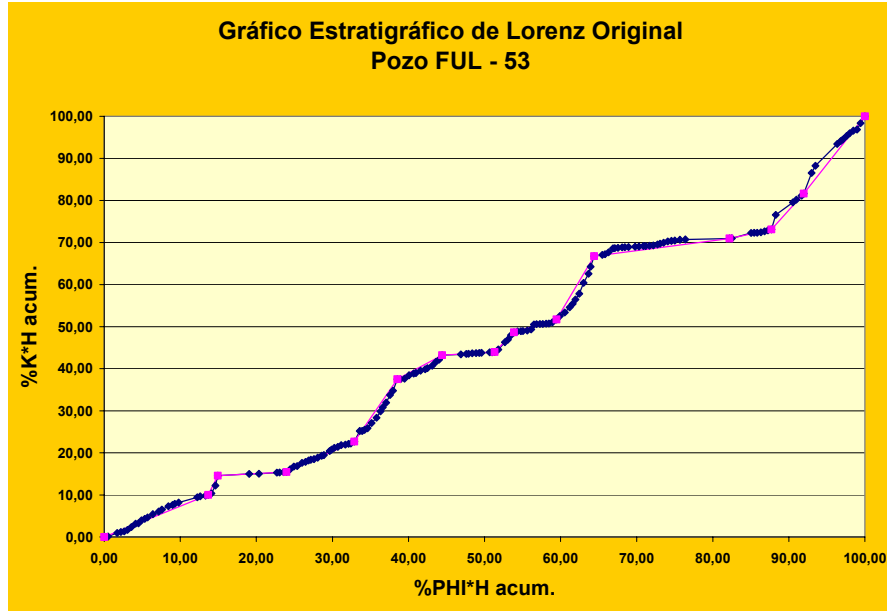


Gráfico 4.14 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado.

%k*acum. vs %PHI*acum

4.9.2 Gráfico de Lorenz Modificado

El gráfico de Lorenz Modificado (MLP) jerarquiza las unidades de flujo seleccionadas de acuerdo a sus relaciones K/ϕ , permitiendo comparar visualmente aquellas con propiedades similares.

Para su elaboración se grafica el porcentaje de capacidad de flujo acumulado contra el porcentaje de capacidad de almacenamiento acumulado para cada unidad de flujo, luego de ser ordenadas éstas en orden descendente de K/ϕ . (Gráfico 4.15).

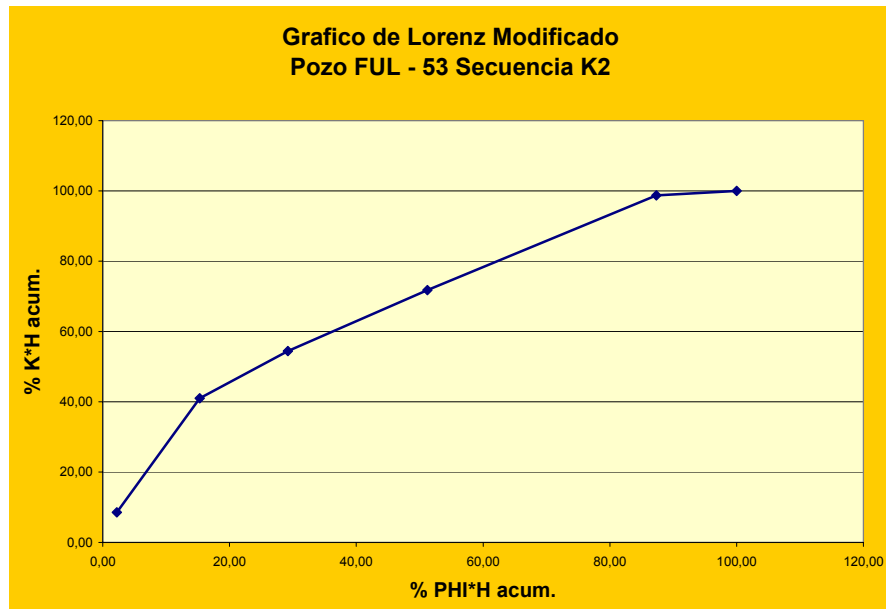


Gráfico 4.15 Gráfico de Lorenz Modificado

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Por medio de la metodología expuesta en el capítulo IV, se presentan los resultados en detalle de la evaluación petrofísica, caracterización de petrofacies y determinación de unidades de flujo, pertenecientes a la sección Cretácica del campo El Furrrial, Cuenca Oriental de Venezuela.

5.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Para definir el modelo petrofísico de la sección Cretácica, se analizaron 85 pozos los cuales atravesaron la sección y poseen registros validados. Es importante resaltar que para este estudio, se contaba con 12 pozos con núcleo, que presentaban análisis convencionales y especiales.

Dicha evaluación se llevó a cabo mediante la utilización de la PLATAFORMA GEOFRAME (Schlumberger), donde fueron evaluados todos los pozos control que se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Listas de pozos con registros validados.

| LISTA DE LOS POZOS EVALUADOS DEL CAMPO EL FURRIAL | |
|--|--------------------------------|
| POZOS | CURVAS CARGADAS |
| FUL-02 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-04 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-06 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-07 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-08 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-09 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-10 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-11 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-12 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-13 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-14 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-16 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-17 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-18 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-19 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-20 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-21 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-22 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-23 | CALI, GR, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-24 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-25 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-26 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-28 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-29 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-30 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-31 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-32 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-33 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-34 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI |
| FUL-35 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-36 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-38 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-39 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-40 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-41 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-43 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-45 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUC-02 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUC-03 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUC-06 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUC-12 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUC-21 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUC-49 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |

| LISTA DE LOS POZOS EVALUADOS DEL CAMPO EL FURRIAL | |
|--|--------------------------------|
| POZOS | CURVAS CARGADAS |
| FUL-46 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-47 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-48 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-49 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-50 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-51 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-52 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-53 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-57 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-58 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI |
| FUL-61 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-62 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-63 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-66 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-67 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-69 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-73 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-74 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-75 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-76 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-77 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-80 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-81 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-85 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| FUL-86 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-87 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-88 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-89 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-90 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-91 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-92 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-93 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-94 | CALI, GR, NPHI, RHOB |
| FUL-95 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-96 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-97 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-98 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FUL-99 | GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FN-12 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FN-15 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| FN-19 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |
| COL-01 | CALI, GR, ILD, NPHI, RHOB |
| CRC-14 | CALI, GR, ILD, ILM, NPHI, RHOB |

5.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Los parámetros de evaluación son requeridos para lograr valores cuantitativos de análisis de registros, propiedades eléctricas de la roca, factor de formación, exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y la resistividad del agua de formación son obtenidos de análisis de núcleo y muestras de agua de formación, aplicando la metodología expuesta en el capítulo anterior. Los resultados de los parámetros petrofísicos una vez aplicada dicha metodología serán mostrados más adelante.

Cabe destacar que los parámetros de evaluación fue realizado para los 12 pozos con núcleo, sin embargo, solamente se presentarán los resultados de los pozos FUL-06, FUL-07, FUC-06 y FUL-86.

5.2.1 Densidad de Matriz de Formación (ρ_{ma})

El valor de densidad de grano utilizado en la evaluación petrofísica se calculó por medio de histogramas de frecuencia, realizados para los pozos con análisis especiales de núcleos pertenecientes a la sección Cretácica del campo El Furrial, obteniéndose un valor promedio de 2,65 grs/cc (Gráficos 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4).

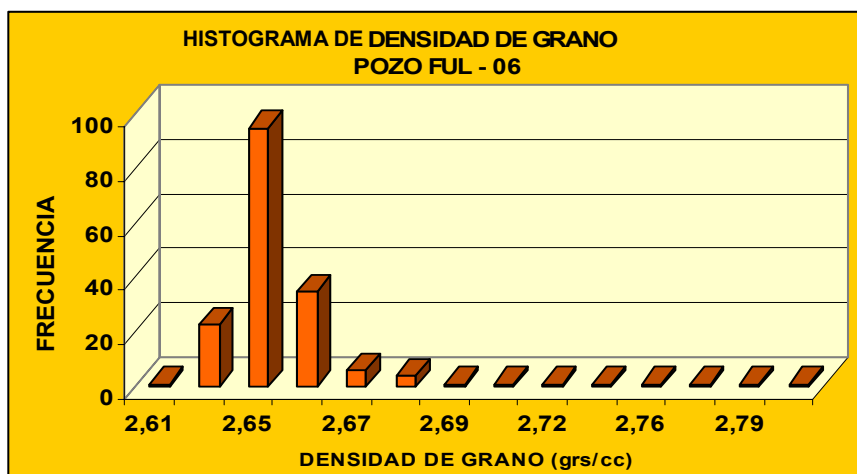


Gráfico 5.1 Gráfico de densidad de grano, pozo FUL-06.

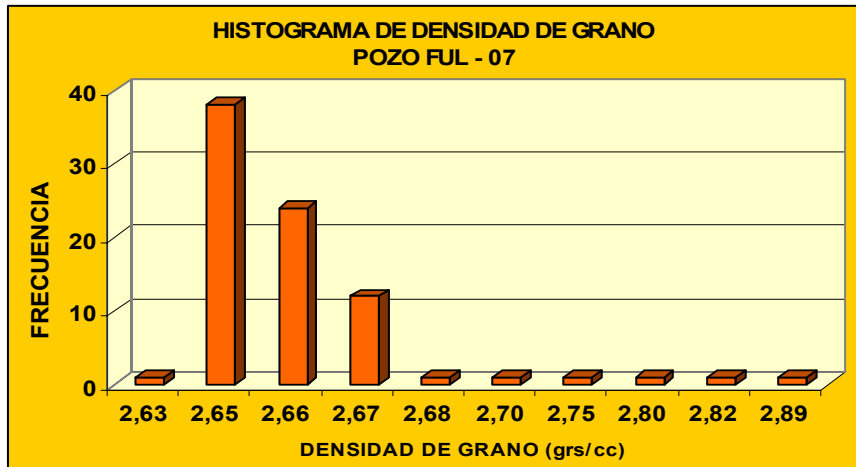


Gráfico 5.2 Gráfico de densidad de grano, pozo FUL-07.

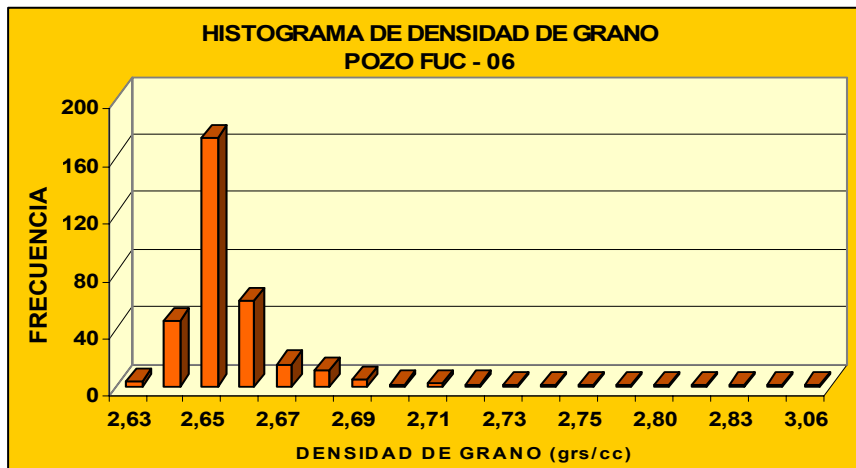


Gráfico 5.3: Gráfico de densidad de grano, pozo FUC-06.

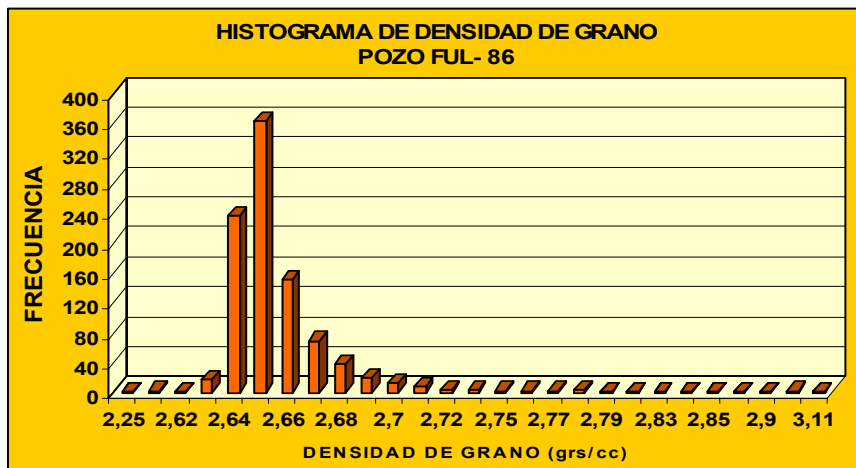


Gráfico 5.4 Gráfico de densidad de grano, pozo FUL-86.

5.2.2 Factor de Cementación (m) y Coeficiente de Tortuosidad (a)

Para calcular el factor de formación (F) se utilizaron las muestras pertenecientes a la sección Cretácica de los pozos con núcleo. La determinación del factor de cementación (m) se realizó a partir de la pendiente de la recta, que se obtiene al graficar en escala logarítmica el factor de formación *vs* porosidad (fracción) y utilizando los datos con la máxima presión de sobrecarga. Los resultados indicaron un coeficiente de tortuosidad (a) igual a 1 en todos los pozos y un exponente de cementación (m) promedio igual a 1.92, ya que los valores oscilaban entre 1.77 y 2 (Gráficos 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8). Se concluyó que existe un moderado grado de cementación en todos los pozos, ya que el valor obtenido de (m) está entre 1,8 y 2.0 (Tabla 5.2).

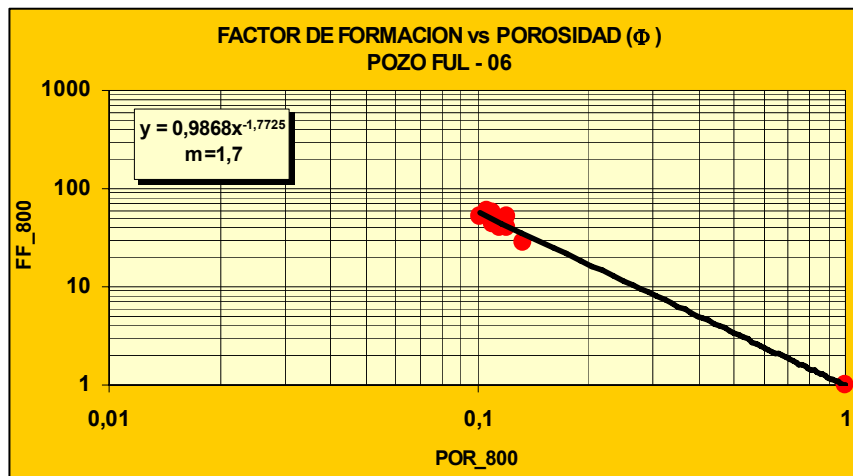


Gráfico 5.5 Cálculo del factor de cementación, pozo FUL-06.

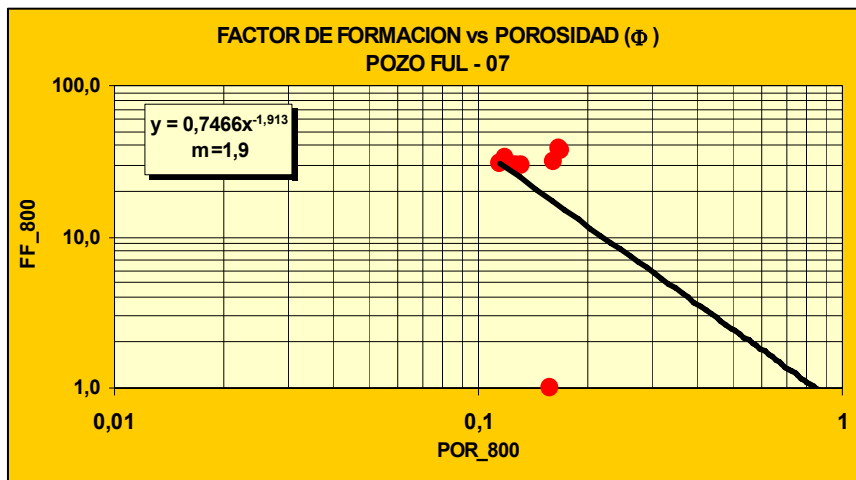


Gráfico 5.6 Cálculo del factor de cementación, pozo FUL-07.

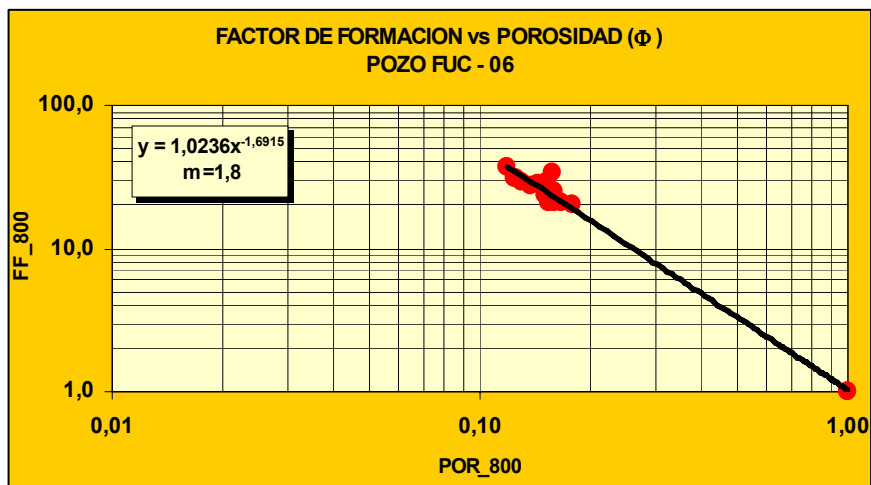


Gráfico 5.7 Cálculo del factor de cementación, pozo FUC-06.

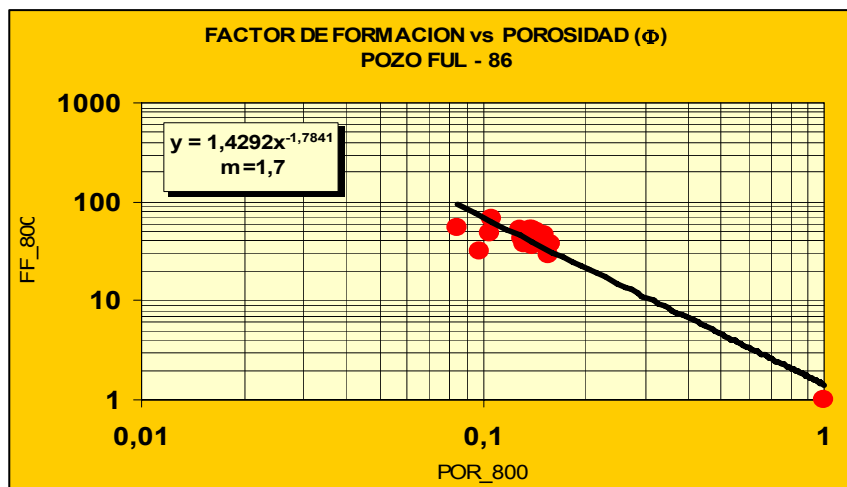


Gráfico 5.8 Cálculo del factor de cementación, pozo FUL-86.

Tabla 5.2 Grado de cementación en función del exponente de cementación (m).

| Tabla de grado de cementación | |
|-------------------------------|----------------------------|
| VALORES DE "m" | GRADO DE CEMENTACIÓN |
| < 1.4 | No cementados |
| 1.6 -1.8 | Muy ligeramente cementados |
| 1.8-2.02 | Moderadamente cementados |
| > 2.0 | Altamente cementados. |

5.2.3 Exponente de Saturación (n)

El valor del exponente de saturación (n) fue determinado al graficar índice de resistividad vs saturación de solución salina, en escala logarítmica, utilizando las muestras de los núcleos con la máxima presión de sobrecarga obteniéndose un exponente de saturación (n) de 2 para todos los pozos ya que los valores se encontraban en un rango de 1,8 -2, (Gráficos 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12).

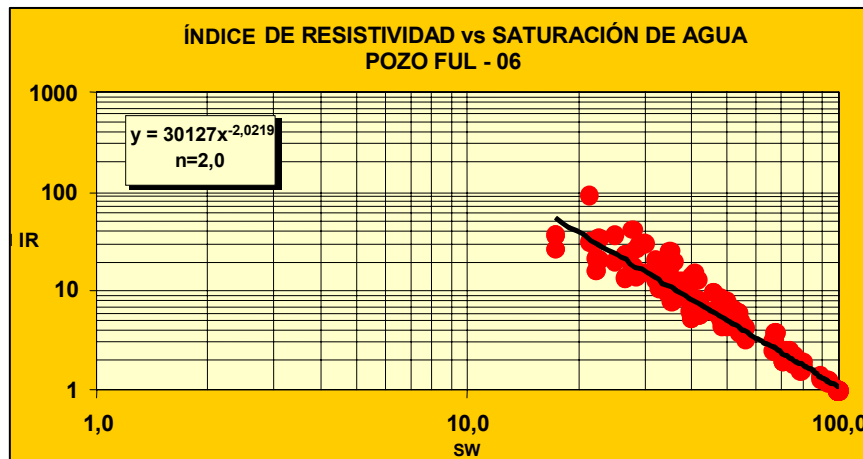


Gráfico 5.9 Cálculo de exponente de saturación, pozo FUL-06.

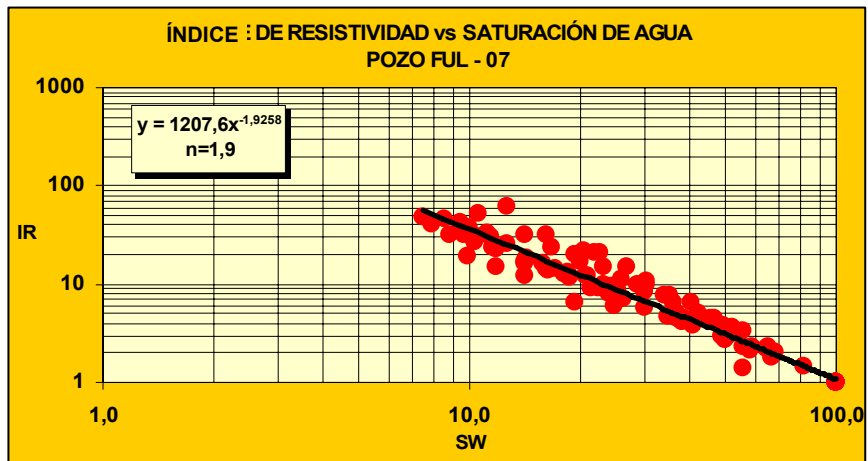


Gráfico 5.10 Cálculo del exponente de saturación, pozo FUL-07.

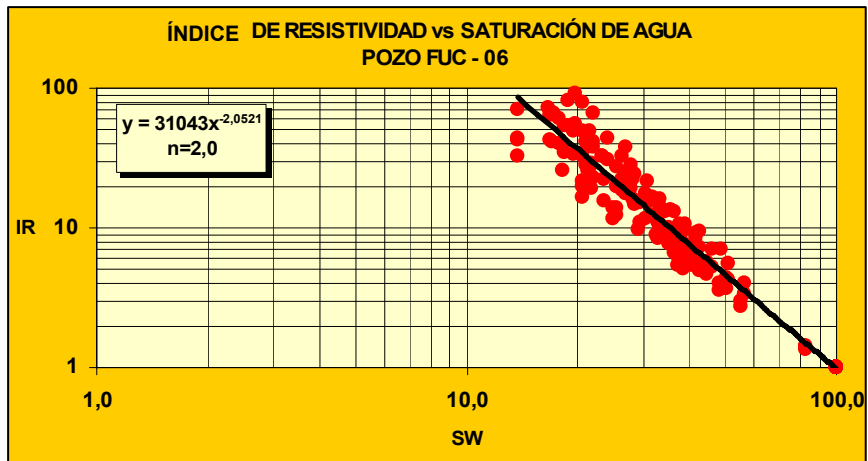


Gráfico 5.11 Cálculo del exponente de saturación, pozo FUC-06.

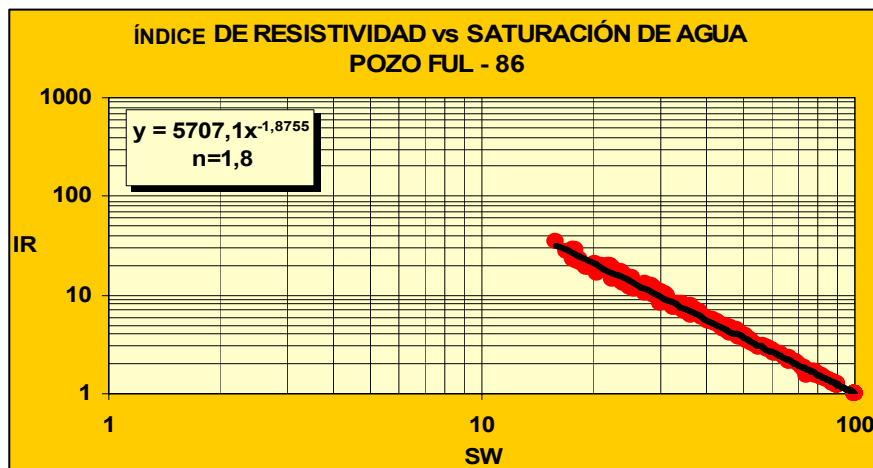


Gráfico 5.12 Cálculo del exponente de saturación, pozo FUL-86.

5.2.4 Resistividad del agua de Formación (R_w)

La resistividad del agua de formación (R_w) se obtuvo a través de varios análisis físico/químicos realizados a muestras de agua, y mediante la técnica gráfica de Pickett (log porosidad *vs* log resistividad total), la cual fue explicada en el capítulo anterior, obteniéndose un valor de 0.09 ohm-m. Esta técnica de análisis físico/químico fue utilizada para los pozos FUL-18 y FUL-86, considerados como representativos del área. El valor de R_w es de 0,09 ohm-m, a una temperatura de formación de 290 °F y una concentración total de NaCl de 15.000 ppm, (Gráfico 5.13). Corroborando el valor obtenido a través de la técnica de Pickett, (Gráfico 5.14).

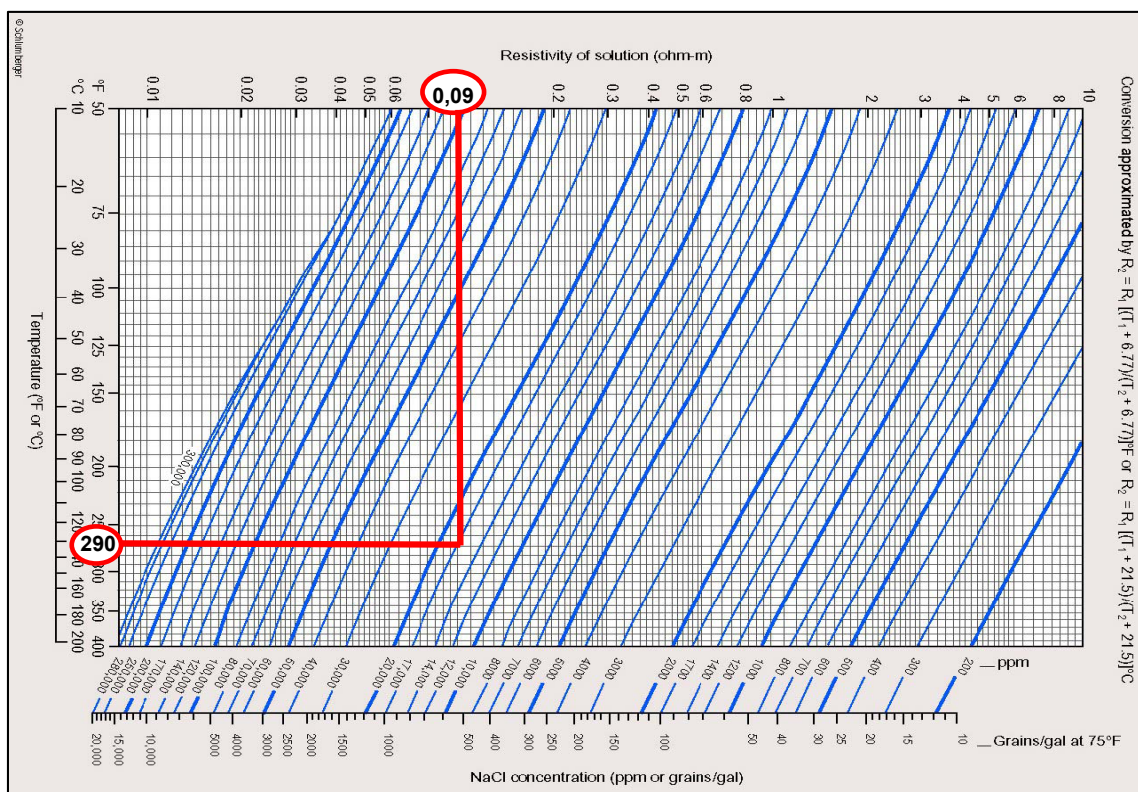


Gráfico 5.13 Gráfico de análisis físico-químico para el cálculo de resistividad del agua, R_w .

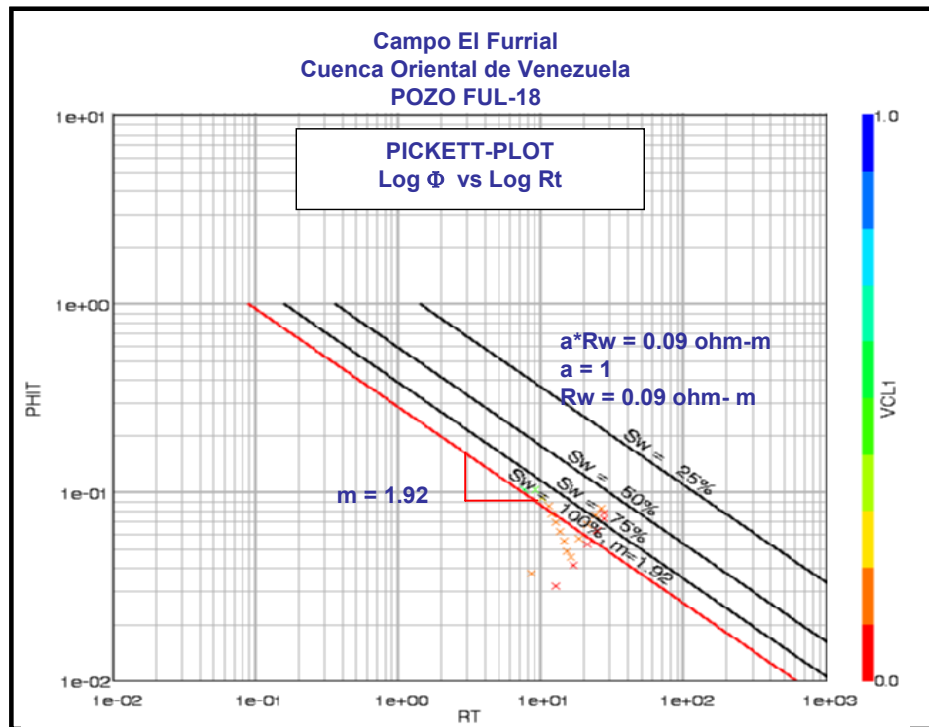


Gráfico 5.13 Calculo de resistividad del agua, pozo FUL-18.

5.3 CORRELACIÓN NÚCLEO-PERFIL

5.3.1 Ajuste en profundidad de los datos

El procedimiento de ajuste de profundidad se realizó utilizando el registro de Rayos Gamma de los pozos en estudio y el registro Rayos Gamma tomado al núcleo de los mismos (CoreGamma).

El escalamiento núcleo-perfil se realizó con el objetivo de calibrar los datos de los análisis de núcleo con los datos obtenidos de registros y de esta manera validarlos; una vez realizada esta correlación se puede obtener los modelos de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad.

5.4 ESTABLECIMIENTO DE MODELOS PETROFÍSICOS

5.4.1 Modelo de Arcillosidad

Se procedió a calcular la arcillosidad a partir de las respuestas del perfilaje obtenida del registro de Rayos Gamma y se comparó con las pruebas de difracción de rayos X (XRD) tomada en algunos de los pozos con núcleo, en vista de que existió un cotejo entre los valores obtenidos de los perfiles con los provenientes del núcleo, se estableció el Modelo Lineal como el más acorde a emplear en este estudio. Dicho modelo esta representado por la ecuación descrita en el capítulo anterior.

5.4.2 Modelo de Porosidad

El modelo de porosidad total, se determinó por medio de los registros de densidad de formación los cuales habían sido validados. La porosidad calculada a partir de los perfiles de densidad, se comparó con los datos de porosidad provenientes de los análisis de núcleo. Como existía cotejo entre ambas informaciones, se estableció el modelo de densidad como el más acorde a utilizar para el resto de los pozos (Figura 5.1).

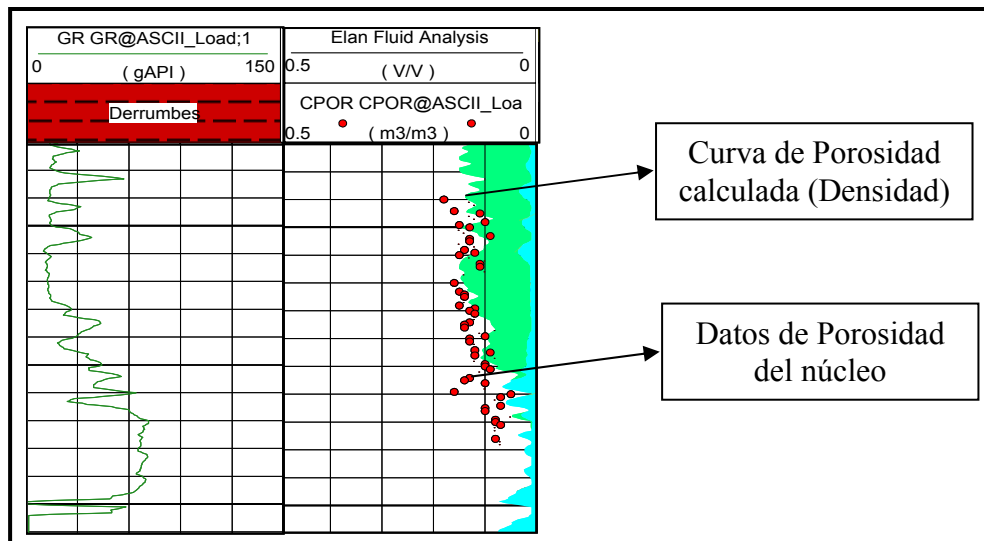


Figura 5.1 Datos de porosidad del núcleo contra curva de porosidad calculada por en modelo de densidad, pozo FUL-07.

Dado que no se disponía de medidas de porosidad efectiva por los laboratorios, se aplicó la fórmula descrita en el capítulo anterior, por ser la más utilizada en la actualidad por la corporación (PDVSA) para sus evaluaciones petrofísicas.

5.4.3 Modelo de Saturación de Agua

Se utilizaron varios modelos para el cálculo de saturación de agua en formaciones arcillosas, para elegir el más adecuado se procede a graficar los datos de saturación de agua (S_w), obtenidos con los modelos descritos en el capítulo IV, contra los datos de resistividad total (R_t) de los pozos del campo obteniendo así el valor de saturación de agua irreducible (Gráfico 5.14) y este se compara el valor de saturación de agua irreducible (S_{wi}) obtenido a través de la gráfica de saturación de mercurio vs presión capilar (Gráfica 5.15). Será más representativo el modelo donde la saturación de agua irreducible sea igual o se ajuste al valor obtenido de la gráfica de presión capilar. En este caso el modelo que mejor se ajustó es el de Simandoux, cuyo cotejo se puede observar en la Figura 5.2.

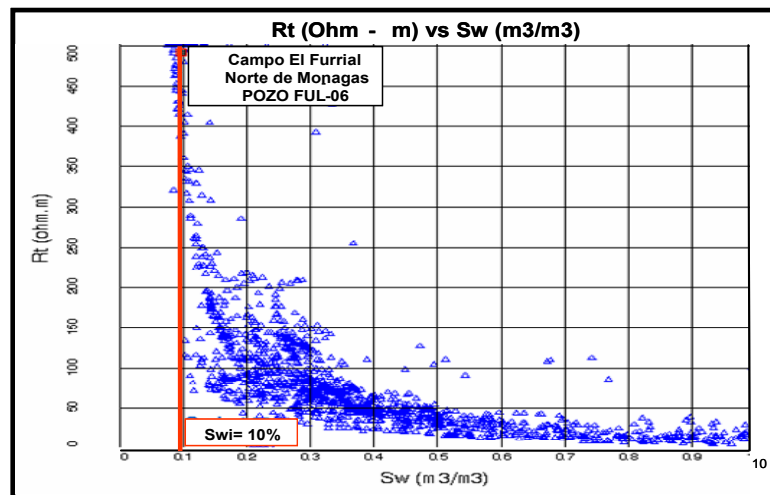


Gráfico 5.14 Cálculo de saturación de agua irreducible a través del modelo de Simandoux, pozo FUL-06.

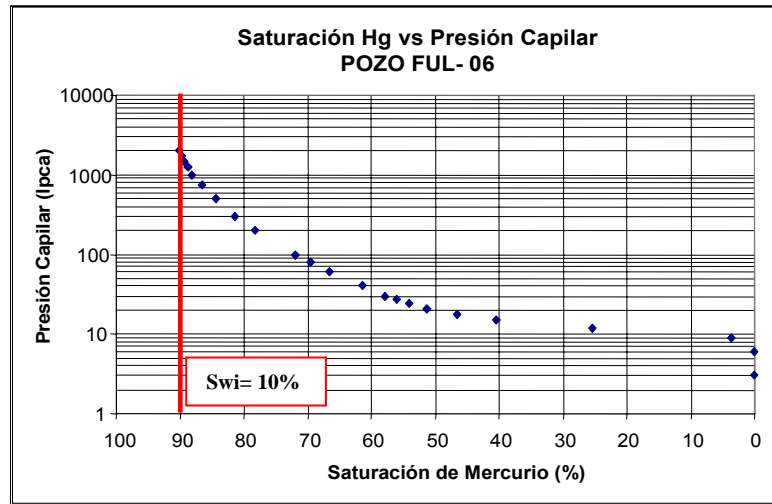


Gráfico 5.15 Cálculo de saturación de agua irreducible a través de los análisis de núcleo, pozo FUL-06.

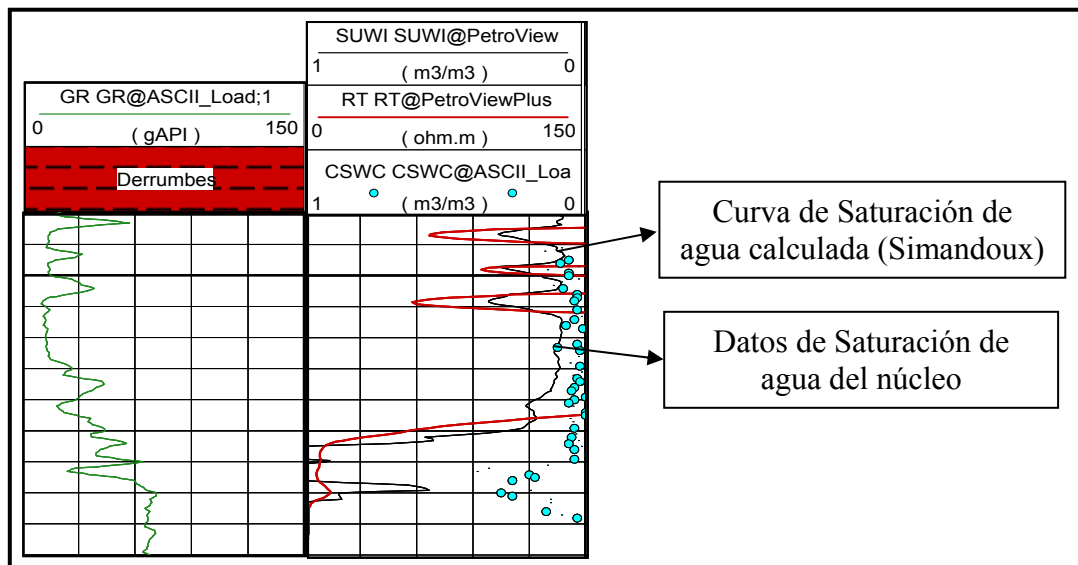


Figura 5.2 Datos de saturación de agua del núcleo contra curva calculada por el modelo de Simandoux, pozo FUL-07.

5.4.4 Modelo de Permeabilidad

Se aplicaron herramientas gráficas que permitieron relacionar esta propiedad medida en el núcleo con otra propiedad fácilmente calculable de los registros, tales como porosidad, radio de garganta de poro, entre otros, y los datos obtenidos cotejaron los calculados por la ecuación de Timur explicada en el capítulo III, estableciéndose ésta como el modelo aplicado para todo el campo (Figura 5.3).

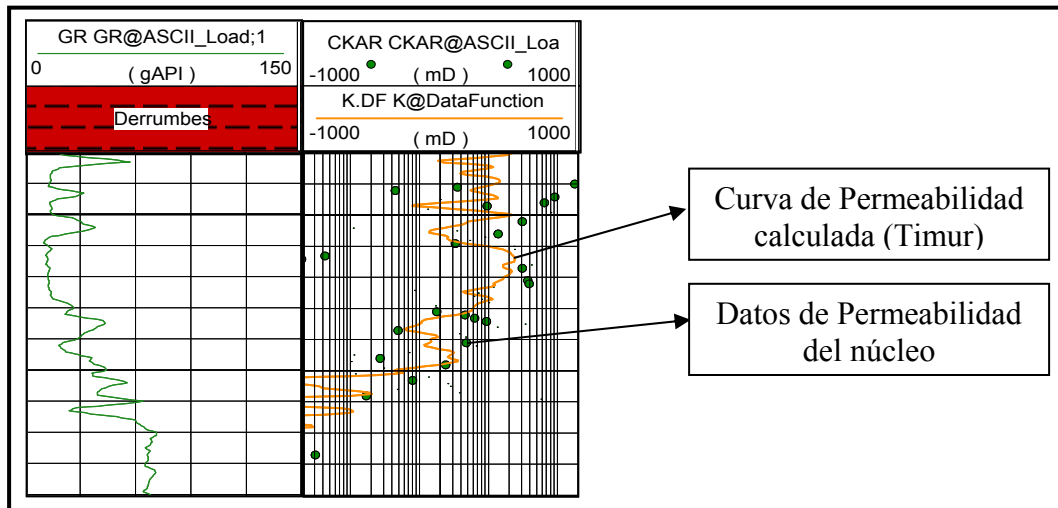


Figura 5.3 Datos de permeabilidad del núcleo contra curva de permeabilidad calculada por el modelo de Timur, pozo FUL-07.

Finalmente, se muestra en la Tabla 5.3 los parámetros petrofísicos y modelos matemáticos utilizados para la evaluación petrofísica de la sección Cretácica del campo El Furrial, Cuenca Oriental de Venezuela.

Tabla 5.3 Parámetros petrofísicos y modelos matemáticos establecidos.

| TABLA DE PÁRAMETROS PETROFÍSICOS Y MODELOS MATEMÁTICOS | | |
|---|--------------------------|----------------------------|
| PARÁMETROS BÁSICOS | GRs | 20 UAPI |
| | GRsh | 100 - 120 UAPI |
| | Rhom | 2,65 gr/cc |
| | Rw @ 290°F | 0,09 ohm - m |
| | a | 1 |
| | m | 1,92 |
| | n | 2 |
| PARÁMETROS DE CORTE | Vsh | < 35% |
| | ϕ | ≥ 7 |
| | Sw | < 50 |
| | Swi | 10 |
| MODELOS MATEMÁTICOS | Arcillosidad | Modelo Lineal |
| | Porosidad | Modelo de Densidad |
| | Saturación | Modelo de Simandoux |
| | Permeabilidad | Modelo de Timur |

Ya definidos todos los parámetros petrofísicos y establecidos los modelos matemáticos que más se ajustaron a los datos arrojados por el núcleo, se presenta la evaluación petrofísica en forma gráfica de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación de agua, en los anexos (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17).

Así mismo establecidos los parámetros de corte, se procedió a calcular los valores numéricos de arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP), permeabilidad (K), porosidad (ϕ), volumen de arcilla (V_{cl}) y saturación de agua (S_w), estos se pueden observar en los sumarios anexos (18, 19, 20, 21, 22 Y 23), para elaborar los mapas de isopropiedades por parasecuencia, varios de estos se pueden visualizar en los anexos (24, 25, 26, 27, 28 y 29)

A partir de los mapas se pudo observar que las mejores propiedades petrofísicas se encuentran en la parte central de campo, la cual ésta asociada a la cresta del anticlinal de rampa que caracteriza la zona, y es por ello que la mayoría de los pozos fueron perforados en esa dirección, además se corroboró que la secuencia K1 es la más prospectiva por presentar las mejores porosidades y permeabilidades. Igualmente los mayores espesores de arena neta petrolífera (ANT) se encontraron en esta secuencia.

Por otra parte, se detectó que existe una tendencia de engrosamiento de las arena hacia el noreste del campo con espesores de hasta 210 pies.

5.5 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la metodología empleada para la identificación y caracterización de petrofacies, para lo cual se utilizaron los datos de los análisis convencionales y especiales de los pozos en estudio, específicamente se trabajó con los datos de porosidad, permeabilidad y la data de presión capilar, obtenidas a partir de la pruebas de inyección capilar.

Para la aplicación de esta técnica se comenzó con la construcción de los gráficos semi-logarítmicos de porosidad *vs* permeabilidad, incluyendo isolíneas de relación K/PHI (permeabilidad/porosidad). La data que conformó estos gráficos se tomó de los análisis convencionales de núcleo. En ellos se puede observar cualitativamente el grado de dispersión y la tendencia de los puntos que tienden a agruparse bajo distintos modalidades de relación K/PHI, lo cual indica heterogeneidad en la sección Cretácica, presumiendo de esta forma la existencia de distintos tipos de roca esto se puede observar gráfico 5.16, 5.17, 5.18 y 5.19, para cada uno de los pozos tomando en cuenta las tres secuencias (K1, K2 y K3) de la sección Cretácica.

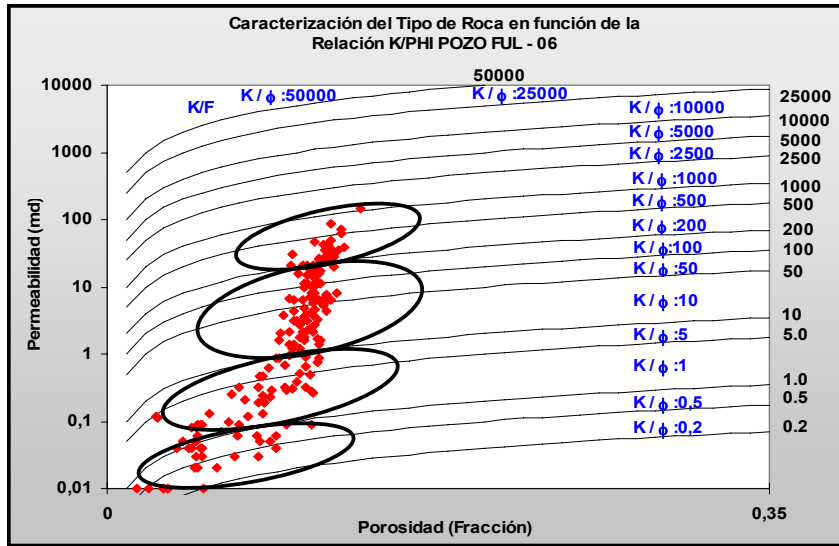


Grafico 5.16 Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUL – 06.

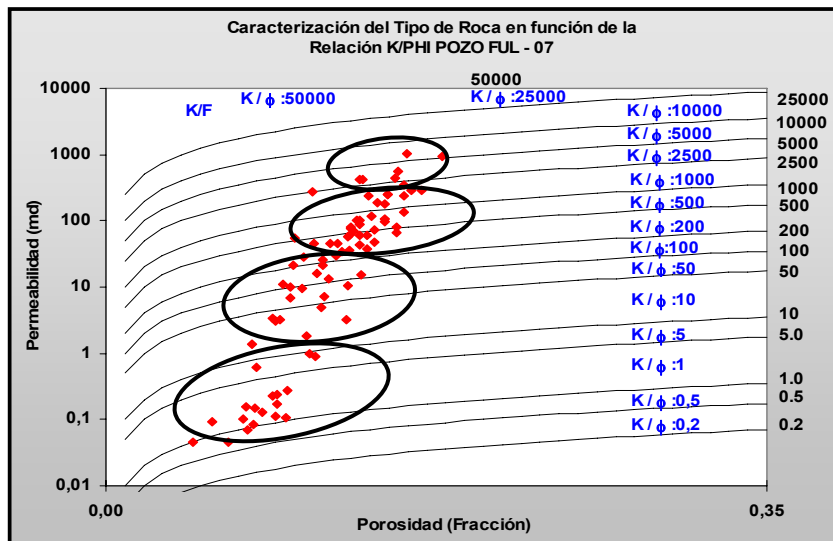


Grafico 5.17 Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUL – 07.

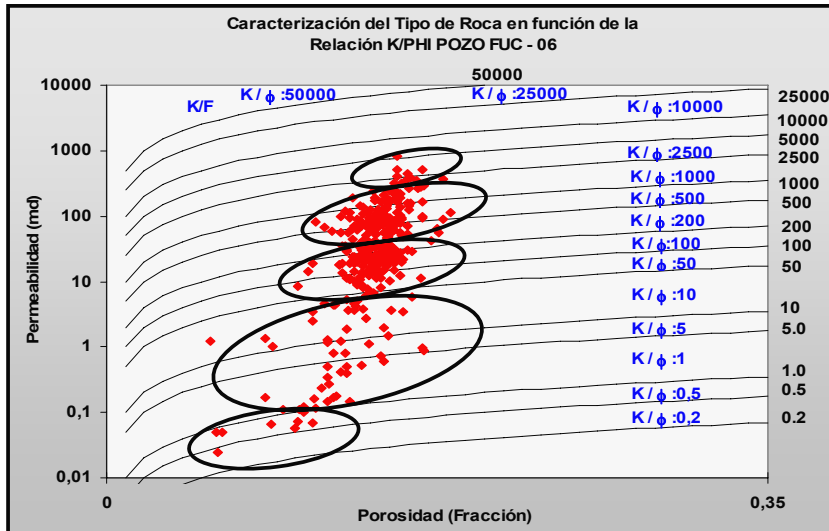


Grafico 5.18 Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUC – 06.

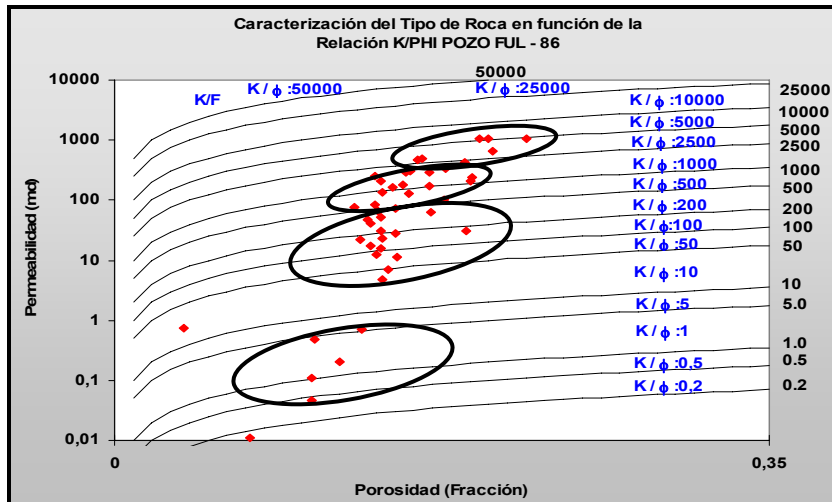


Grafico 5.19 Caracterización del tipo de roca en función de la relación K/PHI, pozo FUL – 86.

5.5.1 Radio de Garganta de Poro a partir de los Gráficos de Presión Capilar

Se elaboraron los gráficos semi-logarítmicos de presión capilar contra saturación de mercurio, tal como se explicó en el marco metodológico, para aquellos pozos que presentaban análisis especiales de núcleo (inyección de mercurio y presión capilar), incluyendo una zonación según el radio de garganta de poro, que correspondía a las distintas petrofacies para cada una de las muestras analizadas. El pozo que más presentó muestras para la sección Cretácica con estos análisis fue el FUL – 86, con un total de 36 tapones repartidos entre las secuencias K1, K2 y K3, seguidamente del FUL – 49 con 10 tapones repartidos entre las secuencias K1 y K2, FUL – 06 con 3 tapones distribuidos entre secuencias K2 y K3 y finalmente, el FUL – 07 con 2 tapones distribuidos entre secuencias K1 y K2.

En los gráficos 5.20, 5.21 y 5.22, contruidos a partir de las muestras de los análisis especiales de núcleo del pozo FUL - 86, correspondientes a las secuencias K1, K2 y K3, se muestran los perfiles de garganta de poro donde se observó que existe un rango de saturación de agua irreducible (S_{wi}) que oscila entre 5 y 15%, es evidente que se está en presencia de dos tipos de roca principalmente, una con saturaciones de agua irreducible (S_{wi}) menores a 10% y otras con S_{wi} mayores al 10%. Se observó también que para los diferentes tipos de roca, los perfiles de la curva igualmente varían; por ejemplo la secuencias K1 y K3 presenta una curva que se hace más plana hacia la base como indicativo de un mejor escogimiento del tamaño de garganta poral, y por ende, de un desplazamiento más eficiente del fluido dentro de la roca, a diferencia de K2 ya que en ésta se observa mayor pendientes en las curvas. Los puntos que conforman el perfil de garganta de poro que corresponden a la parte más plana de la curva, o que estén por debajo del 35% de saturación de mercurio representan, según Pittman, 1992, a los poros que dominan el flujo del fluido dentro de la muestra. En los gráficos de presión capilar se observó que los poros que dominan el flujo dentro de la roca, según la teoría de Pittman, corresponden a los

tipos de poro megaporoso, para las muestras con S_{wi} menor a 10%, y macroporoso, para las muestras con S_{wi} mayor a 10%.

En los gráficos 5.23 y 5.24, se muestran los perfiles de garganta de poro, construidos a partir de los datos de análisis especiales de núcleo del pozo FUC - 49, que corresponden a las secuencias K1 y K2, observándose una S_{wi} entre 3 y 10% en 8 muestras que equivale a un 89% de las muestras recopiladas en la secuencia K1 indicándo un tipo de roca megaporoso; existe una sola muestra con aproximadamente 16% de S_{wi} y una curva más inclinada indicando tipo de roca macroporosa; para la secuencia K2 se cuenta sólo con una muestra con saturación de agua irreducible de 8% además se observa una curva que se hace plana hacia la base indicando un tipo de roca megaporosa.

En los gráficos 5.25 y 5.26, se muestran los perfiles de garganta de poro construidos a partir de los datos de análisis especiales de núcleo del pozo FUL – 06, el cual corresponde a las secuencias K2 y K3, para la primera se disponen de dos muestras con una S_{wi} de 25% y para la segunda sólo tomaron una muestra la cual presenta una S_{wi} de 28%, a pesar de que ambas secuencias definen un tipo de roca (macroporosa) son las de más baja calidad por su elevada saturación.

En los gráficos 5.27 y 5.28, se muestra los perfiles de garganta de poro construidos a partir de los datos de análisis especiales de núcleo del pozo FUL – 07, los cuales pertenecen a las secuencias K1 y K2 con unas S_{wi} de 19% y 8%, ambas identificando tipo de roca megaporosa siendo la secuencia K2 la roca de mejor calidad por su bajo porcentaje de saturación de agua irreducible.

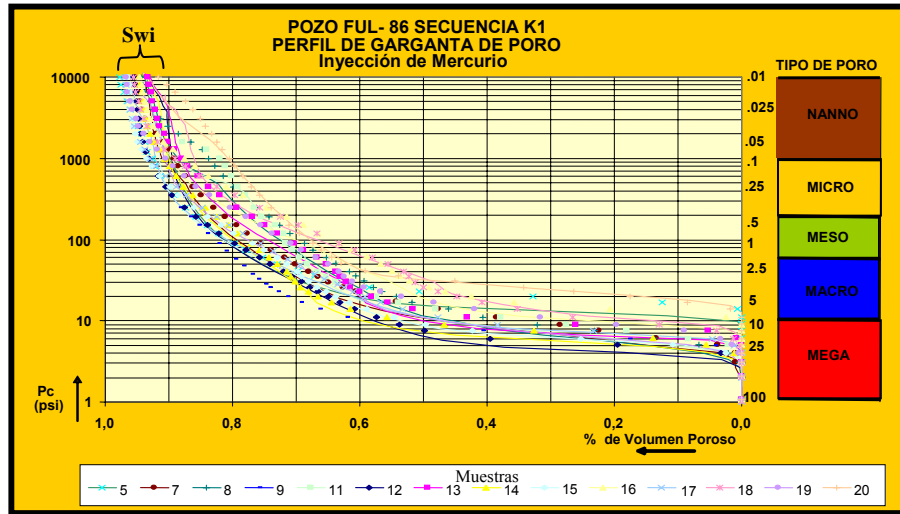


Gráfico 5.20 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 86, secuencia K1.

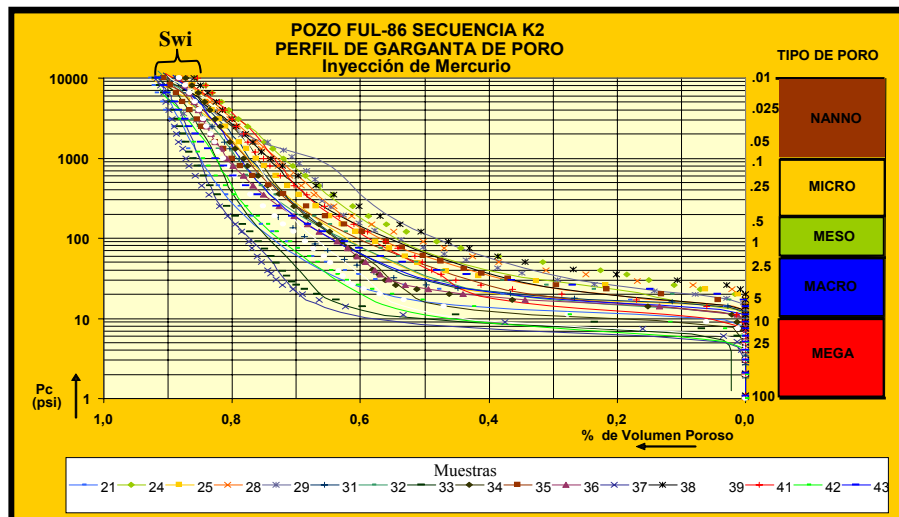


Gráfico 5.21 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 86, secuencia K2.

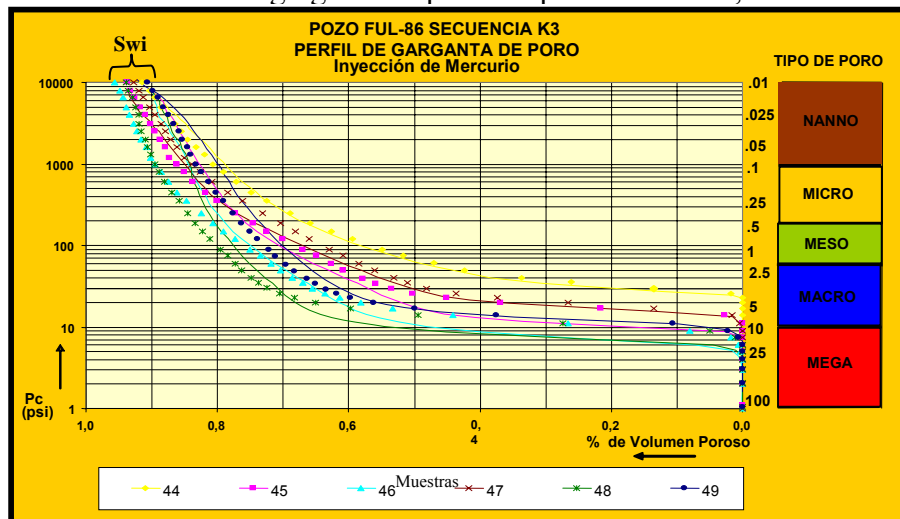


Gráfico 5.22 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 86, secuencia K3.

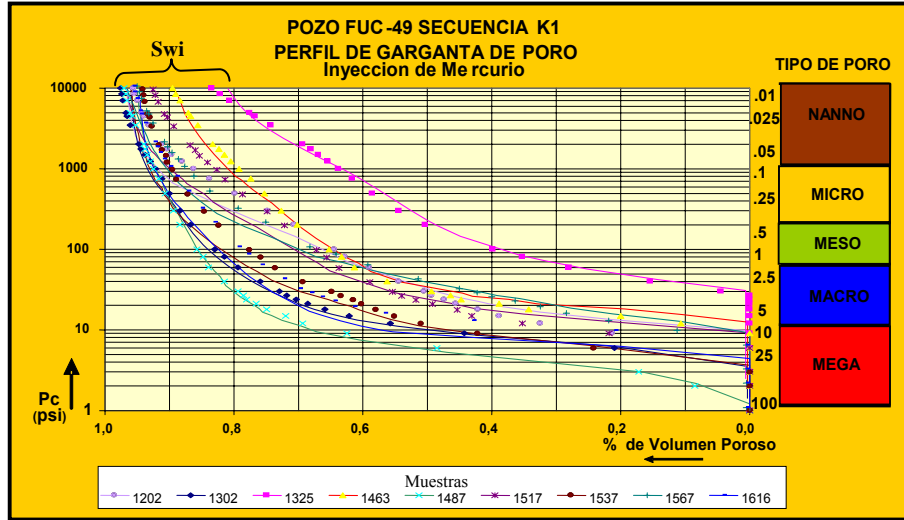


Gráfico 5.23 Perfil de garganta de poro del pozo FUC – 49, secuencia K1.

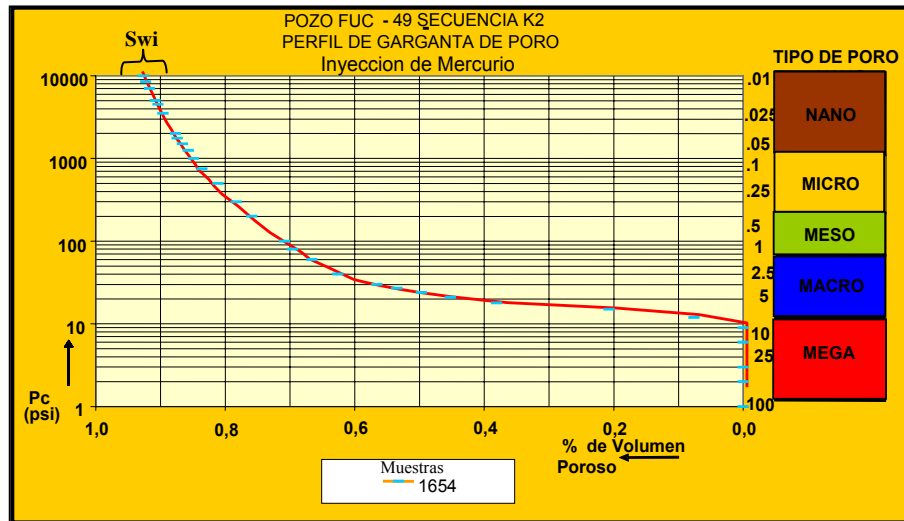


Gráfico 5.24 Perfil de garganta de poro del pozo FUC – 49, secuencia K2.

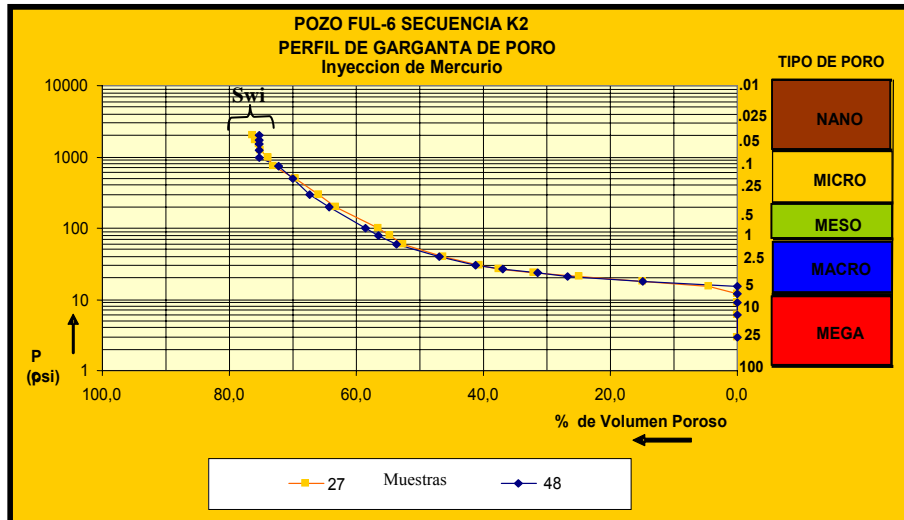


Gráfico 5.25 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 06, secuencia K2.

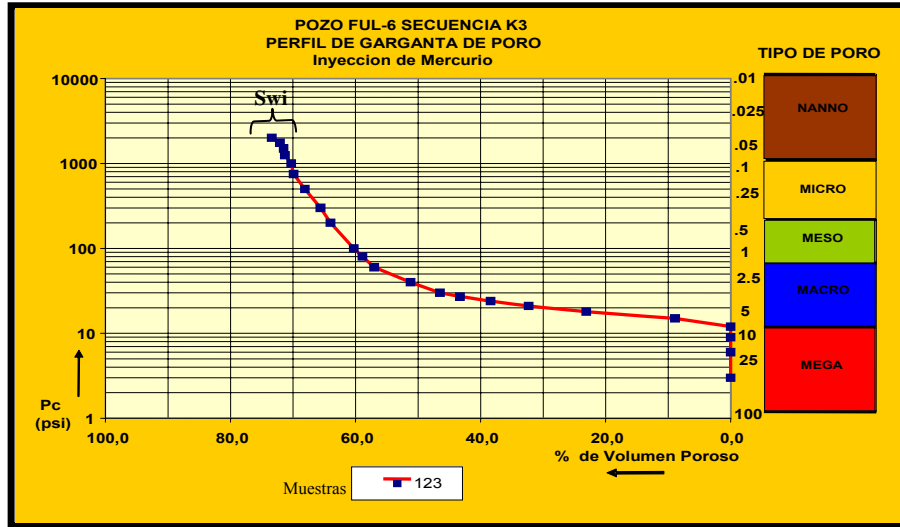


Gráfico 5.26 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 06, secuencia K3.

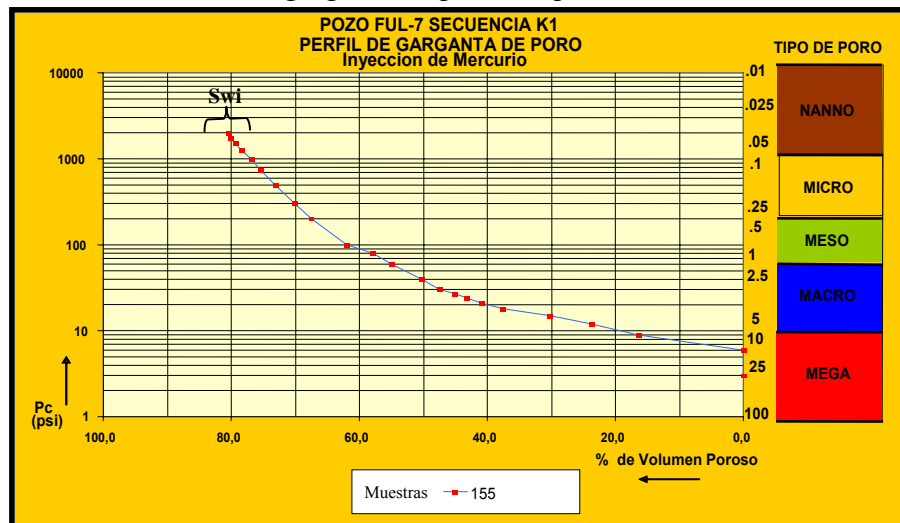


Gráfico 5.27 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 07, secuencia K1.

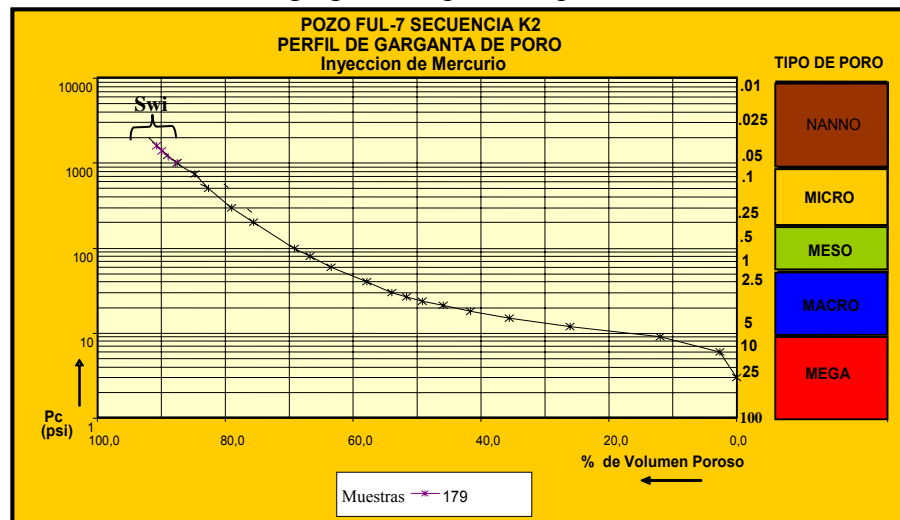


Gráfico 5.28 Perfil de garganta de poro del pozo FUL – 07, secuencia K2.

Una vez analizados los perfiles de garganta de poro, se calcularon por el método gráfico, las presiones capilares de cada una de las muestras para distintas saturaciones de mercurio, posteriormente con estos valores de presión fueron calculados los radios de garganta poral correspondientes, según la ecuación de Presión Capilar (Pc) expuesta en el marco metodológico, dichos valores se muestran en las (Tablas 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6) para las muestras de los pozos FUL – 06, FUL – 86, FUL – 07, FUC - 06 respectivamente.

5.5.2 Radio de Garganta de Poro a partir de Ecuaciones Empíricas

Utilizando las ecuaciones establecidas por Winland y Pittman, y con los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis de convencionales de núcleo, se calcularon los radios de garganta de poro para diferentes saturaciones de mercurio. Los valores resultantes se muestran en las (tablas 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10) para las muestras de los pozos FUL - 06, FUC - 49, FUL - 86, FUL - 07 respectivamente.

Tabla 5.3 Radio de garganta de poro calculado a partir del gráfico de presión capilar, núcleo FUL - 06.

| Radio de garganta de poro obtenido a partir de los gráficos de perfil de garganta de poro | | | | |
|--|--------------------|-----------|-----------|-----------|
| Pozo FUL - 06 | | | | |
| Saturación de Mercurio % | | | | |
| Muestra | Profundidad | 35 | 40 | 45 |
| 27 | 15856-57 | 3,57 | 3,1 | 2,94 |
| 48 | 15877-78 | 3,32 | 2,9 | 2,75 |
| 123 | 16165-66 | 4,79 | 4,32 | 4,36 |

Tabla 5.4 Radio de garganta de poro calculado a partir de gráfico de presión capilar,
núcleo FUL - 86.

| Radio de garganta de poro obtenido a partir de los gráficos de perfil de garganta de poro | | | | |
|--|--------------------|-----------|-----------|-----------|
| Pozo FUL - 86 | | | | |
| Saturación de Mercurio % | | | | |
| Muestra | Profundidad | 35 | 40 | 45 |
| 5 | 14439,3 | 6,84 | 5,99 | 5,12 |
| 6 | 14469,3 | 0,58 | 0,53 | 0,51 |
| 7 | 14493,3 | 16,98 | 15,27 | 13,62 |
| 8 | 14511,1 | 22,55 | 20,57 | 18,8 |
| 9 | 14588,3 | 26,59 | 23,57 | 20,36 |
| 10 | 14608,3 | 0,09 | 0,08 | 0,07 |
| 11 | 14629,3 | 13,31 | 11,9 | 10,53 |
| 12 | 14650,3 | 27,6 | 24,55 | 21,31 |
| 13 | 14671,3 | 15,7 | 13,94 | 12,14 |
| 15 | 14695,3 | 28,31 | 25,45 | 22,56 |
| 16 | 14719,5 | 8,06 | 7,01 | 5,91 |
| 17 | 14740,3 | 18,75 | 16,64 | 14,46 |
| 18 | 14758,4 | 10,12 | 8,94 | 7,75 |
| 19 | 14776,9 | 15,91 | 14,52 | 13,33 |
| 20 | 14794,3 | 3,19 | 2,75 | 2,3 |
| 21 | 14836,2 | 3,85 | 3,38 | 2,93 |
| 22 | 14848,2 | 0,17 | 0,14 | 0,12 |
| 24 | 14898,4 | 1,55 | 1,34 | 1,14 |
| 25 | 14909,2 | 2,92 | 2,56 | 2,21 |
| 26 | 14997,2 | 0,08 | 0,06 | 0,05 |
| 28 | 15037,2 | 3,41 | 3,06 | 2,77 |
| 29 | 15043,1 | 0,79 | 0,68 | 0,58 |
| 30 | 15061,1 | 0,1 | 0,09 | 0,07 |
| 31 | 15076,4 | 3,44 | 3,04 | 2,68 |
| 32 | 15094,9 | 3,55 | 3,16 | 2,83 |
| 34 | 15139,4 | 7,36 | 6,67 | 6,09 |
| 35 | 15154,4 | 3,25 | 2,88 | 2,54 |
| 36 | 15163,5 | 7,19 | 6,45 | 5,78 |
| 37 | 15175,4 | 19,04 | 17,52 | 16,31 |
| 38 | 15211,3 | 2,4 | 2,11 | 1,86 |
| 39 | 15235,5 | 13,94 | 12,69 | 11,62 |
| 41 | 15298,2 | 6,36 | 5,75 | 5,24 |
| 42 | 15307,5 | 13,5 | 12,41 | 11,57 |
| 43 | 15325,2 | 3,92 | 3,46 | 3,03 |
| 44 | 15343,2 | 2,52 | 2,18 | 1,06 |
| 45 | 15370,2 | 5,8 | 5,21 | 4,7 |
| 46 | 15376,2 | 11,81 | 10,7 | 9,7 |
| 47 | 15391,2 | 5,66 | 5,07 | 4,54 |
| 48 | 15415,1 | 14,07 | 12,81 | 11,74 |
| 49 | 15454,5 | 12,66 | 11,67 | 10,96 |
| 50 | 15487,2 | 8,39 | 7,46 | 6,58 |

Tabla 5.5 Radio de garganta de poro calculado a partir de gráfico de presión capilar, núcleo FUL - 07.

| Radio de garganta de poro obtenido a partir de los gráficos de perfil de garganta de poro Pozo FUL - 07 | | | | |
|--|-------------|-------|------|------|
| Saturación de Mercurio % | | | | |
| Muestra | Profundidad | 35 | 40 | 45 |
| 155 | 15010-11 | 10,71 | 9,74 | 8,92 |
| 179 | 15036-37 | 7,74 | 7,11 | 6,65 |

Tabla 5.6 Radio de garganta de poro calculado a partir de gráfico de presión capilar, núcleo FUC - 49

| Radio de garganta de poro obtenido a partir de los gráficos de perfil de garganta de poro Pozo FUC - 49 | | | | |
|--|-------------|-------|-------|-------|
| Saturación de Mercurio % | | | | |
| Muestra | Profundidad | 35 | 40 | 45 |
| 1202 | 14919,8 | 9,19 | 8,31 | 7,55 |
| 1302 | 14931,6 | 21,45 | 19,34 | 17,29 |
| 1325 | 14954,9 | 1,96 | 1,8 | 1,72 |
| 1463 | 15052,5 | 5,86 | 5,25 | 4,71 |
| 1487 | 15076,8 | 32,9 | 29,87 | 26,91 |
| 1517 | 15097 | 14,27 | 13,18 | 12,39 |
| 1537 | 15117,7 | 21,06 | 19,35 | 17,94 |
| 1567 | 15142,2 | 7,87 | 7,24 | 6,81 |
| 1616 | 15188,6 | 16,71 | 15,05 | 13,46 |
| 1654 | 15226,5 | 5,48 | 4,94 | 4,5 |

Tabla 5.7 Radio de garganta de poro calculado a partir de relaciones empíricas, núcleo FUL - 06.

| Radio de garganta poral calculado a partir de las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman FUL - 06 | | | | | | | |
|---|-------------|-------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Muestra | Profundidad | K air | Porosidad | R35 Winland | R35 Pitmann | R40 Pitmann | R45 Pitmann |
| 27 | 15856-57 | 22 | 12,6 | 3,72 | 2,74 | 2,47 | 2,26 |
| 48 | 15877-78 | 19,0 | 12,3 | 3,49 | 2,56 | 2,31 | 2,11 |

Tabla 5.8 Radio de garganta de poro calculado a partir de relaciones empíricas, núcleo FUC - 49.

| Radio de garganta poral calculado a partir de las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman FUC - 49 | | | | | | | |
|---|-------------|-------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Muestra | Profundidad | K air | Porosidad | R35 Winland | R35 Pitmann | R40 Pitmann | R45 Pitmann |
| 1202 | 14919,8 | 139 | 15,1 | 9,41 | 7,07 | 6,39 | 5,80 |
| 1302 | 14931,6 | 752 | 18,5 | 21,30 | 16,49 | 14,87 | 13,29 |
| 1325 | 14954,9 | 5,99 | 9,7 | 2,17 | 1,51 | 1,39 | 1,32 |
| 1463 | 15052,5 | 60,7 | 14,6 | 5,95 | 4,50 | 4,04 | 3,62 |
| 1487 | 15076,8 | 1667 | 19,3 | 32,79 | 25,30 | 22,96 | 20,69 |
| 1517 | 15097 | 288 | 14,3 | 15,13 | 10,97 | 10,13 | 9,53 |
| 1537 | 15117,7 | 640 | 16,1 | 21,84 | 16,19 | 14,88 | 13,79 |
| 1567 | 15147,2 | 91,2 | 12,9 | 8,41 | 6,05 | 5,57 | 5,24 |
| 1616 | 15188,6 | 464 | 17,7 | 16,66 | 12,85 | 11,57 | 10,34 |
| 1654 | 15226,5 | 50,8 | 13,7 | 5,66 | 4,21 | 3,80 | 3,46 |

Tabla 5.9 Radio de garganta de poro calculado a partir de relaciones empíricas, núcleo FUL - 86.

| Radio de garganta poral calculado a partir de las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman FUL - 86 | | | | | | | |
|---|-------------|-------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Muestra | Profundidad | K air | Porosidad | R35 Winland | R35 Pitmann | R40 Pitmann | R45 Pitmann |
| 5 | 14439,3 | 96,5 | 17,9 | 6,55 | 5,26 | 4,60 | 3,94 |
| 6 | 14469,3 | 0,57 | 7,8 | 0,66 | 0,45 | 0,41 | 0,39 |
| 7 | 14493,3 | 482 | 17,9 | 16,87 | 13,05 | 11,74 | 10,47 |
| 8 | 14511,1 | 768 | 17,2 | 22,97 | 17,34 | 15,82 | 14,45 |
| 9 | 14588,3 | 1280 | 21,8 | 25,27 | 20,44 | 18,12 | 15,65 |
| 10 | 14608,3 | 0,022 | 7,5 | 0,10 | 0,07 | 0,06 | 0,06 |
| 11 | 14629,3 | 310 | 17,7 | 13,14 | 10,23 | 9,15 | 8,10 |
| 12 | 14650,3 | 1350 | 21,5 | 26,39 | 21,22 | 18,87 | 16,39 |
| 13 | 14671,3 | 450 | 19,3 | 15,18 | 12,07 | 10,71 | 9,33 |
| 14 | 14550,2 | 1080 | 18,9 | 25,87 | 20,01 | 18,09 | 16,22 |
| 15 | 14695,3 | 1320 | 20 | 27,72 | 21,76 | 19,56 | 17,34 |
| 16 | 14719,5 | 139 | 19,4 | 7,58 | 6,20 | 5,39 | 4,55 |
| 17 | 14740,3 | 640 | 20,1 | 18,03 | 14,42 | 12,79 | 11,11 |
| 18 | 14758,4 | 196 | 18,2 | 9,80 | 7,78 | 6,87 | 5,96 |
| 19 | 14776,9 | 385 | 15,9 | 16,38 | 12,23 | 11,16 | 10,25 |
| 20 | 14794,3 | 24 | 17,1 | 3,01 | 2,45 | 2,11 | 1,77 |
| 21 | 14836,2 | 30,3 | 15,4 | 3,78 | 2,96 | 2,60 | 2,25 |
| 22 | 14848,2 | 0,092 | 11,4 | 0,16 | 0,13 | 0,11 | 0,09 |
| 24 | 14898,4 | 5,67 | 14,3 | 1,50 | 1,19 | 1,03 | 0,87 |
| 25 | 14909,2 | 18,2 | 15 | 2,86 | 2,25 | 1,97 | 1,70 |

Tabla 5.9 Radio de garganta de poro calculado a partir de relaciones empíricas,
núcleo FUL - 86. Continuación

| Radio de garganta poral calculado a partir de las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman FUL - 86 | | | | | | | |
|---|-------------|-------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Muestra | Profundidad | K air | Porosidad | R35 Winland | R35 Pitmann | R40 Pitmann | R45 Pitmann |
| 26 | 14997,2 | 0,024 | 11,5 | 0,07 | 0,06 | 0,05 | 0,04 |
| 28 | 15037,2 | 20,8 | 12,9 | 3,53 | 2,62 | 2,35 | 2,13 |
| 29 | 15043,1 | 1,5 | 12,5 | 0,77 | 0,60 | 0,52 | 0,44 |
| 30 | 15061,1 | 0,031 | 9,2 | 0,10 | 0,08 | 0,07 | 0,06 |
| 31 | 15076,4 | 23,4 | 14,4 | 3,44 | 2,65 | 2,34 | 2,06 |
| 32 | 15094,9 | 23,4 | 13,6 | 3,61 | 2,73 | 2,43 | 2,17 |
| 34 | 15139,4 | 88,6 | 14,2 | 7,61 | 5,66 | 5,13 | 4,69 |
| 35 | 15154,4 | 20,6 | 14 | 3,27 | 2,50 | 2,21 | 1,96 |
| 36 | 15163,5 | 90,6 | 15,2 | 7,27 | 5,53 | 4,96 | 4,44 |
| 37 | 15175,4 | 520 | 15,6 | 19,87 | 14,64 | 13,47 | 12,54 |
| 38 | 15211,3 | 11,6 | 13,5 | 2,41 | 1,84 | 1,63 | 1,43 |
| 39 | 15235,5 | 301 | 15,7 | 14,33 | 10,71 | 9,76 | 8,94 |
| 41 | 15298,2 | 67,6 | 14 | 6,57 | 4,89 | 4,42 | 4,03 |
| 42 | 15307,5 | 266 | 14,6 | 14,19 | 10,38 | 9,54 | 8,90 |
| 43 | 15325,2 | 30,6 | 15 | 3,89 | 3,02 | 2,66 | 2,33 |
| 44 | 15343,2 | 14,2 | 15,3 | 2,43 | 1,93 | 1,68 | 1,43 |
| 45 | 15370,2 | 58,5 | 14,3 | 5,93 | 4,46 | 4,01 | 3,62 |
| 46 | 15376,2 | 226 | 15,8 | 12,04 | 9,08 | 8,22 | 7,46 |
| 47 | 15391,2 | 57,1 | 14,6 | 5,74 | 4,35 | 3,90 | 3,49 |
| 48 | 15415,1 | 306 | 15,7 | 14,47 | 10,81 | 9,85 | 9,03 |
| 49 | 15454,5 | 230 | 14,1 | 13,42 | 9,73 | 8,98 | 8,43 |
| 50 | 15487,2 | 129 | 16,6 | 8,30 | 6,45 | 5,74 | 5,06 |

Tabla 5.10 Radio de garganta de poro calculado a partir de relaciones empíricas,
núcleo FUL - 07.

| Radio de garganta poral calculado a partir de las ecuaciones empíricas de Winland y Pitman FUL - 07 | | | | | | | |
|--|-------------|-------|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Muestra | Profundidad | K air | Porosidad | R35 Winland | R35 Pitmann | R40 Pitmann | R45 Pitmann |
| 155 | 15010-11 | 181 | 15 | 11,05 | 8,23 | 7,49 | 6,86 |
| 179 | 15036-37 | 90 | 13,1 | 8,24 | 5,95 | 5,47 | 5,12 |

5.6 DETERMINACIÓN DEL RADIO DE GARGANTA DE PORO DOMINANTE

Para la determinación del radio de garganta de poro que domina el flujo en la sección Cretácica del campo El Furrial, se construyeron gráficos de Ápices y uno a uno, para cada uno de los pozos que contaban con los análisis especiales de núcleo.

5.6.1 Gráficos de Ápices (APEX PLOTS)

Estos gráficos se construyeron con la información de los análisis especiales de núcleos de los pozos del campo El Furrial y representan la saturación de la fase no mojante (SHg) / presión capilar *vs* saturación de la fase no mojante (SHg). Del análisis de éstos, se puede establecer que el rango de saturación de mercurio obtenido a partir del mayor conjunto de ápices agrupados, está en el orden de 35 a 45 %, lo cual está asociado al radio de garganta de poro que domina el flujo, en los gráficos 5.29, 5.30, 5.31 y 5.32 se muestra un ejemplo de cómo se estableció dicho rango para los pozos FUL-06, FUC-49, FUL-07 y FUL-86 respectivamente.

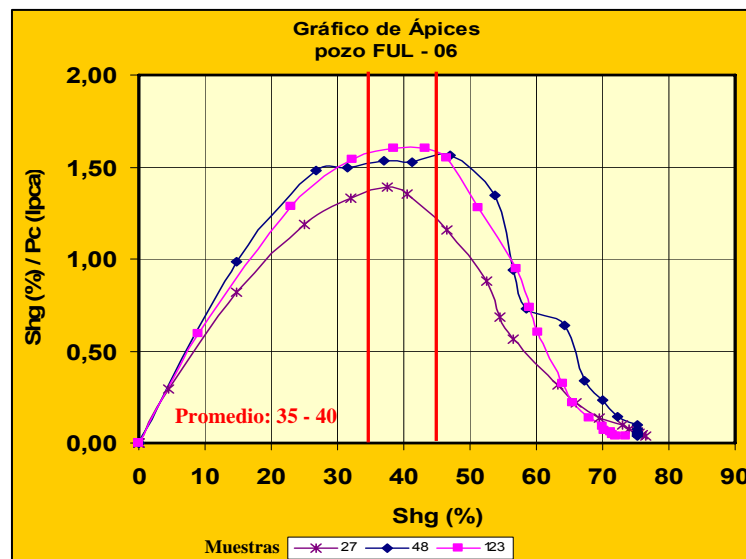


Gráfico 5.29 Gráfico de Ápice, pozo FUL – 06.

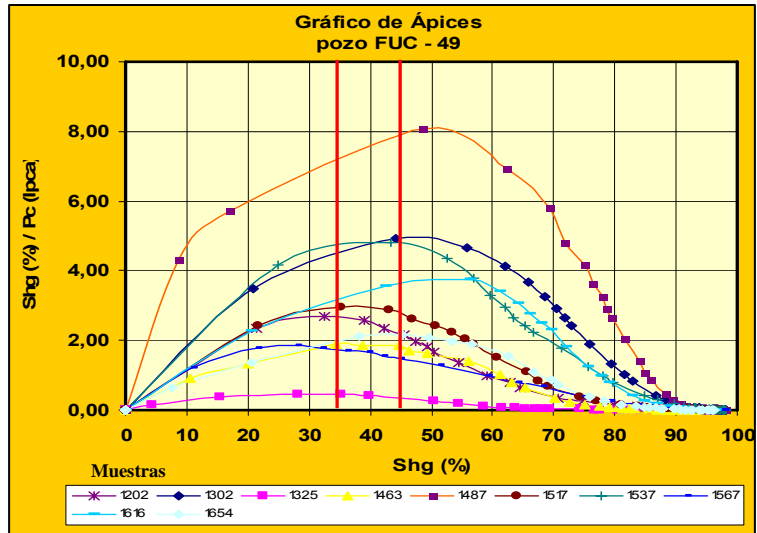


Gráfico 5.30 Gráfico de Ápice, pozo FUC – 49.

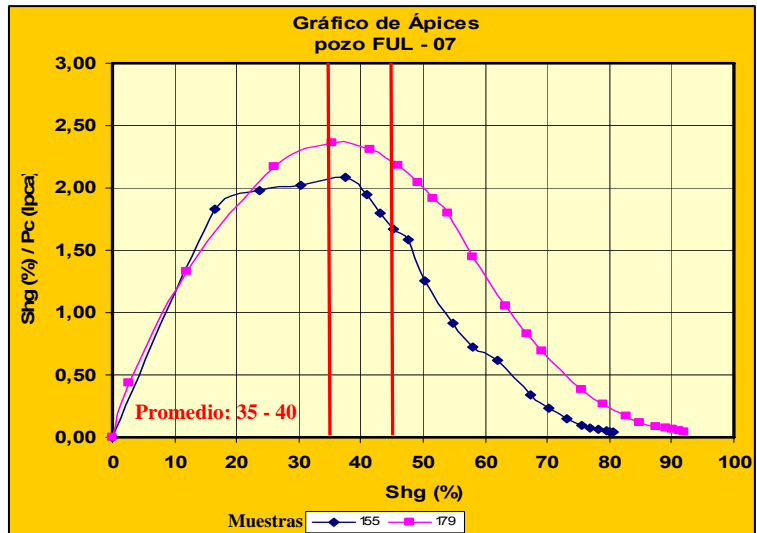


Gráfico 5.31 Gráfico de Ápice, pozo FUL – 07.

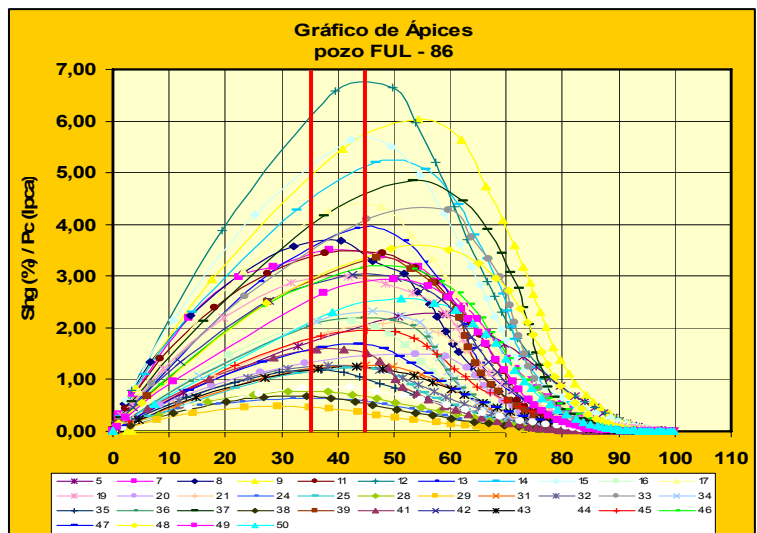


Gráfico 5.32 Gráfico de Ápice, pozo FUL – 86.

5.6.2 Gráficos Uno a Uno (One to One)

Con la finalidad de generar una ecuación sintética para el radio de garganta poral (R_i), se graficaron los radios de garganta poral obtenidos de las curvas de presión capilar *vs* los radios de garganta poral obtenidos de las ecuaciones empíricas de Winland, (1972) y Pittman, (1992), a cada nivel de saturación de mercurio correspondiente (R35, R40 y R45), obtenida de los gráficos de ápices. Estos gráficos se realizaron individuales para cada pozo, utilizando la data de los análisis especiales de núcleo.

Del análisis de los mismos, se puede concluir que la ecuación que mejor representó o cotejó los datos de laboratorio para cada uno de los pozos correspondería a una saturación de mercurio del 40%, siendo éste el radio de garganta de poro dominante para el campo, en los Gráficos 5.33, 5.34, 5.35 y 5.36 se muestra un ejemplo de cómo se representa la ecuación que mejor se ajusta para el campo.

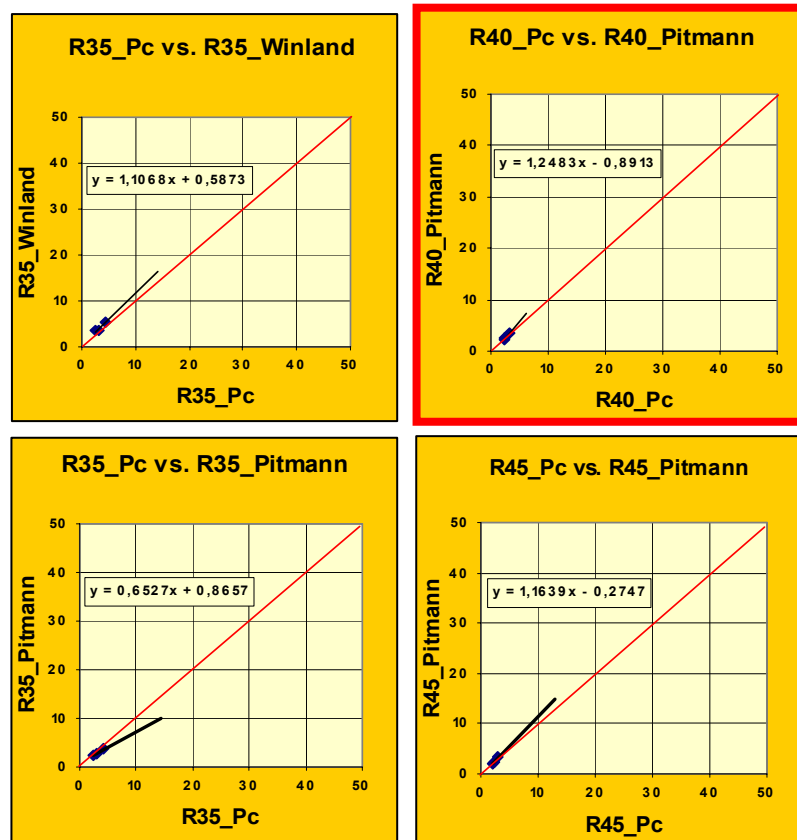


Gráfico 5.33 Gráfico uno a uno, pozo FUL – 06.

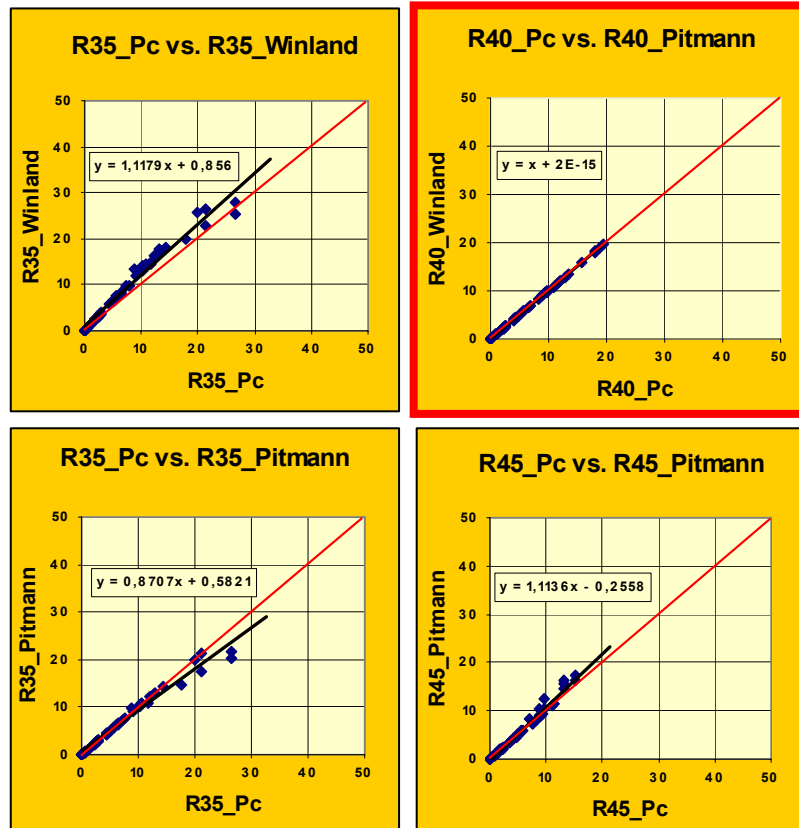


Gráfico 5.34 Gráfico uno a uno, pozo FUL – 86.

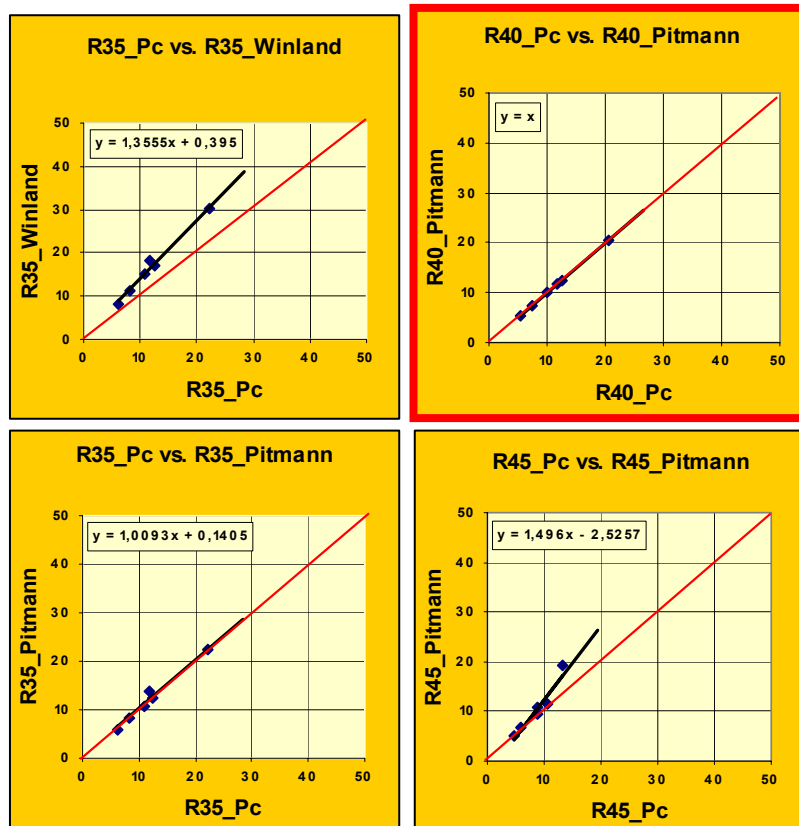


Gráfico 5.35 Gráfico uno a uno, pozo FUL – 86.

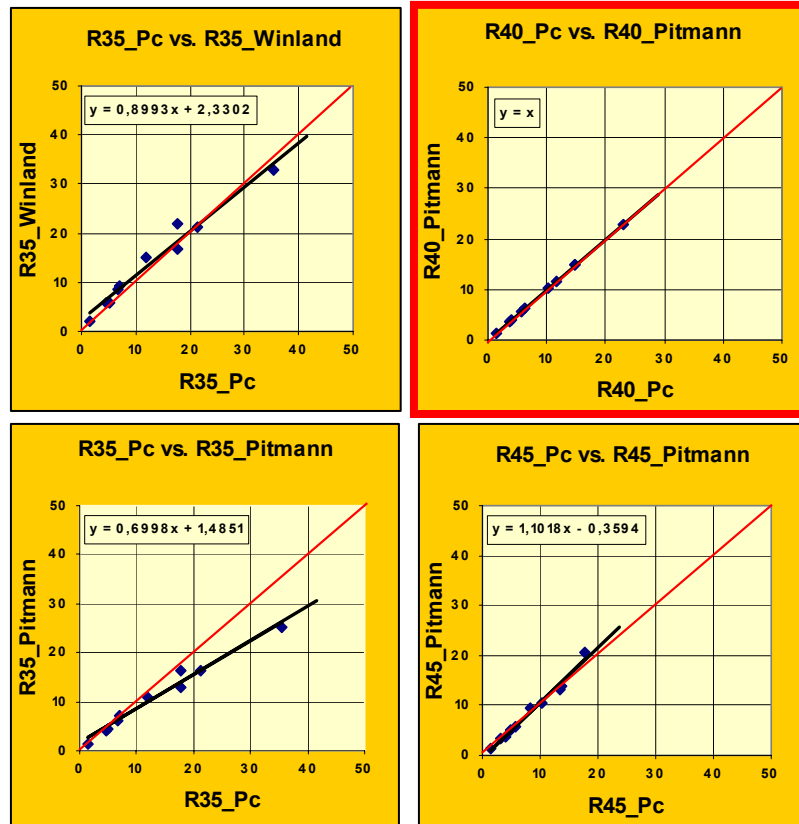


Gráfico 5.36 Gráfico uno a uno, pozo FUC - 49.

Finalmente, se construyeron gráficos semi-logarítmico de porosidad vs permeabilidad (datos de análisis convencionales), incluyendo isolíneas de tamaño de garganta poral (R40) fórmula que fue establecida a través de los gráficos uno a uno para cada núcleo.

Estos gráficos se realizaron incluyendo todas las secuencias que atraviesan cada pozo, en los gráficos (5.37, 5.38, 5.39 y 5.40), se muestra un ejemplo con los pozos FUL-06, FUC-49, FUL-07 y FUL-86 respectivamente, donde se puede observar que las muestras del núcleo del pozo FUL-06 están distribuidas desde la zona correspondiente a la petrofacies nannoporosa hasta la megaporosa, siendo la macroporosa la de mayor abundancia, así mismo se observa para el pozo FUL-86. El pozo FUC-49 se presenta con tres tipos de roca que van desde la petrofacies microporosa hasta la macroporosa, concentrándose en esta última la mayor cantidad

de muestras con una porosidad que oscila entre 10 y 20% y una permeabilidad promedio de 100md, finalmente en el pozo FUL-07 la distribución comienza desde la petrofacies microporosa hasta la megaporosa, presentando mayor abundancia la macroporosa, el resto con proporciones equitativas. En general, en todos los pozos se observa una variación indicativa, que la sección Cretácica posee características petrofísicas heterogéneas.

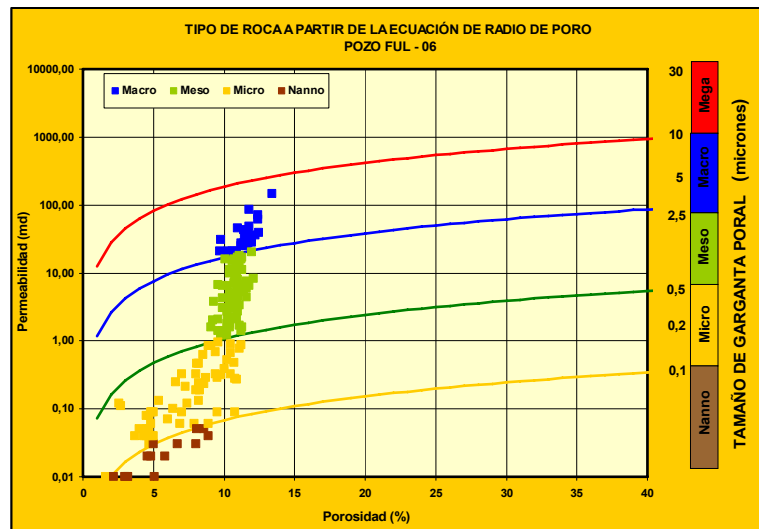


Gráfico 5.37 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL-06.

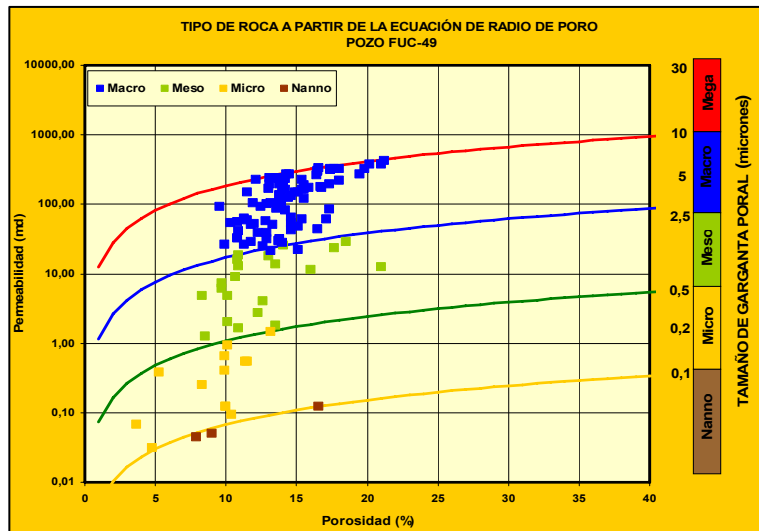


Gráfico 5.38 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUC – 49

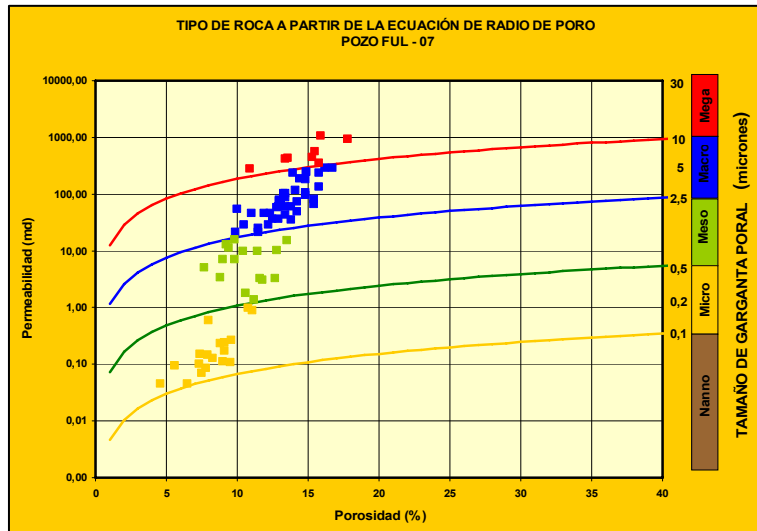


Gráfico 5.39 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 07.

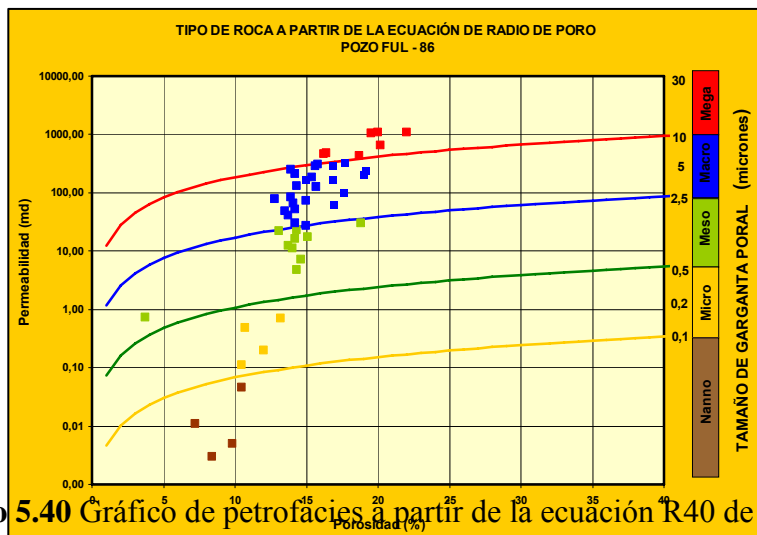


Gráfico 5.40 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 86.

Posteriormente se estudió el comportamiento de las petrofacies para cada una de las secuencias por separado de cada pozo, en los gráficos 5.41 y 5.42 pertenecientes al pozo FUL-06 (secuencia K2 y K3), se observa que la mayoría de las muestras fueron tomadas en la secuencia K2, presentando un tipo de roca desde nannoporosa hasta macroporosa, hacia la secuencia K3 va mejorando la calidad de roca, ya que aumenta

la garganta de poro y por ende disminuye notoriamente la petrofacies nanoporosa, visualizándose las mayores concentraciones en las petrofacies microporosas y mesoporosas.

Los gráficos 5.43 y 5.44 representan al pozo FUC-49 (secuencia K1 y K2), se observa que la mayoría de las muestras fueron tomadas en la secuencia K1 lo que hace que su caracterización sea más eficiente, dando como resultado una heterogeneidad en la misma por la presencia de cuatro tipos de roca, en la secuencia K2 sólo se tomaron diez muestras, las cuales definieron a ésta como homogénea por caracterizarse dos tipos de roca, mesoporosa y macroporosa, siendo esta última la dominante.

Los gráficos 5.45 y 5.46 correspondientes al pozo FUL-07 (secuencia K1 y K2) indican que la roca mejora su calidad, desapareciendo la petrofacies nanoporosa e introduciéndose la megaporosa con mayor proporción en la secuencia K1, de igual forma no se observa homogeneidad en ninguna de las secuencia.

Los gráficos 5.47, 5.48 y 5.49 pertenecen al pozo FUL-86 (secuencia K1, K2 y K3), se observa en la secuencia K1 la tendencia a formarse dos tipos de roca, una de muy mala calidad, nanoporosa con permeabilidades que oscilan entre 0.7-0.10 md y porosidades entre 8 y 10% y otra de buena calidad, entre la petrofacies macroporosa y megaporosa con permeabilidades entre 800 y 900 md y porosidades mayores al 15%. Hacia la secuencia K2 disminuye la calidad de roca, presentándose cuatro tipos de roca: nanno, micro, meso y macroporosa con la mayor concentración en esta ultima, la secuencia K3 se hace más homogénea, ya que el tipo de roca dominante es macroporosa con una permeabilidad promedio de 1000 md y una porosidad de 15%.

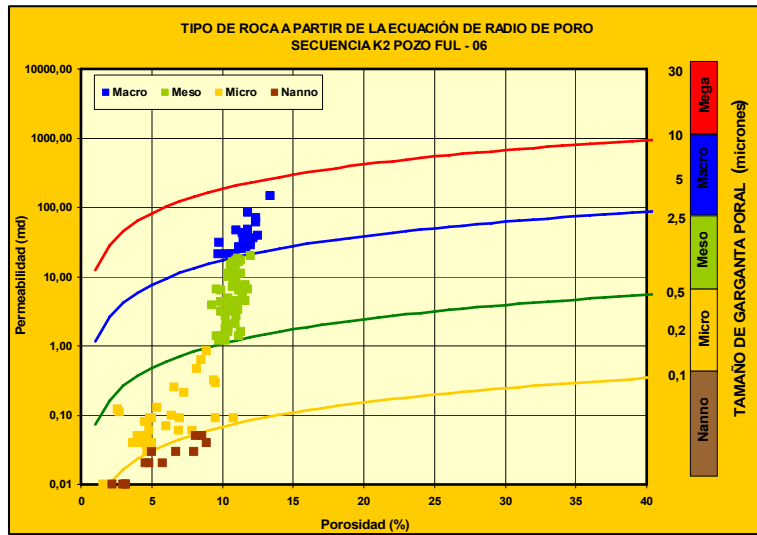


Grafico 5.41 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 06 secuencia K2.

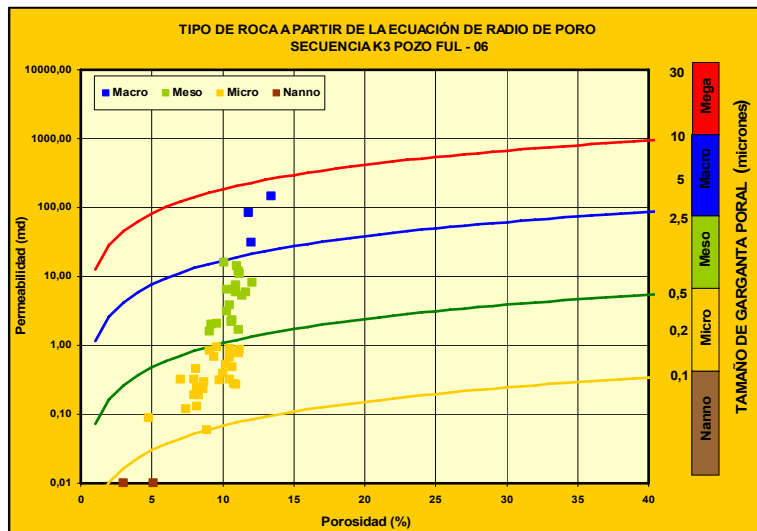


Grafico 5.42 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 06 secuencia K3.

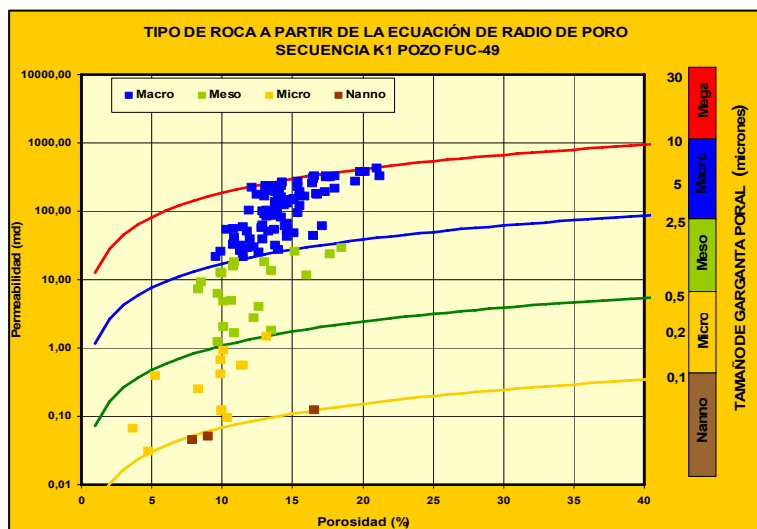


Grafico 5.43 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUC – 49 secuencia K1.

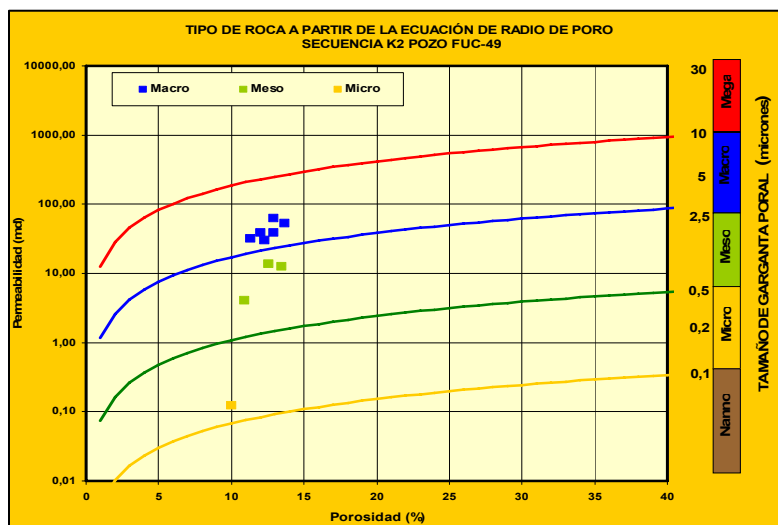


Grafico 5.44 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUC – 49 secuencia K2.

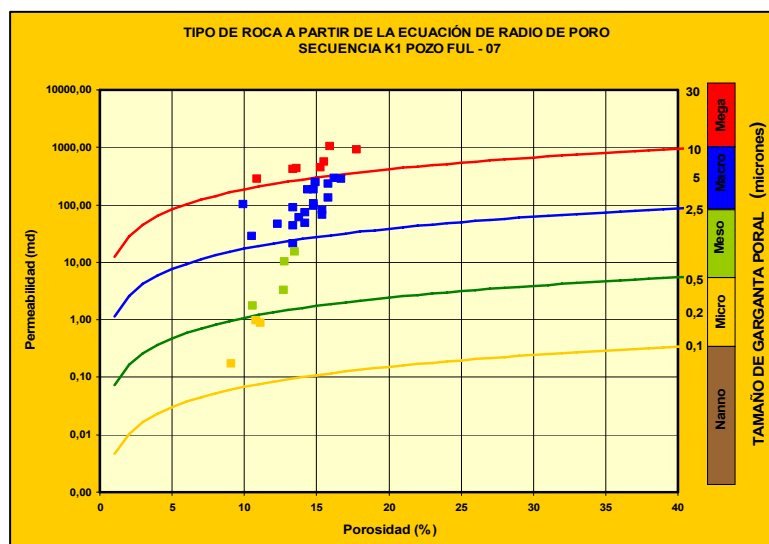


Grafico 5.45 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 07 secuencia K1.

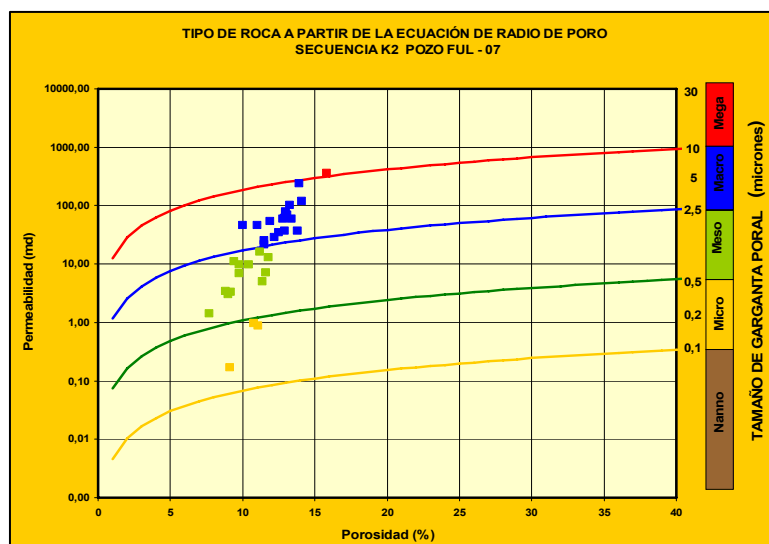


Grafico 5.46 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 07 secuencia K2.

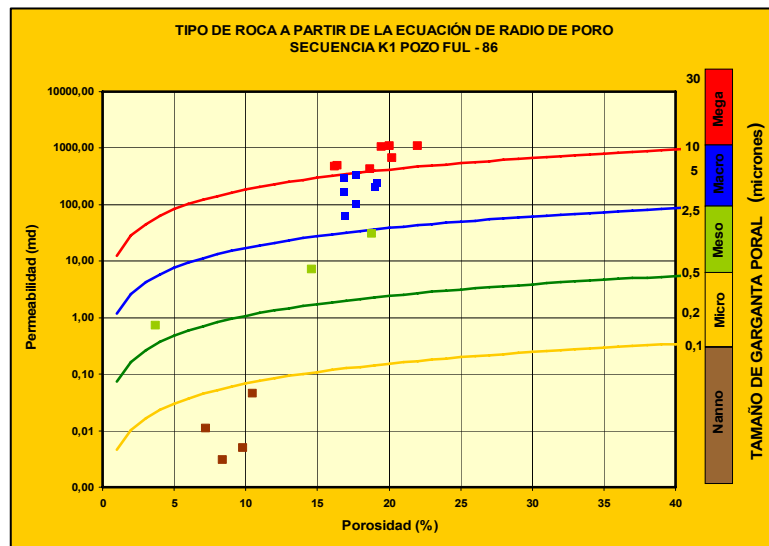


Grafico 5.47 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 86 secuencia K1.

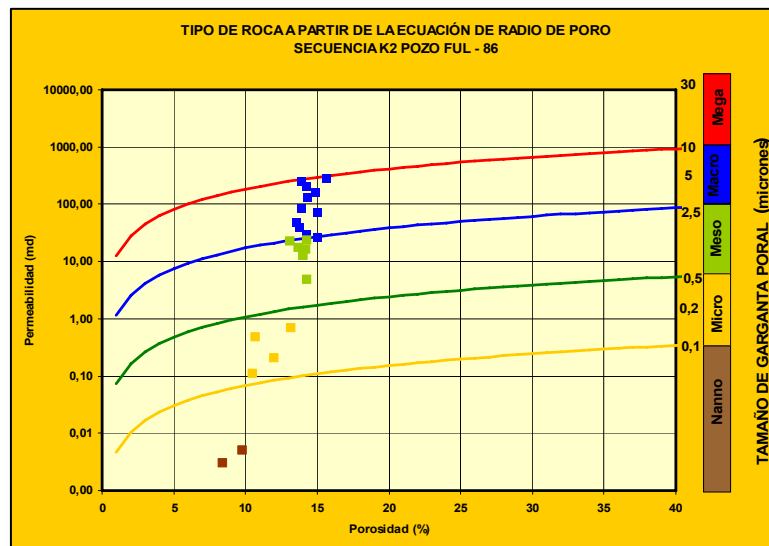


Grafico 5.48 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 86 secuencia K2.

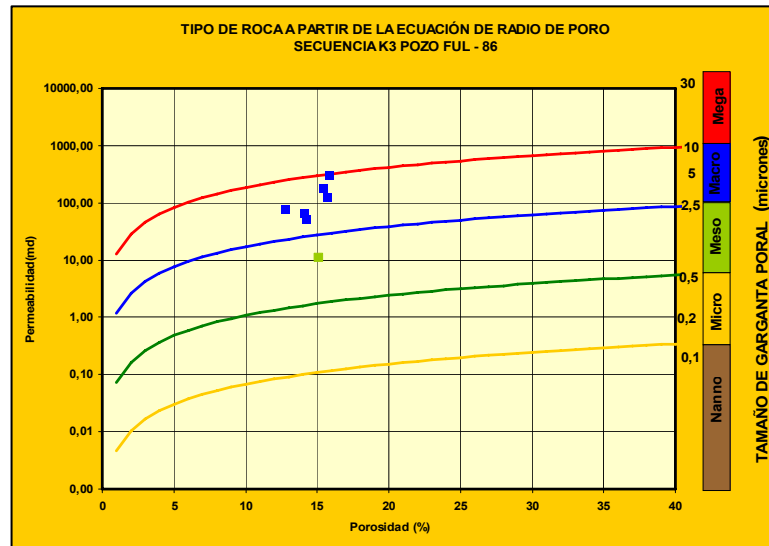


Gráfico 5.49 Gráfico de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman, pozo FUL – 86 secuencia K3.

A continuación se presentan los gráficos estadísticos 5.50, 5.51, 5.52 y 5.53 donde se observan las petrofacies por pozos para cada secuencia en la sección Cretácica, con los cuales se verifica que el mayor porcentaje de tipo de rocas es macroporosa para los pozos FUC-49, FUL – 07 y FUL-86 y mesoporosa para el pozo FUL-06, cabe destacar que el tipo de roca dominante para el campo es macroporosa. Sin embargo, es evidente la presencia de heterogeneidad debido a los porcentajes de rocas de variada calidad (megaporosa, macroporosa, mesoporosa, microporosa y nanoporosa).

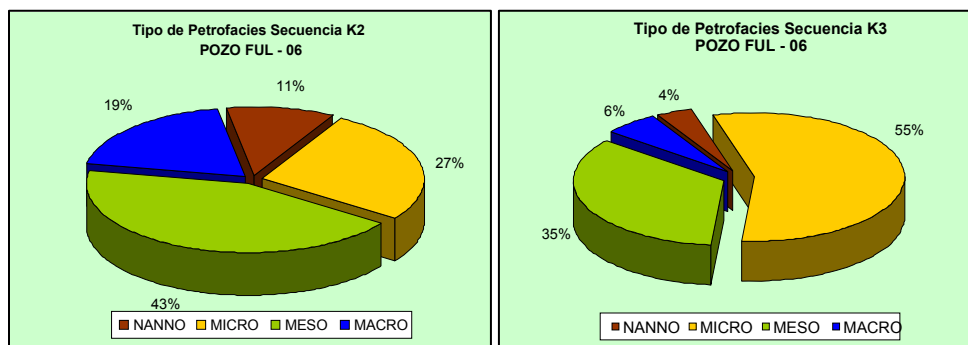


Gráfico 5.50 Gráfico de petrofacies secuencia K2 y K3, pozo FUL-06.

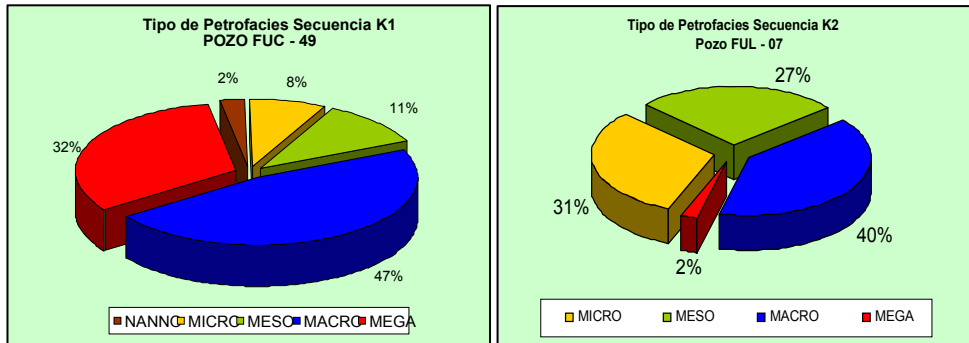


Gráfico 5.51 Gráfico de petrofacies secuencia K1 y K2, pozo FUC - 49.

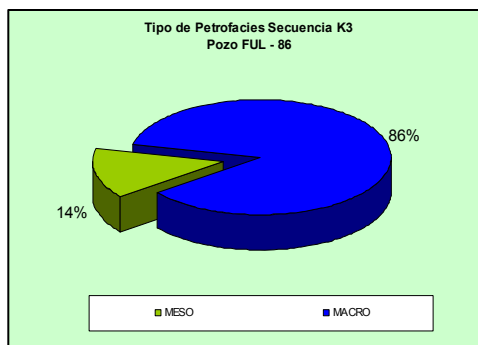
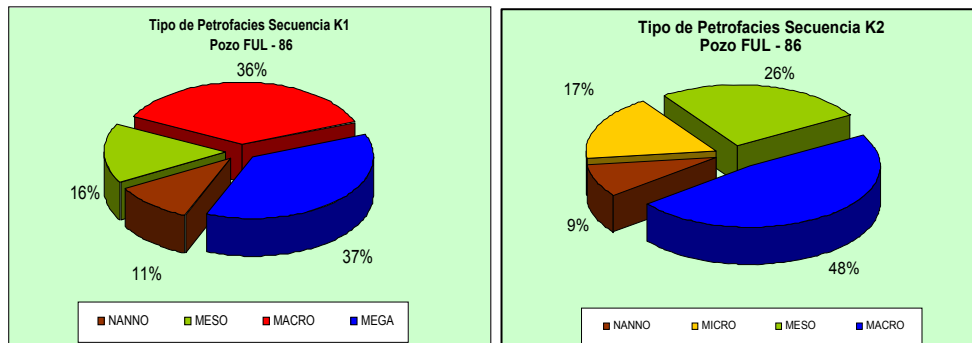


Gráfico 5.52 Gráfico de petrofacies secuencia K1, K2 y K3, pozo FUL-86.

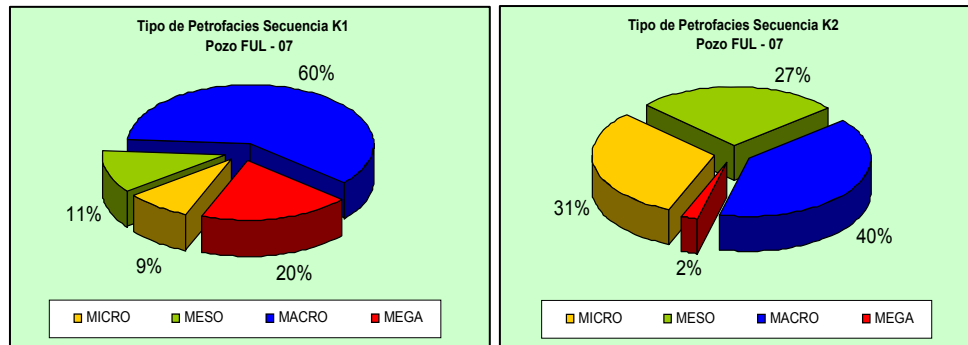


Gráfico 5.53 Gráfico de petrofacies secuencia K1 y K2, pozo FUL-07.

5.7 DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO

A fin de definir las unidades de flujo de la sección Cretácica del Campo El Furrial, se construyeron los gráficos que se describieron en el marco metodológico tales como: Estratificado de Lorenz modificado (SMLP) y Lorenz modificado (MLP), utilizando la información de los análisis convencionales de núcleo (K, ϕ) de los pozos de la zona de estudio.

5.7.1 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado (SMLP)

En los gráficos 5.59, 5.60, 5.61 y 5.62 se observa el estratificado de Lorenz Modificado (SMLP) de los pozos FUL-06, FUC-49, FUL07 y FUL-86 respectivamente, en donde se muestra la capacidad de flujo ($\%k \cdot h$) y la capacidad de almacenamiento ($\%\phi \cdot h$) de tope a base de la sección Cretácica del campo El Furrial, permitiendo definir las unidades de flujo diferentes a través de los cambios de pendiente. Finalmente, es posible visualizar un total de 11 unidades de flujo en el pozo FUL-06, 8 en el FUC-49, 12 en el FUL-07 y 10 en el FUL-86.

De las unidades de flujo definidas en los pozos FUL-06, FUC-49, FUL-07 y FUL-86, se puede decir que las más prospectivas para cada pozo son las unidades 7, 6, 8 y 2

respectivamente, por su alta capacidad de flujo y almacenamiento, mientras que las demás indicaron baja capacidad tanto de flujo como de almacenamiento.

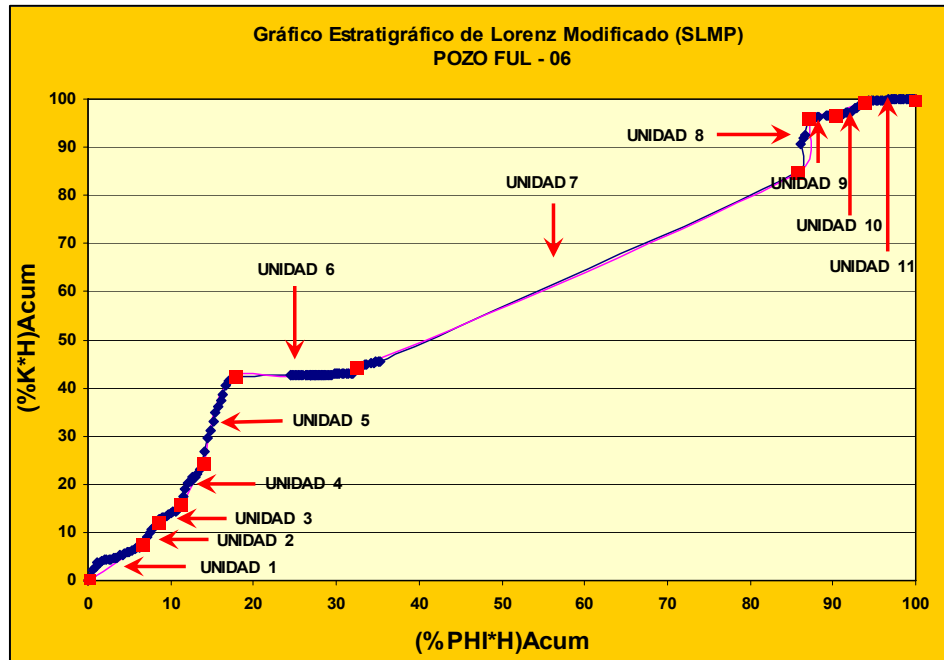


Gráfico 5.59 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUL-06.

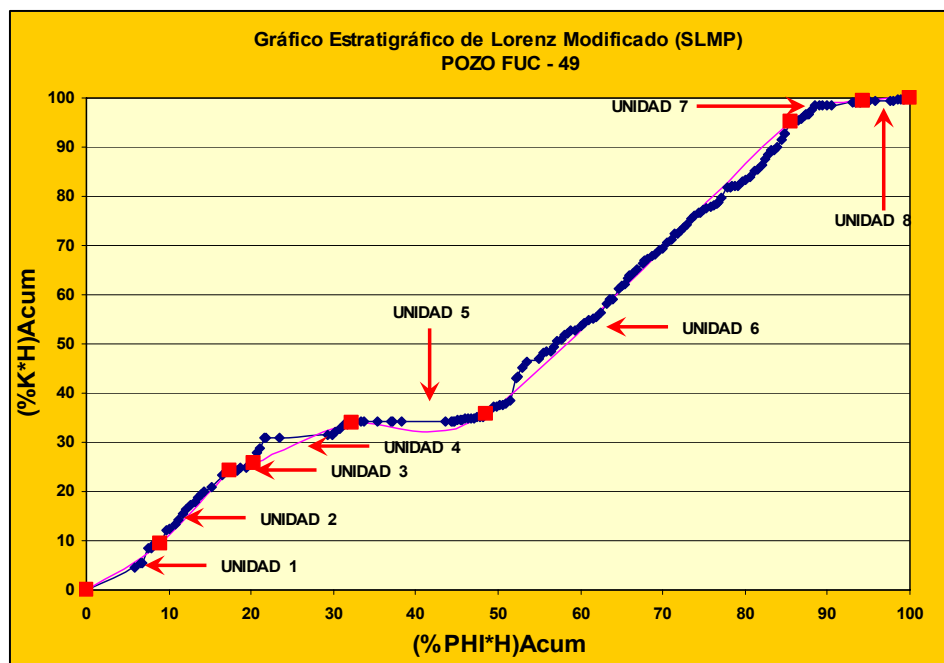


Gráfico 5.60 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUC-49.

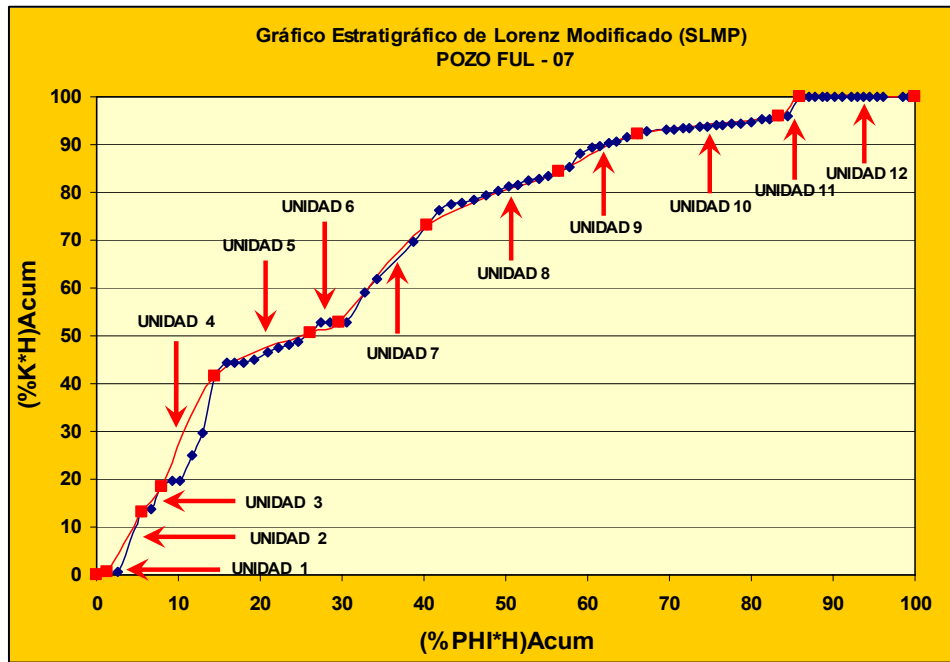


Gráfico 5.61 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUL-07.

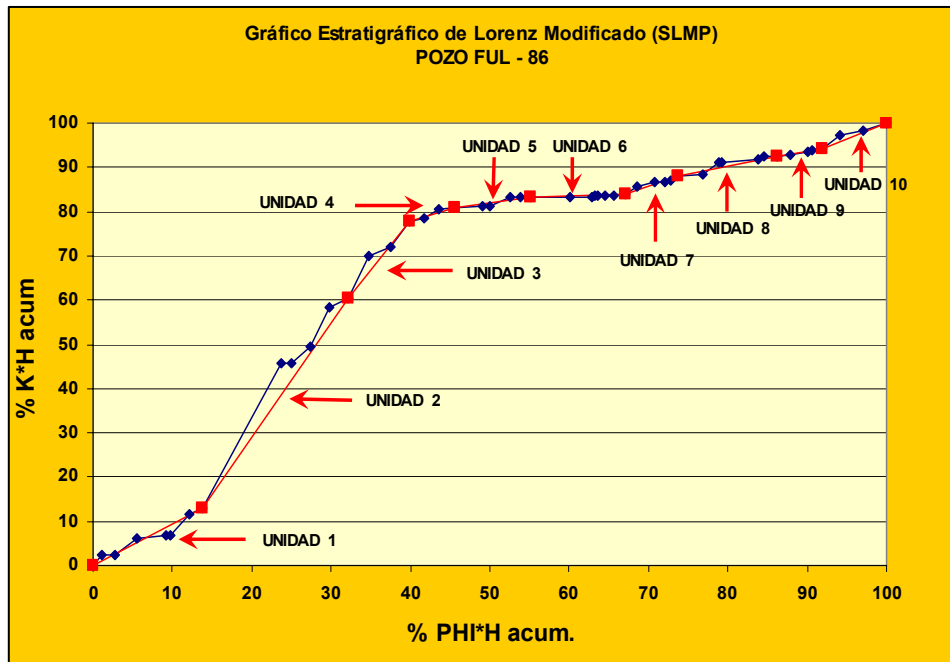


Gráfico 5.62 Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado, pozo FUL-86.

5.7.2 Gráfico de Lorenz Modificado (MLP)

En los gráficos 5.63, 5.64, 5.65, 5.66, 5.67, 5.68, 5.69, 5.70 y 5.71 de Lorenz Modificado, se muestra la capacidad de flujo ($\%K \cdot h$) y la capacidad de almacenamiento ($\%\phi \cdot h$) por secuencia, es decir, por unidades de flujo y no pie a pie como se realizó en el gráfico estratigráfico de Lorenz modificado (SMLP); esta selección fue determinada según su relación K/ϕ . De esta manera se puede notar las mejores unidades de flujo para cada una de las secuencias a través del porcentaje de flujo y almacenamiento.

En los gráficos 5.63 y 5.64 correspondientes a las secuencias K2 y K3 del pozo FUL-06, se ubicaron un total de 7 unidades en la secuencia K2, siendo la 6 y 7 las mejores, para la secuencia K3 se observaron 4 unidades donde la 9 y 11 fueron las mejores, dichas unidades cuentan con una capacidad de almacenamiento por encima del 25% y una capacidad de flujo entre 60 y 80%

En los gráficos 5.65 y 5.66, pertenecientes a las secuencias K1 y K2 del pozo FUC-49, se observaron un total de 6 unidades en la secuencia K1 donde la 3 y la 5 fueron las más representativas por tener altas capacidades de flujo y almacenamiento, de la misma forma se observaron para la secuencia K2 un total de 2 unidades siendo la 8 la mejor.

Los gráficos 5.67 y 5.68 corresponden a la secuencia K1 y K2 del pozo FUL-07, se observó un total de 8 unidades para la secuencia K1 donde la 5, 6 y 8 son las mejores, así mismo, se observaron un total de 4 unidades en la secuencia K2 donde la 12 fue la que mejor comportamiento presentó manteniéndose con el máximo de capacidad de flujo.

Finalmente en los gráficos 5.69, 5.70, 5.71 se presenta las secuencias K1, K2 y K3 correspondiente al pozo FUL-86, donde se puede observar un total de 4 unidades para

la secuencia K1, siendo la unidad 1 la que presenta mejores propiedades, la secuencia K2 presentó 4 unidades, siendo las principales unidades la 5 y 6, la secuencia K3 está constituida por 2 unidades y la 10 es la que mejor capacidad de flujo y almacenamiento presenta.

Estos resultados inducen a pensar, que en términos de unidades de flujo existe mayor prospectividad hacia el área donde se encuentran los pozos FUL-06 y FUL-86, que en el área de los pozos FUC-49 y FUL-06, ya que existe una degradación de unidades de flujo y por ende de calidad de roca.

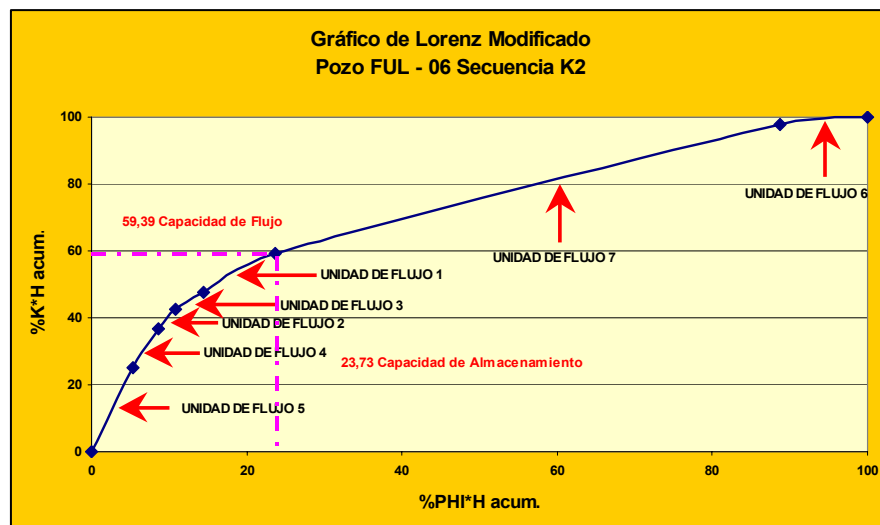


Gráfico 5.63 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUL – 06.

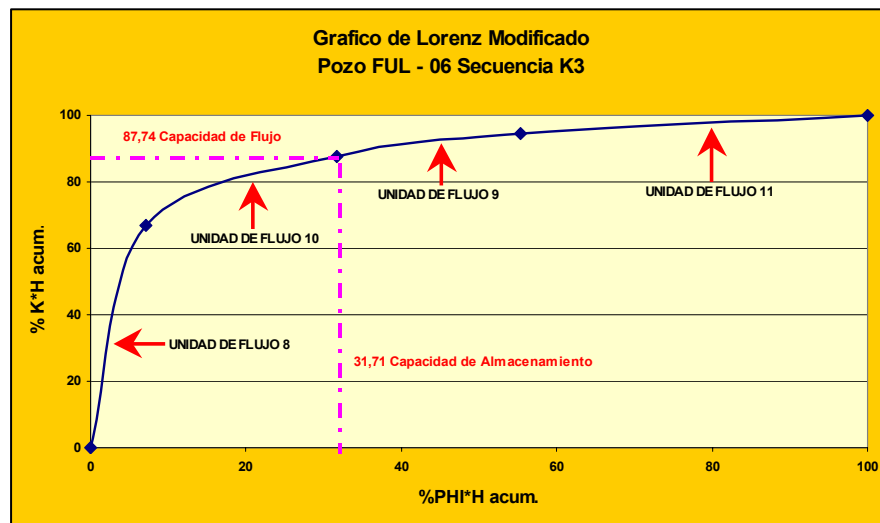


Gráfico 5.64 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K3, pozo FUL – 06.

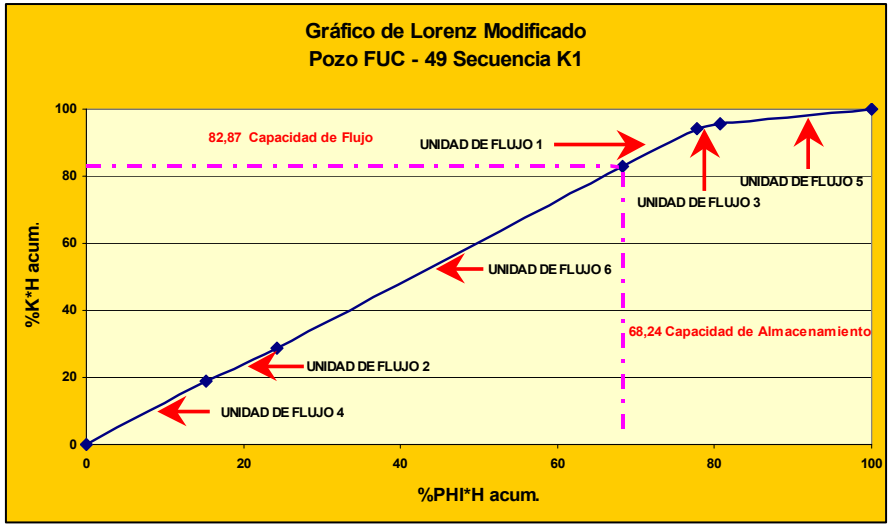


Gráfico 5.65 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUC – 49.

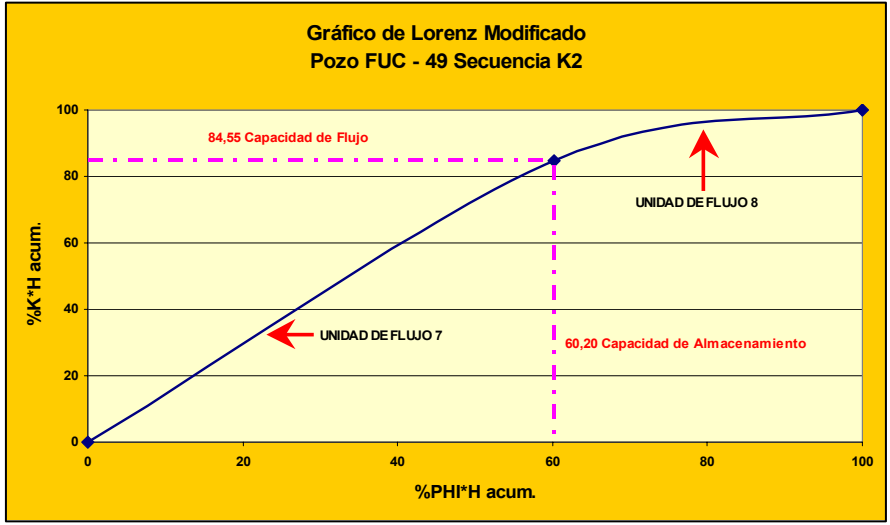


Gráfico 5.66 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUC – 49.

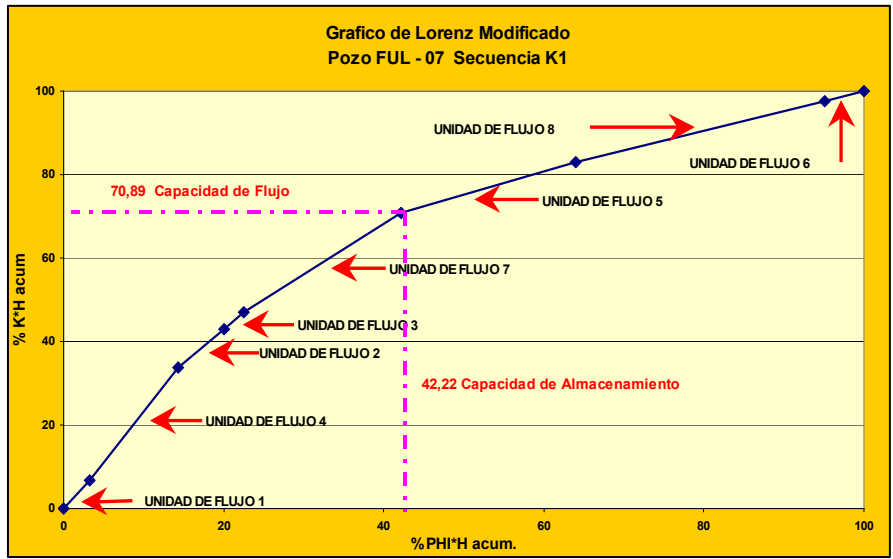


Gráfico 5.67 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUL – 07.

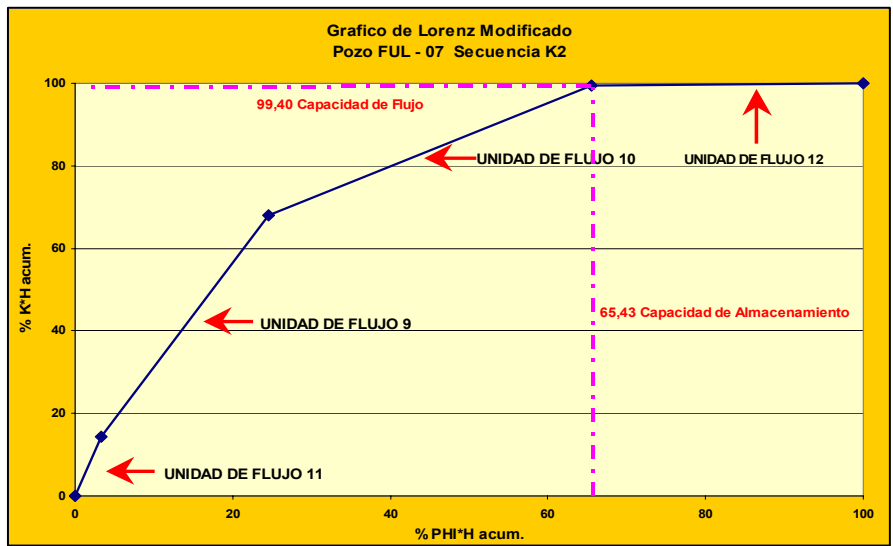


Gráfico 5.68 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K2, pozo FUL – 07.

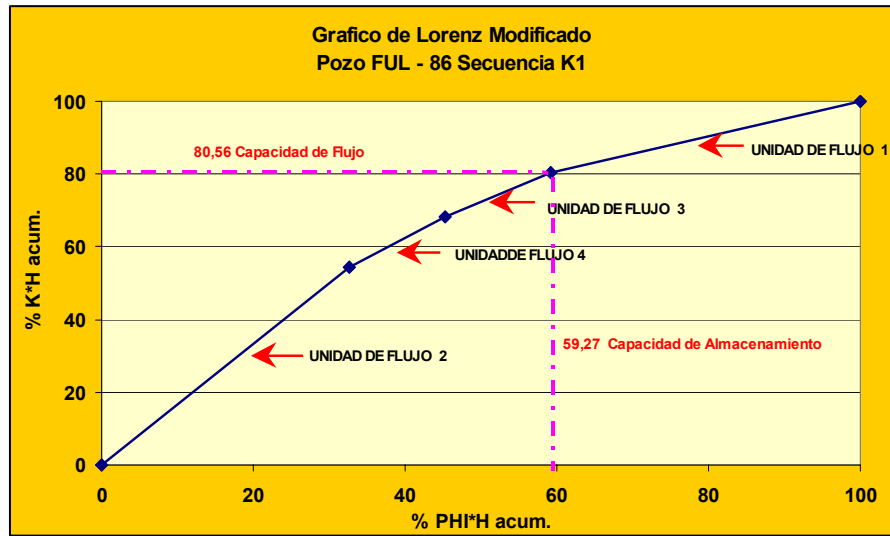


Gráfico 5.69 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUL – 86.

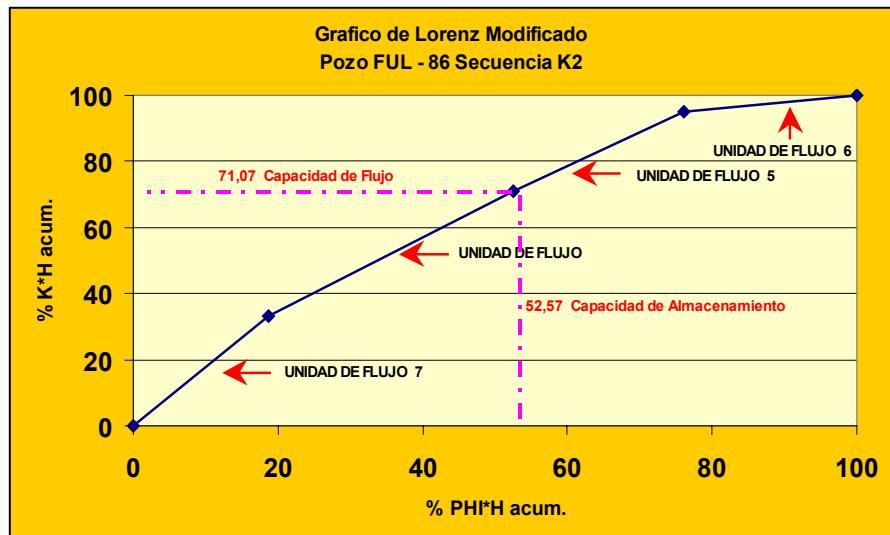


Gráfico 5.70 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K1, pozo FUL – 86.

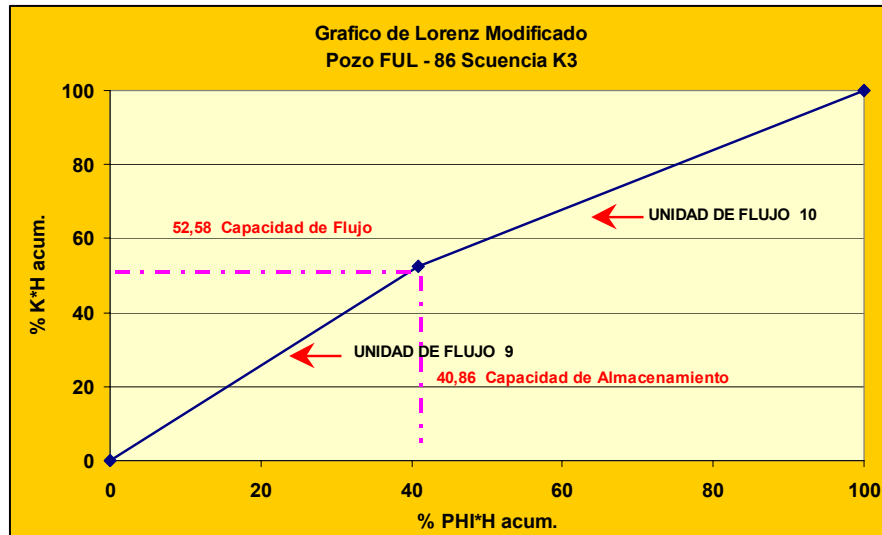


Gráfico 5.71 Gráfico de Lorenz Modificado, secuencia K3, pozo FUL – 86.

Agrupando todos los pozos con análisis especiales de núcleo, se observó que la mayor parte de las curvas resultantes de graficar $\%K^*H$ entre $\%\phi^*H$ tienden a presentar una inclinación de 45° aproximadamente, lo que es interpretado como la existencia de una buena relación entre la capacidad de flujo y la capacidad de almacenamiento, reflejando la excelente calidad de roca que conforma esta sección Cretácica.

Además de este análisis, se construyeron tablas para todos los núcleos, a partir de los datos de análisis convencionales, donde se clasificaron por colores las secuencias, para apreciar estadísticamente la distribución, la asociación y la relación existente entre petrofacies y unidades de flujo, para cada secuencia (Tabla 5.11).

Tabla 5.11 Asociación de unidades de flujo y petrofacies, pozo FUL - 06.

| PETROFACIES ASOCIADAS A LAS UNIDADES DE FLUJO | | | | | | | | |
|--|--------------|-------|---------|----------|---------------|------|-------------------------------|-----------------|
| (*) $\text{Log } R_{40} = 0,360 + 0,582 * \text{Log } K - 0,680 * \text{Log } q$ | | | | | | | | |
| Secuencia | Tipo de Roca | PROF. | MUESTRA | Por. (%) | Por. (Fracc.) | K | Ri [^] (Micrones) | Unidad de Flujo |
| K2 | MESO | 15830 | 1 | 10,6 | 0,106 | 15 | 2,230 | 1 |
| | MACRO | 15831 | 2 | 10,6 | 0,106 | 20 | 2,637 | 1 |
| | MACRO | 15832 | 3 | 9,8 | 0,098 | 31 | 3,590 | 1 |
| | MACRO | 15833 | 4 | 10,6 | 0,106 | 21 | 2,713 | 1 |
| | MACRO | 15834 | 5 | 9,7 | 0,097 | 21 | 2,881 | 1 |
| | MESO | 15835 | 6 | 11,0 | 0,110 | 4,5 | 1,078 | 1 |
| | MESO | 15836 | 7 | 11,2 | 0,112 | 6,4 | 1,307 | 1 |
| | MESO | 15837 | 8 | 10,2 | 0,102 | 2,7 | 0,842 | 1 |
| | MESO | 15838 | 9 | 10,9 | 0,109 | 2,1 | 0,696 | 1 |
| | MESO | 15839 | 10 | 10,4 | 0,104 | 1,6 | 0,613 | 1 |
| | MESO | 15840 | 11 | 9,9 | 0,099 | 1,4 | 0,586 | 1 |
| | MESO | 15841 | 12 | 10,4 | 0,104 | 1,8 | 0,656 | 1 |
| | MESO | 15842 | 13 | 10,2 | 0,102 | 1,8 | 0,665 | 1 |
| | MICRO | 15843 | 14 | 8,9 | 0,089 | 0,85 | 0,471 | 1 |
| | MESO | 15844 | 15 | 11,2 | 0,112 | 16 | 2,230 | 1 |
| | MESO | 15845 | 16 | 10,4 | 0,104 | 3,6 | 0,983 | 1 |
| | MESO | 15846 | 17 | 11,6 | 0,116 | 7,3 | 1,378 | 1 |
| | MESO | 15847 | 18 | 11,0 | 0,110 | 4,5 | 1,078 | 1 |
| | MESO | 15848 | 19 | 11,0 | 0,110 | 2,7 | 0,800 | 1 |
| | MESO | 15849 | 20 | 11,4 | 0,114 | 5,5 | 1,182 | 1 |
| | MESO | 15850 | 21 | 11,8 | 0,118 | 6,5 | 1,273 | 1 |
| | MESO | 15851 | 22 | 11,5 | 0,115 | 6,6 | 1,307 | 1 |
| | MESO | 15852 | 23 | 10,9 | 0,109 | 3,7 | 0,968 | 1 |
| | MESO | 15853 | 24 | 11,0 | 0,110 | 17 | 2,339 | 1 |
| | MESO | 15854 | 25 | 10,9 | 0,109 | 15 | 2,188 | 2 |
| | MESO | 15855 | 26 | 12,0 | 0,120 | 20 | 2,423 | 2 |
| | MACRO | 15856 | 27 | 11,6 | 0,116 | 25 | 2,824 | 2 |
| | MESO | 15857 | 28 | 10,9 | 0,109 | 14 | 2,101 | 2 |
| | MESO | 15858 | 29 | 11,3 | 0,113 | 17 | 2,296 | 2 |
| | MACRO | 15859 | 30 | 11,7 | 0,117 | 27 | 2,937 | 2 |
| | MESO | 15860 | 31 | 10,4 | 0,104 | 9,8 | 1,762 | 3 |
| | MESO | 15861 | 32 | 10,9 | 0,109 | 10 | 1,727 | 3 |
| | MESO | 15862 | 33 | 9,9 | 0,099 | 3,1 | 0,932 | 3 |
| | MESO | 15863 | 34 | 10,3 | 0,103 | 2,1 | 0,723 | 3 |
| | MESO | 15864 | 35 | 10,6 | 0,106 | 11 | 1,861 | 3 |
| | MESO | 15865 | 36 | 10,4 | 0,104 | 4,9 | 1,177 | 3 |
| | MESO | 15866 | 37 | 10,7 | 0,107 | 7,1 | 1,433 | 3 |
| | MESO | 15867 | 38 | 10,8 | 0,108 | 4,1 | 1,034 | 3 |
| | MESO | 15868 | 39 | 11,0 | 0,110 | 11 | 1,815 | 3 |
| | MACRO | 15869 | 40 | 11,2 | 0,112 | 27 | 3,025 | 3 |
| | MACRO | 15870 | 41 | 11,5 | 0,115 | 36 | 3,513 | 4 |
| | MACRO | 15871 | 42 | 11,7 | 0,117 | 43 | 3,851 | 4 |
| | MACRO | 15872 | 43 | 11,4 | 0,114 | 27 | 2,989 | 4 |
| | MESO | 15873 | 44 | 10,4 | 0,104 | 11 | 1,885 | 4 |
| | MACRO | 15874 | 45 | 10,9 | 0,109 | 21 | 2,662 | 4 |
| | MESO | 15875 | 46 | 9,9 | 0,099 | 6,4 | 1,422 | 4 |
| | MESO | 15876 | 47 | 10,7 | 0,107 | 16 | 2,300 | 4 |
| | MESO | 15877 | 48 | 11,1 | 0,111 | 18 | 2,403 | 4 |
| | MACRO | 15878 | 49 | 12,2 | 0,122 | 36 | 3,375 | 4 |

Por medio de estas tablas se construyeron gráficos de torta para visualizar mejor la distribución de las petrofacies en las mejores unidades de flujo para cada secuencia, gráficos 5.71, 5.72, 5.73 y 5.74.

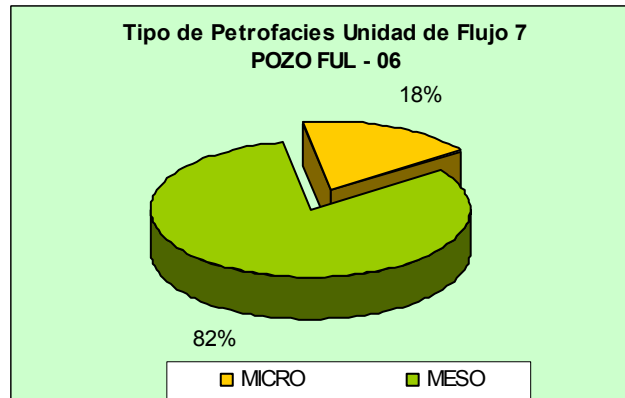


Gráfico 5.71 Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 6, pozo FUL – 06.

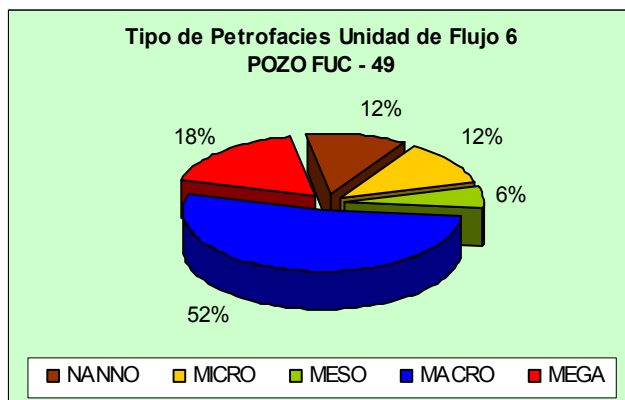


Gráfico 5.72 Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 6, pozo FUC – 49.

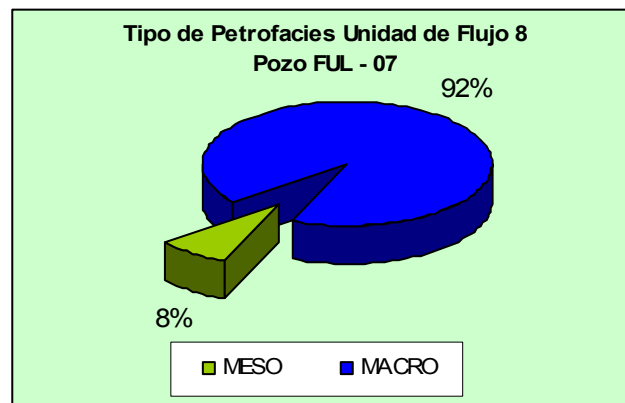


Gráfico 5.73 Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 8, pozo FUL – 07.

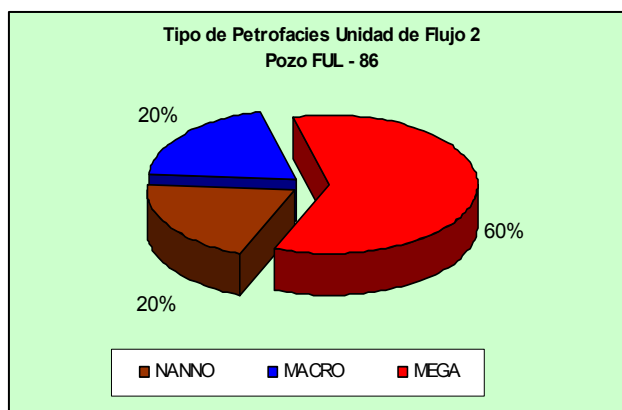


Gráfico 5.74 Distribución de las petrofacies en la unidad de flujo 2, pozo FUL – 86.

Utilizando estos análisis comparativos, se pudo corroborar que las óptimas unidades de flujo para cada secuencia definidas por los gráficos de Lorenz, están representadas por muestras de roca que pertenecen a la petrofacies macroporosa, excepto la unidad pertenecientes al pozo FUL- 06, que presenta roca mesoporosa y microporosa, pero es considerada la mejor de ese pozo por presentar un espesor bien representativo.

Las unidades descritas aquí como las mejores están ubicadas en la secuencia K1, la cual es considerada como la mejor del campo y por ende, es donde se han completado la mayoría de sus pozos, cabe destacar que las demás secuencia son también de buena calidad.

Es de notarse como anteriormente se discutió, que existe una relación directa, en la sección de estudio, entre las petrofacies (megaporosa y macroporosa) y las unidades de flujo, lo que deduce la alta capacidad de flujo que estos horizontes arenosos desarrollan, indicando la presencia de un reservorio de muy alta calidad y prospectividad.

CONCLUSIONES

- La validez y fortaleza del modelo fue verificada al cotejar los datos arrojados por éste, con los presentados por el núcleo. Los modelos matemáticos ajustados para la evaluación petrofísica fueron: modelo de arcillosidad (Lineal), modelo de porosidad (Densidad), modelo de saturación de agua (Simandoux) y modelo de permeabilidad (Timur).
- El modelo es considerado apropiado para aplicarlo en los demás pozos si sus curvas de registros son apropiadamente normalizadas.
- Sobre la base de los análisis de los perfiles de garganta de poro y ecuaciones empíricas, se determinó que la ecuación que mejor se ajusta para el cálculo del radio de garganta de poro es la ecuación R40 de Pittman, el cual evidencia que sólo un 40% del espacio poroso está disponible para fluir.
- Las petrofacies determinadas fueron megaporosa, macroporosa, mesoporosa, microporosa y nanoporosa. Las más predominantes en el área de estudio fueron megaporosa y macroporosa, siendo esta última la más abundante.
- Con los gráficos de petrofacies a partir de la ecuación R40 de Pittman para cada secuencia (K1, K2 y K3), se comprobó que el mayor porcentaje de tipo de roca es macroporosa para los pozos FUC-49, FUL-07 y FUL-86 y mesoporosa para el pozo FUL-06.
- A partir de los gráficos de Lorenz, se identificaron 11 unidades de flujo en el pozo FUL-06, 8 en el FUC-49, 12 en el FUL-07 y 10 en el FUL-86, de acuerdo a su capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo. Las unidades de flujo con mejores características petrofísicas para cada pozo son:
 - (a) FUL-06 ----- Unidad de Flujo 6

- (b) FUC-49 ----- Unidad de Flujo 7
- (c) FUL-07 ----- Unidad de Flujo 8
- (d) FUL-86 ----- Unidad de Flujo 2

- Las unidades de flujo más prospectivas presentaron las siguientes características: petrofacies macroporosa, saturación de agua irreducible de 10%, permeabilidad por encima de 950 md y porosidades alrededor de 17%.
- Comparando las mejores unidades de flujo para cada pozo se pudo deducir que existe una mayor prospectividad en dirección noreste donde se encuentran los pozos FUL-06 y FUL-86, ya que hacia el suroeste de los pozos FUC-49 y FUL-07 existe una degradación de capacidad de flujo y almacenamiento.
- La calidad de los yacimientos basada en la capacidad de flujo vs capacidad de almacenamiento, ha sido desarrollada para facilitar un valor estimado de las mejores arenas. Las mejores unidades de flujo estimadas para cada pozo coinciden con los intervalos más arenosos detectados con el análisis de los registros de pozo.
- A partir de los mapas de isopropiedades se pudo observar que las mejores propiedades petrofísicas se encuentran en la parte central del campo, la cual está asociada a la cresta del anticlinal de rampa que caracteriza la zona, y es por ello que la mayoría de los pozos fueron perforados en esa dirección, además se corroboró que la secuencia K1 es la más prospectiva por presentar las mejores porosidades y permeabilidades. Igualmente los mayores espesores de arena neta petrolífera (ANP) se encontraron en esta secuencia. Por otra parte, se detectó que existe una tendencia de engrosamiento de las arenas hacia el noreste del campo con espesores de hasta 210 pies.

- Este Trabajo Especial de Grado permite el aporte tanto a la Universidad Central de Venezuela como a PDVSA-INTEVEP, de una metodología que se caracteriza en definir un modelo petrofísico que involucre la determinación de petrofacies y unidades de flujo, mediante la integración de registros de pozos (eléctricos, radioactivos y acústicos) y análisis de núcleos (convencionales y especiales), lo que le permitirá a la unidad de explotación analizar parámetros de yacimiento, que indiquen de manera más efectiva los intervalos de mayor calidad para flujo de hidrocarburos garantizando el potencial esperado para

RECOMENDACIONES

- Revisar en detalle los análisis especiales de núcleos, ya que al comparar los resultados de diferentes compañías se observan discrepancias de los mismos.
- Realizar este tipo de estudio en otros campos pertenecientes al Norte de Monagas que dispongan de suficientes análisis de núcleos, con el fin de obtener una mayor certidumbre de los parámetros petrofísicos de la zona.
- Utilizar la información aportada por los registros Gamma Ray Espectrales de los pozos del campo El Furrial, para realizar la caracterización detallada de las arcillas en el yacimiento.
- Integrar al modelo un estudio diagenético que ilustre este efecto en la porosidad y la permeabilidad de la roca.
- Determinar petrofacies y unidades de flujo en zonas vecinas al área de estudio para extrapolar la información y lograr un modelo integral del Norte de Monagas.
- Utilizar los registros de producción (PLT) del área de manera de corroborar con los datos reales de producción las mejores unidades de flujo determinadas en este estudio.
- Completar los nuevos pozos selectivamente en base a la presencia de las mejores unidades de flujo, de manera de garantizar un barrido de hidrocarburos homogéneo en el área y una mayor eficiencia de recobro.
- Establecer la comparación del modelo petrofísico propuesto con los nuevos modelos sedimentológicos del área, de manera de definir zonas de mayor

flujo de hidrocarburos y posibles zonas prospectivas para elaborar los planes futuros de exploración.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

- Acosta, T. (2002) Determinación de unidades de flujo en base a índice de calidad de roca en el yacimiento V-6/9, SCS-040, Bloque IX, Lago de Maracaibo. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad del Zulia. 197 p.
- Alfonsi P.; Bejarano C.; Mahmoudi M. y Montes J. (1992) **VI Curso de Facies Clásticas**, Curso Introductorio. Gerencia General de Geología. Laboratorio Geológico. CORPOVEN S.A. Puerto la Cruz. p. 64-83
- Allen G. y Segura F. (1989) **Sedimentología de los Depósitos Clásticos**. Total Exploration Laboratorio. Puerto la Cruz. p. 40-41, 93-102.
- Araujo Y. y Araujo M. (1999) Taller de interacción Roca-Fluido. PDVSA, Intevep, Los Teques. 221 p.
- Barrios J.; Navas G. y Chacín J. (1994) Métodos de protección contra el desgaste para los carretos de línea utilizados por Corpoven en el Norte de Monagas. Informe Técnico, PDVSA Intevep.
- Bateman, R. (1985) **Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation**. Internacional Human Resources Development Corporation. U.S.A.
- Bejarano, C.; Funes, D.; Sarzalejo, S.; Audemard, F. and Flores, G. (1995) Sedimentary Sequence Evolution in a Foredeep Basin; Eastern Venezuela. **AAPG**, Bulletin 80. p. 1265-1273.
- Casas V. (2006) Guías de estudio de Petrofísica Aplicada. Departamento de Geofísica. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

- CIED (1997) **Caracterización Física de los Yacimientos**. PDVSA, Puerto La Cruz.
- CIED (1999) **Interpretación de Perfiles Viejos**. Puerto la Cruz.
- Coalson E.; Hartmann D. y Thomas J. (1985) **Productive Characteristics of Common Reservoir Porosity**. Types: S. Texas Geol. Soc. Bull., v.25,n. 6, pp. 35-51.
- Comisión Venezolana de Estratigrafía y Terminología (1970). Léxico Estratigráfico de Venezuela. **Boletín de Geología**, Publicación Especial N° 4, Editorial Sucre. Caracas, 756 p.
- Contreras R. (2004) Caracterización petrofísica para la identificación de petrofacies y extrapolación del modelo a través de redes neurales en los miembros “O” y “P” de la Formación Escandalosa, trampas Bejucal-2, Bejucal-4, Torunos-4, Cuenca Barinas-Apure. **SOVG**. Sesión 6, N° 65040. p. 182-186.
- Contreras M. y Villegas F. (1984) **Curso de Toma, Manejo, Análisis Convencionales y Análisis Especiales de Núcleo**.
- Chacón C. (2003) Determinación de unidades de flujo mediante la integración de facies sedimentarias y calidad de roca en los yacimientos C-5 y C-6 en el área comprendida por el núcleo del pozo SVS-318, Flanco Oeste, Bloque IX, Lago de Maracaibo. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad de los Andes. Mérida. 180 p.

- Ebanks, W.; Sheihing M. y Atkinson C. (1992) Flow Units For Reservoir Characterization, Develoment Geology Reference Manual, AAPG Methods in Exploration Series N° 10, 550 p.
- Erlich, R. N, and Barrett, S. F. (1992) Petroleum Geology of the Eastern Venezuela Foreland Basin, in Macqueen, R. W, and Leckie, D. A. (Eds.), Foreland basins and fold belts: **AAPG** Memoir 55. p. 341-362.
- Escalona B. (2004) Descripción de nuevas técnicas para la caracterización de fluidos en pozos perforados con lodos base aceite en el campo El Furrial. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 191 p.
- Felder. B. (1980) Evaluación de Formaciones en Venezuela. Schlumberger. 289 p.
- Flores, D. (1997) **Taller de Petrofísica**. Gerencia General de Geología - Departamento de Subsuelo Reservas. CORPOVEN, S.A. Venezuela.
- Friedman, G. and Sanders, J. (1978) **Principles of Sedimentology**. Wiley, New York. 792 p.
- Galloway, W. E. (1989) Genetic Stratigraphic Sequence in Basin Analysis. I. Architecture and genesis and flooding-surface bounded depositional units. **AAPG** Bulletin 73. p. 125-142.
- González de Juana, C.; Iturralde J. M. y Picard X. (1980) **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**. 3 ra. Edición Eds. Foninves, Caracas. 1031 p.

- Guzmán J.; Lima J.; Luna F.; Maguregui J.; Carrillo M.; Uroza C.; Sampson E.; y Moreno M. (2001) Modelo estratigráfico por secuencias alineamiento estructural Santa Bárbara-Boquerón, Norte de Monagas. Proyecto integral norte de Monagas (PINM), Informe interno PDVSA Intevep, # 8296, 2001.
- Gunter G.; Finnerman J.; Hartmann D. y Miller J. (1997) Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Intergrated Petrophysical Method. **Society of Petroleum Engineers**. SPE 38679, San Antonio, U.S.A. p 373-380.
- Kabbabe T.; J. Betancourt y J. Rendón. Estudio Sedimentológico de la Sección Inferior ("Arenas U Y S5t") de los Núcleos del Pozo Mel-124, Área Melones Este, San Tome. Estudios Integrados Pesados Oeste. 2002.
- Laval, A. (2003) **Síntesis sedimentológica del yacimiento Cretáceo**. Informe Interno. PDVSA E y P, S.A. Puerto La Cruz.
- Parnaud F., Truskowski I, Gou Y., Gallango O., Pascual J.C., Roure F., Di Croce J., Passalacqua H. (1991). "Modelo Geológico integrado del transecto Chacopata-Uverito (Cuenca Oriental de Venezuela)". Intevep, Los Teques. Reporte Técnico # INT-02337, 91, 186p.
- Parnaud, F.; Gou, Y.; Pascual, J-C.; Truskowski, I.; Gallando, O.; Passalacqua, H. and Roure, F. (1995) Petroleum Geology of the central part of the Eastern Venezuela basin, in A.J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, (Eds.) Petroleum basins of South America. **AAPG**, Memoir 62. p. 741-756.
- PDVSA, Intevep (1996) **Análisis Convencionales y Especiales Para Rocas de Yacimientos**.

- Pittman, E. (1992) Relationship Of Porosity And Permeability To Various Parameters Derived From Mercury Injection-Capillary Pressure Curves For Sandstone. **The American Association of Petroleum Geologists**, V-76, N°2, Tulsa, Oklahoma. p 191-198.
- Porras J. (1997) Caracterización petrofísica campo Carito norte. PDVSA, Exploración y Producción. Puerto La Cruz. Informe Técnico N° 007516.
- Porras, J.; Barbato R. y Khasen L. (1999) Reservoir Flor Units: A Comparison Between Three Different Models in the Santa Barbara and Pirital Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin. **Society of Petroleum Engineers, SPE 53671**, U.S.A. p. 1-7.
- Porras, J. (2000) **Taller de Petrofacies**. Gerencia-Centro de Excelencia Petrofísica. PDVSA. Puerto la Cruz.
- Porjesz R. y Hernández E. (2000) Actualización del modelo estático estocástico de la Formación San Juan, Campo Orocuál. PDVSA Intevep. Reporte Técnico INT-07645.
- Rincones J.; Delgado R.; Ohen H.; Enwere P.; Guerini A. y Márquez P. (2000) Effective Petrophysical Fracture Characterization Using the flor Unit Concept-San Juan Reservoir, Orocuál Field, Venezuela. **Society of Petroleum Engineers, SPE 63072**, U.S.A. p. 1-9.
- Rivas, E. (2003). Evaluación petrofísica del campo Carito. Informe Interno. PDVSA Intevep.

- Romero P. y Grau F. (1999) Mediciones RMN en muestras de tapones de núcleos FUC-6 en cretáceo y FUL-13 en Naricual Inferior del campo El Furrial. PDVSA, Intevep. Informe Técnico N° 06687.
- Schlumberger (1984) **Log Interpretation Charts**. U.S.A.
- Schlumberger (1972) **Interpretación de Perfiles Volumen I-Fundamentos**, New York, N.Y. p. 132.
- Silva, J. (1991) **Estudio Petrofísico (Evaluación De Formaciones)**. Puerto La Cruz.
- Socorro D. (2005) Modelo Petrofísico integral del yacimiento C-2-X.37, Unidad de explotación Centro Sur del Lago. Trabajo especial de grado. Inédito. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas. Caracas. 155 p.
- Tearpock D. y Bischke E. (1991) **Applied Subsurface Geological Mapping**. p. 37-60.
- Vargas M. y otros (1999) Soporte técnico de la localización ORC-DL2, yacimiento San Juan 07, Campo Orocual, norte de Maturín. PDVSA, Puerto La Cruz. Informe Técnico N° 00914.
- Villegas, L. (1993) Geología Regional en la Cuenca Oriental, Caracas, **VI Congreso Geológico Venezolano**. p. 3644-3670.
- Waton, P. and Noon, S. (2001) Sedimentological and Biostratigraphical Analysis of Core From Well Ful-86, Furrial Field Venezuela. Informe Técnico, PDVSA Intevep.

- Wec (1997) Schlumberger. **Evaluación de pozos**. Venezuela.

- Winland H. (1972) Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report N° F72-G-25

- www.avenezuela.com/mapas/map/imag/cuencaspetroliferas

- www.cag.kongji.ac.kr/research_image_files/images046.gif

- www.inlab.com.ar/Pc_general_2.gif

- Zambrano G. y Martínez M. (2004) Caracterización del área de Carito a nivel del Terciario mediante la integración de atributos sísmicos y parámetros petrofísicos. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 168 p.