

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OBTENCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE POZO MEDIANTE EL EMPLEO DE ALGORITMOS DE REDES NEURONALES

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Titulo
de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Mata A., Luis Salvador

Caracas, noviembre de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OBTENCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE POZO MEDIANTE EL EMPLEO DE ALGORITMOS DE REDES NEURONALES

TUTOR ACADÉMICO: Prof.: Castillo Vicentelli, María Gabriela

CO-TUTOR ACADÉMICO: Prof.: Barráez, Daniel

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Mata A., Luis Salvador

Caracas, noviembre de 2002

Caracas, noviembre de 2002

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Luis Salvador Mata A., titulado:

“Obtención de Registros Sintéticos de Pozo mediante la aplicación de Algoritmos de Redes Neuronales”

Consideran, que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Daniel Barráez
Jurado

Prof. Juan José Infante
Jurado

Prof. María G. Castillo
Tutor

DEDICATORIA

A mi madre Noris Elena Aliendres de Mata, a mi padre Luis Salvador Mata González, por ser incondicionales apoyos de mi vida.

A mis hermanos Mireya Elena y Orlando José, por buscar mi ánimo para llevar a feliz
termino esta meta.

A Jeannie Carmona, por inspirarme a cambiar de rumbo.

A Dios por darme vida, la oportunidad de aprender y entender.

AGRADECIMIENTOS

Institucional

Al departamento de Geofísica de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Universidad Central de Venezuela, por permitir realizar este trabajo y poder optar al título de Ingeniero Geofísico.

Académico

A la profesora María Gabriela por aceptar y guiar a buen término el presente trabajo, por sus prácticos y juiciosos consejos, al profesor Daniel Barráez, al profesor Victor Escalona por contribuir generosamente con información necesaria para el desarrollo de este trabajo, a los profesores Marcos Figueroa, Ronny Meza y Juan José Infante por sus consejos y ayuda en momentos oportunos.

Personal

A mis amigos Sergio Cáceres, Rosaura Avendaño, Carlos Cheremos, Javier Díaz, Cesar Marín, Franklin Tapias, Carlos Vargas, Janckarlos Reyes, Antonio Ughi, María Alejandra Montañés, Debora Guía, Oscar Fiol, Luis Guedez, Gladys Martínez, Teresa Veracierta y Flia., a la Familia Sucre Sosa, en particular a los hermanos Ana Cristina y Juan Carlos Sucre S., Tibisay F., y demás personas (que por razones de memoria no he mencionado y deseo me disculpen) con las cuales he compartido, aprendido y me han enseñado, tanto en lo profesional como lo personal.

Mata A., Luis S.

**OBTENCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE POZO
MEDIANTE EL EMPLEO DE ALGORITMOS DE
REDES NEURONALES**

Tutor Académico: Prof. Castillo V., María G., Co -Tutor Académico: Prof. Barráez, Daniel. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica (Ingeniería Geofísica). Año 2002, 164 páginas

Palabras Claves: Registros sintéticos, Petrofísica, Redes Neurales, Socororo

Resumen. Este trabajo está orientado a evaluar cuantitativamente, el uso de los algoritmos de redes neurales, para la generación de registros sintéticos de pozo, en una zona del Área Mayor de Socororo, en el Estado Anzoátegui.

El área de interés, es una zona de litología compleja debido a la alta frecuencia de intercalaciones e interestratificación arena – lutita y los distintos ambientes sedimentarios presentes, tanto fluvio – deltaico, como marino.

Dentro del área se tiene un total de cincuenta y dos pozos con registros, de los cuales solo doce pozos presentan un completo grupo de perfiles petrofísicos (esto es caliper, potencial espontáneo, resistividad normal corto, inducción profunda, densidad y rayos gamma).

Los algoritmos de redes neurales empleados son: la red neural probabilística (PNN) y la red neural de propagación hacia delante (BPNN), implementadas en el modulo “Emerge” de la casa Hampson Russell.

En este trabajo se realiza una calibración de los registros sintéticos obtenidos, adicional a la evaluación estadística que generalmente se realiza a este tipo de

resultados (como es gráficos cruzados, cálculo del factor de correlación, cálculo de la dispersión etc.)

Dentro de los resultados obtenidos, podemos mencionar que ambas redes modelaron marcados eventos estratigráficos (aproximadamente 40 pies de espesor), e inclusive arenas delgadas con espesor mínimo de 9 pies de espesor y con bajo contenido de arcilla. Sin embargo se tiene deficiencias en las amplitudes de los registros sintéticos generados, los intervalos con contenido de arcilla, y arenas delgadas (menores o iguales a 6 '). La red neural MLFN generó mejores resultados en comparación a la red PNN. Se evidenció la influencia de arcilla en el desempeño de las redes neurales en la zona de estudio.

Aún cuando una mayor valor del parámetro longitud de operador produce una mejora considerable, en las zonas arenosas delgadas afectadas por la arcilla, también introduce señal de ruido al perfil que se genera. De igual manera ocurre al emplear una cantidad superior a la recomendada de nodos ocultos para la red MLFN, las zonas arenosas delgadas con espesores de aproximadamente 4 pies, se simulan bien, pero se distorsiona más el registro sintético.

La red neural PNN no presento en general buenos resultados, sin embargo, la misma resulto más estable a los cambios de configuración que se realizaron, no así la red MLFN, cuyos resultados sintéticos cambiaron significativamente con el cambio de longitud de operador y la cantidad de nodos ocultos.

ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria	iii
Agradecimientos	iv
Resumen	v
Índice	vii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tablas	xvi

CAPÍTULO I

1._ Introducción	1
1.1._ Objetivos	4
1.1.1._ Objetivo general	4
1.1.2._ Objetivos específicos	4
1.2._ Ubicación del área de estudio	5
1.3._ Trabajos previos	6

CAPÍTULO II

2._ Cuenca Oriental de Venezuela	10
2.1._ Geología de regional	10
2.1.1 Evolución de la cuenca	12
2.1.1.1._ Era Paleozoica	14
2.1.1.2._ Era Mesozoica	16
2.1.1.3._ Era Cenozoica	16
2.2._ Geología local	20
2.2.1._ Área mayor de Oficina	20
2.2.2._ Estratigrafía local	22
2.2.3._ Área mayor de Socororo	22

CAPÍTULO III

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO V

5._ Resultados	90
5.1. Correlación estratigráfica para los pozos del transecto No. 1 y No. 2	90
5.2._ Registros sintéticos obtenidos en el nivel estratigráfico P4 del transecto 1, correspondiente a la Formación Oficina (Mioceno Temprano – Medio)	91
5.3._ Registros sintéticos obtenidos en el nivel estratigráfico P5 del transecto No 1, correspondiente a la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Temprano)	98
5.4._ Registros sintéticos obtenidos en el nivel estratigráfico P5 del transecto N. 2, correspondiente a la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Temprano)	113
5.5._ Evaluación mediante gráficos cruzados y curvas diferencia de los registros sintéticos obtenidos.	117
5.6._ Resultados de la evaluación petrofísica con registros originales, y sintéticos en el nivel estratigráfico prospectivo P5, de la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Temprano)	122
5.7._ Análisis de Resultados	141

CAPITULO VI

6._ Conclusiones y Recomendaciones	143
Referencias Bibliográficas	145

LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1. Ubicación del área de estudio	5
Figura No. 2. Ubicación y división de la Cuenca Oriental de Venezuela	11
Figura No. 2.1. Ubicación aproximada del Área Mayor de Oficina	20
Figura No. 2.2. Distribución de los Campos que conforman el Área Mayor de Socororo.	23
Figura No.3. Distribución lineal de la temperatura bajo la superficie	30
Figura No.3.1. Componentes de una roca de sedimentos detriticos	31
Figura No. 3.2. Distribución de las zonas de invasión y sus resistividades en el hoyo	36
Figura No. 3.3. Posiciones del patín en algunas zona del hoyo	40
Figura No. 3.4. Ejemplo de un registro caliper (a), en la figura (b) se aprecian algunos detalles del registro	41
Figura No. 3.5. Esquema básico del registro de Potencial Espontáneo, diferencia de voltaje en la formación	43
Figura No. 3.5.1 Ábaco para la determinación de R_w	44
Figura No. 3.6. Gráfico para conversión de R_{we} y R_{mfe}	45
Figura No. 3.7. Comportamiento del perfil de potencial espontáneo ante la litología	46
Figura No. 3.8. Registros de resistividad	47
Figura No. 3.9. Comportamiento del registro de rayos gamma con la litología	50
Figura No. 3.10. Comparación entre un registro SP y un registro GR	51
Figura No. 3.11. Perfil de densidad en conjunto con un perfil caliper y un perfil de rayos gamma	53
Figura No 3.12. (a) Neurona biológica, (b) neurona artificial	55

Figura No. 3.13. Componentes básicos de una neurona artificial	56
Figura No. 3.14. Esquema del modelo de aprendizaje supervisado	61
Figura No.3.15. Distintos tipos de conexión entre neuronas	62
Figura No. 3.16 Muestra del contenido de frecuencia entre un registro de pozo y un atributo sísmico	63
Figura No. 3.17 Dato de pozo como combinación lineal de tres atributos	64
Figura No. 3.18 Dato de pozo como combinación lineal de atributos vecinos	64
Figura No. 3.19. Esquema de una red MLFN	65
Figura No. 3.20. Esquema de una red neural probabilística para predicción (GRNN)	68
Figura No. 4. Distribución porcentual de los perfiles de pozos existentes	72
Figura No. 4.1. Ubicación de los transectos 1 y 2, y pozos empleados	75
Figura No. 4.2. Ventana de inicio del modulo Petroview Plus	80
Figura No. 4.2.1 Ábaco para la determinación de R_w	81
Figura No. 4.3. Ejemplo de despliegue de resultados al finalizar la tercera fase del modulo Petroview Plus	83
Figura No. 4.4. Ventana principal del modulo Emerge	85
Figura No. 4.5. Ventana de selección para las redes neurales disponibles	87
Figura No. 4.6. Representación de la recta de regresión lineal	89
Figura No. 4.7. Representación de la recta de ajuste para un gráfico cruzado	89
Figura No. 5 Correlación estratigráfica para los pozos del transecto No. 1	90
Figura No. 5.1 Correlación estratigráfica para los pozos del transecto No. 2	90

Figura No. 5.2 Comparación de perfiles de rayos gamma original y sintético	92
Figura No. 5.3. Perfiles de rayos gamma sintéticos para el pozo 442	93
Figura No. 5.4. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1	94
Figura No. 5.5. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2	94
Figura No. 5.6. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 3	95
Figura No. 5.7. Registros sintéticos de rayos gamma para el pozo 442	99
Figura No. 5.8. Registros sintéticos de densidad para el pozo 442	103
Figura No. 5.9. Registros sintéticos de densidad para el pozo 442	104
Figura No. 5.10. Registros sintéticos de rayos gamma para el pozo 449	108
Figura No. 5.11. Registros sintéticos de densidad para el pozo 449	111
Figura No. 5.12. Perfiles de densidad sintéticos para el pozo 422	114
Figura No. 5.13. Perfiles de densidad sintéticos en el intervalo P5 para el pozo 422	115
Figura No. 5.14. Perfiles de densidad sintéticos para el intervalo P4	116
Figura No. 5.15. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 442	118
Figura No. 5.16. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2 del pozo 442	118
Figura No. 5.17. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 442	119
Figura No. 5.18. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2 del pozo 442	119
Figura No. 5.19. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 3	120

del pozo 442	
Figura No. 5.20. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 449	120
Figura No. 5.21. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 449	121
Figura No. 5.22. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2 del pozo 449	121
Figura No. 5.23. Evaluación petrofísica No. 1 para el pozo 442	122
Figura No. 5.24. Evaluación petrofísica No. 2 para el pozo 442	123
Figura No. 5.25. Evaluación petrofísica No. 1 para el pozo 449	124
Figura No. 5.26. Evaluación petrofísica No. 2 para el pozo 449	125
Figura No. 5.27. Evaluación petrofísica No. 1 con perfil GR sintético para el pozo 442	128
Figura No. 5.28. Evaluación petrofísica No. 2 con perfil RHOB sintético para el pozo 442	129
Figura No. 5.29. Evaluación petrofísica No. 3 con perfil GR sintético para el pozo 442	132
Figura No. 5.30. Evaluación petrofísica No. 4 con perfil RHOB sintético para el pozo 442	133
Figura No. 5.31. Evaluación petrofísica No. 1 con perfil GR sintético para el pozo 449	134
Figura No. 5.32. Evaluación petrofísica No. 2 con perfil RHOB sintético para el pozo 449	136
Figura No. 5.33. Evaluación petrofísica No. 3 con perfil GR sintético para el pozo 449	137
Figura No. 5.34. Evaluación petrofísica No. 4 con perfil RHOB sintético para el pozo 449	138

LISTA DE TABLAS

Tabla No. 2 Asociación geológica de paquetes estratigráficos	77
Tabla No. 2.1 Intervalos arenosos para el transecto No. 1	78
Tabla No. 2.2 Equivalencias estratigráficas de arenas de interés	78
Tabla No. 3 Intervalos arenosos para el transecto No. 2	78
Tabla No. 4 Intervalos estratigráficos para el transecto No. 1	79
Tabla No. 5 Intervalos estratigráficos para el transecto No. 2	79
Tabla No. 6 Configuración de las redes neurales empleadas	91
Tabla No. 7 Porcentaje de correlación y errores para los registros sintéticos de rayos gamma del pozo 442	92
Tabla No. 8 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 1	96
Tabla No. 9 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 2	96
Tabla No. 10 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 3	97
Tabla No. 11 Configuración de las redes neurales empleadas	98
Tabla No. 12 Correlación y errores para registros sintéticos de rayos gamma	99
Tabla No. 13 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 1	100
Tabla No. 14 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 2	100
Tabla No. 15 Configuración de las redes neurales empleadas	102
Tabla No. 16 Correlación y errores para registros sintéticos de densidad	102
Tabla No. 17 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 1	105

Tabla No. 18 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 2	105
Tabla No. 19 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 3	106
Tabla No. 20 Características de la red neural empleada	107
Tabla No. 21 Correlación y error para registros sintéticos de rayos gamma	107
Tabla No. 22 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 1	109
Tabla No. 23 Características de las redes neurales utilizadas	110
Tabla No. 24 Correlación y errores para registros sintéticos de densidad. Pozo 449	110
Tabla No. 25 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 1	112
Tabla No. 26 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 2	112
Tabla No. 27 Configuración de las redes empleadas para los registros sintéticos del pozo 422	114
Tabla No. 27.1 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (VSAN) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442	125
Tabla No. 28 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (VCL) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442	126
Tabla No. 29 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (PIGN) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442	126
Tabla No. 29.1 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (VSAN) con el perfil de	130

rayos gamma sintético para el pozo 442	
Tabla No. 30 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arcillosidad (VCL) con el perfil de rayos gamma para el pozo 442	130
Tabla No. 31 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de porosidad (PING) con el perfil de densidad sintético para el pozo 442	131
Tabla No. 32 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arcillosidad (VCL) con el perfil de rayos gamma para el pozo 449	135
Tabla No. 33 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de porosidad efectiva (PING) con el registro de densidad sintético para el pozo 449	135
Tabla No. 34 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arenas (VSAN) con el perfil de rayos gamma para el pozo 449	139
Tabla No. 35 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arcillosidad (VCL) con el perfil de rayos gamma para el pozo 449	140
Tabla No. 36 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de porosidad efectiva (PING) con el perfil de densidad sintético	140

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Al iniciarse el estudio integrado de un yacimiento, se dispone generalmente de la información sísmica de la zona, registros de los pozos descubridores del yacimiento, así como evaluaciones o estudios previos de la misma y áreas cercanas. Sin embargo, al momento de tener que hacer una evaluación exploratoria, el estudio puede presentar insuficiencia de datos o mala calidad de los mismos.

Una manera de mejorar el muestreo en el estudio a iniciarse, consiste en generar pseudo-registros en diferentes puntos del área de interés, específicamente donde no se disponga de suficiente información. Estos pseudo-registros o registros simulados, son datos sintéticos de pozos que se generan a partir de datos sísmicos, petrofísicos o la combinación de ambos, mediante la aplicación de algoritmos matemáticos e información real de otros pozos.

Debido a que, de un estudio integrado de yacimiento dependen importantes decisiones tanto gerenciales como operativas, es necesario que los registros sintéticos utilizados sean lo más confiable posible. Es decir, la diferencia entre un registro real y un registro sintético para un intervalo en particular debe ser mínima. En este sentido, los parámetros del yacimiento que se obtienen del estudio serán lo más representativos que se pueda de la zona a investigar, y las decisiones a tomar sobre el área de interés serán las más acertadas.

La geoestadística es una técnica que se ha empleado en la industria para ayudar a resolver esos inconvenientes, relacionados con la escasez de datos, y poder llenar el vacío de información existente de manera coherente. Sin embargo, existen situaciones bastante complejas donde esta herramienta no presenta resultados confiables. Siendo este un punto de partida para el empleo de técnicas nuevas como

es el caso de las redes neuronales, que comprenden una rama de lo que se denomina Inteligencia Artificial.

Las redes neuronales no son algo nuevo en el área de la ciencia y la tecnología, se puede encontrar ejemplos de sus aplicaciones en ingeniería eléctrica, computación, medicina y economía, sin embargo, su empleo en Geofísica es relativamente reciente.

Partiendo de la problemática presentada, se propone entonces, el uso de dos tipos de redes neuronales: “Red Perceptrón Multicapas (Multilayer Feedforward Network-MLFN), y “Red Neuronal Probabilística” (Probabilistic Neural Network-PNN) para la predicción de las propiedades físicas de un yacimiento, con la aplicación “EMERGE” de la casa “Hampson-Russell” (RUSSELL Y HAMPSON, 1999).

La aplicación “Emerge” tiene base en la idea de Shultz (1984), sobre el uso de múltiples atributos sísmicos, para la predicción de propiedades de un reservorio, pero la implementación de la técnica es diferente en la aplicación de la casa “Hamson-Russell”.

En el modulo “Emerge”, los algoritmos de redes neuronales combinan los datos sísmicos y de pozos para la generación de registros sintéticos a un nivel yacimiento preestablecido; sin embargo, solo se emplearan datos de pozos en este trabajo, opción que este programa permite.

Para la evaluación de estos algoritmos de redes neurales, además de realizar una comparación entre datos originales y sintéticos, se realizará una evaluación petrofísica con ambos grupos de datos (originales y simulados).

Las redes neuronales son un elemento de las denominadas tecnologías de “inteligencia artificial”. Estas redes son modelos matemáticos inspirados en las redes de neuronas que conforman el cerebro, y están formadas por un conjunto de unidades de cálculo denominadas neuronas artificiales, que se encuentran interconectadas. Las neuronas de la red se encuentran distribuidas en diferentes capas de neuronas, de manera que las neuronas de una capa están conectadas con las neuronas de la capa siguiente, de tal forma que pueden enviar y recibir información.

Se tiene referencia de las redes neuronales desde 1943 con McCulloch y Pitts (HAYKIN, 1999), quienes describieron el cálculo lógico de las redes neuronales y perfilaron el primer módulo formal de una neurona elemental

La zona donde se aplica el presente estudio comprende el Área Mayor de Socororo, la misma ha sido definida como una zona litológicamente compleja debido a la alta frecuencia de intercalaciones arena-lutita, los diversos ambientes sedimentarios presentes, tanto fluvio – deltaicos, como marinos, y los distintos sistemas de fallas, según las descripciones realizadas por González de Juana, Clemente (1980); Rabazo-Vidal, José (1985); Méndez, Orlando (1985), entre otros y que a pesar de diversos estudio realizados en la zona (Meneven, 1985; Corpomene, 1998) no se conoce profundamente.

Así mismo, la escasez de registros, su antigüedad y calidad de los mismos, hacen complicado su estudio, por lo que se desea complementar los registros del estudio petrofísico con registros sintéticos, a través de su generación mediante redes neuronales, utilizando el programa “Emerge” de la casa Hampson –Russell.

1.1._ OBJETIVOS

1.1.1._ General

Generar registros de pozo sintéticos mediante la aplicación “Emerge” de la casa Hampson-Russell, y la evaluación de su confiabilidad, mediante un estudio petrofísico convencional en el Área Mayor de Socororo.

Adicionalmente, el presente estudio es requisito exigido por la Universidad Central de Venezuela, para optar al título de Ingeniero Geofísico, otorgado por la Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

1.1.2._ Específicos

- a) Realizar una evaluación petrofísica, con registros de tres pozos definidos en un transecto local.
- b) Estudiar el funcionamiento de las redes neuronales en Geofísica y generar datos sintéticos de pozos.
- c) Comparar y evaluar los datos de pozos obtenidos por la aplicación de los algoritmos neuronales de la red perceptrón multicapas y la red neuronal probabilística del programa “EMERGE”
- d) Comparar e interpretar los resultados con relación a un estudio petrofísico convencional.

1.2._ UBICACIÓN DEL ÁREA

El campo Socororo, comprende tres secciones o bloques: bloque Socorro, bloque Cachicamo y bloque Caricari; el mismo, se encuentra al este de la población de Pariaguan, en el Municipio Miranda en el Estado Anzoátegui y limitado por las siguientes coordenadas:

8° 43' 00" - 8° 53' 53" Latitud Norte

64° 30' 56" – 64° 42' 06" Longitud Oeste

Ubicación del área de interés

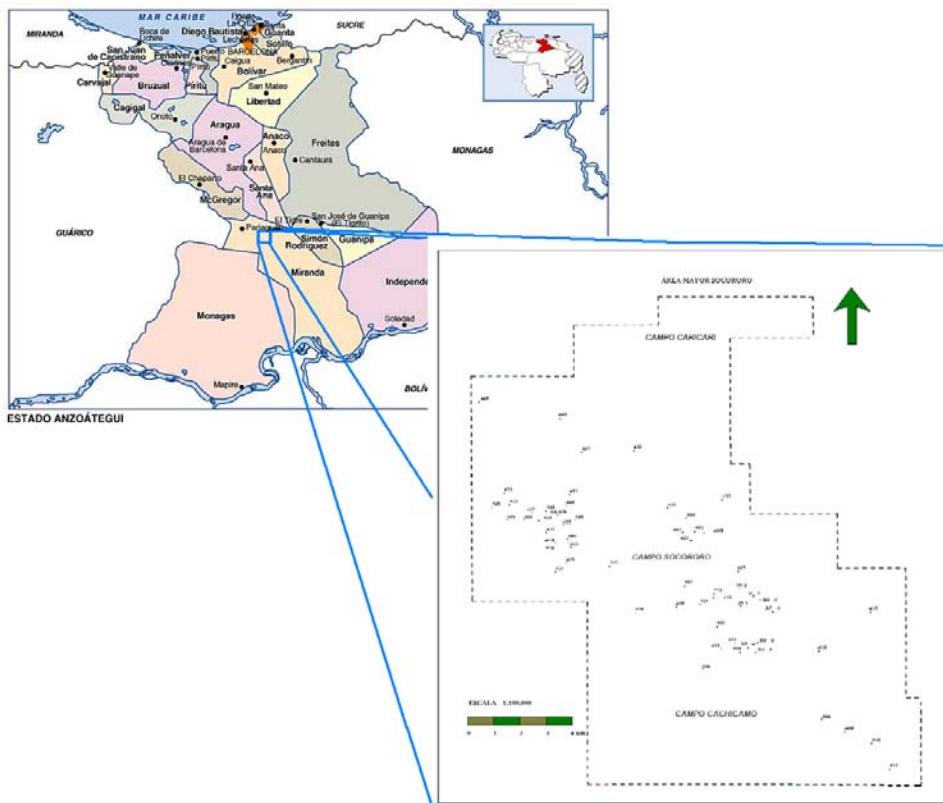


Figura No. 1. Ubicación del área de estudio

1.3._ TRABAJOS PREVIOS

Existe una amplia cantidad de trabajos realizados en las Ciencias de la Tierra, que aplican los algoritmos de redes neurales. El trabajo de Van Der Baan, et al (2000), resume diversas técnicas para realizar entrenamientos rápidos y efectivos de las redes neurales, en el campo de la Geofísica. Dentro de los diversos trabajos sobre aplicaciones de estas redes neurales se pueden mencionar los siguientes: Hsien-cheng Chang, et al (2000), en un estudio sobre el reconocimiento de facies litológicas, describe un método automatizado para la predicción de las características de las rocas de un reservorio, utilizando datos de pozo y un sistema inteligente de bajo costo. El método descrito consta de tres (3) redes neurales de teoría de resonancia adaptativa y una regla basada en sistemas expertos, para identificar objetiva y consistentemente litofacies en datos de registros de pozos. Debe mencionarse que, este estudio fue aplicado al campo petrolero de Appleton, localizado en Escambia, condado de Alabama (EEUU). El algoritmo de redes neurales empleado es derivado de la teoría de resonancia adaptativa de Carpenter y Grossberg (1987); además, en el estudio se aplicaron clasificaciones de los valores de los registros de pozos (facies de registros) y se asociaron a las litofacies definidas para las redes neurales y el sistema de decisión. Así mismo, se emplearon valores de muestras de núcleo como dato patrón para el entrenamiento de la red neural.

Dentro de las conclusiones aportadas por Hsien-Cheng Chang, se afirma que el sistema empleado efectivamente reconoce las litofacies a partir de los registros de pozo. Igualmente, el sistema puede ser más preciso que una red neural pura en un área donde la variación geológica sea compleja, necesitando del conocimiento de geólogos expertos.

Se tiene también, el trabajo sobre predicción de permeabilidad de Zehui Huang et al (1996), donde utiliza el algoritmo de red neural de retropropagación de errores (Backpropagation neural networks o BPNN), para predecir la permeabilidad a

partir de datos de núcleos y registros de pozos. Este estudio se efectuó en el área costa afuera oriental de Canadá, en la cuenca Scotian, en el campo de gas Venture. La zona de interés presenta complejidad litológica, al contener una secuencia de sobre presión de gas en arenas delgadas intercaladas con lutitas y calizas. Los registros de pozo empleados fueron potencial espontáneo, rayos gamma, registros de densidad, y porosidad neutrón, contenidos en todos los pozos involucrados.

Entre los diversos problemas asociados con el parámetro permeabilidad, se pueden mencionar, la falta de uniformidad de las mediciones existentes, su poca densidad, e igualmente, las relaciones existentes entre porosidad y permeabilidad resumidas por Nelson en 1994, para rocas sedimentarias, son válidas solo en arenas sin consolidar, y zonas litológicamente homogéneas (Beard y Weyb, 1973; Bos, 1982), condiciones que raramente se dan en la práctica. Paralelamente se menciona, que la permeabilidad es una función compleja de la interrelación de diversos factores, tales como; la litología, la composición del fluido de los poros y la porosidad.

Dentro de las características para seleccionar las redes neurales en este estudio, está que, abarcan una clase de técnica de optimización que no requiere una selección a priori del modelo matemático a emplear, no siendo así con la múltiple regresión lineal (MLR) y la múltiple regresión no lineal (MNLR), técnicas con las cuales se comparan los resultados obtenidos por las redes neurales.

Entre las conclusiones presentadas por Zehui Huang, se tiene que el modelo de permeabilidad por redes neurales, muestra un número de ventajas operacionales sobre los métodos convencionales incluyendo los análisis por MLR y MNLR. La principal ventaja de las redes neurales en la búsqueda de interrelaciones complejas, sobre propiedades geológicas y geofísicas, es que no se asume como base un modelo paramétrico en particular.

La correlación de las curvas modeladas de permeabilidad, ayudaron a identificar un sello inter-reservorio, que permitió desarrollar y mantener la sobrepresión, y su influencia en la producción de gas en el campo Venture.

Siguiendo con la predicción de permeabilidad, el autor Yujing Zhang et al (2000) emplea el algoritmo de red neural de retropropagación de errores (BPNN), para encontrar o determinar de manera consistente relaciones cuantitativas entre la permeabilidad y los parámetros derivados de los registros sónicos, rayos gamma, resistividad corto y largo, porosidad y densidad. Los datos empleados consistieron en muestras de núcleo, así como los registros de pozo ya mencionados.

El área de estudio comprendió una formación rica en glauconita (Fm. Mardie Greensand) en la cuenca Carnarvon, en la parte occidental de Australia. La formación Mardie Greensand es litológicamente compleja ya que presenta diversidad de minerales, con una extensa transgresión marina, así como sedimentos ricos en glauconita. Dentro de la diversidad de minerales de la formación se tienen cuarzo, glauconita, siderita, dolomita, calcita, feldespato, kaolinita, pirita, y productos alterados.

En este estudio, fue entrenada una red neural para obtener valores de permeabilidad, a partir de registros de pozo en intervalos sin núcleos de pozos en la Formación Mardie.

Entre las conclusiones propuestas, se establece una nueva técnica de evaluación de la permeabilidad desarrollada a partir de registros de pozo, la efectiva integración de permeabilidad derivada de muestras de núcleos y los parámetros derivados de los registros. La aplicación de las técnicas de redes neurales permiten establecer relaciones implícitas entre la permeabilidad y parámetros derivados de los registros de pozos.

Se menciona también, el trabajo especial de grado titulado “Simulación petrofísica de registros de Porosidad y Litología en Campos Maduros” realizado por Luis Gómez (2001). En el mismo se emplea el algoritmo de retropropagación de errores (BPNN) para generar registros de porosidad y densidad en una zona del Campo Lama en el Lago de Maracaibo.

En este sentido, el presente estudio está orientado a evaluar la fiabilidad de evaluar petrofisicamente un área, en la cuál se han generado registros sintéticos utilizando el método de redes neurales.

CAPÍTULO II

2._ CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

2.1._ GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca petrolífera en importancia en el país, según informaciones coincidentes de Schlumberger-WEC (1997) y Méndez (1985), se puede definir esta cuenca como una gran depresión, limitada al norte por el cinturón montañoso de la Cordillera de la Costa (Serranías del Interior Central y Oriental), al sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana, al este por la plataforma del Delta del río Orinoco y al oeste por el arco del Baúl. La extensión y características tectónicas que presenta la Cuenca actualmente, son el resultado de su evolución durante el ciclo Terciario Superior, en opinión de González de Juana (1980).

Se caracteriza topográficamente, por tener extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas. Presenta una extensión de unos 164.000 Km² de superficie y contiene más de 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y terciarios (Méndez, 1985). Sus columnas sedimentarias constan casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que oscilan desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno. Debe mencionarse que la cuenca es asimétrica con buzamiento hacia el este, tal que la parte más profunda se encuentra hacia Trinidad (al noreste). Esta Cuenca ha sido subdividida operacionalmente en dos subcuenca: la de Guarico y la de Maturín. Esta subdivisión comprende los campos del Estado Guarico y parte de los Estado Anzoátegui y Monagas (Schlumberger-WEC, 1997).

La subcuenca de Maturín presenta la forma de una cuenca alargada con rumbo N50°E y paralela a la Serranía del Interior, asimétrica, con flanco norte (activo) correspondiente a un régimen compresivo. Presenta un espesor variable, su

parte más profunda se ubica en el frente de montaña y sobrepasa los 10.000 m de espesor por encima del basamento (Subieta, 1988)

En la figura No. 2, se observa las ubicaciones de las distintas cuencas en Venezuela, entre ellas la subcuenca de Maturín, de interés para el presente estudio.

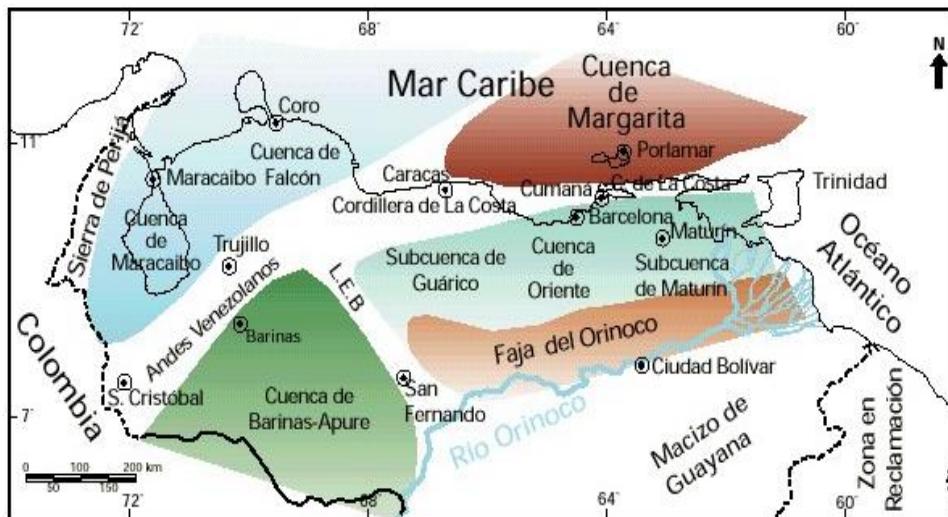


Figura No. 2. Ubicación y división de la Cuenca Oriental de Venezuela
(Tomado de Schlumberger-WEC, 1997)

La subcuenca de Maturín se forma a partir del Oligoceno, encima de una cuenca de margen pasivo. Se presentan en ella cambios de facies y discordancias, la misma tiene carácter marino dominante con algunas turbidíticas en el flanco norte y depósitos de sedimentos sintectónicos.

El norte de la subcuenca de Guarico se encuentra asociado al frente de compresión donde se ubica el sistema de fallas de Guarico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales donde se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas, con un acuñamiento de rocas Cretácicas y terciarias.

Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento. La principal roca madre (Querecual y Temblador) se supone sobre-corrida por el Frente de Deformación del Norte de Guarico (Schlumberger-WEC, 1997). Se presume que la generación de hidrocarburo esta asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la acumulación al sur del Frente de Montañas sea de gas y no, de petróleo líquido. Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales)

En la Cuenca Oriental, la intersección de cuerpos fluviales con rumbo N – S, con sistemas de fallas de rumbo E – O, crearon un escenario para acumulaciones en el bloque levantado de fallas; el cierre sur buzamiento arriba es dado por la falla, así como el cierre este – oeste que es sujeto al acuñamiento lateral de areniscas, conforman las trampas compuestas, denominadas “trampas oficina, debido a la similitud que existe con ellas, (Rabasso, 1985).

2.1.1._EVOLUCIÓN DE LA CUENCA

La Cuenca Oriental de Venezuela se formó como consecuencia de la interacción entre las placas de Sudamérica, Caribe y Norteamérica, y según González de Juana (1980) se reconocen en ella tres (3) etapas tectónicas. La primera comprende la ruptura del Pangea desde el Triásico al Jurásico Tardío, la segunda etapa es una fase de margen pasivo entre el Jurásico Tardío y el Oligoceno, y la última etapa es el margen activo que comienza desde el Mioceno hasta el presente.

La evolución de la Cuenca Oriental del Caribe, se puede dividir geodinámicamente, , en cuatro (4) episodios menores, en este sentido Stephan et al., (1985), propone las siguientes etapas:

- a) Una etapa de fisuras que antecede la ruptura del Pangea en el Paleozoico.
- b) En el Jurásico – Cretácico, se caracteriza por fosas, creación de corteza oceánica en el dominio del Caribe y una disconformidad del rompimiento regional.
- c) En esta tercera etapa, se presenta un período de margen pasivo durante el Cretácico – Paleógeno.
- d) Y finalmente, del Neógeno al Cuaternario ocurre una colisión oblicua entre la Placa del Caribe y la Placa Suramericana, que resulta en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo en una cuenca antepaís.

Se pueden reconocer en la parte central del este de la Cuenca Oriental, dos episodios de esta evolución geodinámica en pozos y afloramientos. Ambos se pueden interpretar de los transectos sísmicos en la subcuenca de Trinidad al este y en la subcuenca de Guarico al oeste, (Parnaud et al. 1995).

Según Bally y Snelson (1980), la subducción hacia el norte de Sudamérica se fusiona con la subducción occidental del Atlántico Central. La subducción hacia el sur de la placa del Caribe por debajo de Sudamérica se conecta con la subducción de Venezuela Septentrional. Teniendo como consecuencia, que los cinturones transpresionales plegados del Neógeno en Venezuela y Sur de Trinidad, así como el Sureste del Caribe dominantemente transtensionales, formen un punto triple de tres (3) zonas de subducción (Di Croce, 1995).

El proceso de transgresión comienza en Venezuela Occidental durante el Eoceno Temprano y Medio, y se manifiesta progresivamente en Venezuela Oriental y Trinidad en el Oligoceno – Mioceno Medio. Allí, se desarrollan cuencas antepaís y se forman planos de corrimiento, que cabalgan la secuencia de margen pasivo del Cretácico como resultado de la migración hacia el este de la placa del Caribe.

Se presentan hacia el Eoceno eventos de volcanismo en las Antillas Menores y se desarrollan las napas de Lara. Se toma el Oligoceno como un período tectónico tranquilo, que se interpreta como una disminución de la velocidad de movimiento dextral de la Placa del Caribe.

De manera general, los eventos ocurridos durante su evolución hasta la configuración actual de la Cuenca Oriental de Venezuela, se pueden resumir y agrupar según las Eras durante las cuales ocurrieron esas transformaciones, como sigue a continuación:

2.1.1.1. Era Paleozoica

Durante el Paleozoico la historia estructural de la Cuenca fue bastante simple en relación con otras áreas paleozoicas conocidas, debido a la estabilización del cráton. En el Paleozoico Inferior la Cuenca Oriental formaba parte de una extensa cuenca pericratónica, la cual incluía las actuales cuencas de Barinas, Apure y de los Llanos Orientales colombianos (Méndez, 1985). Durante el Cámbrico, la línea de costa se ubicaba muy cerca del actual curso del río Orinoco. La sedimentación paleozoica encontrada en pocos intervalos del Paleozoico Superior, aparece en forma discordante, plegada y fallada sobre rocas ígneo-metamórficas atribuidas al Precámbrico y compuesta por un intervalo arenoso basal; la Formación Hato Viejo, aparentemente transicional con un intervalo lutítico: la Formación Carrizal, (González de Juana, 1980). Con posterioridad sedimenta la Formación Mireles del Cámbrico Tardío-Ordovícico Temprano, en la zona más occidental de la Cuenca

Oriental, y que se depositó sobre el basamento en la región de El Baúl (Méndez, 1985), presentando metamorfismo regional de bajo grado debido a la intrusión del granito de El Baúl (PDVSA, léxico 1999). Estudios del subsuelo indican que el substrato sobre el que se depositaron estas formaciones fue una superficie irregular que en las zonas norcentral y noroccidental contiene profundas depresiones, algunas de las cuales alcanzan profundidades de más de 10.000 pies (3.000 m), (González de Juana, 1980).

La alineación de estas depresiones sugiere la presencia de una matriz tectónica pre-Carrizal. El efecto más visible del evento Pérmico-Triásico fue la elevación del borde cratónico y la consiguiente retirada de los mares hacia el norte. Esta retirada fue seguida por un largo período de erosión y peniplanación hasta el comienzo de la transgresión Cretácea. En el sector Occidental de la Cuenca el evento Pérmico-Triásico levantó el Macizo de El Baúl, que constituye el cierre occidental de la misma, quedando la línea de costa en una línea al sur de las poblaciones de Barquisimeto, Valencia y Barcelona.

Hacia finales del Triásico, hace unos 180 millones de años, el grupo septentrional de continentes, que conformaban LAURASIA, inicio un alejamiento del grupo de continentes meridionales, denominado GONDWANA, iniciándose también la apertura del océano Atlántico (Méndez, op. cit).

Entre los períodos Triásico y Jurásico, los sedimentos de la Formación Carrizal y la Formación Hato Viejo, que constituían parte de la superficie de la cuenca, fueron sometidos al ataque de agentes erosivos por más de 60 millones de años, siendo arrasados en casi su totalidad. Durante el Jurásico Superior en un ambiente continental, se depositan hacia el área de Guarico, gruesos espesores de areniscas cuarzosas y masivas, lutitas carbonáceas y capas rojas que podrían interpretarse como resultado de la postulada separación de los continentes.

2.1.1.2._ Era Mesozoica

La transgresión de norte a sur de las aguas que invaden el área pre-cretácica de Venezuela, se inicia en el Barremiense. Hacia el oriente venezolano se desarrolla una provincia fluvio-deltaica contra el borde Cratónico y costa afuera una provincia nerítico-costera; sedimentándose la Formación Barranquín.

Sobre el actual territorio de la Cuenca Oriental, no se distinguen deformaciones tectónicas relacionadas con la Orogénesis de finales del Cretácico, que tuvo repercusiones en el área del Caribe. En la zona septentrional del flanco norte de la cuenca, específicamente en el área cercana al piedemonte de Monagas y Anzoátegui, las formaciones Cretácicas se encuentran abundantemente falladas, plegadas e incluso volcadas, pero esta deformación puede no pertenecer al mencionado evento orogénico, sino al período de deformación del ciclo terciario Superior.

En el flanco meridional de la cuenca, es notable la ausencia de plegamiento en las formaciones Cretácicas. Un suave levantamiento del borde cratónico hizo retroceder hacia el norte la línea de costa, que se situó ligeramente al sur de la línea Mulata-Anaco a fines del Cretácico y comienzos del Paleoceno, según refiere González de Juana (1980). Igualmente cita, sobre un fallamiento este-oeste en la base de Oficina que afecta la base del Cretácico.

2.1.1.3._ Era Cenozoica

A finales del Cretácico, la elevación de complejos ígneo-metamórficos situados al norte de lo que actualmente son las islas de Tortuga, Coche, Cubagua y Margarita, limitaron septentrionalmente la extensión de una cuenca previa o ancestral a la Cuenca Petrolífera de Venezuela Oriental (González de Juana, op. cit), cuyo

borde más meridional fue ubicado al sur de los campos de la Mulata-Santa Bárbara y al sur del área de Anaco.

En el proceso de levantamiento esas masas de rocas se desplazaron hacia el sur, comprimiendo sucesivamente los elementos fundamentales de esa cuenca ancestral, tales como, el surco situado en la latitud de Margarita posiblemente, y al norte de la Cordillera de la Costa Central, y el talud continental, cuyo substrato fue formado por sedimentación Cretácica autóctona, que aparece como remanente aloctono en la Serranía del Interior Central.

A partir del Cretácico Superior y en el terciario se continúan sucediendo cambios en los continentes y océanos existentes, para llegar a la configuración continental actual.

En Venezuela se presentan dos eventos importantes, durante la evolución terciaria de la cuenca y muy posiblemente a raíz de los acomodos tectónicos del planeta Tierra. Indica Méndez (1985), sobre un período de orogénesis a final del Mesozoico, y cuyos efectos se aprecian en las rocas metamórficas e intrusiones graníticas de la Cordillera del Caribe. Los dos eventos referidos anteriormente son: el hundimiento de la parte occidental en el área de Guarico, que produjo una invasión marina, con la subsecuente sedimentación de las formaciones La Pascua y Roblecito; y el levantamiento de la Serranía del Interior. La transgresión del terciario Superior esta representada según Méndez (1985), por las arenas de la Formación Los Jabillos en el frente de montañas de la Serranía del Interior. Se depositan posteriormente las lutitas de la Formación Areo y de manera subsiguiente, los carbones de la Formación Naricual. Estas tres (3) formaciones constituyen el Grupo Merecure, como una secuencia de arenisca- lutita – arenisca, que grada al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, a arenisca maciza (Formación Merecure, reservorio por excelencia).

Hacia el noreste de la Cuenca, durante el Mioceno una serie de movimientos de empuje con fuerte componente norte – sur, originaron líneas de sobrecorrimento hacia el sur como son los corrimientos de Pirital y Anaco.

Durante el Eoceno Inferior y Mioceno Superior, el flanco sur de la cuenca apoyado sobre el borde cratónico no sufrió deformaciones tectónicas de gran importancia, siendo caso contrario para el flanco norte, donde corrimientos superpuestos colocaron un conjunto de cuñas con bloques de formaciones Cretácicas y sedimentos Paleocenos y del Eoceno Medio, sobre sedimentación Oligo-Miocena.

La estructura de las áreas de Temblador, la Faja Petrolífera del Orinoco y Área Mayor de Oficina se caracterizan por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el norte-noreste, cortados por alineamientos de fallas normales con rumbo variables entre este-oeste franco y este-noreste, de las cuales algunas buzan y tienen desplazamientos hacia el norte y otras hacia el sur. Algunas fallas están bifurcadas, o unidas a otras fallas convergentes. Refiere González de Juana (1980), sobre estimaciones de la magnitud de buzamiento entre 26 y 46 grados aproximadamente. Este sistema de fallas se complementa con sistemas transversales de rumbos noroeste y noreste.

El plegamiento es bastante suave y consiste generalmente de anticlinales medianamente alargados contra los planos de fallas, declives confinados, entre planos de fallas divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal con buzamiento sur.

La combinación del buzamiento de un monoclinal resultante hacia el este, con la inclinación hacia el oeste del declive de la Serranía del Interior Oriental, causa una profunda depresión al oeste de las poblaciones de Puerto Píritu y Aragua de Barcelona, en el área occidental de Anzoátegui y oriental de Guarico (González de Juana, op. cit.) .

Los movimientos Mio-Pliocenos afectaron diversos lugares de la Cuenca de Oriente de modo distinto. En la zona meridional son poco visibles. Los contactos entre las Formaciones Oficina y Freites son concordantes, mientras que Freites y Las Piedras se consideran discordantes, y en diversas zonas es difícil de establecer el tipo de contacto existente entre formaciones, González de Juana (1980) lo refiere como gradacionales. Así mismo indica que, los períodos Mio-Pliocenos, en sectores más al norte del área de Oficina, presentan un suave hundimiento y una amplia incursión marina en la base de Freites, mientras que en el tope ocurren las mayores disturbancias corticales de la historia de la región, con pronunciado desplazamiento hacia el sur del eje de la cuenca y el levantamiento del borde norte, desarrollándose una extensa e intensa erosión de las formaciones Freites y Oficina en el levantamiento de Anaco. También, los sedimentos de la Formación Oficina han sido erosionados casi totalmente en la estructura de "La Vieja", campo situado al noreste de Santa Rosa.

Se tiene como último evento la extensión de la Formación Las Piedras hacia el norte y algunas inclinaciones locales que provocaron erosiones menores en el tope de la formación.

El fallamiento característico de la Cuenca Oriental de Venezuela son dos líneas de corrimiento subparalelas, una de las cuales esta situada al noreste y constituye el Corrimiento Frontal de Guarico y la otra situada al este de la depresión de Barcelona constituye el sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas. La línea de corrimientos de Guarico conforma el límite septentrional del sector noroeste de la cuenca.

Se tiene una tercera línea de corrimiento, que atraviesa el área central de la cuenca con rumbo N40E aproximadamente entre los campos petroleros El Toco al suroeste y La Ceiba al noreste.

2.2._ GEOLOGÍA LOCAL

2.2.1._ Área Mayor de Oficina

Esta área está limitada de manera arbitraria, comenzando al este, entre el extremo occidental del campo Oritupano hacia el sur y el campo Onado al norte; al sur, en dirección este-oeste, al sur de los campos Melones, Miga y Yopales Sur, que marca el límite entre los crudos pesados del sur del área de Oficina y los hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco; al oeste, por el meridiano del campo Budare, y al noroeste y norte, por el corrimiento de Anaco entre los campos de El Toco y Guarico, y de este último campo, en dirección oeste-este hasta el campo Onado. Una ubicación aproximada del Área Mayor de Oficina se observa en la figura No. 2.1.

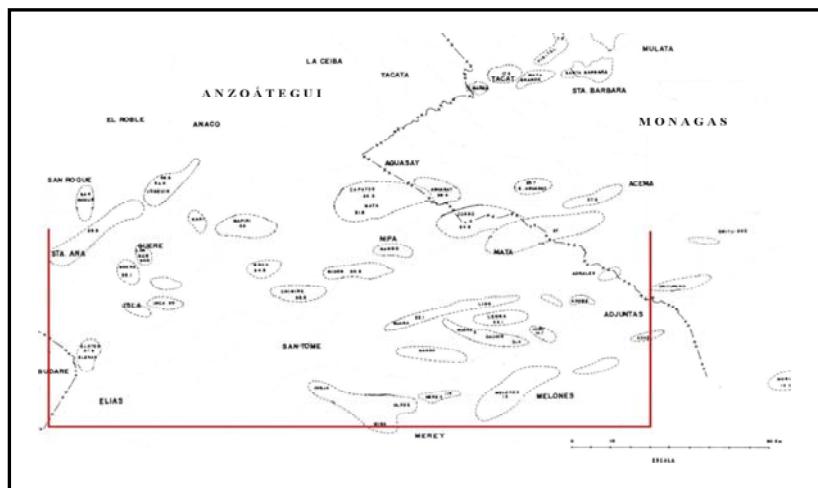


Figura No. 2.1. Ubicación aproximada del Área Mayor de Oficina (Modificado de González de Juana, 1980))

En orden estratigráfico las principales formaciones productoras son Merecure y Oficina; ambas fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, el cual presentaba un bajo relieve, lo que producía que las aguas se extendieran ampliamente de norte a sur. La sedimentación en la parte meridional del área, tanto en la formación Oficina como Merecure, sugiere ambientes

de llanura deltática con extensas zonas pantanosas y abundante vegetación, intercalación de aguas salobres, sistemas de caños de dirección al norte y eventuales incursiones marinas. La Formación Merecure en la parte septentrional del Área Mayor de Anaco conserva las mismas características sedimentarias que el sector sur.

Las formaciones presentan un engrosamiento de sur a norte, además de tenerse una lenticularidad natural, no se tiene solamente la desaparición lateral de arenas de barras y canales, propios de la sedimentación en ambientes de planicies deltáticas, sino la desaparición sistemática de cuerpos de arenas hacia el noreste, que se hace más severa a medida que se asciende en la columna estratigráfica.

La presencia de columnas estratigráficas de las Formación Merecure similares tanto litológica como sedimentologicamente, en los campos septentrionales del área de Oficina, Onado, Aguasay y La Ceiba a las columnas de los campos Anaco, Cerro Pelado y La Vieja, así como la ausencia de las lutitas de Areo en el campo de La Vieja, hacen pensar que en tiempos de la Formación Merecure, todo ese extenso sector formaba parte del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Este flanco sur estaba constituido por extensas planicies deltáticas con amplias zonas pantanosas, pero sin estar excluidas de energía para el retrabajo, y producir arenas a veces gruesas y conglomeráticas, macizas y limpias propias de ese intervalo.

Las aguas avanzaron transgresivamente hacia el sur, sedimentando la Formación Merecure sobre la superficie Cretácica peniplana, que luego fue recubierta por la Formación Oficina. En el sector sur del Área Mayor de Oficina no se observan grandes cambios en los ambientes poco profundos, pero hacia el norte, el movimiento del eje de la cuenca en dirección sur origino ambientes más profundos y de menor energía, que dieron lugar a la sedimentación de lutitas monótonas sobre arenas básales, representadas en la facies de Carapita. Entonces, la Facie Oficina es retrogrado hacia el sur, con muchas o pocas oscilaciones norte-sur, hasta la transgresión de Freites.

El área de Oficina presenta más de 100 arenas diferentes con espesores variables entre 0,60m y 55m. Algunas de estas arenas se extienden por varios kilómetros cuadrados; otras son arenas de canal, situadas en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables en función del rumbo aproximadamente norte de los canales, pero lateralmente no sobrepasan unos pocos centenares de metros.

Un delta ancestral asociado a la Formación Oficina originó capas delgadas de lignito, de gran extensión superficial, que indican pantanos con fondos estabilizados y tranquilos. La anchura de las arenas de canal sugiere que los canales tributarios no divagaron, en gran escala por la planicie, y tuvieron poca pendiente y energía. Se piensa que pueden ser varios deltas coalescentes formados por ríos subparalelos originados en Guayana, que no desembocaban en mar abierto sino en el Golfo del Orinoco ancestral, según cita González de Juana (1980), que se extendía entre la Serranía del Interior Oriental en proceso de levantamiento y el talud del sistema deltáico de Oficina, con una anchura estimada de unos 90 Km. Los mayores espesores de arenas se acumularon en su parte central, disminuyendo de espesor hacia el sur, oeste y noreste. Este sistema deltáico depositó arenas de buena porosidad, pero localmente la permeabilidad disminuye por residuos de arcilla, como al sur de toda el área.

2.2.2._ ESTRATIGRAFÍA LOCAL

2.2.2.1._ Área Mayor de Socororo

Según datos y estudios suministrados por Corpomene en su informe de 1998, el Área Mayor de Socororo, esta conformada por los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, subdivisión que se observa en el mapa de la figura N. 2.2. presentado por Corpomene. Esta área se encuentra geológicamente ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al suroeste del Área Mayor de Oficina. Las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, Grupo Temblador y

Carrizal constituyen la columna sedimentaria que se ha podido penetrar por los pozos de la zona. La estratigrafía detallada en el informe de Corpomene 1998, corresponde a las formaciones Merecure y Oficina, bajo la siguiente agrupación, para cada uno de los campos que comprenden el Área Mayor de Socororo:

- a) Oficina superior: Tope fm. Oficina - Tope arena J3
- b) Oficina inferior: Tope arena J3 - Tope arena U1
- c) arenas U: Tope arena U1 - Base arena U8

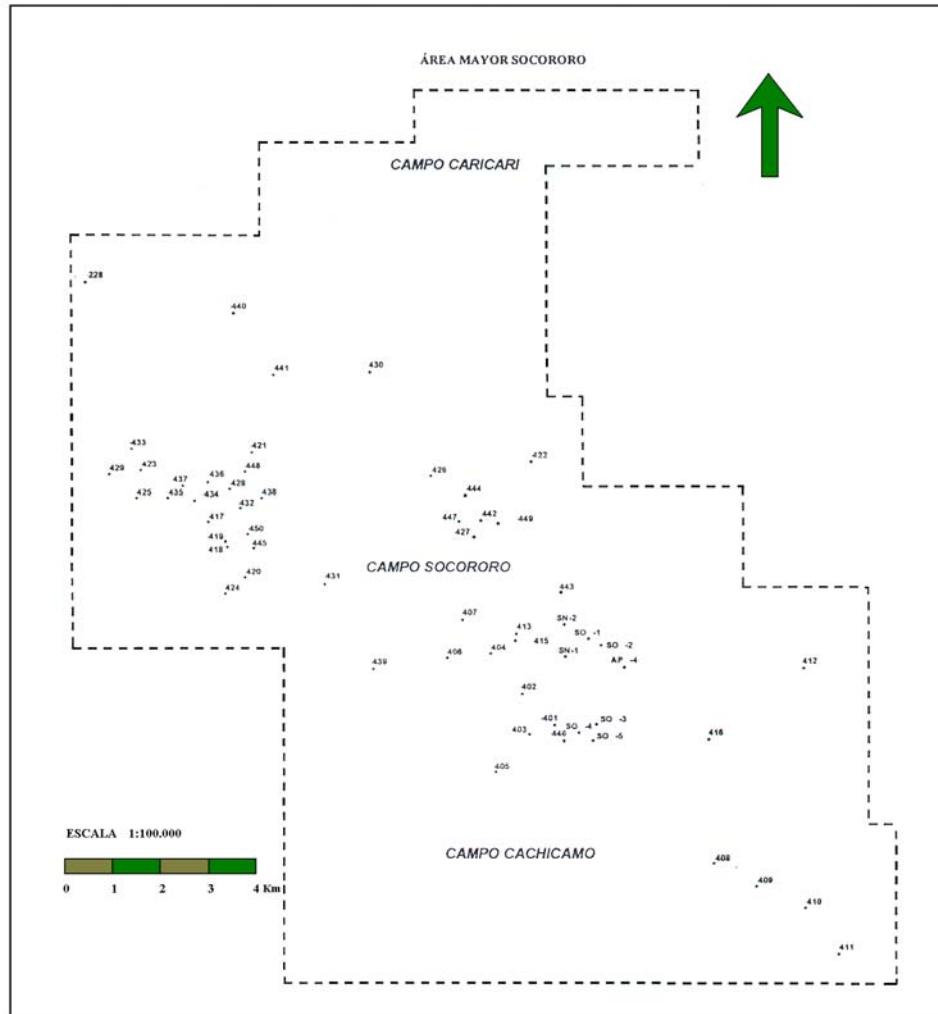


Figura No. 2.2. Distribución de los Campos que conforman el Área Mayor de Socororo.

La fuente sobre la litología de las distintas unidades estratigráficas esta en función de la curva de SP de los registros de pozos del área. Los términos de arenas, lutitas y limolitas son referidos a intervalos bastante limpios y no se tomaron en cuenta arenas arcillosas, o lutitas limolíticas en las curvas del registro SP.

En la zona de Oficina Superior, según resultados aportados por el trabajo realizado por Corpomene (1998), la secuencia litológica consiste en una interestratificación de limolitas y lutitas. Siendo las arenas no muy desarrolladas, definidas de manera genérica de delgadas a moderadamente medianas (3'-15' de espesor). Es posible observar en algunos pozos de uno a cinco intervalos de arenas gruesas (espesor mayor a 20'). La secuencia sedimentaria de Oficina Superior se adelgaza hacia el sureste, desde 1987' en el pozo CAR4 (zona nor - noreste del campo Caricari) hasta 1361' en el pozo 411 (zona sureste del campo Socororo, ver mapa de la figura No. 2.2).

Los porcentajes de arena encontrados en los pozos de los campos Caricari y Socororo son similares y están en un 17%, este porcentaje de arenas se incrementa hacia el campo Cachicamo hasta un 24%.

En el área de Oficina Inferior, las características sedimentarias son similares a las de Oficina Superior, siendo arenas interestratificadas con limolitas y lutitas. Hay mayoría de arenas delgadas y medianas (3' a 18' de espesor), mientras que se reducen en espesor y en cantidad las arenas gruesas.

En Oficina Inferior se tiene arenas más limpias y lutitas más puras que en Oficina Superior según los registros de SP, la secuencia sedimentaria se adelgaza al igual que en Oficina Superior en dirección sureste, desde 1408' en el pozo CAR-5 (al norte del campo Caricari) hasta 925' en el pozo 411 (al sureste del campo Socororo).

La cantidad total de arenas presenta un incremento en dirección sureste, aunque se tiene una zona del campo Socororo que difiere de esta tendencia, y donde se encontraron los mayores espesores de arena.

En los tres campos que conforman el Área Mayor de Socororo, las arenas U están representadas característicamente por arenas gruesas, así como por coalescencia entre las mismas tienen características masivas, al alcanzar espesores mayores a los 100'. Se tienen lutitas interestratificadas con estas arenas, generalmente delgadas (3' - 10' de espesor), sin embargo en algunas arenas pueden observarse intervalos lutíticos de hasta 40' de espesor.

Corpomene (2000), pudo determinar que el espesor de las arenas U, está en el orden de los 500', más no tienen identificado el contacto Merecure-Temblador debido a la similitud de estas secuencias sedimentarias en los registros eléctricos.

CAPÍTULO III

3. MARCO TEÓRICO – PETROFÍSICA

De manera literal, la palabra petrofísica indica física de las rocas, es decir, que la disciplina que se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas del yacimiento. Sin embargo, esta actividad va más allá de esta idea, y está relacionada directamente con lo que se refiere a la evaluación de yacimientos, o sea, estudiar y describir el sistema conformado por roca y los distintos fluidos que esta puede contener, en el subsuelo.

Se necesita entonces, un entendimiento de propiedades como litología, porosidad, permeabilidad y saturaciones de fluidos; sin embargo, estas propiedades físicas no se pueden medir directamente del pozo, sino que son inferidas de un conjunto de mediciones tomadas de los registros de pozos.

Los registros o perfiles de pozos, consisten en un conjunto de curvas que son grabadas a través de herramientas (sondas) especializadas, y que varían en función de la profundidad y la propiedad que se quiere medir.

Estos registros son empleados para identificar y correlacionar rocas en el subsuelo, determinar mineralogía y propiedades físicas de las rocas de un yacimiento, así como la naturaleza de los fluidos que ellas contienen.

Los perfiles son grabados durante la perforación, a través de estudios, en los cuales una sonda es introducida en el pozo a través de un cable. Las mediciones se realizan con una sonda específica para cada propiedad que interese medirse, por lo que los registros o datos de pozos pueden ser: acústicos, eléctricos, nucleares, y termales entre otros.

Se tiene además, otros tipos de registros; uno de estos se realiza simultáneamente a la perforación y se obtienen datos como por ejemplo: registros de tiempo de perforación, registros de muestras de lodo, etc.; el otro tipo de perfil muestra cantidades calculadas de otras mediciones.

3.0.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Antes de pasar a describir los tipos de registros de pozo a emplear en este trabajo, se debe tener presente conceptos y definiciones a fin de poder entender y efectuar una evaluación petrofísica.

La mayor parte de los minerales que constituyen una roca, así como los hidrocarburos no son conductores, son elementos altamente resistivos, (PDVSA-CIED, Curso Evaluación de Formaciones). Las rocas sedimentarias se encuentran conformadas por minerales no conductores, como son el cuarzo, carbonatos, silicatos, etc. En este sentido, las rocas solo serán conductoras de electricidad debido a la presencia de fluidos conductores (agua) alojados en los espacios o poros interconectados de la roca, tal es el caso de las aguas de formación.

Durante los procesos de sedimentación de una roca, quedan atrapados fluidos (agua salada de ambiente marino o agua dulce de ambiente fluvial) en los pequeños espacios vacíos que dejan los granos. Aún cuando la roca está ya formada, puede llegar a ella agua, a través de fracturas originadas por efectos de disolución, fallas, erosión, etc.

Esta agua alojada en las rocas se conoce como aguas de formación, y permiten caracterizar el ambiente de sedimentación de las formaciones litológicas. Esta agua de formación presenta un alto grado de conductibilidad y una variabilidad en el grado de salinidad, temperatura y minerales disueltos en función de la profundidad. La conducción eléctrica en la roca se efectúa de manera electrolítica.

La presencia de minerales y sales en las aguas de formación tienen el efecto de aumentar o disminuir la cantidad de iones para producir la corriente eléctrica. De igual forma la temperatura tiene un efecto importante en la resistividad de las aguas de formación, tanto así, que deben hacerse correcciones en la resistividad medida en superficie, al momento de efectuar interpretaciones a partir de registros eléctricos. Arps, J.J. en 1953 desarrolló una aproximación empírica para realizar estas correcciones, la cual se muestra a continuación:

$$R2 = \frac{R1(T1 + 6.77)}{T2 + 6.77}$$

donde:

R1, R2 son las resistividades del agua salada a diferentes temperaturas

T1, T2 temperatura en °F de la superficie y del fondo del pozo

Las soluciones acuosas son función de la temperatura y para poder realizar interpretaciones cuantitativas de los perfiles de pozos, es necesario conocer la temperatura de los fluidos (agua de formación, lodo de perforación) a la profundidad de la formación de interés.

A medida que se profundiza en la corteza terrestre la temperatura se va incrementando. Bassiouni (1994) expresa el calor de conducción al usar la ley de Fourier, y define a la parte de la corteza terrestre que rodea a un pozo como una placa infinita de material homogéneo, con una constante de conductividad termal K_h , según se muestra a continuación:

$$Q = K_h \cdot A \left(\frac{dT}{dz} \right)$$

donde: Q = flujo de calor promedio
 dT/dz = gradiente vertical de temperatura
 A = área de un ángulo recto en la dirección del flujo

El flujo de calor de la corteza terrestre, a través del área A es independiente del tiempo, entonces se puede definir el gradiente geotérmico (gG) como:

$$gG = Q/Kh.A = dT/dz$$

Separando variables e integrando

$$gG.dz = dT \Rightarrow \int_{Ts}^{Tf} dT = gG \int_0^D dz$$

se tiene que:

$$Tf = Ts + gG.D$$

donde: gG es el gradiente geotérmico
 D es la profundidad

a su vez, esta relación se traduce en la ecuación utilizada para determinar la temperatura de la formación a una profundidad determinada o a la profundidad de la formación:

$$Tf = Ts + Pf \frac{Tmax - Ts}{Pmax}$$

donde: Tf = temperatura de formación de interés en °F
 Ts = temperatura de superficie en °F
 Pf = profundidad de la formación de interés

T_{max} = temperatura máxima del pozo

P_{max} = profundidad máxima

La relación anterior, permite conocer la temperatura a la que se encuentra cualquier estrato o fluido. Sin embargo, esto es una aproximación lineal y debido a que la corteza terrestre no es homogénea, se presentan variaciones laterales y verticales, como se puede observar en la figura No. 3.

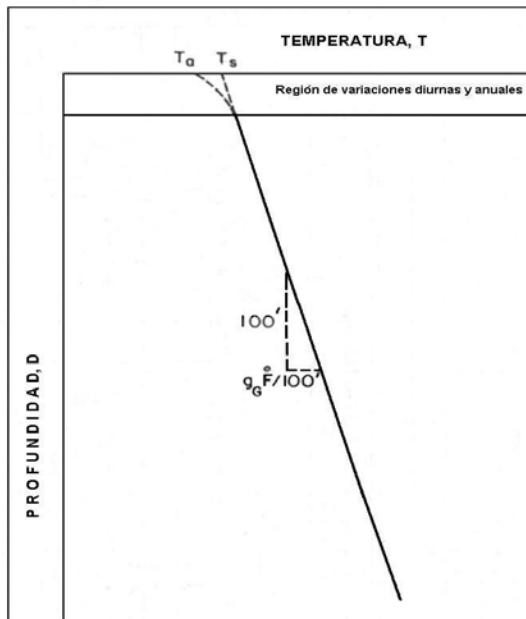


Figura No.3. Distribución lineal de la temperatura bajo la superficie
(Tomado de Bassiouni, 1994)

Una vez definido el gradiente geotérmico, se puede hablar entonces de la Temperatura de Formación. Al perforar un pozo se pueden identificar varios niveles o estratos de interés a diferentes profundidades, por ello se tendrá la roca que interesa y sus fluidos a distintas temperaturas, por lo que se debe determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad. Entonces, la temperatura de formación es función de la temperatura a la cual se encuentra un estrato y del gradiente geotérmico.

El espacio ocupado por los fluidos que contiene la roca se conoce como poros de la roca, y se generan durante su formación. Por ejemplo, en una roca ígnea al enfriarse violentamente, los fluidos son expulsados en forma de gases dejando orificios en la roca (roca pómex); durante la sedimentación de los granos en un río o canal abandonado, estos no encajan entre si completamente, quedando espacio libre. La figura No. 3.1, muestra los componentes de una roca de sedimentos detriticos.

Entonces, la porosidad (ϕ) es el volumen de espacio vacío por unidad de volumen de la formación, y es una fracción del volumen total de una muestra. Los carbonatos densos y evaporitas pueden llegar a tener porosidad cero, mientras que las arenas bien consolidadas pueden tener entre 10% y 15% de porosidad, en cambio las arenas menos compactas o consolidadas llegan a tener 30% o más.

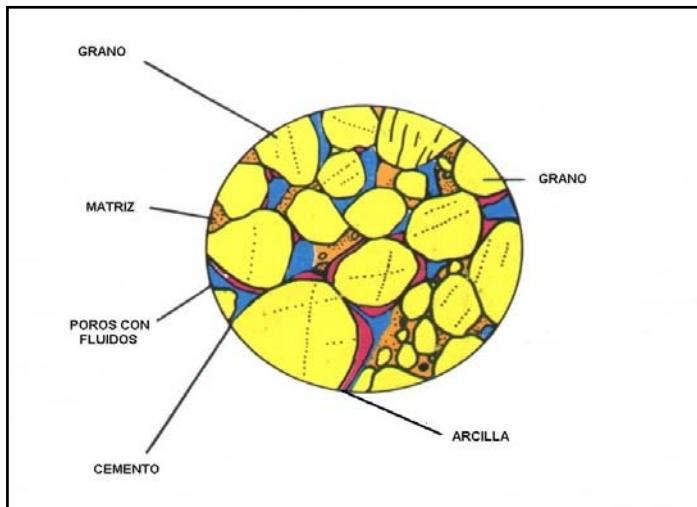


Figura No.3.1. Componentes de una roca de sedimentos detriticos
(Modificado de Serra, 1985)

En las rocas, la porosidad tiene otra característica y es que esos espacios vacíos pueden estar conectados entre si o aislados, como el caso de las arcillas o lutitas que llegan a tener un poco más del 40% de porosidad, pero sus poros son tan pequeños y aislados que resultan impermeables al flujo de fluidos.

Otro concepto a tratar es el de Factor de Formación o Factor de Resistividad de Formación, el cual fue introducido por G. R. Archie en 1941. Mediante este concepto se relaciona la resistividad de una arena saturada completamente de agua (R_o), con la resistividad del agua R_w . Esta relación se puede expresar de la siguiente manera:

$$R_o = F \cdot R_w$$

donde, F se conoce como Factor de Resistividad de Formación. Cuando la arena solo presenta agua en sus poros, y se encuentra saturada de ella completamente, se tiene que $R_o = R_w$. A su vez, este factor de resistividad de formación se relaciona con la porosidad como sigue:

$$F = \frac{1}{\phi^m}$$

donde: el exponente “ m ” es el valor de cementación; que genéricamente en arenas consolidadas presenta un valor de 2. Hacia la zona oriental venezolana se utiliza el valor de 0,81 como valor típico de “ a ”, que corresponde al coeficiente de tortuosidad, ambos medidos en pruebas ó ensayos de laboratorio.

Como se ha mencionado con anterioridad, los poros de la roca pueden contener fluidos (agua, gas o petróleo). Se puede tener un solo fluido llenando los poros de la roca o tener por lo menos dos de ellos. La fracción del espacio de poros ocupado por agua se denomina “saturación de agua” (Sw), mientras que la fracción restante, que contiene petróleo o gas, se denomina “saturación de hidrocarburo” (Sh), siendo una saturación complemento de la otra, es decir:

$$Sw = (1 - Sh)$$

La hipótesis general es que, el yacimiento estuvo inicialmente lleno de agua y que a través del tiempo geológico, el petróleo o gas formados en otro lugar, migraron a la formación porosa desplazando el agua de los poros de mayor tamaño. Sin embargo, el agua no es desplazada completamente, quedando el agua intersticial, lo que produce una saturación de agua irreducible (Sw_i). Esta agua intersticial es la retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos de roca, el contacto entre los granos y en los intersticios o poros más pequeños y es la porción de agua que no fluirá al colocar en producción el yacimiento.

El gas y el petróleo no son conductores de electricidad, por lo que , al estar presentes en una roca porosa, en conjunto con una cierta cantidad de agua de formación, la resistividad R_t (resistividad verdadera de la formación) es mayor que la resistividad R_o , que es la resistividad que correspondería a la formación, si está saturada de agua. El fenómeno anterior es debido a que, el único medio para el paso de la corriente eléctrica, se limita a la pequeña cantidad de agua salina de la formación presente.

Bassiouni (1994) presenta una relación entre la saturación de agua (Sw), el factor de resistividad de formación (F), la porosidad (ϕ) y las resistividades R_t y R_w , que se puede escribir de la siguiente forma:

$$Sw = n \sqrt{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}}$$

donde: a, m, y n reflejan el tipo de roca

Para arenas limpias de arcilla y consolidadas, el valor de n es muy cercano a dos (2). Por lo que la relación puede ser escrita, como:

$$Sw^2 = \frac{a.Rw}{\phi m.Rt}$$

donde haciendo uso de otras relaciones como son: el factor de resistividad de formación, la resistividad de una arena 100% saturada de agua, junto con la ecuación anterior, se llega al siguiente conjunto de ecuaciones, conocidas como ecuaciones de Archie, las cuales son resultado de la experimentación:

$$Sw^2 = \frac{a.Rw}{\phi m.Rt} = \frac{Ro}{Rt} = \frac{F.Rw}{Rt}$$

Estas relaciones solo se aplican en formaciones que se encuentran limpias de arcillas, es decir, las arenas no presentan arcillas entre sus granos. En el caso de tener formaciones con arcillas, las relaciones de saturación de agua anteriores cambian drásticamente, interviniendo relaciones que se definirán con las herramientas de rayos gamma y densidad, más adelante.

Durante el proceso de perforación de un pozo, se debe inyectar fluidos que permitan mantener la presión en el mismo, y producir la lubricación de la mecha de perforación. Estos fluidos se conocen como lodos de perforación y se pueden agrupar en lodos con base de agua y lodos con base de aceite.

A medida que se inyecta el fluido de perforación en formaciones porosas, los fluidos se filtran a través de las paredes del hoyo, desplazando los fluidos que originalmente se encuentran en la formación, produciéndose un proceso de invasión de fluidos. Así mismo, los poros de las rocas solo dejan pasar las partículas más pequeñas, filtrando las de mayor tamaño del lodo de perforación, formándose, en las paredes del hoyo, una especie de costra del lodo denominada revoque, y un fluido que ha sido filtrado por los poros de la roca perforadas llamado filtrado de lodo.

Al perforarse un pozo, las formaciones de roca que se consiguen son heterogéneas, en casos ideales se presentan rocas homogéneas, por lo tanto, existen formaciones arenosas con un contenido variable de arcilla. Esta presencia de arcilla ejerce efectos sobre los diferentes perfiles que se adquieren durante o después de la perforación del mismo. Por ejemplo las arcillas causan la reducción de los valores de resistividad en las arenas, pues son buenos conductores de electricidad, así como también originan una disminución de los valores del registro de densidad.

Al referirse a arenas arcillosas, es común el uso indistinto de los términos limolita, arcilla y lutita, sin embargo estos se diferencian entre sí. La limolita está conformada por partículas muy finas de sílice, mientras que las arcillas pertenecen a la familia de los minerales de silicato de aluminio, como son la montmorillonita, la illita, la clorita, etc. En el caso de la lutita, esta es una combinación de limolita y minerales de arcilla depositados en ambientes de baja energía.

En la siguiente figura No. 3.2., se pueden apreciar las distintas zonas que se producen durante la perforación en la formación, según los fluidos que llega a contener, así como el revoco, durante la perforación. En la parte inferior de la figura se observa un gráfico, con las magnitudes relativas de las diferentes resistividades de los fluidos que se alojan en la formación. Siendo la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) la que presenta un mayor valor, si se perfura con un lodo menos salino o más resistivo que los fluidos presentes en la zona virgen.

Es importante señalar que la presencia de arcillas en una formación producen un aumento en la lectura de porosidad, determinada a partir de las lecturas de los registros de porosidad tales como el registro neutrón, el densidad, etc. Este efecto de aumento de porosidad se produce ya que las arcillas hacen disminuir la densidad total de la formación, que es medida por el registro de densidad y aumenta la concentración de hidrógeno en la formación que se mide por el perfil neutrón. Debiendo corregirse entonces las lecturas de porosidad, mediante algunas de las

siguientes relaciones según los perfiles disponibles, al tener lugar la presencia de arcillas.

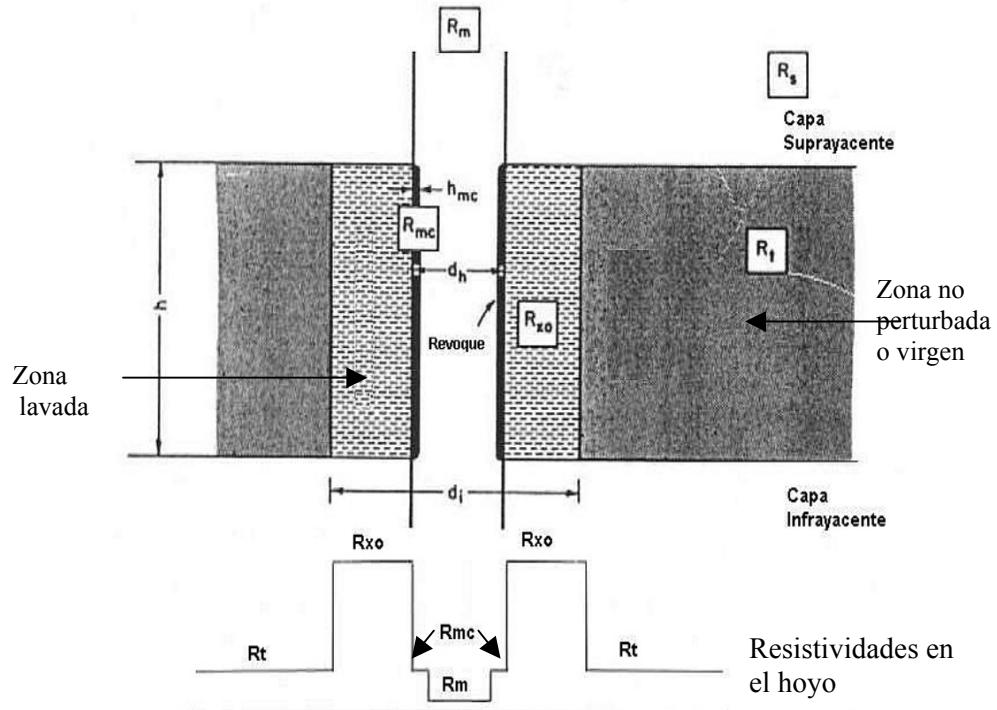


Figura No. 3.2. Distribución de las zonas de invasión y sus resistividades en el hoyo
(Modificado de Bassiouni, 1994)

Se tiene en la figura No. 3.2, que:

d_i = diámetro de la zona lavada;

R_m = resistividad del lodo;

d_h = diámetro del hoyo;

R_{mc} = resistividad del revoco

h = espesor de una capa;

R_{xo} = resistividad de la zona lavada;

h_{mc} = espesor del revoco;

R_t = resistividad de la zona no perturbada

Corrección aplicada al registro de densidad, para el cálculo de porosidad:

$$\phi = \phi_D - \phi_{Dsh} \cdot Vsh$$

donde: ϕ_D es la porosidad calculada por el perfil densidad

ϕ_{Dsh} es la porosidad determinada en las zona de lutitas vecinas

Vsh es el volumen de arcillas

Corrección aplicada al registro neutrón, para el cálculo de porosidad:

$$\phi = \phi_N - \phi_{Nsh} \cdot Vsh$$

donde: ϕ_N es la porosidad calculada por el perfil neutrón

ϕ_{Nsh} es la porosidad determinada en las zona de lutitas vecinas

Vsh es el volumen de arcillas

El volumen de arcillas presente en la formación (Vsh), se puede determinar a partir de los registros de potencial espontáneo, rayos gamma, resistividad, densidad-neutrón, densidad-sónico, sónico-neutrón; de estas relaciones, las más usadas son las siguientes:

Cálculo de volumen de arcilla a partir del perfil rayos gamma:

$$Vsh = \frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}$$

donde: GR es la lectura del perfil en la zona de interés

GR_{\min} es la lectura del perfil en zona de arena

GR_{\max} es la lectura del perfil en la zona arcillosa

Cálculo del volumen de arcilla a partir del perfil potencial espontáneo:

$$Vsh = \frac{SSP - SP}{SSP}$$

donde: SSP es la lectura del registro en una zona de arena limpia
SP es lectura del registro en la zona de interés

Cálculo del volumen de arcilla a partir del perfil resistividad:

$$Vsh = \frac{1/Rsh - 1/Rt}{1/Rsh - 1/Rsand}$$

donde: Rsh es la lectura del perfil en la zona arcillosa
Rt es la lectura del perfil en la zona de interés
Rsand es la lectura del perfil en una zona arenosa limpia

Las relaciones anteriores solo son validas para un modelo lineal del volumen de arcilla ($Vsh = Ish.GR$). De no tenerse un comportamiento lineal en el volumen de arcilla, se emplean entonces las relaciones de Stieber - Larionov, para este cálculo, las cuales se muestran a continuación.

Larionov (rocas viejas) $Vsh = \frac{2^{2*Vsh(\text{lineal})} - 1}{3}$

Larionov (rocas terciarias) $Vsh = \frac{2^{3.7*Vsh(\text{lineal})} - 1}{2^{3.7} - 1}$

Stieber 1 $Vsh = \frac{Vhs(\text{lineal})}{2 - Vhs(\text{lineal})}$

Stieber 2

$$Vsh = \frac{Vsh(\text{lineal})}{3 - 2 * Vsh(\text{lineal})}$$

Stieber 3

$$Vsh = \frac{Vsh(\text{lineal})}{4 - 3 * Vsh(\text{lineal})}$$

Así como la presencia de arcilla afecta el parámetro porosidad, y las relaciones para su determinación difieren de sí la formación es limpia de arcilla o no, de igual manera la determinación del parámetro saturación de agua se ve influenciado por las arcillas. Debido al contenido mineral en las arcillas, estas afectan la conductividad en las formaciones arcillosas, disminuyendo el valor de Rt . Esto implica que los métodos para determinar la saturación de agua por las relaciones de Archie, no funcionan adecuadamente. A través de los años se han planteado diversos modelos matemáticos para la determinación de la saturación de agua en formaciones arcillosas. El modelo de saturación de agua (Sw) a emplear en este trabajo es el de Simadoux, que ha sido usado ampliamente y funciona bien en yacimientos venezolanos.

Este modelo de saturación de agua, se basa en que la conductividad o $1/Rt$ de una arena arcillosa, se puede expresar como sigue:

$$\frac{1}{Rt} = \left(\frac{\phi^m}{a.Rw} \right) . Sw^n + \left(\frac{Vsh}{Rsh} \right) . Sw$$

donde: Vsh es el volumen de arcilla

Rsh es la resistividad de la arcilla

Tomando $m = n = 2$, se transforma la relación anterior en una ecuación de segundo orden, donde se puede determinar Sw . Se obtiene entonces la relación de Simandoux:

$$Sw = \left[\left(\frac{a.Rw}{\phi^2.Rt} \right) + \left[\frac{a.Rw.Vsh}{2\phi^2.Rsh} \right]^2 \right]^{1/2} - \left[\frac{a.Rw.Vsh}{2\phi^2.Rsh} \right]$$

3.0.2._ REGISTROS DE POZO A EMPLEAR

3.0.2.1_ CALIPER

El caliper es una herramienta que permite realizar mediciones del diámetro del hoyo, el cual frecuentemente cambia por el tamaño de la mecha de perforación. Así mismo, el diámetro y forma del hoyo depende de la formación litológica que se atraviese. Es decir, que el hoyo se ensanchara al atravesar formaciones poco consolidadas, o solubles en agua como una salina, zonas naturalmente fracturadas y también zonas lutíticas o arcillosas. Otro de los factores que afectan el diámetro de la perforación es el revoque, el cual se forma por las partículas que no pueden atravesar los poros de las rocas permeables, que son impulsados por la diferencia de presión que existe entre la formación y la perforación que se realiza. En la figura No. 3.3. se aprecia como es la ubicación del patín de la herramienta en las zonas irregulares de las paredes del hoyo.

Las propiedades mecánicas de una formación anisotrópica, dan como resultado una sección transversal ovalada.

Para determinar la geometría del hoyo, el registro caliper es corrido en conjunto con otros registros como el de microresistividad, densidad, neutrón, sónico , etc.

En la figura No. 3.4.a. se observa un registro caliper, mientras que en la figura No. 2.4.b. se han resaltado algunas de las informaciones que se pueden extraer de este registro.

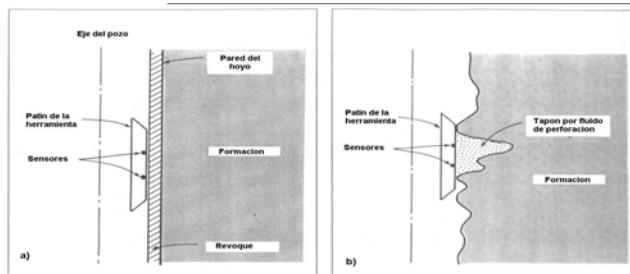
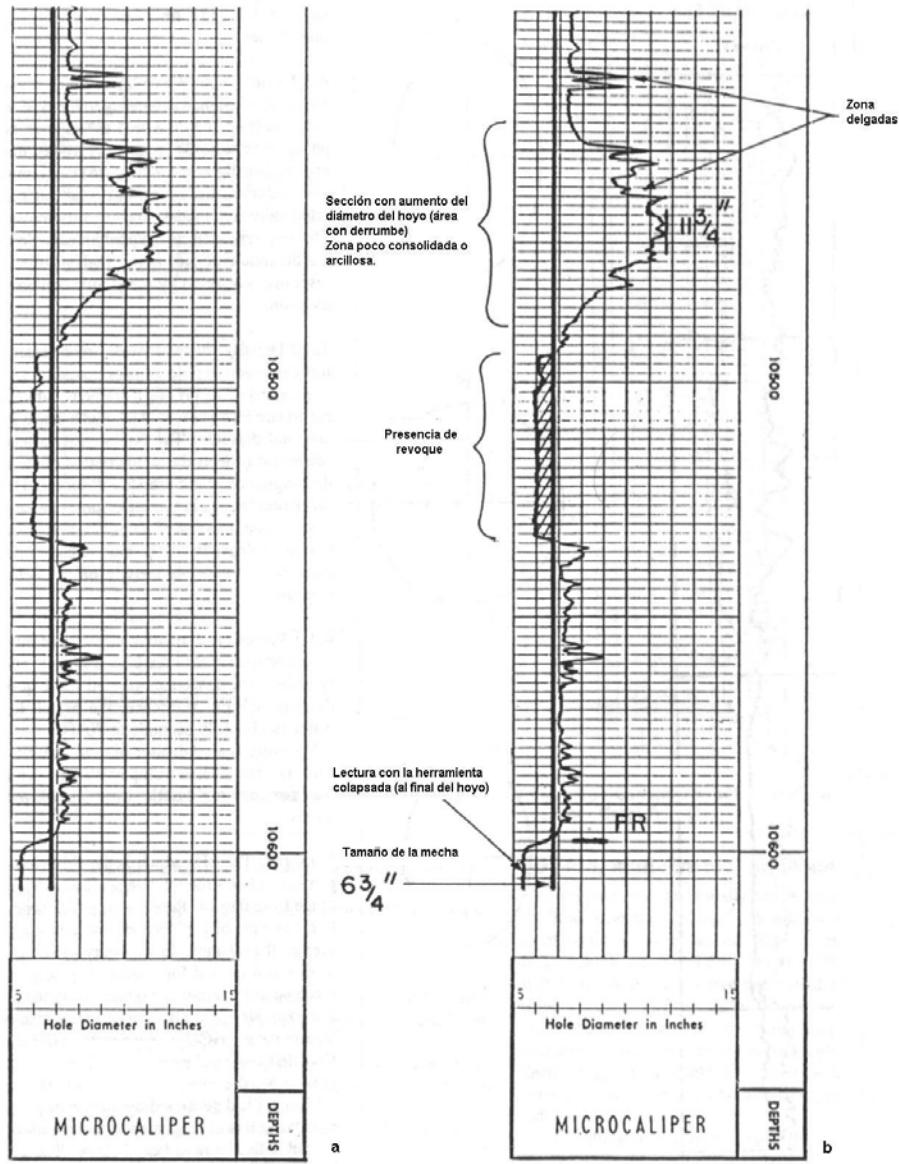


Figura No. 3.3. Posiciones del patín en algunas zona del hoyo (Tomado de Bassiouni, 1994)



3.0.2.2_ POTENCIAL ESPONTÁNEO

En general esta curva, frente a las lutitas define una línea más o menos recta, denominada línea base de lutitas, mientras que frente a formaciones permeables, la curva presenta deflexiones de esa línea base. Si las capas de arenas presentan suficiente espesor, esa desviación tiende a ser constante y a definir una línea de arenas.

La deflexión de la curva puede ser hacia la derecha o hacia la izquierda, esto depende principalmente de la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el lodo filtrado.

El potencial espontáneo que se mide es el resultado de una combinación de cuatro potenciales eléctricos, como se puede apreciar en la figura No. 3.5. . Estos potenciales involucrados son los siguientes:

- Electroquímico de membrana (Esh): que se desarrolla en la lutita impermeable. Entre la superficie horizontal en contacto con el área permeable y la superficie vertical en contacto con el pozo.
- Electroquímico de contacto (Ed): desarrollado en la superficie de contacto entre la zona invadida y la zona no invadida en la capa permeable.
- Electrocinético (Emc): que se origina a través del revoque.
- Electrocinético (Esb): el cual se encuentra en una superficie laminar delgada de lutita adyacente al pozo.

Las unidades de medición de este perfil son en milivoltios (mV), el mismo se emplea para: a) Identificar de zona permeables; b) determinar el valor de resistividad

del agua de formación (R_w); c) determinar el volumen de arcilla de la formación; d) correlacionar unidades litológicas.

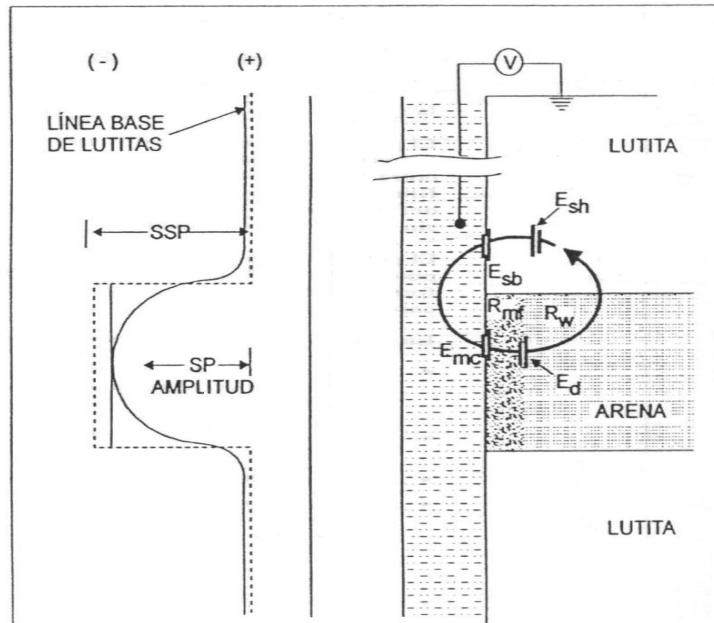


Figura No. 3.5. Esquema básico del registro de Potencial Espontáneo, diferencias de voltaje en la formación (Tomado de PDVSA-CIED, 2001)

En el caso de determinar el valor de R_w , se pueden aplicar dos métodos para efectuarlo, en el primero se emplea el ábaco mostrado en la figura No. 3.5.1, mediante los siguientes pasos:

- 1) Se debe determinar la temperatura de formación, así como el valor de SSP y el dato de R_{mf} que se extrae del cabezal del registro.
- 2) Se determina el valor de R_{mf} a la temperatura de formación. Si este valor es mayor a 0.1, se debe multiplicar por 0.85, en caso contrario se debe emplear el gráfico mostrado en la figura No. 3.6 del capítulo III., en la página 44, obteniéndose el valor de R_{mfe} .

- 3) Se ubica el valor de SSP en la columna No. 1 del ábaco, así como la temperatura de formación, en la escala para ello, entre las columnas 1 y 2, e igualmente el valor de Rmfe obtenido en el punto 2, en la columna 3
- 4) Se unen los puntos ubicados en la columna 1 y la escala de temperatura, interceptando la columna 2; de igual manera se unen el punto de Rmfe de la columna 3, con el punto de intersección obtenido anteriormente.
- 5) Para determinar entonces el valor de Rwe se unen los puntos tanto el hallado por intersección en la columna 2 y el valor de Rmfe en la columna 3, haciendo corte en la columna 4, hacia la derecha el gráfico. Hallándose Rwe, se emplea el gráfico de la figura No. 3.6

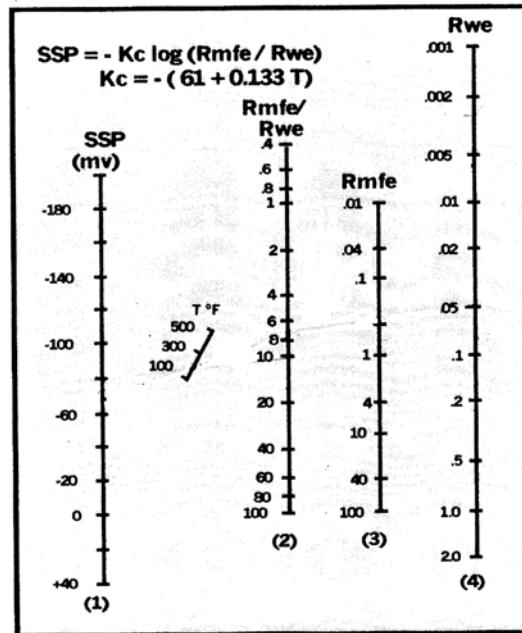


Figura No. 3.5.1 Ábaco para la determinación de R_w

El segundo método emplea la siguiente relación:

$$R_{we} = R_{mfe} \cdot 10^{\frac{SSP}{K}}$$

donde: SSP : es la máxima diferencia de potencial eléctrico entre la línea base

de lutita y una arena bien desarrollada y limpia

Rmfe: es el valor de resistividad del lodo filtrado efectivo

K: es un parámetro relacionado con la temperatura mediante la relación

$$K = 61 + 0,133T$$

donde: T es la temperatura en °F.

El valor de Rwe obtenido debe ser transformado según el gráfico de la figura No. 3.6. , para así poder tener finalmente un valor de Rw.

En la figura No. 3.7. , se puede apreciar el comportamiento de la curva de potencial espontáneo ante los cambios de litología, donde las máximas deflexiones de la curva se presentan en las zonas de arenas (zonas permeables).

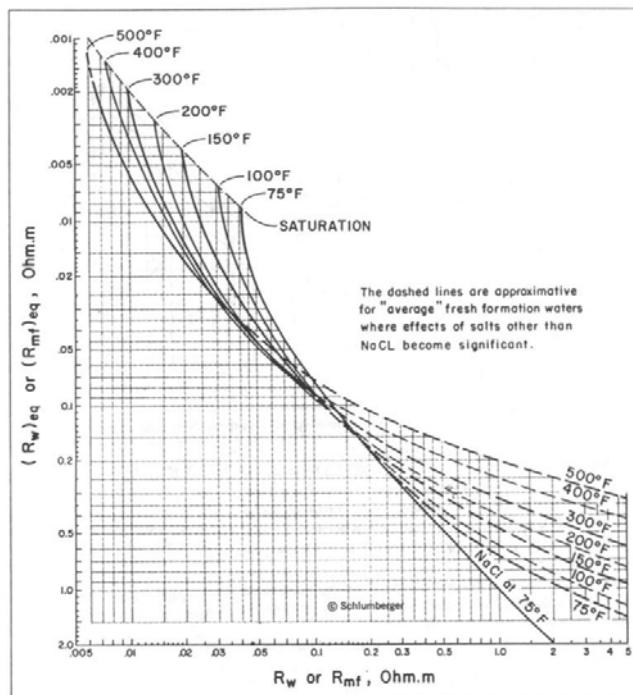


Figura No. 3.6. Gráfico para conversión de Rwe y Rmfe (Tomado de Bassiouni, 1994)

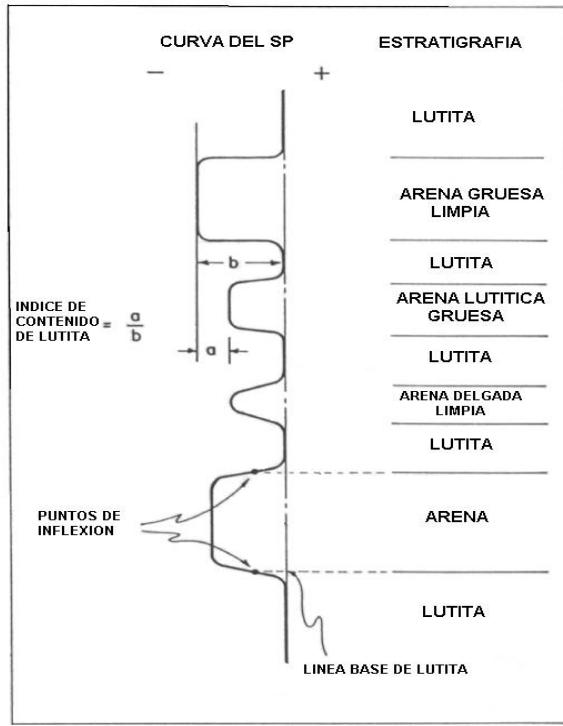


Figura No. 3.7. Comportamiento del perfil de potencial espontáneo ante la litología
(Tomado de Bassiouni, 1994)

2.0.2.3_ REGISTRO DE RESISTIVIDAD NORMAL CORTO Y ESFÉRICO FOCALIZADO

Aunque con una distribución de electrodos diferente a otros registros de resistividad, se tienen los perfiles esféricos focalizados, que presentan una profundidad de inspección adecuada para la zona invadida. Esta herramienta fue diseñada en sustitución del perfil de resistividad normal corto, y es corrida en conjunto con los perfiles de inducción. Este perfil esférico no se requiere corrección por espesor de capa (capas vecinas), y los efectos de pozos son insignificantes. En la figura No. 3.8. se observa una muestra de los perfiles de resistividad con diferentes muestras de exploración: profunda, media y somera. Las unidades en que se muestran

las lecturas de estas herramientas son las unidades de resistividad (ohm.m); en general los valores de las lecturas tomadas, se grafican sobre una escala logarítmica, como también se puede apreciar en la figura antes mencionada.

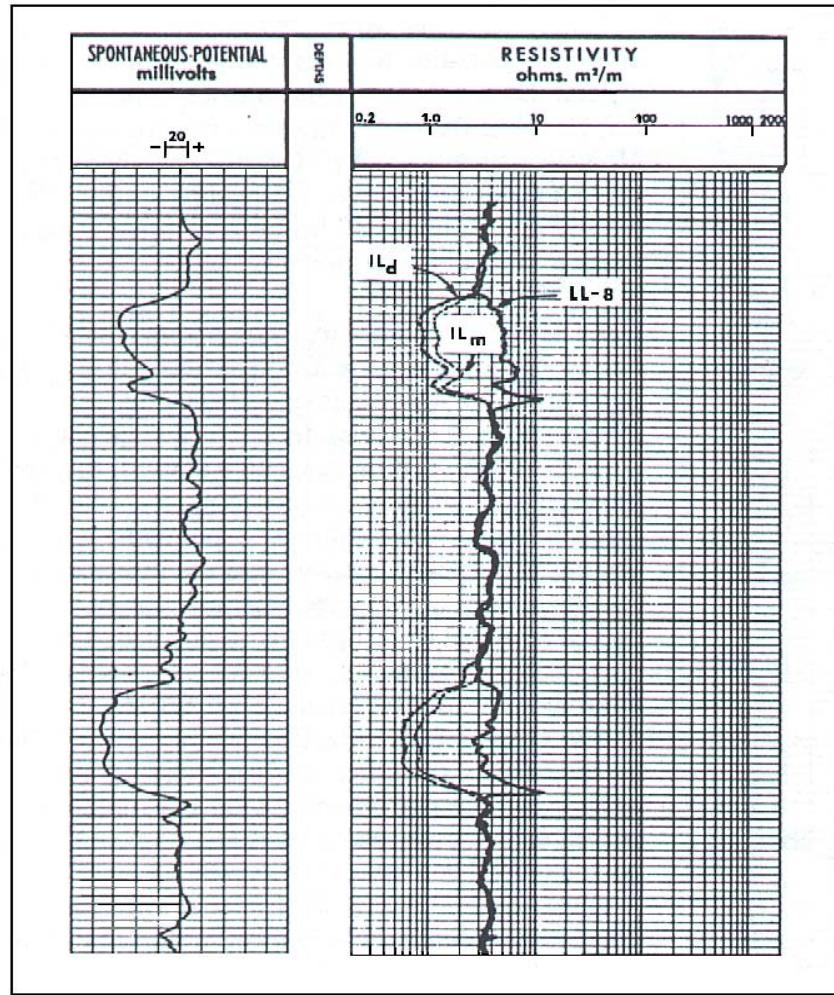


Figura No. 3.8. Registros de resistividad (Tomado de Bassiouni, 1994)

Al momento de introducir los datos en el modulo de Hampson-Russell, el perfil esférico y el resistivo normal corto se toman como un mismo tipo de perfil, ya que hacen un muestreo la misma zona de la formación.

3.0.2.4_ REGISTRO DE INDUCCIÓN PROFUNDA

El funcionamiento del perfil de inducción, es muy distinto del perfil resistivo normal, ya que este emplea corrientes alterna y campos magnéticos para realizar las mediciones.

De acuerdo con los principios de electromagnetismo y leyes de Maxwell, según el cual un campo magnético alterno, induce una corriente eléctrica en cualquier conductor que sea atravesado por dicho campo. En este sentido, se induce una corriente eléctrica en la formación, a su vez esta corriente inducida genera un campo magnético secundario, este producirá un campo eléctrico en la bobina receptora y una corriente asociada. El voltaje producido en la bobina receptora es proporcional a la conductividad de la formación. Estos valores de conductividad son convertidos a la unidad de resistividad electrónicamente, ya que es más comúnmente usada.

Hay varios tipos de perfiles de inducción según a avanzado la tecnología, el registro a usar en este trabajo es el “Induction Dual Laterolog” (ILD). Estos perfiles inducidos se corren en pozos con lodo en base a aceite, o pozos que resultan secos, por lo que los perfiles eléctricos comunes no se pueden tomar en esos pozos.

Al igual que en los perfiles de resistividad anteriores, las mediciones del registro de inducción se deben corregir, ya que no toda la formación que rodea al dispositivo contribuye de igual forma en las lecturas de la herramienta, pues la formación no es homogénea. Se deben hacer entonces correcciones por efecto del pozo, por influencia de las capas vecinas y por efecto de invasión. En la figura anterior No. 3.8., se puede apreciar una muestra de este perfil.

3.0.3._ REGISTROS DE POZO A SIMULAR

3.0.3.1._ REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Las rocas contienen cantidades variables de elementos inestables, que presentan cierto nivel de radiactividad natural. La mayoría de los núcleos inestables son raros en la naturaleza.

La abundancia significativa de esos elementos en las rocas sedimentarias es el Potasio 40, que constituye aproximadamente el 20 % de radiactividad de la roca..

Estos elementos radiactivos tienden a concentrarse en lutitas y otros sedimentos finos. Las superficies químicamente reactivas de las arcillas absorben minerales radiactivos. También precipitan selectivamente metales pesados que entran en los sedimentos finos.

Las arenas libres de lutita y los carbonatos contienen muy pocos minerales radiactivos, debido generalmente a que en el ambiente químico que prevalece durante el proceso sedimentario no es favorable para la acumulación de minerales radiactivos.

Entonces, la radiactividad natural es una función del tipo de formación, su edad y el sistema sedimentario, el perfil esta relacionado directamente con la litología.

A continuación se muestra la figura No. 3.9, donde se puede apreciar la conducta de la radiactividad asociada a la litología.

Así, el registro de rayos gamma mide de manera continua la intensidad natural de la totalidad de rayos gamma en un pozo. Este registro fue empleado por primera

vez en 1936, como técnica para determinar la litología de pozos entubados, que no habrían sido registrados.

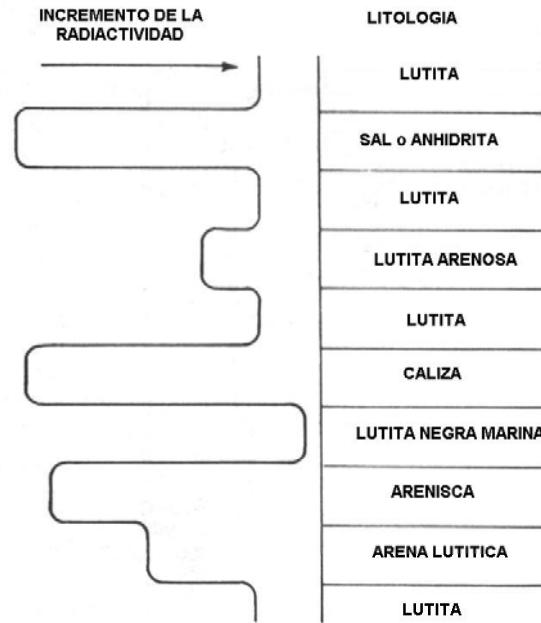


Figura No. 3.9. Comportamiento del registro de rayos gamma con la litología
(Tomado de Bassiouni, 1994)

La radiación de rayos gamma dentro del pozo refleja la actividad de las diferentes formaciones que rodean la perforación.

Dentro de las principales aplicaciones del registro, se pueden citar:

- Correlación
- Determinación del contenido de arcillas de la formación
- Análisis mineralógico

Adicionalmente, a parte de poder identificar una formación por correlación, se determina también su profundidad y espesor.

El registro de rayos gamma es generalmente corrido en conjunto con registros de porosidad tal como el neutron, densidad y sonico. Todas las grabaciones del registro son positivas con incrementos en el nivel de radiactividad hacia la derecha. Debido a que las lutitas indican un alto grado de radiactividad natural, el registro de rayos gamma es similar a un registro de SP. Esta similitud se puede apreciar en la figura No. 3.10., donde se observa una deflexión de la curva de potencial espontáneo hacia la izquierda cuando las lecturas de rayos gamma son bajas indicando que se está en presencia de una arena.

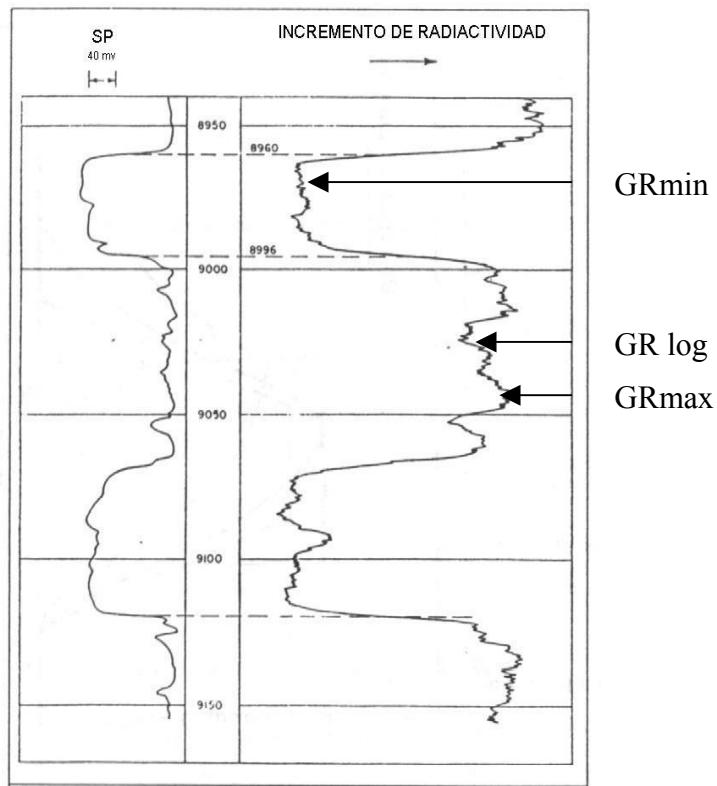


Figura No. 3.10. Comparación entre un registro SP y un registro GR
(Tomado de Bassiouni, 1994)

3.0.3.2._ REGISTRO DE DENSIDAD

La respuesta de la herramienta densidad es empleada para determinar la porosidad cuando se conoce la densidad de la matriz y del fluido. La determinación de la porosidad a partir de mediciones “in situ” de densidad, no hacían a este parámetro confiable, hasta que se desarrollo la herramienta de dos detectores a fines de la década del 60, denominada, herramienta Densidad de Formación Compensada (FDC), que corrige algunos efectos de pozo.

A principios de los años 80, se introduce otra herramienta denominada lito-densidad, la cual fue diseñada para medir el índice fotoeléctrico Pe, en adición a la densidad por unidad de volumen o bulk density. El índice fotoeléctrico es dependiente de la litología y puede ser usado para determinar la densidad de la matriz.

Las unidades de este registro son gr/cc. La herramienta FDC o herramienta de densidad de doble detector fue desarrollada para compensar las lecturas por efecto de lodo e irregularidades del hoyo..

Dentro de la gran cantidad de perfiles y herramientas para adquirir datos de las distintas propiedades físicas de las rocas, este trabajo se centrará solo en dos registros, los necesarios para realizar una evaluación petrofísica y generar registros sintéticos; como son entonces: el perfil de rayos gamma (GR), el perfil de densidad de formación, los perfiles de resistividad corto (short normal o SN) y profundo (Induction Dual Laterolog o ILD) y el perfil de potencial espontáneo (Spontaneous Potential o SP) y caliper actuaran como atributos petrofísicos complementarios, para el entrenamiento de la red neural y hacer posible la generación de los perfiles sintéticos.

En la figura No. 3.11 se puede observar un registro de densidad acompañado de un perfil de rayos gamma y un perfil caliper

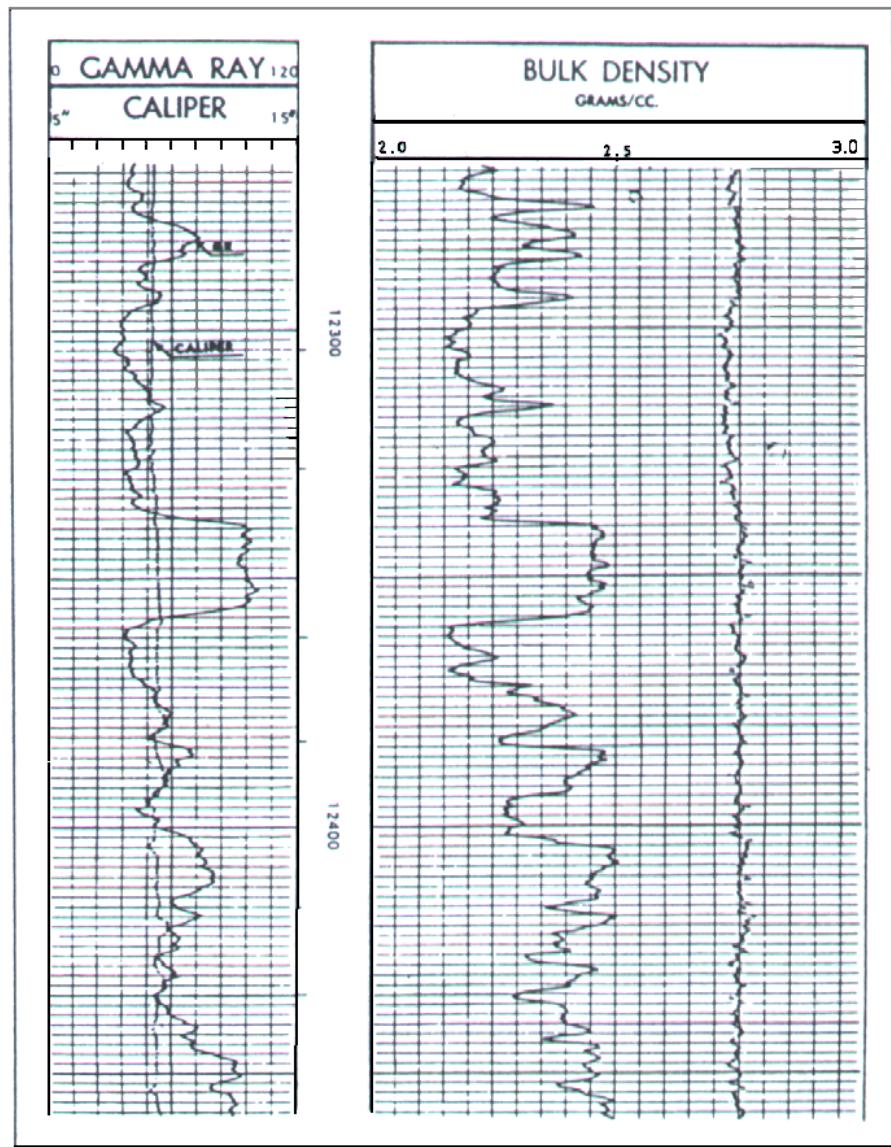


Figura No. 3.11. Perfil de densidad en conjunto con un perfil caliper y un perfil de rayos gamma (Tomado de Bassiouni, 1994)

3.1._ MARCO TEÓRICO - REDES NEURALES

Las redes neurales son un componente de lo que se denomina tecnología de Inteligencia Artificial (IA). Así mismo podemos decir que la Inteligencia Artificial es una rama del área de la computación encargada de estudiar los problemas de percepción, razonamiento y aprendizaje relacionados con sistemas artificiales, que tiene como principal objetivo modelar la inteligencia a través de las máquinas.

Las redes neurales son conocidas también como “redes de neuronas artificiales”, “redes neuronales” o por sus siglas en inglés “ANN” (Artificial Neural Networks), como nos referiremos en algunas ocasiones. Estas neuronas artificiales son modelos inspirados en los diferentes sistemas de neuronas que conforman el cerebro, e intentan “aprender” partiendo de datos que le son ingresados.

Según Richard Lippman (1987), los modelos de redes neurales artificiales han sido estudiados durante varios años, con la esperanza de emular actividades humanas, como por ejemplo en el campo del lenguaje y el reconocimiento de imágenes. Estos modelos están conformados por varios elementos computacionales no lineales, que operan en paralelo y están ordenados en patrones análogos a las redes neurales biológicas.

Los estudios sobre redes neurales comenzaron en 1943, con un modelo propuesto por McCullough y Pitts, en términos binarios de la actividad nerviosa, donde cada neurona tiene un valor escalón o umbral establecido. A partir de aquí, se han ido generando y modificando diversos modelos sobre la actividad neuronal y su proceso de aprendizaje. En la figura No. 3.12 se pueden apreciar las diferencias entre una neurona biológica y una neurona artificial.

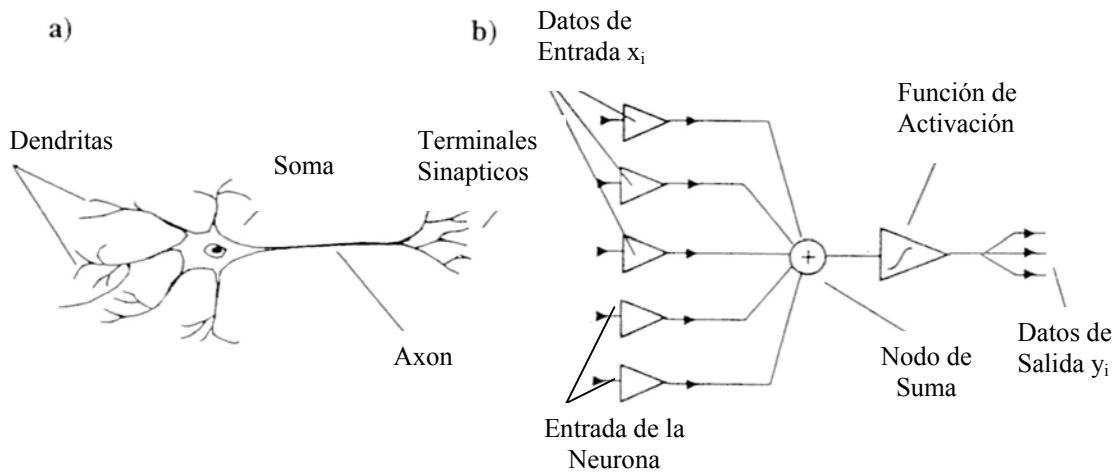


Figura No 3.12. (a) Neurona biológica, (b) neurona artificial (Tomado de Neural networks in geophysical applications, Geophysics Año 2000)

Actualmente existe una gran variedad de algoritmos para estas redes artificiales, que son implementados generalmente bajo aplicaciones computacionales. Sin embargo, esas aplicaciones inicialmente se implementaron mediante circuitos electrónicos. A modo de referencia podemos mencionar entre las distintas redes, las siguientes: Red de Hopfield, Red de Hamming, Clasificador de Carpenter/Grossberg, Perceptrón simple, Perceptrón multicapas, entre otras.

Las principales aplicaciones de las redes son el procesamiento de señales y el reconocimiento de patrones. Desde el punto de vista de las aplicaciones, la ventaja de las ANN reside en el procesamiento en paralelo, adaptativo y no lineal, (Andina de la Fuente, 2001)

Se pueden destacar aplicaciones típicas exitosas en visión artificial, procesamiento de señales e imágenes, reconocimiento del habla y de caracteres, análisis de imágenes médicas, control remoto y exploración científica entre otras. Debido a esta variedad de aplicaciones de las redes neurales, ellas son conocidas como aproximadores universales de funciones.

Estas redes neuronales se encuentran constituidas por una agrupación de neuronas artificiales, de manera análoga a las neuronas biológicas. En una red, las neuronas están distribuidas por capas, de tal forma que la salida de una capa de neuronas se conecta con las entradas de la capa de neuronas siguientes, las diversas formas como se pueden interconectar las capas de neuronas se conoce como arquitectura de la red.

Cada neurona de la red es una unidad de procesamiento de datos, que recibe la información por la conexión con la capa anterior y emite la respuesta o información luego de procesada por la conexión con la capa de neuronas siguientes, solo cuando la respuesta supera el valor de umbral establecido para esa neurona.

El procesamiento de información en la neurona, luego de haber introducido los valores de entrada x_i , se inicia con la función “ f ” que generalmente se conoce como función de base o función de red. Esta función opera con estos valores (los valores de entrada pueden provenir de la capa anterior de neuronas, o de capas posteriores) y toma en cuenta el peso sináptico “ w_i ” de la conexión por la que se recibieron los datos de entrada, así como el valor umbral θ .

Una distribución básica de las entradas, salidas, función de activación y pesos se muestra en la figura No. 3.13.

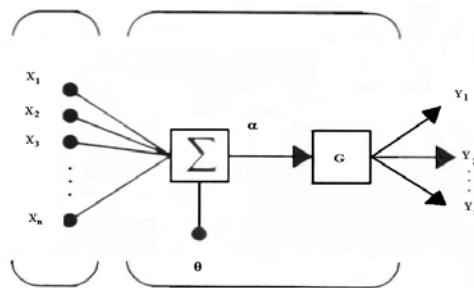


Figura No. 3.13. Componentes básicos de una neurona artificial

La función “f” tiene dos formas típicas:

- a) Función de base lineal (LBF siglas en inglés): Esta, es una función de tipo hiperplano. Es decir, una función de primer orden. El valor de red (que es la acumulación de los valores de entrada con sus respectivos pesos sinápticos y el valor umbral correspondiente) es una combinación lineal de las entradas.

$$u_i(w, x) = \sum_{j=1}^n w_{ij} x_j$$

donde: w_{ij} es la matriz de pesos, donde $i=1, 2, 3\dots, j=1, 2, 3\dots$

x_j es el valor de entrada de la neurona

- b) Función de base radial (RBF siglas en inglés): Este tipo de función es de tipo hiperesférico. Es decir, una función de base de segundo orden no lineal, donde el valor de red representa la distancia a un determinado patrón de referencia.

$$u_i(w, x) = \sqrt{\sum_{j=1}^n w_{ij} (p - x_j)^2}$$

donde: $(p - x_j)^2$ es una condición de distancia “d_j” que debe cumplir la función u_i, para un conjunto de puntos dados.

x_j son los datos conocidos $\in R$ t/q $j=1,2,3..N$, que son tomados como centros de la función de base radial

Posterior a la acción de la función “f”, se tiene la acción de la función “G”, y que se conoce como función de activación o función neurona; donde el valor de red expresado por la función “f”, será operado por esta, que es una función no lineal.

Dentro de las funciones de activación más comunes tenemos:

- a) Función Escalón o “Heaviside”

$$escalon_t(x) = \begin{cases} 1, & \text{si } x \geq t \\ 0, & \text{si } x < t \end{cases}$$

- b) Función Sísmoide

$$sigmoide(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

- c) Función signo

$$signo(x) = \begin{cases} +1, & \text{si } x \geq 0 \\ -1, & \text{si } x < 0 \end{cases}$$

Al hacer uso de la matemática podemos expresar una neurona de la siguiente forma:

$$y_i = G(\alpha)$$

$$\alpha = f(x_i, w_i, \theta)$$

$$\text{entonces: } y_i = G[f(x_i, w_i, \theta)]$$

a su vez:

$$f(x_i, w_i, \theta) = \left(\sum_{i=1}^n w_i x_i - \theta \right)$$

quedando:

$$y_i = G\left[\sum_{i=1}^n w_i x_i - \theta \right]$$

donde:

x_i = datos de entrada

w_i = peso de cada entrada a la neurona

θ = valor umbral de la neurona

$f = \alpha$ = función base

G = función de activación

El uso de las funciones de activación es necesario para introducir la no-linealidad en la red, que es el punto que hace poderosa a una red neural, (Warren Sarle, 2001).

Históricamente la función de “Heaviside” ha tenido más uso dentro de las ANN, pero presenta la dificultad de estimar los pesos óptimos, ya que esta función particular no es diferenciable. Hoy en día es más comúnmente usada la función sigmoide, que es continuamente diferenciable y monótonamente creciente.

En una red de neuronas artificiales, se tiene un proceso de entrenamiento, en el que cada peso o valor de una neurona, así como su valor umbral correspondiente, se adaptan en función de un algoritmo de aprendizaje, con el objetivo de que la información generada por la red se aproxime lo más cercano posible a los resultados esperados.

Los algoritmos de aprendizaje, son un conjunto de reglas matemáticas que permiten a las redes de neuronas “aprender”. Este aprendizaje o entrenamiento, se realiza mediante la modificación de los pesos sinápticos de las conexiones entre las neuronas. Es decir, cambia el peso o importancia que tiene la conexión de una neurona hacia la capa siguiente, con respecto a las neuronas de su misma capa. Estos algoritmos pueden subdividirse según la manera como este es realizado, de la siguiente forma:

Aprendizaje supervisado: En este tipo de aprendizaje, se introducen unos valores de entrada en la red, y los valores de salida generados se comparan con los valores de salida correctos. De haber diferencia entre estos valores, la red se ajusta para minimizar ese error.

Aprendizaje de refuerzo: En esta red, se introducen los valores de entrada, y solamente se le indica a la red si las salidas generadas son correctas o no.

Aprendizaje no supervisado: Para este aprendizaje no existe ningún tipo de orientación. En este caso la red solo reconoce patrones en los datos de entrada y crea categorías en función de esos patrones. Entonces, al introducir algún dato posterior al entrenamiento, la red puede clasificarlo e indicar en qué categoría lo agrupa.

Para el presente estudio, el aprendizaje supervisado tendrá mayor atención, junto con las funciones de base radial (RBF).

Se puede apreciar en la figura No. 3.14. un sistema de aprendizaje supervisado.

En este entrenamiento supervisado, el hecho de conocer la salida implica que el aprendizaje se beneficia por la supervisión de un maestro, es decir, los datos usados como entrenamiento desempeñan el papel de un maestro.

Arquitectura de las Redes Neurales

Una red de neuronas artificiales está caracterizada por la neurona misma y la matriz de pesos y principalmente por el comportamiento de la matriz ante una serie de datos. Se tienen tres tipos de capas de neuronas: la capa de neuronas de entrada, la capa de neuronas ocultas y la capa de salida. Se tiene además una red de pesos de

conexión entre dos capas de neuronas, estas conexiones pueden ser: hacia delante, hacia atrás, lateral y de retardo:

- 1) Conexión hacia delante: En esta conexión los datos de las neuronas de una capa inferior o anterior son propagados hacia las neuronas de la capa siguiente o superior. Este tipo de conexión generalmente se conoce por su nombre en inglés “Feedforward”
- 2) Conexión hacia atrás: esta conexión lleva los datos de las neuronas de una capa superior a otras de capa inferior, es decir, que la información es propagada hacia atrás, siendo su nombre en inglés “Backward”, siendo este un modelo muy común por la retroalimentación de información que proporciona.
- 3) Conexión lateral: Para este caso se tiene un ejemplo típico de circuito como es “el ganador toma todo”; este es un tipo de aprendizaje competitivo, y consiste en que la neurona con la salida de valor más alto (por ejemplo el valor 1), se le asigna el valor total de la respuesta, mientras que a todas las demás se les da un valor de cero.
- 4) Conexión con retardo: estas conexiones se utilizan para implementar modelos dinámicos y temporales, es decir, modelos que involucran memoria.

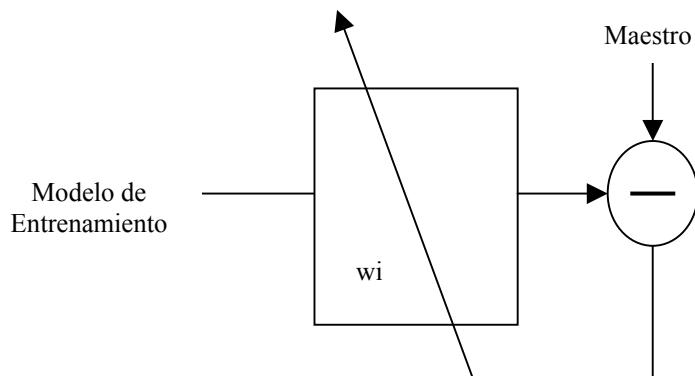


Figura No. 3.14. Esquema del modelo de aprendizaje supervisado
(Tomado de Andina de la Fuente, 2001)

Las conexiones sinápticas o entre neuronas pueden darse de manera total o parcial. Así mismo, puede darse en la red que una capa presente un modelo de pesos hacia atrás o un modelo multicapas hacia delante. También se pueden conectar varias redes de una sola capa y generar redes mayores.

Una representación de algunos de los distintos tipos de conexión entre distintas capas de neuronas, se muestra en la figura No. 3.15.

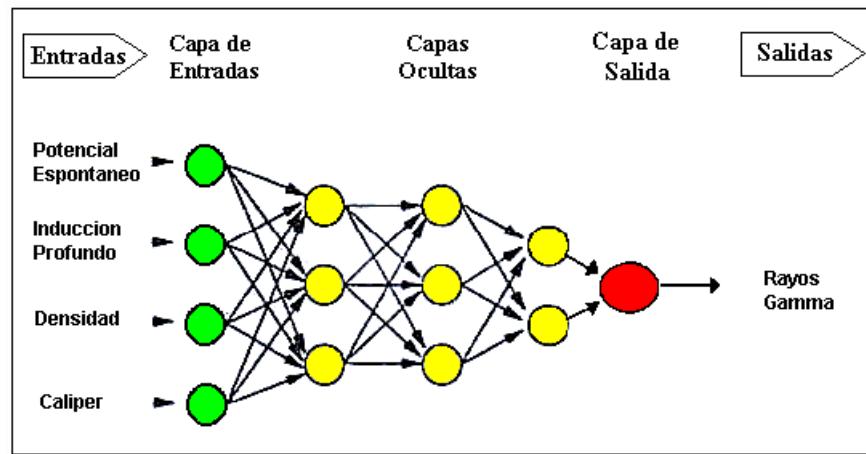


Figura No.3.15. Distintos tipos de conexión entre neuronas

3.1.1._ RED PERCEPTRON MULTICAPAS (Multilayer Feedforward Network, MLFN)

Estas redes se han estudiado desde los años 50, denominándose inicialmente “perceptrón”. Este es un caso de red perceptrón multicapas, ya que presenta una capa de neuronas oculta. En esta red el número de unidades de entrada y salida esta definido por el tipo de problema a enfrentar.

Para el presente caso, la red estará constituida por una capa de entrada, una capa simple de neuronas ocultas y una única salida.

La cantidad de neuronas de la capa de entrada contendrá tantas neuronas como atributos (petrofísicos) se involucren en la simulación. Por ejemplo, si se emplean los registros de potencial espontáneo (SP), registro de inducción profunda (ild) y el caliper (cal), se tendrán entonces tres neuronas de entrada. Adicionalmente, si se emplea el operador convolucional (i.e. operator length en la aplicación Emerge), la cantidad de atributos se incrementa en un factor igual al operador convolucional. Es decir, si se emplean los tres atributos antes mencionados y se especifica una longitud del operador de tres (operador convolucional = 3), entonces se tendrán $3*3=9$ atributos, lo que implica nueve neuronas para la capa de entrada.

En el programa Emerge, el operador convolucional es utilizado para solventar el problema de contenido de frecuencia, que existe entre los registros de pozo y los atributos sísmicos; donde los registros de pozo presentan un mayor contenido de frecuencia que los atributos sísmicos. En la figura No. 3.16 se ejemplifica esta situación.

Se asume entonces que cada muestra o dato de un registro de pozo está relacionada con un grupo de muestras vecinas de los atributos sísmicos. Por analogía, se hace extensivo el análisis lineal convencional a la regresión lineal multivariada, donde una muestra del registro de pozo se expresa como la combinación lineal de las muestras de los atributos usados para simularlo. Esto se puede apreciar mejor en la figura No. 3.17 y 3.18



Figura No. 3.16 Muestra del contenido de frecuencia entre un registro de pozo y un atributo sísmico

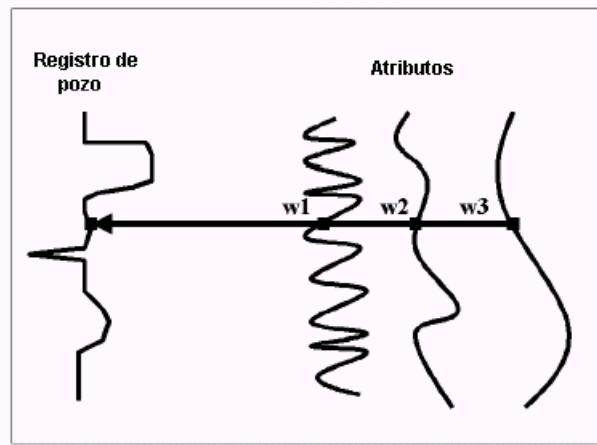


Figura No. 3.17 Dato de pozo como combinación lineal de tres atributos

Expresándose la relación para regresión lineal multivariada como:

$$L(t) = w_o + w_1 A_1 + w_2 A_2 + \dots + w_n A_n$$

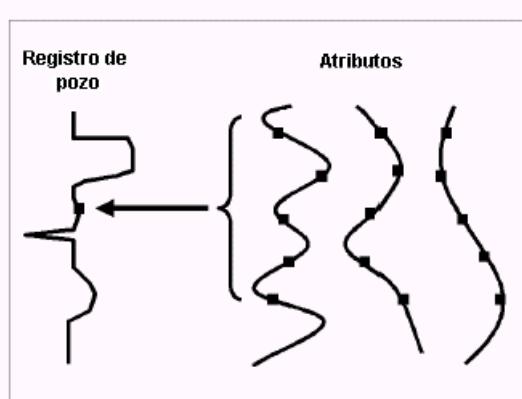


Figura No. 3.18 Dato de pozo como combinación lineal de atributos vecinos

Haciendo una extensión de la relación anterior, para el operador convolucional, este puede expresarse de la siguiente manera:

$$L(t) = w_o * w_1 A_1 * w_2 A_2 * \dots * w_n A_n$$

representando (*) al operador convolucional. Este operador está disponible igualmente para la red neural probabilística descrita más adelante.

Para la capa de neuronas ocultas, el número de neuronas o nodos estará en función de una regla estándar mencionada en el manual de uso del programa Emerge, la cual indica, que el número de nodos en la capa oculta será 2/3 del número de nodos de la entrada. Sin embargo, un óptimo número de neuronas para una red neural ha sido y es un tema de profundo estudio para los diversos autores sobre redes neurales. Van der Baan y Jutten (2000), indican que ningún teorema es capaz de predecir el número exacto de neuronas necesarias de manera que los resultados que proporcione la red sean asintóticos a la función deseada, igualmente, existen aplicaciones donde las redes neuronales con dos capas ocultas, proporcionan resultados similares a las redes con una simple capa oculta de neuronas (Chentouf, 1997).

La salida de la red o tercera capa está constituida por un solo nodo, que representa el registro o atributo petrofísico a simular. La figura No. 3.19. muestra un esquema de la red neural MLFN.

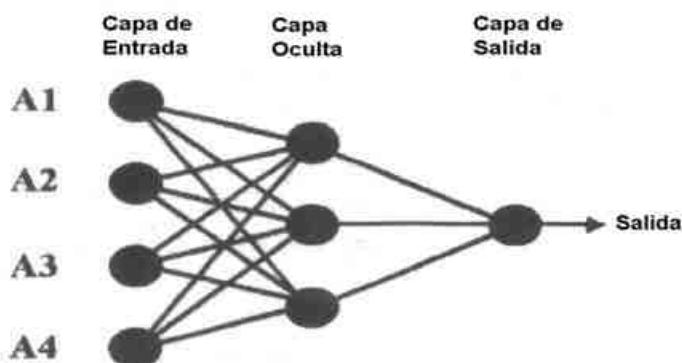


Figura No. 3.19. Esquema de una red MLFN

El algoritmo de aprendizaje de la red MLFN a emplear consta de la combinación de dos métodos, como son el Gradiente Conjugado (GC) y el recocido simulado.

El gradiente conjugado es un algoritmo avanzado para el entrenamiento de redes perceptrón, que se recomienda para redes con un número de nodos mayor a cien y con o sin múltiples nodos de salida.

Para el ajuste de los pesos y la minimización del error, el método de gradiente conjugado emplea una superficie de error que es asumida de orden dos o cuadrática, en la cual debe localizar puntos mínimos absolutos.

$$E(W_{i,j}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (t_i - o_i)^2 \quad \text{Función de error}$$

donde: $W_{i,j}$ es la matriz de pesos de neuronas

t_i el dato deseado

o_i dato actual de la neurona

El GC trabaja con el gradiente promedio de la función error, a través de todos los casos de la superficie de error antes de actualizar alguno de los pesos de la red al final de cada periodo. Este algoritmo basa su proceso en la construcción de una serie de líneas a través de la superficie de error. Se inicia el proceso en la dirección de pendiente descendente, proyectando una línea en la dirección hallada y localizando un mínimo a lo largo de esa línea, lo que involucra una búsqueda en un espacio de una dimensión, que resulta en un rápido proceso.

La pendiente es hallada por el gradiente del error, indicando entonces la dirección de máximo cambio; al emplearse el mayor descenso se busca el negativo de la dirección encontrada por el gradiente.

Para completar la fase de aprendizaje, el algoritmo del GC se combina con el recocido simulado (annealing simulated). Este método tiene como base el algoritmo Metrópolis (Metrópolis et. al. 1953), cuyo objetivo es encontrar un mínimo global de una función de costo que caracteriza a un sistema complejo (Kirkpatrick et. al. 1984). Al momento de iniciarse el entrenamiento entra en funcionamiento el algoritmo de recocido simulado hasta completar un total de 10 iteraciones; luego de cada iteración del recocido simulado se ejecuta el algoritmo del GC hasta un total de 100 iteraciones, hasta completarse las 10 iteraciones del recocido simulado.

3.1.2._ RED NEURAL PROBABILÍSTICA (Probabilistic Neural Network PNN)

La red neural probabilística fue planteada inicialmente por Donald Specht en el año 1991. Se tienen dos tipos de redes probabilísticas, la primera diseñada para problemas de clasificación, mientras que la segunda fue formulada para afrontar problemas de predicción, que es el caso del presente estudio. Este segundo tipo de red es denominado también “red neural de regresión generalizada” (GRNN).

Esta red probabilística esta basada en la teoría de estadística bayesiana, al estimar la densidad de probabilidad de un modelo de parámetros , dado un conjunto de datos. El uso de estimación de función de densidad de probabilidad involucra ideas planteadas también por Parzen en 1962.

La técnica más común para la construcción de un estimador de densidad de probabilidad, es el asumir una cierta forma de la función densidad de probabilidad (probability density function p.d.f.), esta forma de p.d.f generalmente es una distribución normal, y estimar el modelo de parámetros. Entonces la distribución normal como modelo de parámetros puede ser estimada mediante técnicas analíticas, sin embargo, el asumir una distribución normal no esta en la mayoría de los casos justificada.

Adicional a esta técnica para aproximar la p.d.f., se tiene un método alternativo y que es el usado por la red neural probabilística, como es la aproximación basada en núcleo.

Generalmente las funciones de núcleo son funciones Gaussianas. Se coloca una función Gaussiana por cada caso de entrenamiento de datos que efectúe la red. Al tener suficientes punto de entrenamiento es posible obtener una buena aproximación de la verdadera función de densidad de probabilidad.

La salida de la red es estimada usando un promedio de los pesos de las salidas de los distintos casos de entrenamiento, donde los pesos están relacionados con la distancia desde el punto que esta siendo estimado a un punto del espacio de entrada, (los puntos más cercanos contribuyen de manera más significativa a la estimación).

La primera capa de neuronas ocultas en la red GRNN contiene la unidad radial o núcleo, la segunda capa oculta contiene las unidades que ayudan a la estimación del promedio de los pesos. En la figura No.3.20, se puede apreciar un esquema de esta red probabilística.

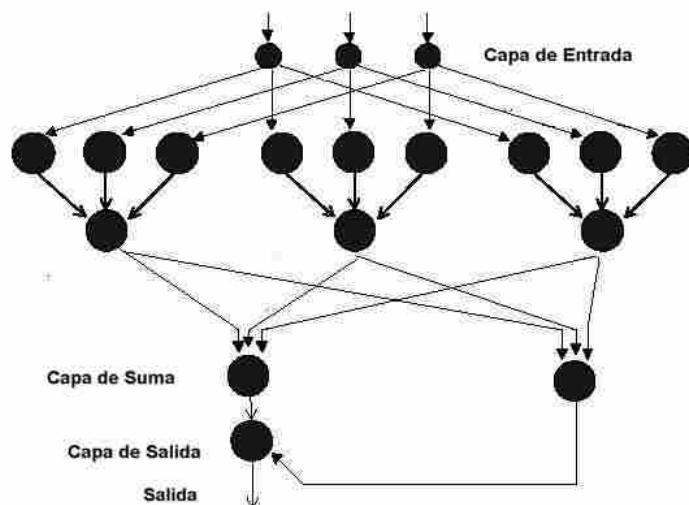


Figura No. 3.20. Esquema de una red neural probabilística para predicción (GRNN)

El entrenamiento de esta red consiste en determinar el óptimo conjunto de parámetros σ_j . El criterio para determinar estos parámetros, es que el resultado de la red debe tener el menor error de validación.

El error de validación para “m” muestras se define por la siguiente relación:

$$\hat{L}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n L_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D(x_m, x_i))}$$

donde;

$D(x_m, x_i)$, es la distancia entre el punto de entrada x_m , y cada uno de los puntos de entrenamiento x_i . Esta distancia es medida en un espacio multidimensional medido por los atributos y escalado por la cantidad σ_j , que puede ser diferente para cada atributo.

\hat{L}_m es el valor de predicción para cada muestra “m”

Al conocerse los valores de las muestras, se puede calcular el error de predicción para cada una. Al repetirse el calculo de error, para cada muestra, se define el error total de predicción para los datos de entrada por la siguiente relación:

$$E_v(\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_m) = \sum_{i=1}^m (L_i - \hat{L}_m)^2$$

Entonces mediante el algoritmo del Gradiente Conjugado se minimiza el error E_v que depende de σ_m para las “m” muestras. Se obtiene un sigma (σ) por cada atributo de entrada, si se emplea el operador convolucional, se incrementan los atributos y simultáneamente los sigmas (σ). El proceso de entrenamiento presenta dos estados; el primero durante el cual se determina el mejor valor de sigma (un sigma simple, global), asumiendo que todos los demás sigmas son iguales; el segundo estado se refiere a determinar los sigmas individuales usando el análisis de Gradiente Conjugado partiendo del sigma global encontrado previamente. El Gradiente

Conjugado se ejecuta hasta completar 100 iteraciones, ensayando un total de 25 sigmas con valores entre 0.100 y 3.000

CAPÍTULO IV

4._ MÉTODO DE TRABAJO

4.1._ Datos disponibles

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se disponen de cincuenta (50) pozos, con un total de doscientos cuarenta y seis (246) registros. Siendo los registros más comunes: inducción (ild), resistividad normal largo (ln), resistividad normal corto (sn) y potencial espontáneo (sp), que suman un total de ciento cuarenta y siete (147) registros; siguen los registros de rayos gama (gr), densidad (rhob), caliper (cal) y conductividad con un total de setenta y uno (71) registros; y en menor cantidad registros de resistividad de exploración corta (sfr, frd, frs, msf, e ilm), sónico y neutrón que suman un total de 42 registros.

Adicional a la cantidad de registros disponibles ya mencionados, se dispone de una evaluación petrofísica previa realizada igualmente por Corpomene, en el año 1998.

4.2._ Evaluación de la calidad de los datos

Al realizar una evaluación de los registros de pozos digitalizados, se observa que en varios pozos, los registros presentes no están corridos a la misma profundidad. En pozos donde existe un mismo registro dos y tres veces, como son los pozos 228, 430, 432, 436, 438, 439, 440, 445, 446, 449 y AP-1, y presentan las siguientes características:

- a) los registros están a profundidades complementarias entre sí
- b) por lo menos dos (2) de esos registros repetidos no presentan datos similares en magnitud, sumándose una mayor incertidumbre al no

disponer de datos en papel, con el fin de verificar la validez de los datos digitalizados.

A continuación, en la figura No. 4. se puede apreciar un gráfico con la distribución porcentual de los registros existentes



Figura No. 4. Distribución porcentual de los perfiles de pozos existentes

Se presentan pozos con registros que no son útiles, ya que la digitalización de los datos abarca desde 520 pies hasta 809,5 pies, como es la situación de los pozos 437, 447 y 450. El pozos 429 tiene cuatros (4) registros en esas condiciones y otros tres (3) completos.

4.3._ Procesamiento de los datos

Se inicia el procesamiento de los datos, con la ubicación en mapa de los pozos que presentan evaluación petrofísica, y que son los siguientes: 418, 427, 428, 429, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 445, 446, 448, 449, so4 y so5. Sin embargo, no se disponen de datos para los pozos so4 y so5.

Se efectuó un análisis de los datos según las siguientes características:

- a) distribución de los pozos con evaluación petrofísica
- b) disposición de un conjunto de registros completos, (es decir, que los pozos a emplear tuvieran los perfiles: caliper, potencial espontáneo, resistivo normal corto, inducción o resistivo normal largo, rayos gamma y densidad)
- c) que el despliegue de los registros de pozos fuesen similares (de 500 pies a 5000 pies)

Se seleccionan dos transectos que involucran los siguientes pozos:

Transecto No. 1: 426, 440, 442, 443, 444, 449, AP-1; con orientación **N 49° W**

Transecto No. 2: 422, 449, 406; con orientación **N 25° E**

Los transectos No. 1 y No. 2, contienen cada uno dos pozos con evaluación petrofísica, sin embargo el transecto No. 1, presenta un completo grupo de registros (a excepción de los pozos 426 y AP-1, con solo ild, sn y sp), mientras que el transecto No. 2, solo presenta los perfiles sp, ln y sn en los pozos 422, y 406. Mediante el uso

de los pozos 442 y 449, del primer transecto, se podrán calibrar a través de una evaluación petrofísica convencional los registros sintéticos obtenidos por redes neurales, al compararse con los resultados de una evaluación petrofísica con los registros originales en esos pozos. Mientras que el segundo transecto, permitirá un análisis cualitativo de los perfiles sintéticos obtenidos, al relacionarse con los perfiles existentes en los pozos usados y con los pozos del transecto No. 1.

Establecidos los transectos, el procesamiento se puede dividir en las siguientes etapas:

- a) Estudio estratigráfico simple de los pozos contenidos en los transectos 1 y 2.
- b) Estudio petrofísico convencional
- c) Generación de registros sintéticos para los transecto No. 1 y No. 2
- d) Estudio petrofísico empleando los registros sintéticos obtenidos en el punto c) para el transecto No. 1
- e) Comparación de resultados entre el estudio petrofísico de la etapa (b) y el estudio petrofísico de la sección (d)

4.3.1. Estudio estratigráfico sencillo de los transectos 1 y 2

En el estudio estratigráfico se emplearon para el transecto No. 1 los pozos 426, 442, 449, 443 y AP-1, mientras que para el transecto No. 2 se emplearon los pozos 422, 449 y 406. En la figura No. 4.1. se muestran la orientación de los transectos empleados, así como los pozos contenidos en ellos, para el presente estudio. El análisis estratigráfico se realizó a través de los siguientes pasos:

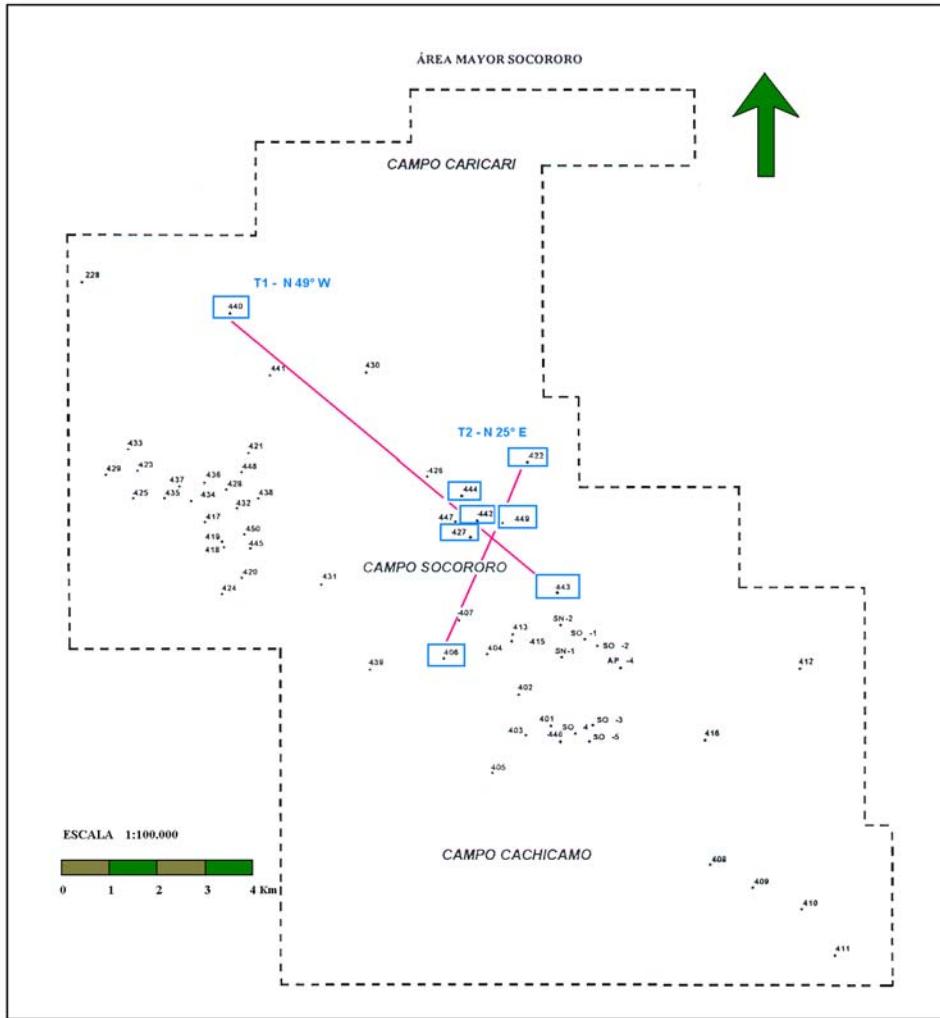


Figura No. 4.1. Ubicación de los transectos 1 y 2, y pozos empleados

- En primer lugar, los datos de los registros digitalizados en formato "las", se depuran mediante un editor de texto u hoja de cálculo, es decir, se eliminan los datos de encabezado que se presentan bajo el formato "las", dejando solamente las columnas de datos, y se guardan bajo extensión .txt o .dat .

- b) Luego, se emplea la aplicación Matlab, con la cual se imprimen los registros de cada pozo en una escala vertical que facilite el manejo de los datos en papel. En esta etapa solo se imprimen los registros de sp e ild.
- c) Se toman las impresiones del registro sp, de los pozos de un transecto y se establece un evento estratigráfico de referencia, que sea común a todos los pozos del transecto a trabajar. En este caso, para seleccionar dicho evento, se visualizó en los registros impresos una arena que fuese fácil de reconocer y superficial, ya que teóricamente, será la que presente menores alteraciones por erosión, carga litostática o fallamiento.
- d) Luego de haber nivelado los pozos, según la referencia estratigráfica seleccionada, los registros son distanciados horizontalmente según se encuentran espacialmente separados, sobre una hoja de papel bond, usando una escala adecuada que permita su manejo y visualización; en este caso, se empleo una escala de 1:10.000.
- e) Se procede en cada registro sp del transecto, a definir los distintos paquetes de arena - arcilla, que conforman la litología del pozo.
- f) Finalmente, se correlacionan las arenas que están mejor desarrolladas, según el registro de potencial espontáneo, entre los pozos del transecto.

Durante la parte (b), solo se imprimen los registros de sp e ild, debido principalmente a que son comunes a todos los pozos de los transectos, además, mediante el registro sp se puede discernir zonas permeables o arenosas, el registro de ild por ser un perfil de sondeo profundo, se emplea como indicador de los tipos de fluidos que se pueden encontrar en los pozos.

La diferenciación de los paquetes estratigráficos se realizó mediante el reconocimiento de patrones, que presentaron las distintas secuencias de arena – lutitas a lo largo del perfil de pozo, espaciamiento entre arenas, alternancia de arenas y lutitas, picos agudos, entre otras. Una vez efectuada la diferenciación de paquetes estratigráficos, se realizó la correlación de arenas, localizando igualmente patrones similares entre las arenas en el registro de potencial espontáneo. Adicionalmente para la selección de las arenas se analizaron los registros de resistividad: inducción profunda y normal corto. En estos perfiles las arenas seleccionadas Q1 y X1, presentaron valores de resistividad, superiores a los 50 ohm.m.

Luego de realizada la correlación de paquetes estratigráficos y arenas para cada transecto, se analizan los registros de resistividades de los pozos y se seleccionan los intervalos arenosos que presentan condiciones prospectivas según esos registros. Es decir, se identifican intervalos de arena con poco efecto de invasión (los registros de ild y sn se encuentran separados), y donde el perfil de inducción presente un valor de resistividad mayor a 7 ohm.m, debido a que fue verificado en carpeta de pozo que a esta resistividad, las formaciones de este nivel son capaces de producir hidrocarburo.

Los paquetes estratigráficos correspondieron geológicamente con las formaciones geológicas de la zona según la tabla No. 2

Tabla No. 2 Asociación geológica de paquetes estratigráficos

Paquete 1 (P1)	Paquete 2 (P2)	Paquete 3 (P3)	Paquete 4 (P4)	Paquete 5 (P5)
Las Piedras	Freites	Oficina	Oficina	Merecure

Mientras que las arenas R2, Q1 y X1 presentaron la equivalencia estratigráfica mostrada en la tabla No. 2.2.

Tabla No. 2.1 Equivalencias estratigráficas de arenas de interés

Arena	Equivalencia Estratigráfica	Fm. Geológica
R2	Ro	Oficina
Q1	U2L	Merecure
U5	U5	Merecure

Los intervalos arenosos seleccionados fueron:

Tabla No. 2.2 Intervalos arenosos para el transecto No. 1

Arenas \ Pozos	440	442	444	443	449
R2	3743-3805	4058-4094	3908-3930	4230-4250	4164-4208
Q1	4678-4690	4654-4698	4695-4737	4830-4852	4740-4768
X1	4863-4943	4868-4890	4855-4880	5011-5024	4993-5011

Tabla No. 3 Intervalos arenosos para el transecto No. 2

Arenas \ Pozos	422	449	406
R2	4085-4111	4164-4208	4117-4140
Q1	4817-4830	4740-4768	4517-4563
X1	4976-5006	4993-5011	4785-4791

Mientras que los intervalos estratigráficos fueron definidos como sigue:

Tabla No. 4 Intervalos estratigráficos para el transecto No. 1

Intervalo \ Pozos	440	442	444	443	449
P1	542-1395	521-1582	520-1568	522-1483	501-1483
P2	1395-2610	1582-2577	1568-2485	1483-2788	1483-2788
P3	2610-3570	2577-3700	2485-3573	2788-3951	2788-3951
P4	3570-4310	3700-4428	3573-4408	3951-4576	3951-4576
P5	4310-5026	4428-5096	4408-5026	4576-5224	4576-5224

Tabla No. 5 intervalos estratigráficos para el transecto No. 2

Intervalo \ Pozos	422	449	406
P1	543-1583	501-1483	537-1423
P2	1583-2651	1483-2788	1423-2383
P3	2651-3723	2788-3951	2383-3575
P4	3723-4465	3951-4576	3575-4248
P5	4465-5300	4576-5224	4248-4854

4.3.2._Estudio petrofísico convencional

Se procede entonces, a la evaluación petrofísica mediante el modulo Petroview Plus y para el modulo, Well Pix para la visualización de las correlaciones empleadas en la evaluación, ambos de la casa “Schlumberger”.

El proceso de la evaluación petrofísica se inicia con el cálculo de R_w por el método de SP. Este dato sirve como un parámetro de referencia al ir avanzando en la evaluación, con la aplicación “Petroview Plus”. La evaluación consta de cuatro fases, según la ventana que se muestra en la figura No. 4.2., las cuales se pueden resumir de la siguiente manera:

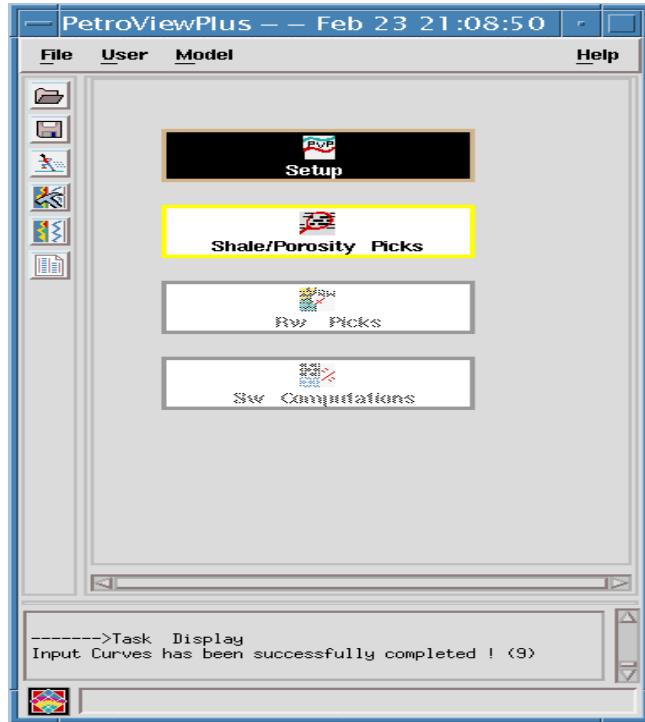


Figura No. 4.2. Ventana de inicio del modulo Petroview Plus

- a) En la primera fase, conocida como fase de configuración, se indican las ecuaciones a emplear para el cálculo de saturación de agua, perfiles a usar para el calculo de volumen de arcilla, los perfiles a usar como indicadores de minerales y detectores de carbón; así como el intervalo de interés, temperatura y valores de Rmf y Rw (valor calculado mediante el perfil de SP).

El método empleado para el cálculo de Rw fue a través del registro sp con el ábaco mostrado en la figura No. 4.2.1.

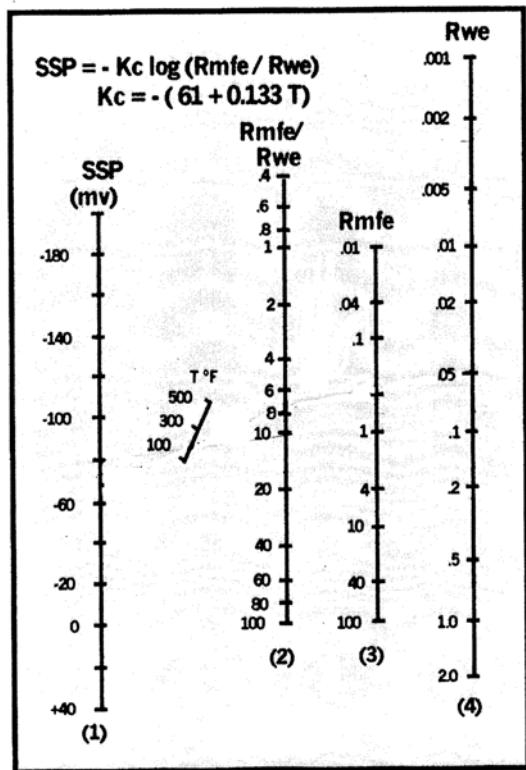


Figura No. 4.2.1 Ábaco para la determinación de R_w

Este ábaco se trabaja de la siguiente manera:

- 1) Se debe determinar la temperatura de formación, así como el valor de SSP y el dato de Rmf que se extrae del cabezal del registro.
- 2) Se determina el valor de Rmf a la temperatura de formación. Si este valor es mayor a 0.1, se debe multiplicar por 0.85, en caso contrario se debe emplear el gráfico mostrado en la figura No. 3.6 del capítulo III., En la página 44, obteniéndose el valor de Rmfe.
- 3) Se ubica el valor de SSP en la columna No. 1 del ábaco, así como la temperatura de formación, en la escala para ello, entre las columnas 1 y 2, e igualmente el valor de Rmfe obtenido en el punto 2, en la columna 3

- 4) Se unen los puntos ubicados en la columna 1 y la escala de temperatura, interceptando la columna 2; de igual manera se unen el punto de Rmfe de la columna 3, con el punto de intersección obtenido anteriormente.
- 5) Para determinar entonces el valor de Rwe se unen los puntos tanto el hallado por intersección en la columna 2 y el valor de Rmfe en la columna 3, haciendo corte en la columna 4, hacia la derecha el gráfico. Hallándose Rwe, se emplea el gráfico referido en el capítulo III para transformar Rwe a el valor de Rw.

Continuando con las fases para la evaluación petrofísica se tiene el siguiente punto:

- b) Durante la segunda fase se definen los valores de porosidad, resistividad, densidad y valores API de las zonas de arcilla, arena y matriz de la roca.
- c) En la tercera fase se determina el valor de Rw, a través del método de “pickett plot”.
- d) En esta ultima fase ya el programa está configurado, con los valores de parámetros necesarios, para calcular la saturación de agua en la zona de interés

Al terminar de ejecutar cada fase del modulo Petroview, el programa muestra un gráfico con las curvas determinadas con los parámetros ingresados en esa etapa, similar al que se muestra en la figura No. 4.3.

La evaluación petrofísica anterior proporciona como resultados diversas curvas como por ejemplo: curvas de porosidad (porosidad efectiva PIGN, porosidad total independiente del tipo de roca, fluidos y efectos ambientales PHIT), curva de resistividad verdadera (RT), curva de resistividad aparente del agua (Rwa), curvas de volumen de arcilla relativo al volumen total (VCL).

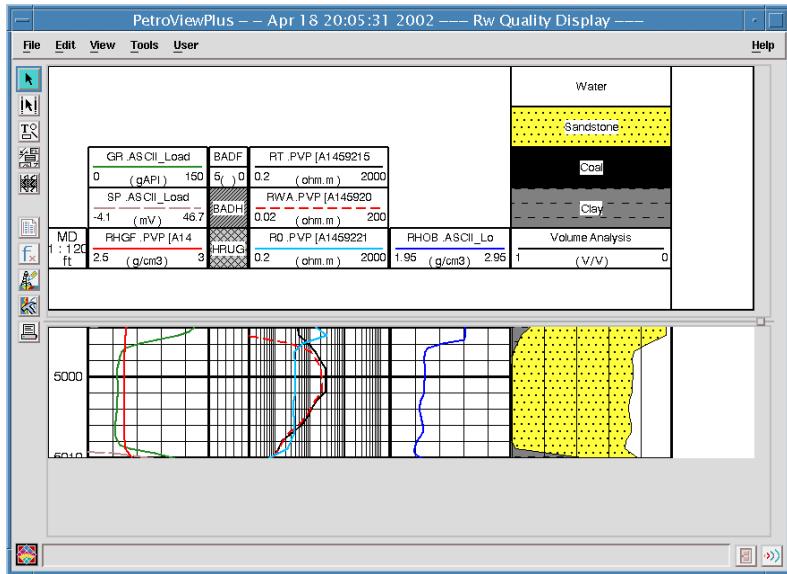


Figura No. 4.3. Despliegue de resultados al finalizar la tercera fase del modulo Petroview Plus

4.3.3._ Generación de registros sintéticos para los transecto No. 1 y No. 2

Terminada la evaluación petrofísica, se inicia la generación de los perfiles sintéticos, tanto de rayos gama, como de densidad de formación. Se emplean las profundidades obtenidas en la correlación estratigráfica para los paquetes estratigráficos P4 y P5 (intervalo de interés) del Mioceno Temprano-Medio y del Oligoceno-Mioceno Temprano respectivamente, que incluyen las arenas de interés, según las tablas No. 3 y tabla No. 4. Así mismo se utilizan los módulos Geoview e Emerge de la casa Hampson – Russell.

A través del modulo Geoview, son incorporados los datos de pozos, creando una base de datos, disponible para cualquiera de las aplicaciones incluidas por la casa Hampson – Russell, en nuestro caso, para uso del modulo Emerge.

Los algoritmos de redes neurales a emplear serán los dos preestablecidos en el modulo Emerge, como son el algoritmo de red MLFN y el de red PNN. Cada una de estas redes presenta diversas ventajas, por ejemplo el algoritmo de red PNN, resulta más estable para generar pseudo registros al haber señal de ruido o distorsión en los datos, así mismo, la técnica de aprendizaje empleado, diferente a la mayoría de las otras redes existentes al momento. A diferencia de la red PNN, la arquitectura de la red MLFN es bastante simple en comparación con esta y muy comúnmente manejada. Emplea una técnica similar al algoritmo de aprendizaje usado por la red PNN, como es el gradiente conjugado.

Al iniciarse el modulo Emerge y crear un proyecto, se establecen los siguientes pasos:

- a) de la base de datos previamente creada, se seleccionan los pozos a utilizar para la simulación de los perfiles
- b) se establecen los atributos petrofísicos disponibles entre los pozos seleccionados
- c) se establece el atributo petrofísico a simular
- d) posteriormente se configura la ventana de trabajo para cada pozo

Una vez realizados los pasos anteriores, se procede a ejecutar el modulo de redes neurales, disponible en el Emerge. A continuación se muestra, en la figura No. 4.4 la ventana principal del modulo Emerge.

Esta etapa del estudio implicó tener en cuenta las siguientes variables:

- a) operador convolucional, la cual recomiendan los expertos de la casa Hampson – Russell sea de valor uno (1), si no se utilizan datos sísmicos
- b) aplicación de transformaciones de los atributos petrofísicos empleados
- c) cambios inherentes a los parámetros de las redes neurales en uso

Debido a la influencia de estos aspectos, la simulación de registros de pozos se dividió en tres etapas, correspondiendo cada etapa a un valor particular del operador de convolución, es decir, la etapa 1 correspondiente al operador de convolución con valor 1, la etapa 2 correspondiente al operador de convolución de valor 5 y la etapa 3 al operador con valor de 10.

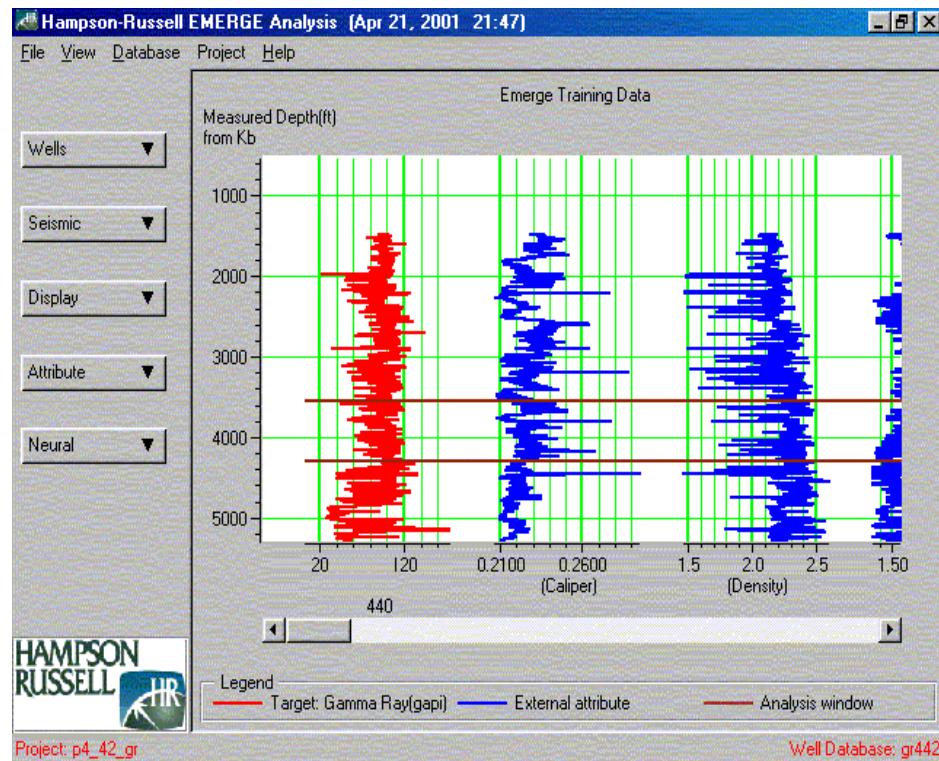


Figura No. 4.4. Ventana principal del modulo Emerge

Para cada etapa con un valor de operador de convolución dado, esto es 1, 5 y 10, se generaron perfiles de la siguiente manera:

- a) sin aplicar transformación a los atributos petrofísicos usados
- b) aplicando transformación a los atributos en uso, según la regla de regresión paso a paso.
- c) cambiando las configuraciones de las redes neurales en uso (PNN y MLFN).

Al ejecutarse el modulo de redes neurales, se pueden seleccionar todos o solo un grupo de los pozos especificados en el proyecto.

Antes de escoger el tipo de red neural a utilizar, se debe indicar si a los atributos petrofísicos se les aplicara o no alguna de las transformaciones preestablecidas en el programa, así como escoger todos o solo algunos de los atributos disponibles para la simulación.

Una vez seleccionada la red neural, bien sea MLFN o PNN, y configurados los parámetros de la red necesarios, se realiza un proceso de entrenamiento , a través del cual, la red neural en función de los atributos disponibles aprende a generar el parámetro petrofísico deseado. En el presente estudio se emplearon los dos algoritmos de redes neurales preestablecidos en el modulo Emerge.

A medida que se realiza el entrenamiento se muestra en porcentaje el avance del mismo y el error cometido por la red, hasta que se obtiene la curva simulada del perfil de interés.

Las transformaciones aplicadas a los atributos, se encuentran programadas en el modulo Emerge y son las siguientes:

$$Transformacion1 = \frac{1}{Atributo}$$

$$Transformacion2 = \sqrt{Atributo}$$

$$Transformacion3 = \log(Atributo)$$

$$Transformacion4 = 1/Atributo$$

$$Transformacion5 = Atributo^2$$

En la figura No. 4.5. se aprecia la ventana en la cual se puede escoger entre los dos tipos de red neural a utilizar.

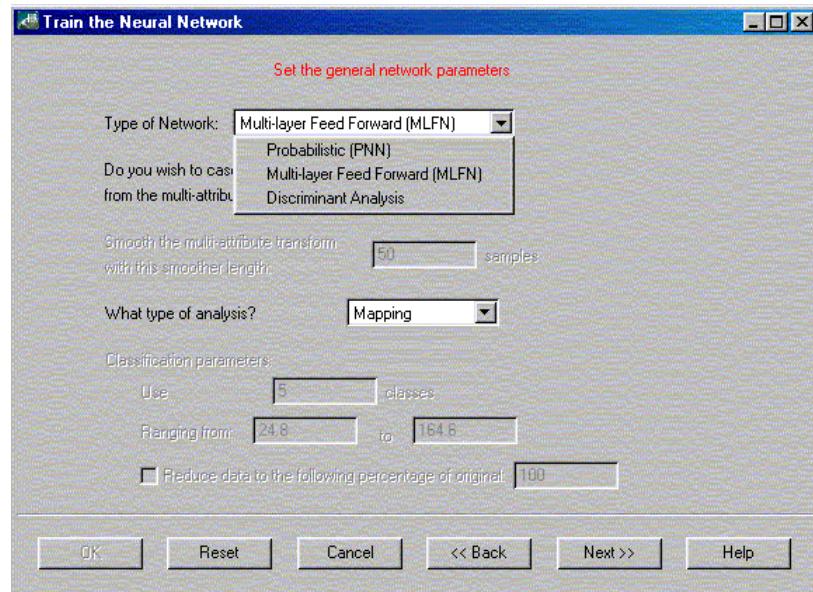


Figura No. 4.5. Ventana de selección para las redes neurales disponibles

Dentro de los cambios realizados a las configuraciones de las redes neurales, tenemos que para la red neural probabilística (PNN), se cambio el número de iteraciones del algoritmo de gradiente conjugado, mientras que para la red neural Perceptrón Multicapas (MLFN), solamente se cambio el número de neuronas de la capa oculta y no el número de iteraciones que realizan los algoritmos de entrenamiento.

4.3.4. Estudio petrofísico empleando los registros sintéticos obtenidos

En esta etapa se reprodujo la secuencia de pasos del punto No. 4.3.3., con la diferencia de que se emplearon los registros sintéticos obtenidos, en la etapa anterior. Cada evaluación mediante el modulo PetroView Plus, se realizó, empleando un solo registro sintético. Es decir, solo se sustituyo el registro de rayos gamma o el registro de densidad al momento de la evaluación, teniéndose dos evaluaciones por cada pozo involucrado. Una primera con el registro de rayos gamma sintético y una segunda con el registro de densidad sintético. De igual manera se extrajeron las curvas generadas por la aplicación Petroview Plus, las cuales se compararan con las curvas obtenidas en la evaluación usando los perfiles originales para cada pozo.

4.3.5. Comparación de resultados entre el estudio petrofísico de la etapa (b) y el estudio petrofísico de la sección (d)

Para la realización de las comparaciones entre los resultados de las evaluaciones, se efectuaron gráficos cruzados entre las curvas generadas por evaluación con registros originales y la evaluación con registros sintéticos, calculo del coeficiente de correlación lineal. Partiendo de que en la regresión lineal simple, si existe una relación funcional, entre una variable (no aleatoria) y una variable (no aleatoria), esta puede ser establecida por una expresión lineal, es decir, su representación gráfica es una línea recta (figura No. 4.6.), de igual manera se emplean

los gráficos cruzados, donde se espera que las dos variables involucradas tengan un comportamiento lineal.

Para el caso de estudio, en el cual perfiles de pozo simulados se compararan con los perfiles originales, se espera que la diferencia entre cada par de valores (original, sintético) sea mínima (idealmente nula), por lo que la representación gráfica deberá ser una línea recta con pendiente “m” de valor 1, es decir, 45° respecto al eje horizontal, en el mejor de los casos. En la figura No. 4.7. se observa una representación de un gráfico cruzado, donde los datos en el eje x podrían ser los valores de un perfil de potencial espontáneo, mientras que los valores a graficar en el eje Y son los datos de un perfil de potencial espontáneo generados por redes neurales.

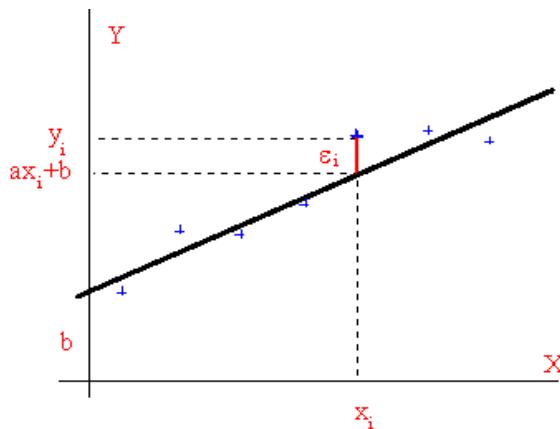


Figura No. 4.6. Representación de la recta de regresión lineal

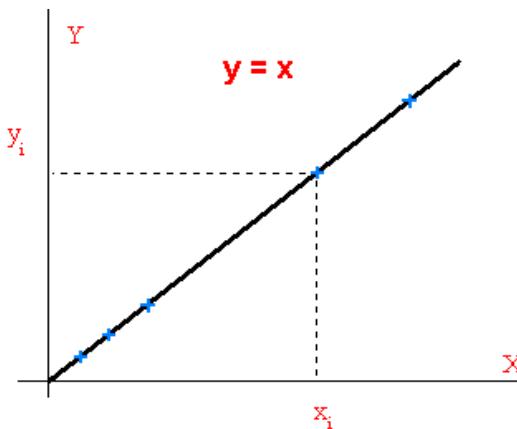


Figura No. 4.7. Representación de la recta de ajuste para un gráfico cruzado

CAPÍTULO V

5. RESULTADOS

5.1. Correlación estratigráfica para los pozos del transecto No. 1 y No. 2

En las figuras No. 5 y 5.1, se observan las correlaciones estratigráficas efectuadas para los transectos No. 1 y 2. Las pendientes de los paquetes correlacionados son con ángulo bajo, tendiendo a ser horizontales.

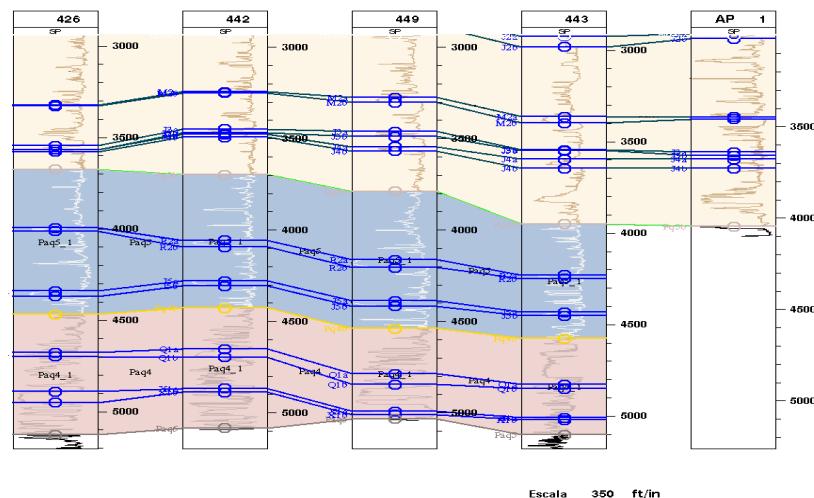


Figura No. 5 Correlación estratigráfica para los pozos del transecto No. 1

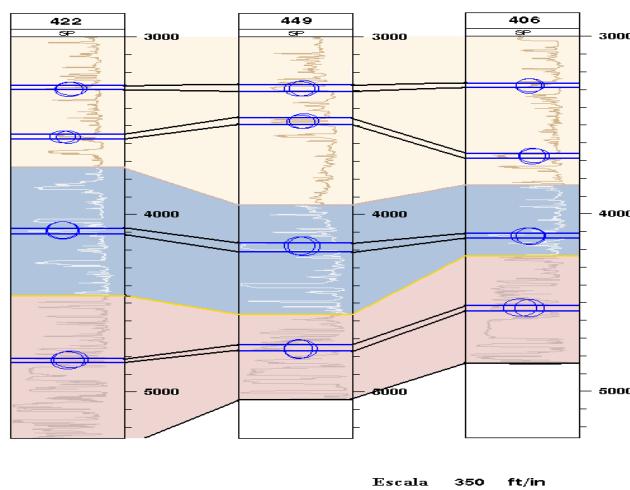


Figura No. 5.1. Correlación estratigráfica para los pozos del transecto No. 2

5.2._ Registros sintéticos obtenidos en el nivel estratigráfico P4 del transecto 1, correspondiente a la Formación Oficina (Mioceno Temprano – Medio), para el pozo 442

El porcentaje de correlación presentado en las tablas siguientes, se extrae de analizar el registro original en conjunto con el registro sintético generado, mientras que el promedio del factor de correlación normalizado es un dato que proporciona el programa Emerge, luego de finalizar el entrenamiento de la red neural; este factor de correlación normalizado es un promedio de los coeficientes de correlación para cada pozo, entre los registros de pozo que sirven de entrenamiento a la red y el registro que genera el Emerge para cada pozo.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el nivel estratigráfico P4 , del pozo 442 correspondiente a la Formación Oficina

La tabla No. 6 muestra las configuraciones de la red neural empleada, para generar los mejores registros de rayos gamma sintéticos.

Tabla No. 6 Configuración de las redes neurales empleadas

Registro Sintético	Red Neural	LOP	No. De nodos Ocultos	Att. usados	Uso de Transf. de att.
1	MLFN	5	16	cal, ild, sn, sp, rhob	si
2	MLFN	5	33	idem	si
3	MLFN	5	16	Sin rhob	Si

En la tabla No. 7, se aprecian los porcentajes de correlación alcanzados por los perfiles sintéticos.

Tabla No. 7 Porcentaje de correlación y errores para los registros sintéticos de rayos gamma del pozo 442

Registro Sintético	Correlación %	Promedio de Factor de Correl. Normalizado (%)	Error (API)
1	71.40	82.79	10.91
2	75.50	85.66	10.04
3	71.69	82.39	11.02

En la figura No. 5.2 y 5.3 se pueden observar los sintéticos No. 1, 2 y 3 de rayos gamma obtenidos para el pozo 442. Se puede visualizar la buena simulación del registro en los intervalos de 4000'- 4100' y 4250'- 4300'.

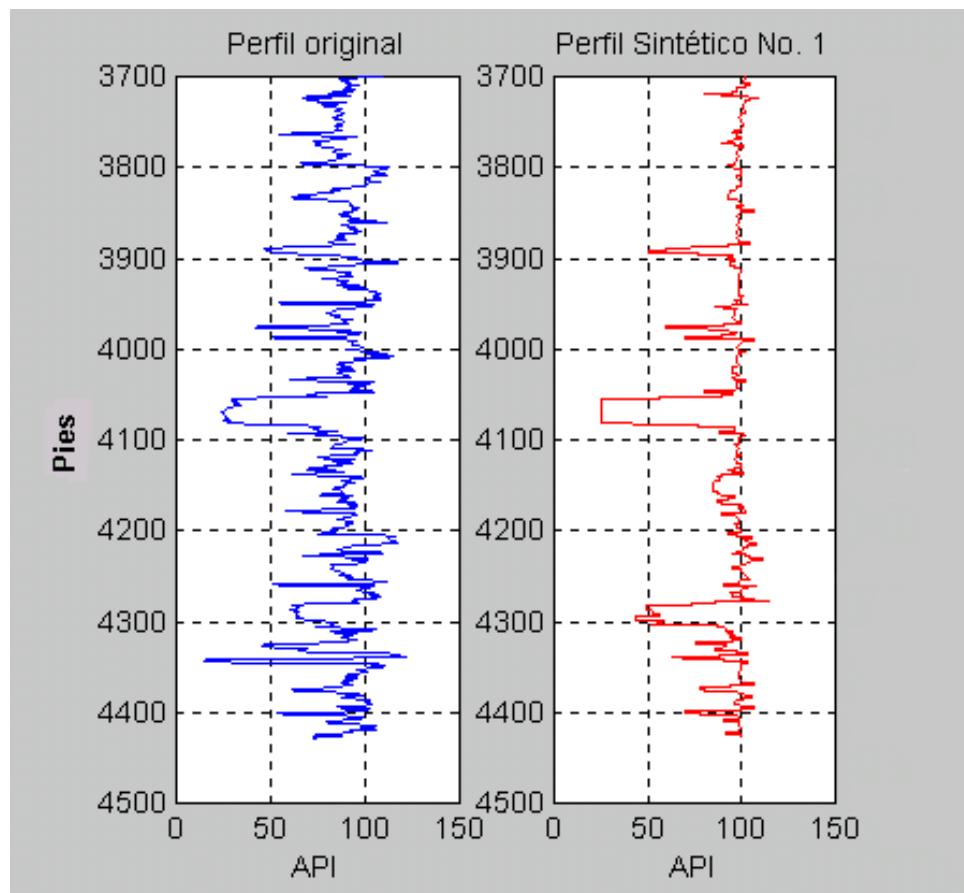


Figura No. 5.2. Comparación de los registros de rayos gamma original y sintético

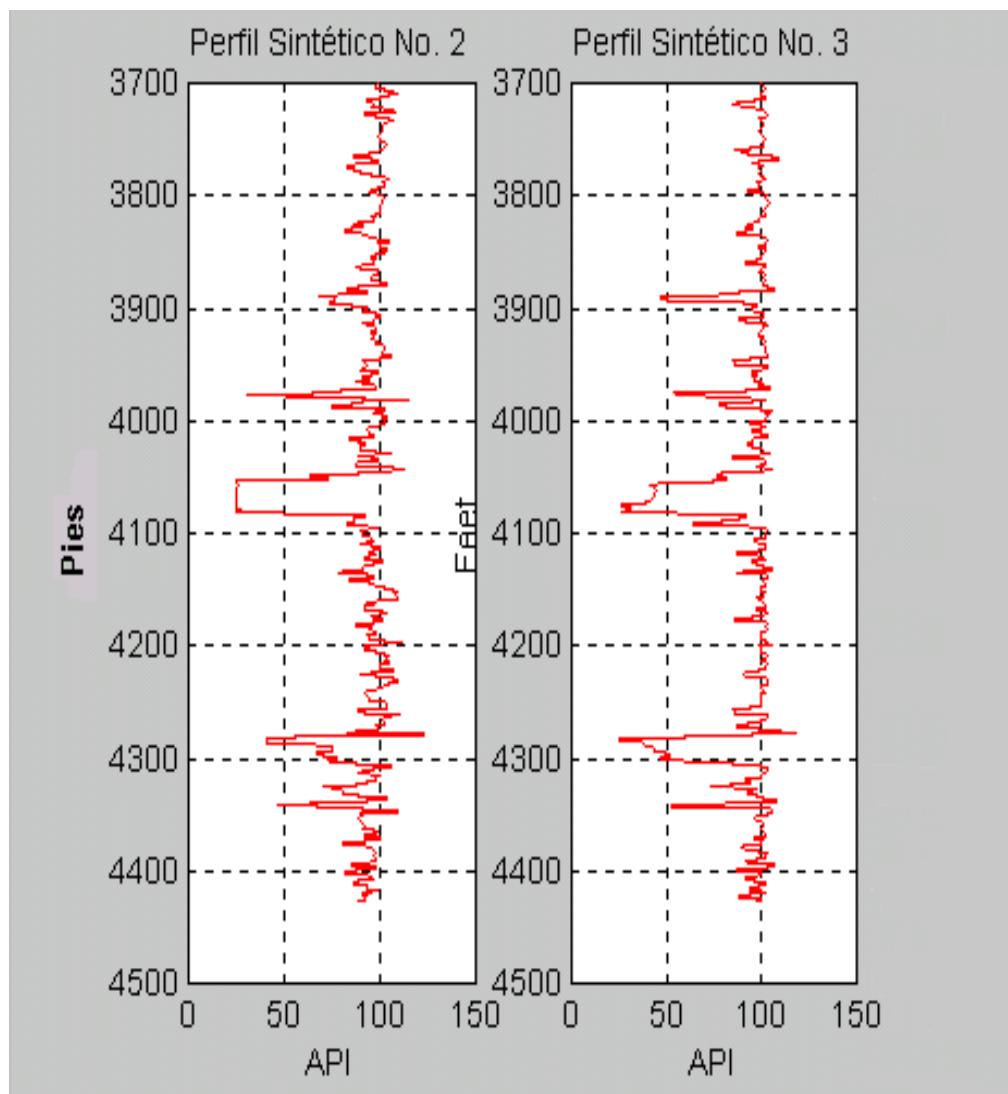


Figura No. 5.3. Registros de rayos gamma sintéticos para el pozo 442

En la figura No. 5.4. se observa un gráfico cruzado para el pozo 442, entre los datos original y sintético para un registro de rayos gamma. La pendiente de la recta de correlación es de 34.42° .

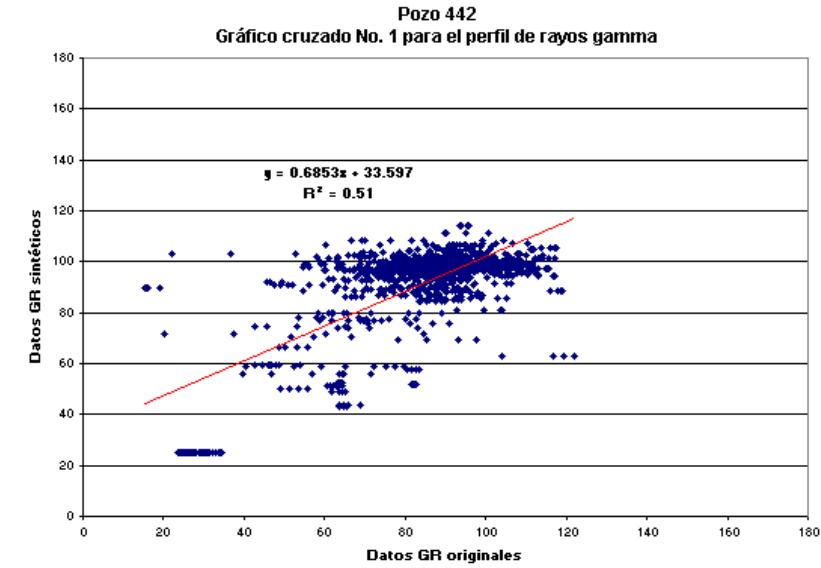


Figura No. 5.4. Gráfico cruzado para el registro sintético No. 1

La figura No. 5.5. muestra un gráfico cruzado para el pozo 442, entre el registro de pozo original y el registro de pozo sintético No. 2, de rayos gamma. La pendiente de la recta de correlación es de 35.78° .

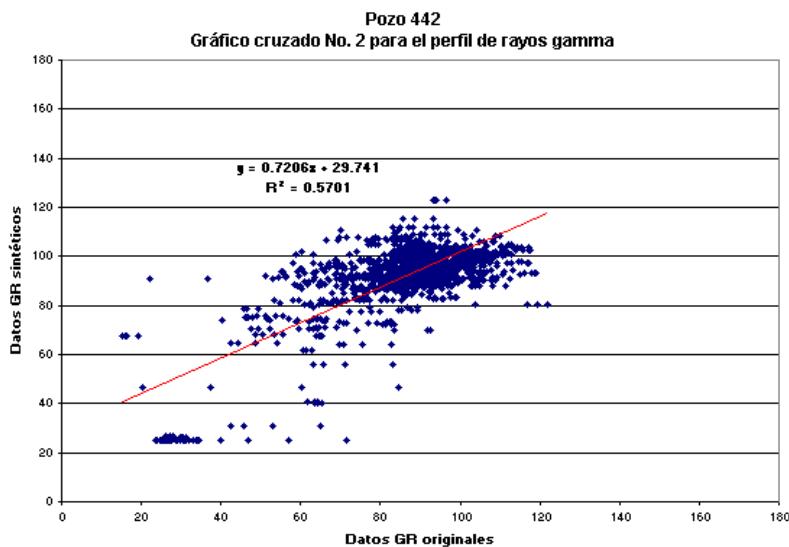


Figura No. 5.5. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2

La figura No. 5.6. muestra un gráfico cruzado para el pozo 442, entre los datos original y sintético No. 3, para un registro de rayos gamma. Donde la pendiente de la recta de correlación es de 33.32°.

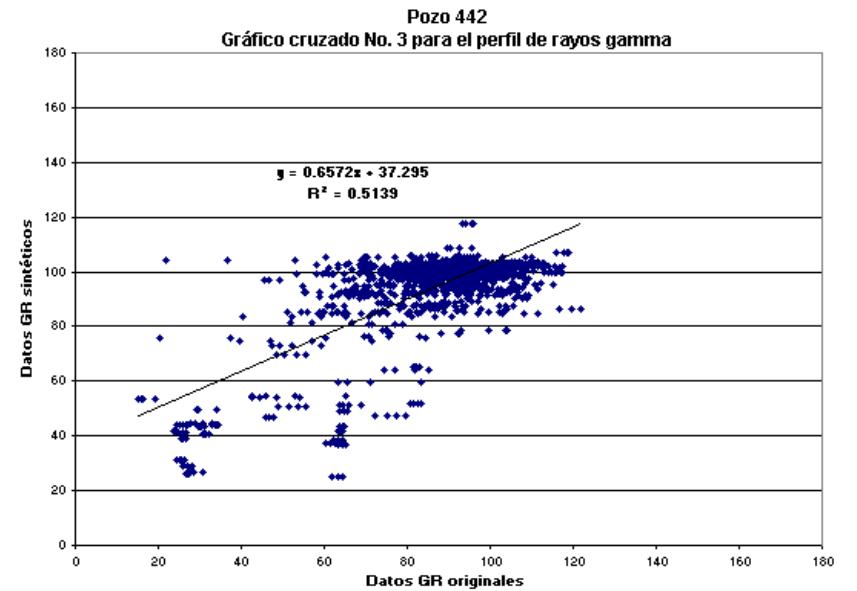


Figura No. 5.6. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 3

Los ángulos de las rectas de ajuste para los registros sintéticos anteriores están por debajo de los 45°, en el intervalo completo de simulación, sin embargo estas pendientes mejoran (se acercan más a los 45°, al analizarse por intervalos arenosos). En lo sucesivo se mencionaran “intervalos arenosos” en referencia a zonas estudiadas en los registros sintéticos que contienen arenas pero no completamente limpias (presentan un porcentaje de arcilla), se hará referencia a arenas cuando el registro sintético sea coincidente con el original, ante una arena limpia.

Perfil sintético No. 1 de rayos gamma

Error del registro para el intervalo completo: 15.05 API

Tabla No. 8 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 1

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Coef. Correlación	Error (API)
1	3820-3840	9.87	80.0	18.02
2	3880-3900	42.39	89.0	13.10
3	3970-3990	31.63	80.0	15.25
4	4050-4090	53.14	97.0	9.69
5	4255-4280	4.74	15.0	13.70
6	4280-4309	44.36	69.0	16.91
7	4310-4350	0.11	1.0	31.43
8	4370-4380	24.27	58.0	15.26
9	4395-4415	22.15	48.0	13.12

Perfil sintético No. 2

Error del registro para el intervalo completo: 13.65 API

Tabla No. 9 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 2

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (API)
1	3820-3840	18.21	69.0	13.28
2	3880-3900	22.78	81.0	16.08
3	3970-3990	39.73	67.0	17.65
4	4050-4090	50.17	91.0	11.12
5	4255-4280	1.88	5.00	16.00
6	4280-4309	44.74	64.0	13.65
7	4310-4350	17.32	62.0	23.00
8	4370-4380	22.73	81.0	14.96
9	4395-4415	16.48	76.0	9.67

Perfil sintético No. 3

El error del registro para el intervalo completo: 15.44 API

Tabla No. 10 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 3

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (API)
1	3820-3840	16.17	33.6	17.47
2	3880-3900	44.13	83.0	16.39
3	3970-3990	36.05	76.4	15.21
4	4050-4090	45.51	91.5	15.05
5	4255-4280	3.83	9.7	14.77
6	4280-4309	57.10	80.8	22.61
7	4310-4350	16.17	60.9	26.14
8	4370-4380	< 0	-35.4	22.41
9	4395-4415	< 0	-10.5	16.97

Los tres perfiles sintéticos del pozo 442 para el intervalo entre 3700’ a 4428’ pies, de la Formación Oficina, presentan un coeficiente de correlación porcentual mayor al 70%.

Los intervalos arenosos 2, 3, 4 y 7 de tablas No. 8, 9 y 10, con bajo contenido de arcilla por las lecturas del registro de rayos gamma original, fueron simulados de manera aceptable, ya que presentan un coeficiente de correlación superior al 60%, y además la pendiente de la recta de ajuste es mayor a 0,60. Mientras que los intervalos No. 1, 5 , 6 y 9 presentan un porcentaje de correlación menor al 50%.

El intervalo de arenas No. 8, no pudo ser simulado en ninguno de los tres perfiles generados.

Los espesores de arenas con porcentaje de correlación superior al 60%, oscilan entre 3 y 40 pies aproximadamente.

El registro sintético No. 1, se considera mejor que los registros sintéticos 2 y 3, debido a que presenta un porcentaje de correlación superior al 55%, así como el valor de pendiente superior a 21.80° , exceptuando los intervalos 3820'- 3840' y 4310'- 4310' donde falla la correlación.

5.3._ Registros sintéticos obtenidos en el nivel estratigráfico P5 del transecto No 1, correspondiente a la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Temprano)

Registros de rayos gamma sintéticos para el pozo 442

En la tabla No. 11, se muestran las configuraciones utilizadas en las redes neurales para la obtención de los registros sintéticos No. 1 y 2 de rayos gamma para el pozo 442, mientras que en la tabla No. 12, se detallan los porcentajes de correlación de los registros completos, así como el error promedio .

Tabla No. 11 Configuración de las redes neurales empleadas

Registro Sintético	Red Neural	LOP	No. De nodos Ocultos	Atributos usados	Uso de Transf. de att.
1	MLFN	1	16	cal, ild, sn, sp, rhob	no
2	PNN		-	cal, ild, sn, sp, rhob	si

Tabla No. 12 Correlación y errores para registros sintéticos de rayos gamma

Registro Sintético	Correlación %	Promedio de Factor de Correl. Normalizado (%)	Error (API)
1	64.56	83.49	16.74
2	71.94	89.79	13.54

A continuación la figura No. 5.7. muestra los registros sintéticos No. 1 y 2 de rayos gamma para el pozo 442, donde se aprecia una buena simulación de las arenas entre los 4650` - 4700` y entre 4860`-4900` aproximadamente.

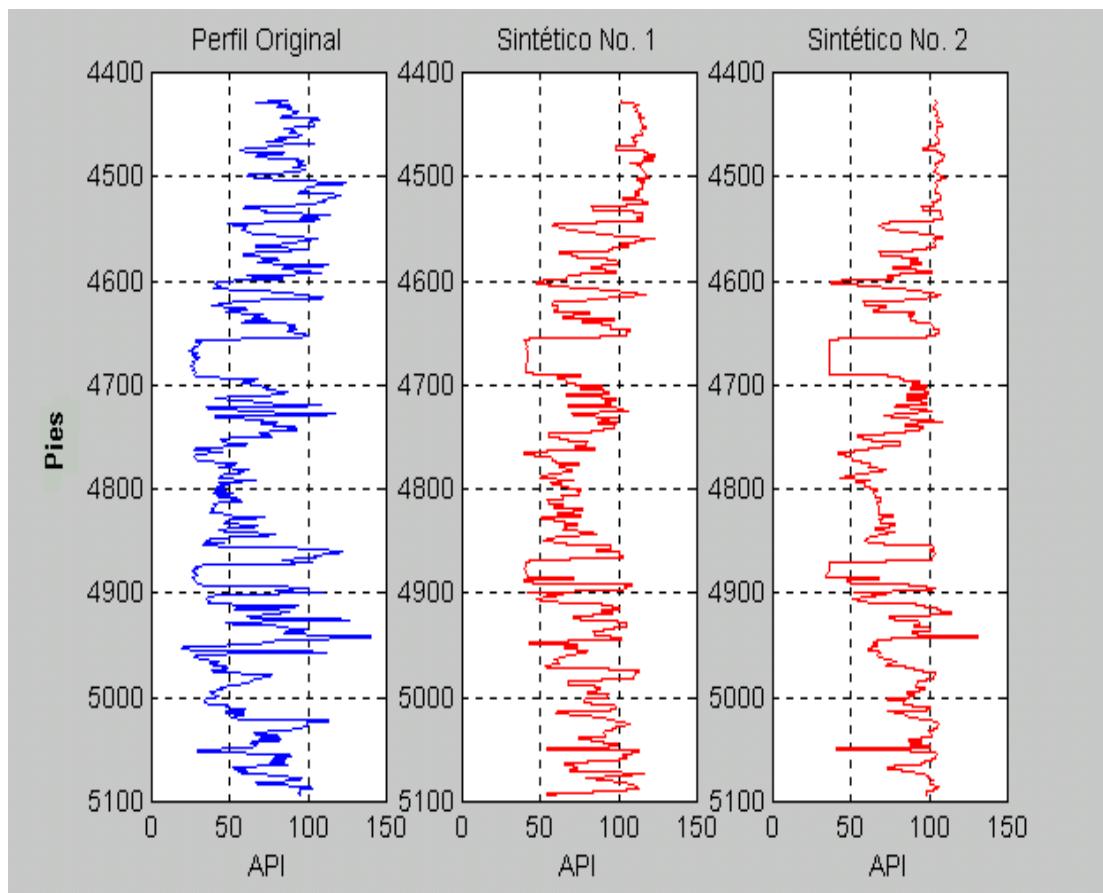


Figura No. 5.7. Registros sintéticos de rayos gamma para el pozo 442

Perfil sintético de rayos gamma No. 1

Error del registro para el intervalo completo: 26.04 API

Tabla No. 13 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 1

	Intervalo	Pendiente "m" en grados	Correlación %	Error (API)
1	4545-4560	50.8	96.0	14.33
2	4590-4632	32	71.9	25.83
3	4655-4695	16.6	32.5	17.79
4	4711-4735	2.84	7.7	28.01
5	4842-4860	21.6	70.58	23.21
6	4870-4890	< 0	-	25.71
7	4900-4910	36	47.0	24.90
8	4945-4975	1.3	3.3	33.56
9	4990-5010	48.5	80.8	54.67
10	5060-5070	6.3	18.2	14.01

Perfil sintético de rayos gamma No. 2

Error del registro para el intervalo completo: 24.34 API

Tabla No. 14 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 2

	Intervalo	Pendiente "m" en grados	Correlación %	Error (API)
1	4545-4560	40	88.10	18.85
2	4590-4632	33	74.9	25.88
3	4655-4695	35	50	16.73
4	4711-4735	29	64.2	23.76
5	4842-4860	25	71.75	24.28
6	4870-4890	1.4	5	24.40
7	4900-4910	41	76.33	24.67
8	4945-4975	6.5	16.2	34.80
9	4990-5010	47	78.0	56.25
10	5060-5070	29	71.3	18.68

Las tablas No. 13 y 14 muestran el valor de la pendiente de la recta de ajuste y el porcentaje de correlación para los registros sintéticos de rayos gamma para el pozo 442.

Se aprecia que el perfil sintético No. 2, presenta una correlación superior en 10% al porcentaje de correlación del registro sintético No. 1. Al realizar gráficos cruzados para este nivel estratigráfico (Oligoceno – Mioceno Temprano), los intervalos arenosos: 1, 2, 3, 7 y 9, de la tabla No. 14, presentan una correlación superior al 50%, así como un valor de “m” por encima de 30°. Aún cuando el intervalo 3, no presenta una correlación mayor a 50% y un ángulo entre 30° y 50°, la simulación es buena en ambos registros sintéticos.

Las bajas correlaciones y ángulo de recta para el intervalo 3, se deben a que la red neural al simular una arena limpia y gruesa, asigna un valor constante para esa arena observándose una línea vertical en el registro sintético que define el espesor de esa arena, aunado a eso, si en la misma arena la red neural simula además una zona arcillosa, asigna un valor constante también, que se aprecia como una línea horizontal. Al realizarse entonces un gráfico cruzado para esa arena, se obtendrán dos líneas tanto vertical como horizontal.

Las arenas con espesores entre 3' y 14', con alto contenido de arcilla no fueron simuladas exitosamente. Mientras que los espesores de las arenas simuladas en los intervalos 1,2,3,7 y 9, oscilaron entre 10' y 40'. El perfil sintético No. 2, fue seleccionado para realizar la evaluación petrofísica convencional con registros sintéticos.

Registros de densidad sintéticos para el pozo 442

Seguidamente, se detallan los datos relacionados con los perfiles sintéticos de densidad generados para el pozo 442.

La tabla No. 15 especifica la configuración de redes neurales utilizadas para la generación de los perfiles sintéticos.

Tabla No. 15 Configuración de las redes neurales empleadas

Registro Sintético	Red Neural	LOP	No. De nodos Ocultos	Atributos usados	Uso de Transf. de att.
1	PNN	1	-	cal, ild, sn, sp, gr	no
2	MLFN	5	16	cal, ild, sn, sp, gr	No
3	MLFN	10	33	cal, ild, sn, sp, gr	si

La tabla No. 16 Indica los valores de error y porcentaje de correlación obtenidos para los registros sintéticos de densidad del pozo 442

Tabla No. 16 Correlación y errores para registros sintéticos de densidad

Registro Sintético	Correlación %	Promedio de Factor de Correl. Normalizado (%)	Error (gr/cc)
1	44.91	69.52	0.106
2	30.56	68.90	0.106
3	31.45	71.39	0.103

Los registros de densidad sintéticos No. 1, 2 y 3, obtenidos para el pozo 442, son mostrados en la figura No. 5.8. y 5.9, respectivamente, conjuntamente con el registro de densidad original.

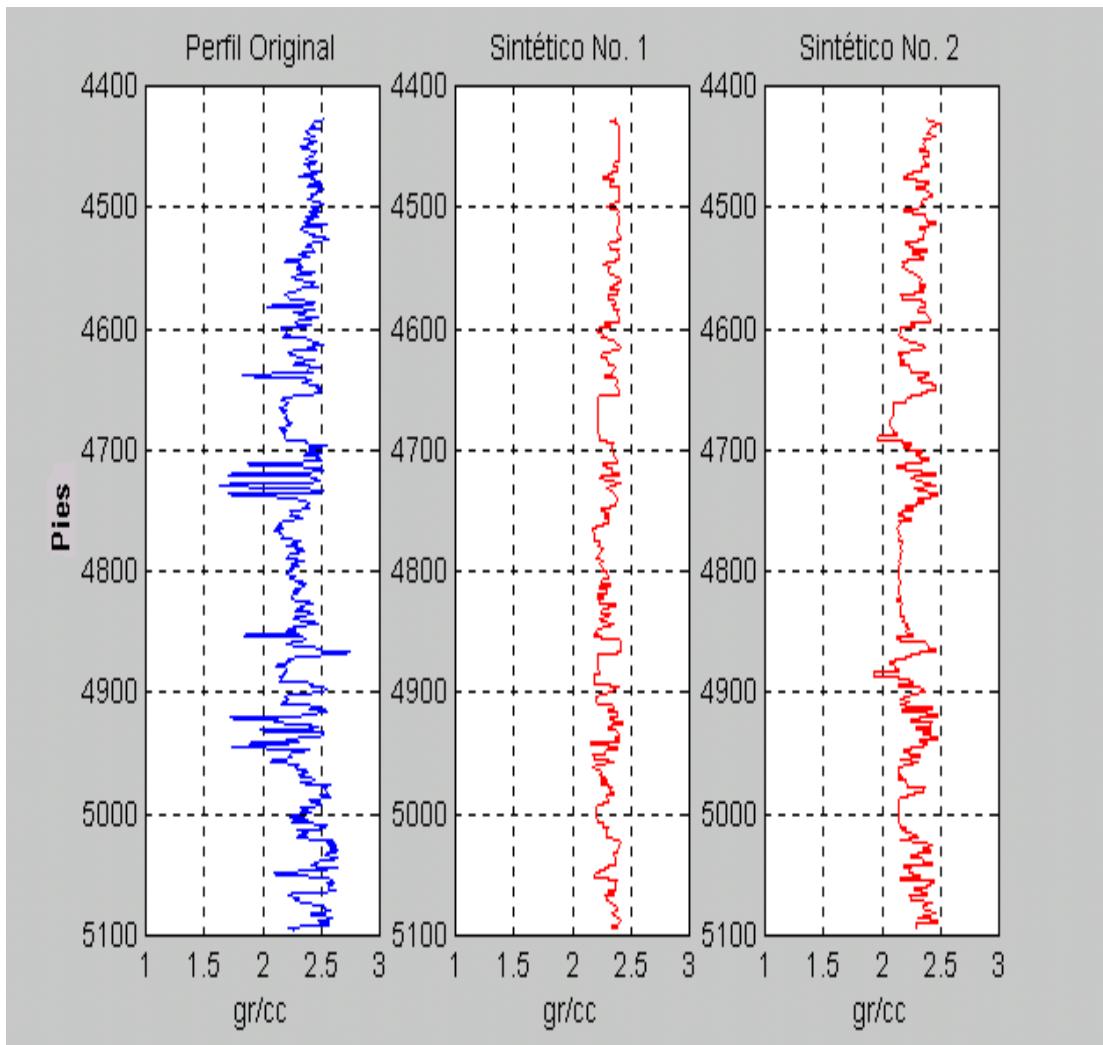


Figura No. 5.8. Registros sintéticos de densidad para el pozo 442

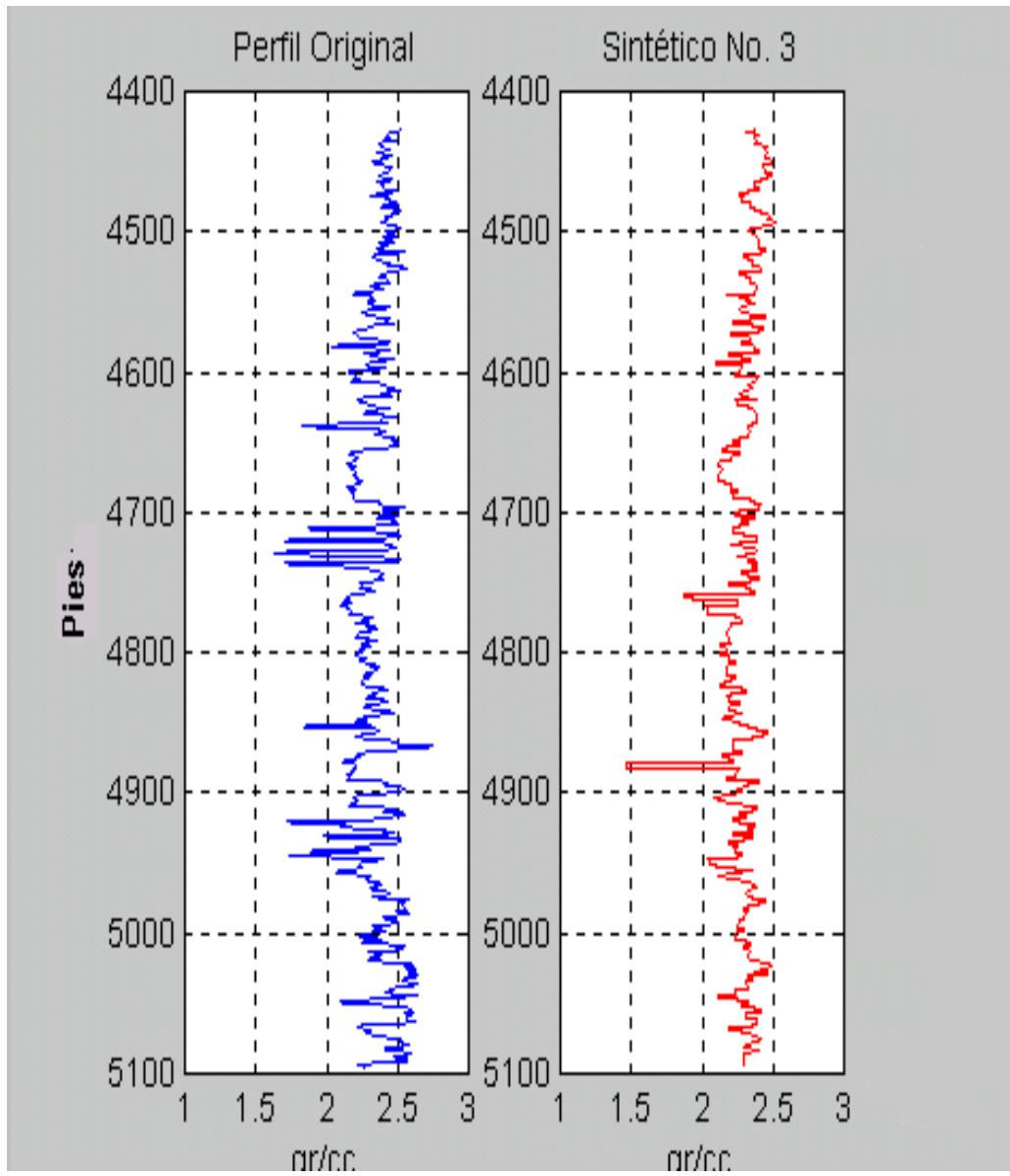


Figura No. 5.9. Registros sintéticos de densidad para el pozo 442

Perfil sintético de densidad No. 1

Error del registro para el intervalo completo: 0.139 gr/cc

Tabla No. 17 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 1

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (gr/cc)
1	4545-4560	< 0	-	0.078
2	4590-4632	26.2	80	0.090
3	4655-4695	19.5	78.3	0.045
4	4711-4735	< 0	-	0.209
5	4842-4860	13.4	43.4	0.143
6	4870-4890	6.2	35.0	0.058
7	4900-4910	21.7	85.3	0.050
8	4945-4975	< 0	-	0.154
9	4990-5010	12.1	67.2	0.191
10	5060-5070	7.1	50.0	0.168

Perfil sintético de densidad No. 2

Error del registro para el intervalo completo: 0.177 gr/cc

Tabla No. 18 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 2

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (gr/cc)
1	4545-4560	5.4	7.4	0.113
2	4590-4632	30.5	62.5	0.180
3	4655-4695	24	33.96	0.126
4	4711-4735	< 0	32	0.240
5	4842-4860	< 0	38.3	0.191
6	4870-4890	20.3	22.2	0.139
7	4900-4910	27.9	74.29	0.053
8	4945-4975	< 0	48.12	0.176
9	4990-5010	1.5	45.71	0.290
10	5060-5070	8.2	37.05	0.155

Perfil sintético de densidad No. 3

Error del registro para el intervalo completo: 0.169 gr/cc

Tabla No. 19 Características estadísticas de intervalos arenosos del sintético No. 3

	Intervalo	Pendiente "m" en grados	Correlación %	Error (gr/cc)
1	4545-4560	8	13.5	0.077
2	4590-4632	2.14	5.5	0.161
3	4655-4695	39	82.5	0.073
4	4711-4735	< 0	-	0.321
5	4842-4860	< 0	-	0.195
6	4870-4890	30.5	11.3	0.328
7	4900-4910	9.6	13.8	0.117
8	4945-4975	4.2	7.9	0.163
9	4990-5010	6.0	26.0	0.161
10	5060-5070	19.74	77.0	0.147

Las tablas No. 17, 18 y 19, muestran los datos de pendiente de ajuste y porcentaje de correlación para los registros de densidad sintéticos generados para el pozo 442.

Las correlaciones de los tres registros sintéticos mostradas en las tablas, son deficientes, así como los ángulos de la recta de ajuste, para el registro de densidad. Las correlaciones presentadas en ocho (8) de los diez (10) intervalos arenosos estudiados para cada registro sintético, son iguales o menores al 35%, además , los ángulos de la recta de ajuste son menores a 25°.

Los intervalos 3 y 6 correspondientes a las profundidades de 4655'-4695' y 4870'-4890' respectivamente (estos intervalos corresponden a las arenas Q1 y X1, señaladas como de interés prospectivo), presentan dentro de las bajas correlaciones y ángulos de pendiente, los mejores ajustes con correlaciones de 33,98% en el sintético N. 2 y 82,5% para el sintético No. 3, el mejor ángulo de ajuste se presenta en el

registro sintético No. 3 para ambas arenas, (39° para la arena Q1 y 30.5° para la arena X1).

Al analizar el registro de densidad original se aprecia que las arenas tienden a ser delgadas (entre 2' y 10' aproximadamente) y continuas a lo largo del registro. Un máximo aproximado de 3 o 4 arenas entre 14' y 35' de espesor están bien definidas en el registro. Los intervalos mejor simulados (3 y 6) del sintético 3, corresponden a estas arenas mejor definidas. El perfil sintético No. 3, se seleccionó para utilizarse en la evaluación petrofísica convencional con registros sintéticos.

Registros de rayos gamma sintéticos para el pozo 449

Las tablas No. 20 y No. 21 detallan tanto las especificaciones de la red neural, como el porcentaje de correlación obtenido por el perfil sintético y el error que se comete al generar el registro sintético.

Tabla No. 20 Características de la red neural empleada

Registro Sintético	Red Neural	LOP	No. De nodos Ocultos	Atributos usados	Uso de Transf. de att.
1	PNN	1	-	cal, ild, sn, sp, rhob	no

Tabla No. 21 Correlación y error para registros sintéticos de rayos gamma

Registro Sintético	Correlación %	Promedio de Factor de Correl. Normalizado (%)	Error (API)
1	69.43	84.48	15.45

En la figura No. 5.10., se observa para el pozo 449 el registro sintético No. 1 de rayos gamma. El registro sintético obtenido presenta deficiencias en los valores de amplitud, aunque presenta una buena forma entre los 4860' y los 4910' aproximadamente, así como también en el intervalo de 4990' - 5010'.

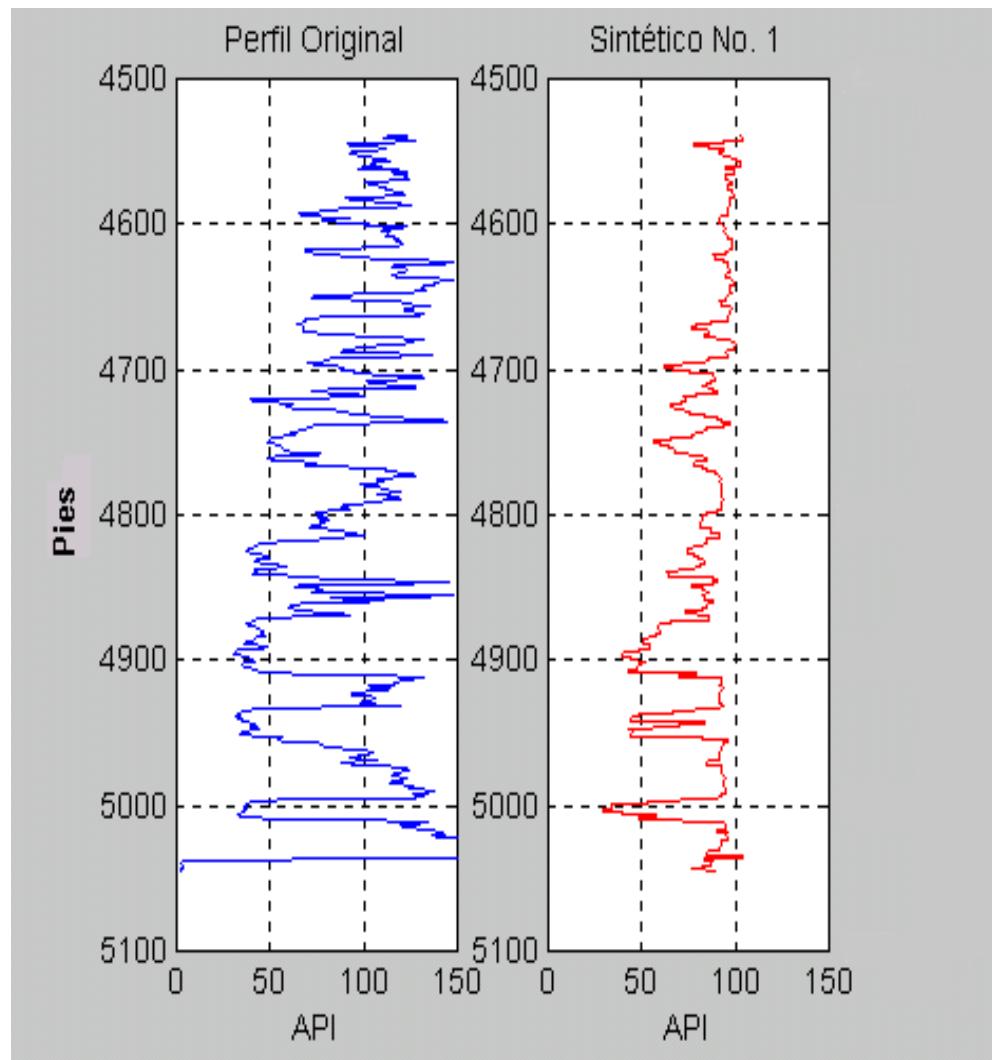


Figura No. 5.10. Registros sintéticos de rayos gamma para el pozo 449

Perfil sintético de rayos gamma No. 1

Error del registro para el intervalo completo: 27.45 API

Tabla No. 22 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 1

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (API)
1	4662-4678	8.8	42.5	18.45
2	4690-4707	15.5	50.5	23.17
3	4720-4730	3.1	24.1	17.52
4	4741-4780	18.1	46.0	13.95
5	4794-4814	23.4	77.1	6.67
6	4816-4853	12.6	55.9	29.53
7	4855-4864	3.8	90.2	29.08
8	4880-4915	38.6	77.0	19.26
9	4938-4966	34.8	77.3	21.27
10	4990-5015	50	70.0	25.27

De las distintas configuraciones empleadas para la generación de registros sintéticos de este tipo (rayos gamma), para este pozo, este perfil fue el que mejor resultados presento. Los intervalos estudiados para el pozo 449 con el registro de rayos gamma simulado, se caracterizan por tener un ángulo de la recta de ajuste menor a 25° , excepto, los intervalos 8, 9 y 10 presentados en la tabla No. 22, con ángulo entre 34° y 56° , además de tener una correlación superior al 65%.

Aún cuando el ángulo de las rectas de ajuste en el resto de los intervalos arenosos no supera los 38° , las correlaciones son buenas (mayores a 42%). Esto indica que los puntos del registro sintético se ajustan bien alrededor de una recta, sin embargo, las magnitudes de las densidades en el registro son menores hasta un 20% de las magnitudes del registro original.

El espesor de las arenas en los intervalos 8, 9 y 10 oscila entre 25' y 30'. La arena del intervalo 10, corresponde a la arena X1, la arena Q1 en el intervalo 5, se simulo pero con baja amplitud, teniendo una buena correlación (77%).

Este perfil se empleo en la realización de la evaluación petrofísica con registros sintéticos.

Registros sintéticos de densidad para el pozo 449

Seguidamente, se detallan en las tablas No. 23 y No. 24 tanto las configuraciones de red neuronal , como porcentaje de correlación y error para los registros sintéticos de densidad del pozo 449

Tabla No. 23 Características de las redes neurales utilizadas

Registro Sintético	Red Neural	LOP	No. De nodos Ocultos	Atributos usados	Uso de Transf. de att.
1	MLFN	1	3	cal, ild, sn, sp, gr	no
2	PNN	5	-	idem	no

Tabla No. 24 Correlación y errores para registros sintéticos de densidad. Pozo 449

Registro Sintético	Correlación %	Promedio de Factor de Correl. Normalizado (%)	Error (gr/cc)
1	27.89	59.43	0.115
2	35.62	88.70	6.720

Los registros sintéticos No. 1 y 2 de densidad para el pozo 449, se muestran seguidamente, en las figuras No. 5.11. De manera visual se observa que el perfil de

pozo sintético No. 2, tiene mayor similitud con el registro original que el sintético No. 1

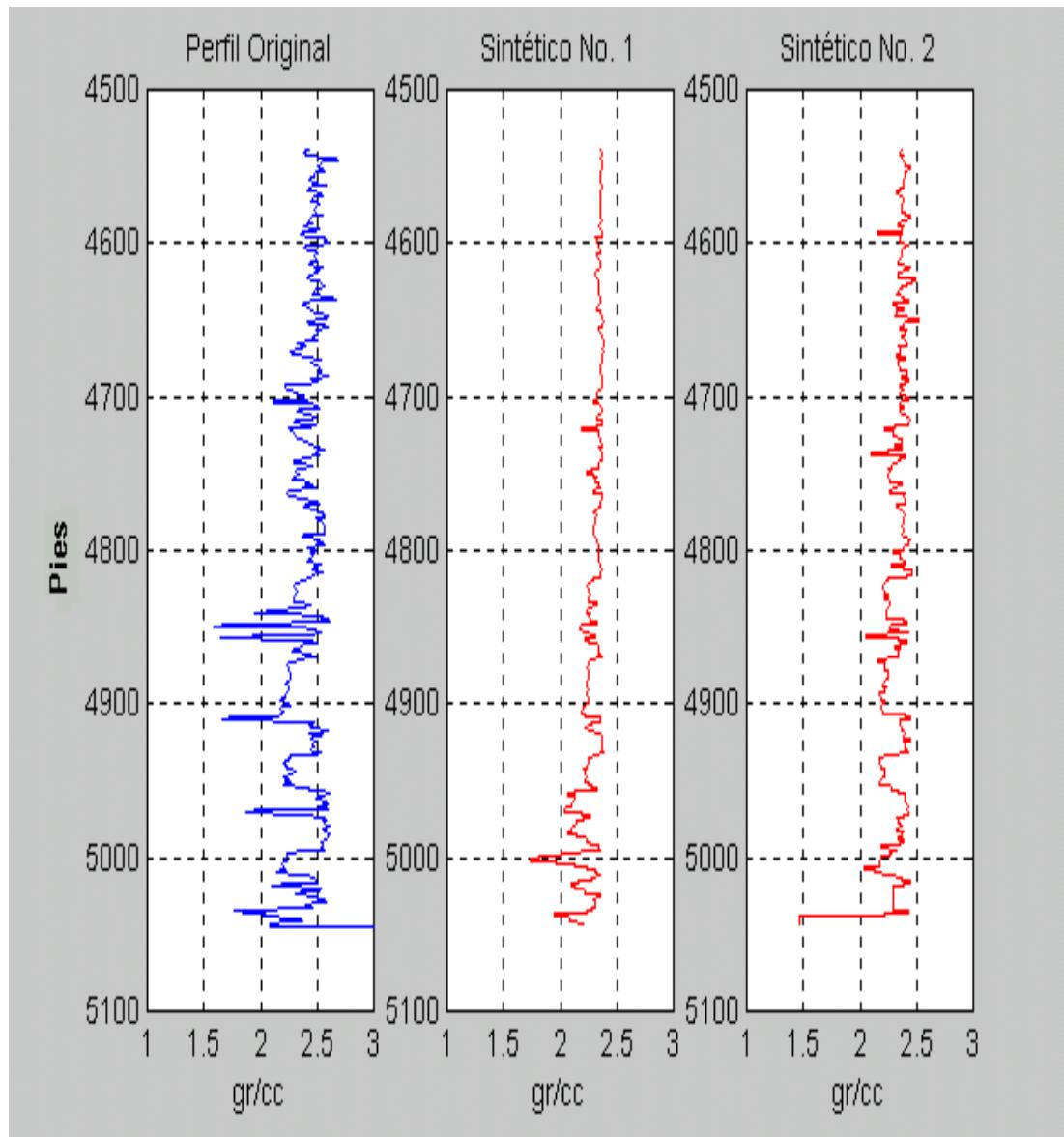


Figura No. 5.11. Registros sintéticos de densidad para el pozo 449

Perfil sintético No. 1

Error del registro para el intervalo completo: 0.189 gr/cc

Tabla No. 25 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 1

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (gr/cc)
1	4662-4678	< 0	-	0.085
2	4690-4707	2.7	18.8	0.109
3	4720-4730	41.5	69.7	0.047
4	4741-4780	0	-	0.119
5	4794-4814	< 0	-	0.141
6	4816-4853	3.3	25.6	0.197
7	4855-4864	4.9	48.0	0.273
8	4880-4915	8.7	58.0	0.157
9	4938-4966	16.6	51.6	0.269
10	4990-5015	36.8	55.8	0.255

Perfil sintético No. 2

Error del registro para el intervalo completo: 0.181 gr/cc

Tabla No. 26 Características estadísticas de intervalos arenosos para el sintético No. 2

	Intervalo	Pendiente “m” en grados	Correlación %	Error (gr/cc)
1	4662-4678	6.2	26.9	0.084
2	4690-4707	4.4	32.9	0.115
3	4720-4730	45.0	86.0	0.032
4	4741-4780	15.9	46.2	0.106
5	4794-4814	13.1	18.6	0.119
6	4816-4853	5.1	23.9	0.196
7	4855-4864	8.3	34.5	0.283
8	4880-4915	30.4	69.0	0.176
9	4938-4966	30.2	93.8	0.112
10	4990-5015	26.3	72.2	0.149

El registro sintético No. 2, presenta una correlación del 35%, superior a la correlación del sintético No. 1, al efectuar el análisis del paquete estratigráfico completo, sin embargo los errores para cada registro son similares.

De la tabla No. 26 solo los intervalos 3 y 9, se simularon adecuadamente, resultando en un ángulo de ajuste entre 30° y 45° respectivamente, mientras que las correlaciones fueron de 86% y 93% para cada intervalo.

La arena X1 en el intervalo 10, tuvo buen ajuste lineal con una correlación entre 55% y 72% según las tablas No. 25 y 26, pero las amplitudes de la arena fueron menores en el registro sintético, de las que presenta en el registro original.

El registro sintético No. 2 se empleo para realizar la evaluación petrofísica.

5.4._ Registros sintéticos obtenidos en el nivel estratigráfico P5 del transecto N. 2, correspondiente a la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Temprano)

El pozo 422 no presenta registro de densidad originalmente. Para los registros sintéticos obtenidos (del No. 1 al No. 9), se empleo la información de los registros contenidos en los pozos 440, 442, 443 y 444, coincidentes con el pozo 422, es decir solamente los registros ild, sn y sp, adicionalmente al registro de densidad contenido en esos pozos. En la tabla No. 6, se describen las configuraciones empleadas para la obtención de los registros de densidad sintéticos para el pozo 422.

Tabla No. 27 Configuración de las redes empleadas para los registros sintéticos del pozo 422

Perfil sintético	Figura	Red Neural	Long de operador	Nodos ocultos	Aplicación de Transf. de atributos
1	5.10	MLFN	1	2	SI
2	5.11	MLFN	1	16	SI
3	5.12	MLFN	1	16	SI
4	5.13	PNN	5	-	NO
5	5.14	PNN	5	-	SI
6	5.15	PNN	5	-	SI
7	5.16	MLFN	5	16	SI
8	5.17	MLFN	5	10	NO
9	5.18	MLFN	5		SI

Para el pozo 422, se muestran en las figuras No. 5.12, los registros sintéticos de densidad del No. 1 al No. 3, generados para el intervalo P5.

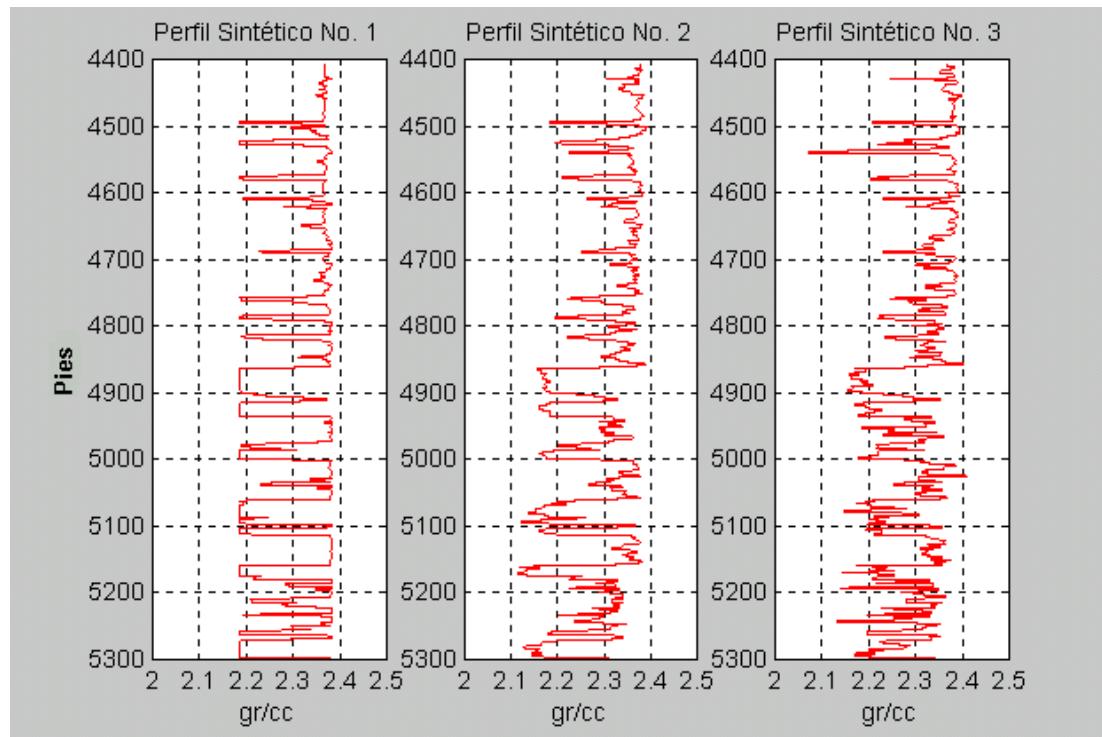


Figura No. 5.12. Perfiles de densidad sintéticos para el pozo 422

Se muestran en las figuras No. 5.13. y 5.14. los registros sintéticos del No. 4 al No. 9, de densidad para el pozo 422.

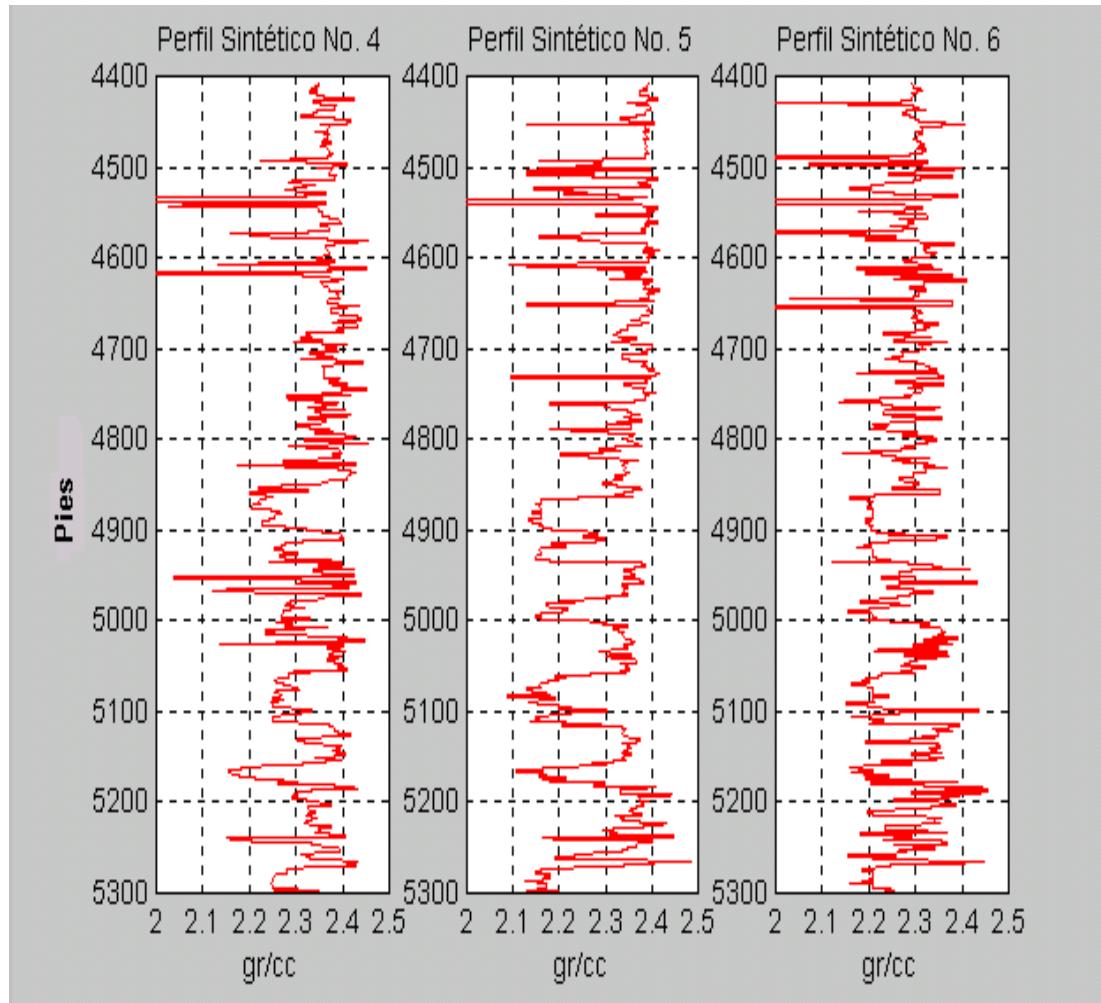


Figura No. 5.13. Perfiles de densidad sintéticos en el intervalo P5 para el pozo 422

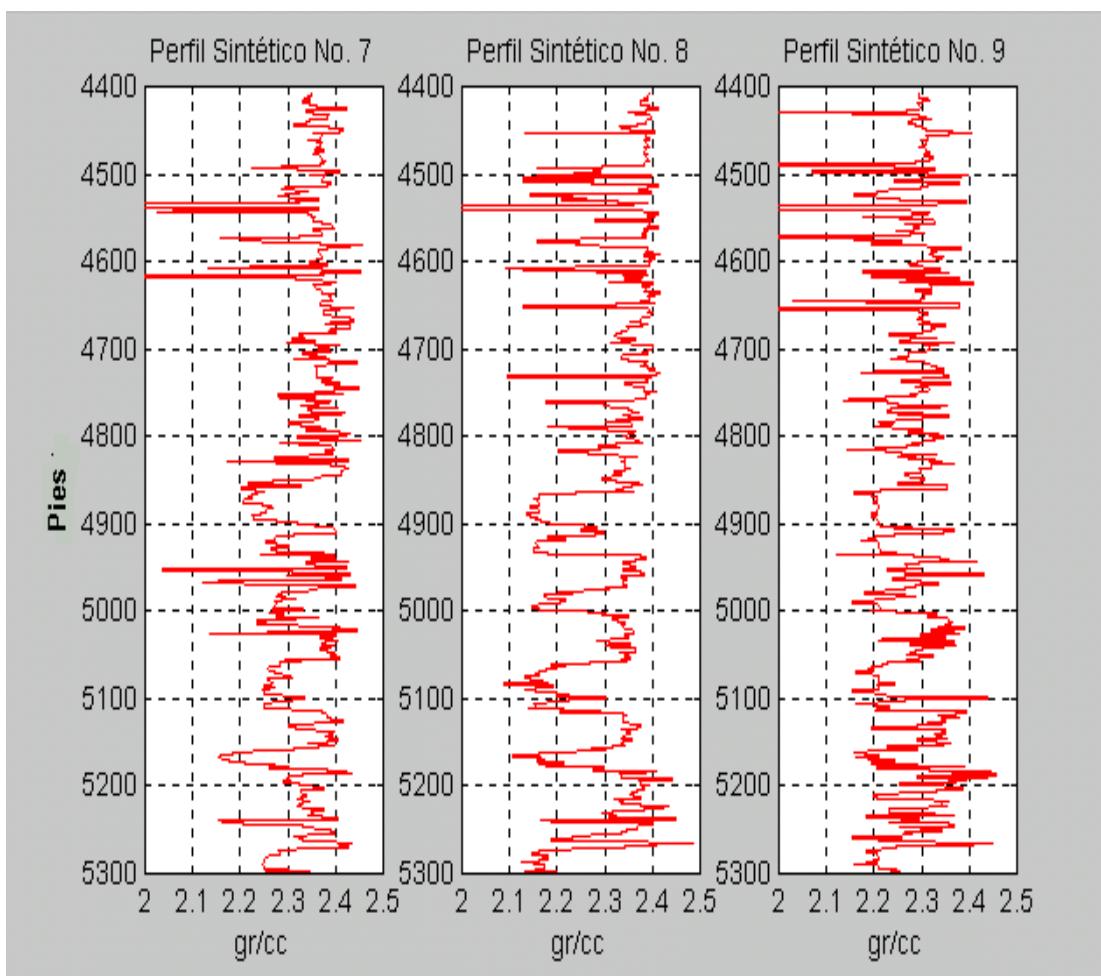


Figura No. 5.14. Perfiles de densidad sintéticos para el intervalo P4

Al realizar una análisis visual de los registros sintéticos, con el registro de potencial espontáneo original del pozo 422, se pudo observar que se logró simular 20 arenas con un espesor que oscila entre los 6' y los 39' aproximadamente.

La línea base de lutitas para este registro se localiza en -36mV, las arenas presentan valores de SP más negativos.

Las arenas que se simularon, presentan una amplitud en el registro de SP inferiores a los -80mV, así como bajo volumen de arcilla.

Se observó igualmente que 14 arenas no fueron simuladas; las mismas presentaron una amplitud en el registro de SP mayor a -75mV (arenas arcillosas), espesores que oscilaron entre 2' y los 6', aproximadamente.

Al compararse el registro de densidad sintético obtenido, con los registros de densidad de los pozos 442 y 449, se puede afirmar que los cuerpos arenosos simulados más gruesos se encuentran dentro del rango de densidad que presentan los registros de densidad originales en arenas de similar espesor y forma. Sin embargo, se tienen arenas delgadas entre 3' y 6' en los registros de densidad original que superan los 2 gr/cc.

No es posible realizar una evaluación cuantitativa de los registros sintéticos obtenidos, al no poder contar con datos que permitan efectuar una validación de los mismos, pero es posible afirmar que son más confiables los registros que presentan menor distorsión de las arenas gruesas y de mayor amplitud del registro de potencial espontáneo, ya que estas se han podido apreciar en ocho de los nueve registros obtenidos de manera clara.

5.5._ Evaluación mediante gráficos cruzados de los registros sintéticos obtenidos.

Aún cuando el ángulo de las rectas de ajuste para los distintos registros sintéticos es bajo (menor a 40°), se observan mejores ajustes respecto a esa recta y un mayor porcentaje de correlación al estudiar los registros por intervalos de menor espesor que el paquete estratigráfico completo. La figura No. 5.15. muestra un gráfico

cruzado para el pozo 442, entre los datos original y sintético No. 1, para un registro de rayos gamma. La pendiente de la recta de correlación es de 30.83°

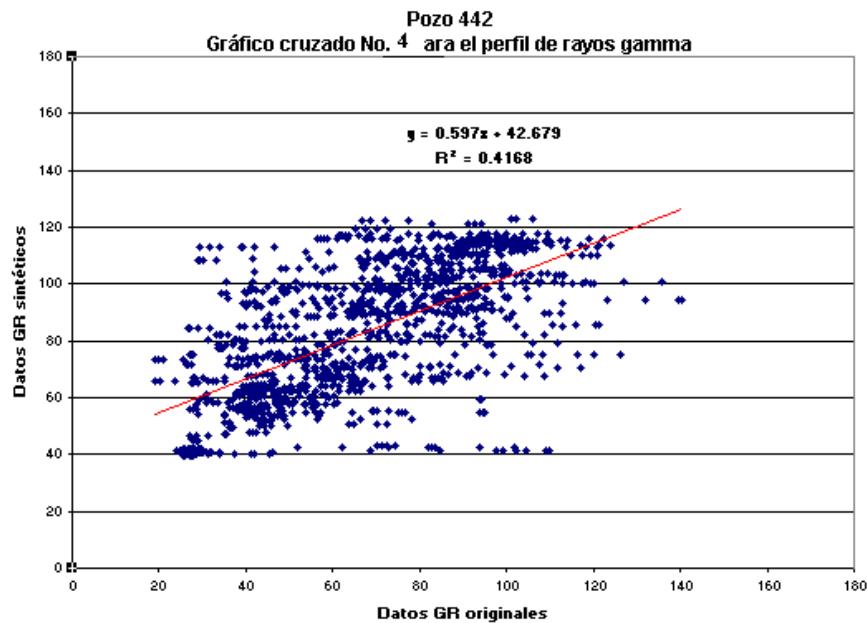


Figura No. 5.15. Gráfico cruzado para el registro sintético No. 1 del pozo 442

La figura No. 5.16. muestra un gráfico cruzado para el pozo 442, entre los datos original y sintético No. 2, para un registro de rayos gamma. La pendiente de la recta de correlación es de 31.74°

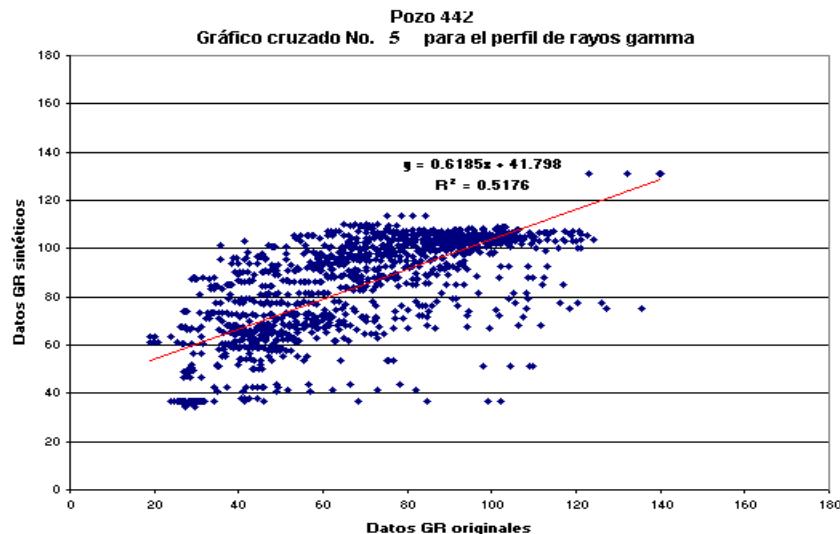


Figura No. 5.16. Gráfico cruzado para el registro sintético No. 2 del pozo 442

La figura No. 5.17 y 5.18 muestran gráficos cruzados para el pozo 442, entre los datos original, sintético No. 1, y sintético No. 2 para un registro de densidad. La pendiente de la recta de correlación es de 11.64° en el primer gráfico y de 12.54° para el segundo gráfico

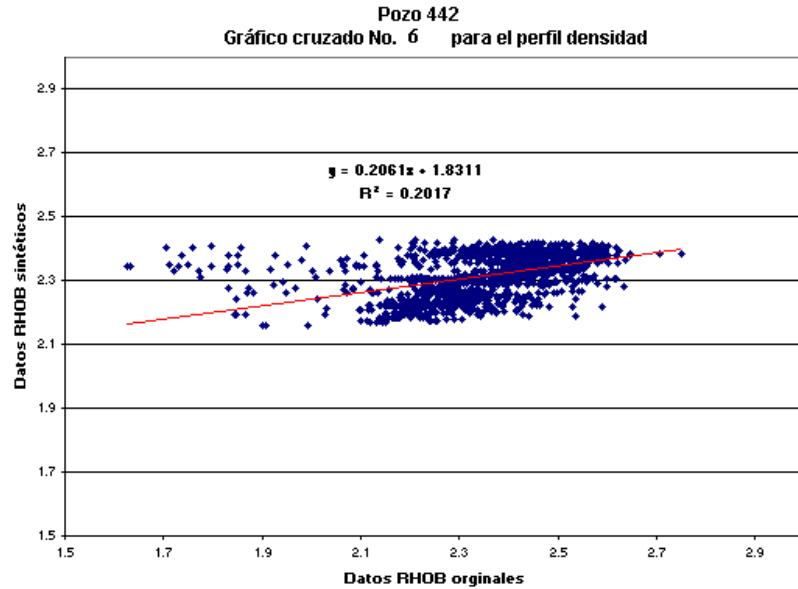


Figura No. 5.17. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 442

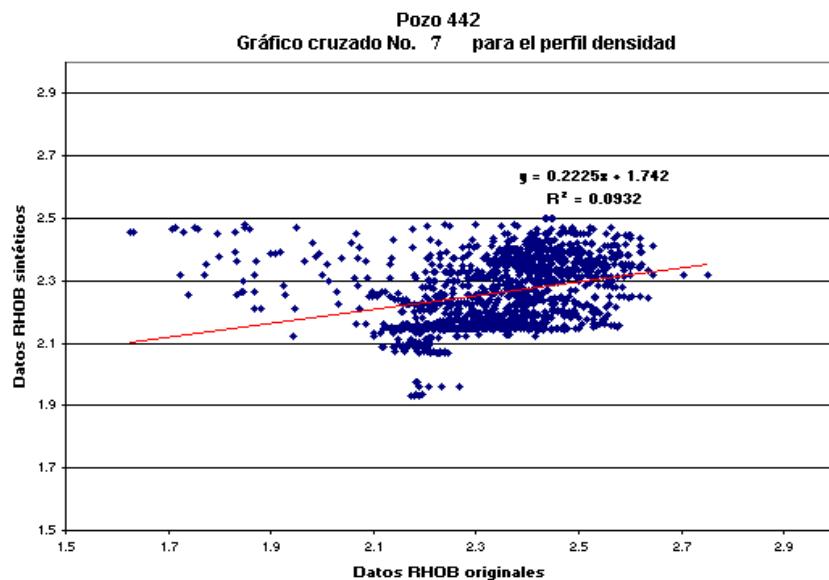


Figura No. 5.18. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2 del pozo 442

La figura No. 5.19. muestra un gráfico cruzado para el pozo 442, entre los datos original y sintético No. 3, para un registro de densidad. La pendiente de la recta de correlación es de 13.60° .

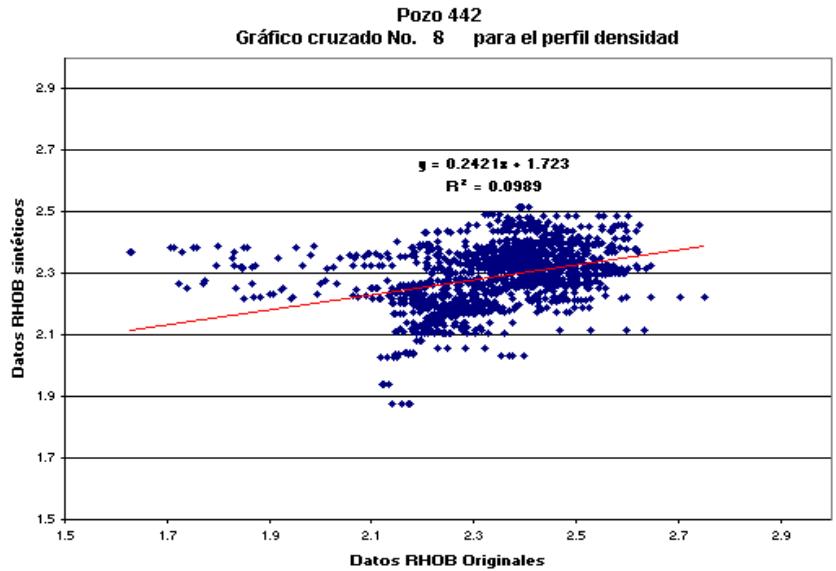


Figura No. 5.19. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 3 del pozo 442

La figura No. 5.20. muestra un gráfico cruzado para el pozo 449, entre los datos original y sintético No. 1, para un registro de rayos gamma. La pendiente de la recta de correlación es de 17.35°

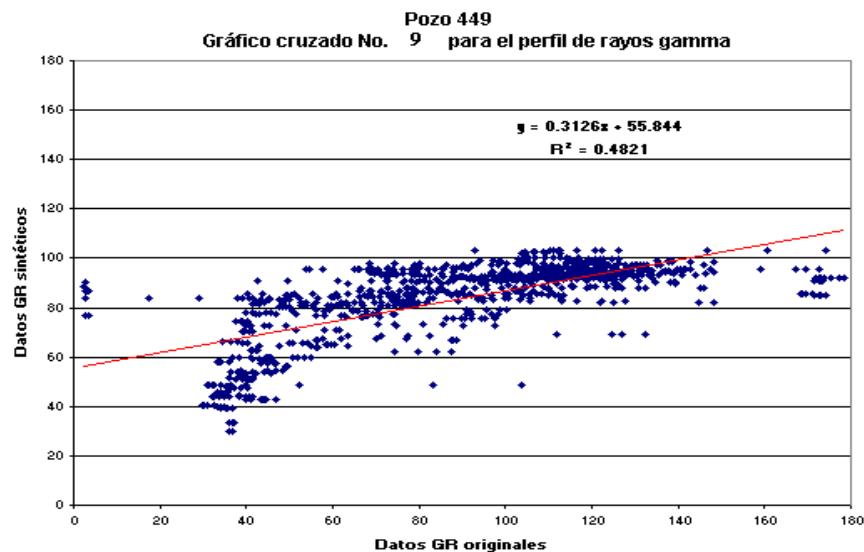


Figura No. 5.20. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 449

La figura No. 5.21. muestra un gráfico cruzado para el pozo 449, entre los datos original y sintético No. 1, para un registro de densidad. La pendiente de la recta de correlación es de 9.78°.

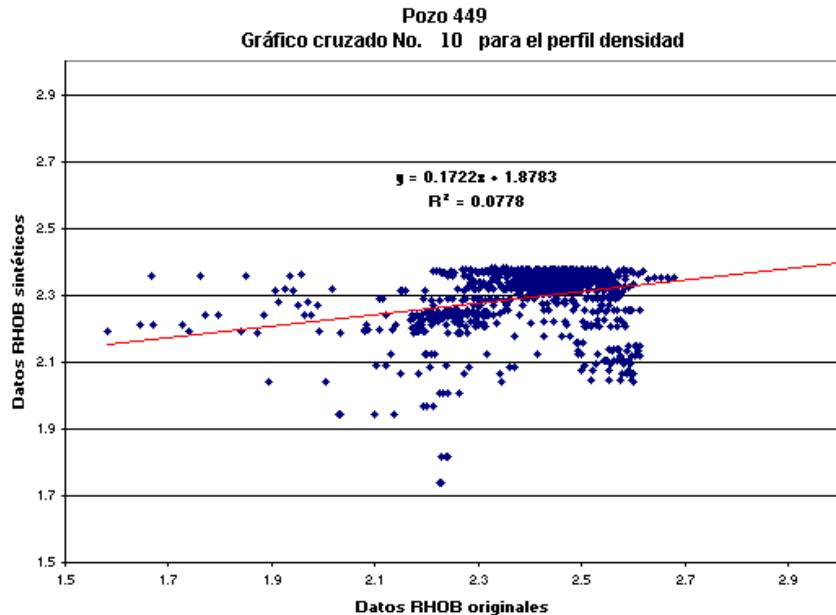


Figura No. 5.21. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 1 del pozo 449

La figura No. 5.22. muestra un gráfico cruzado para el pozo 442, entre los datos original y sintético No. 2, para un registro de rayos gamma. La pendiente de la recta de correlación es de 16.79°

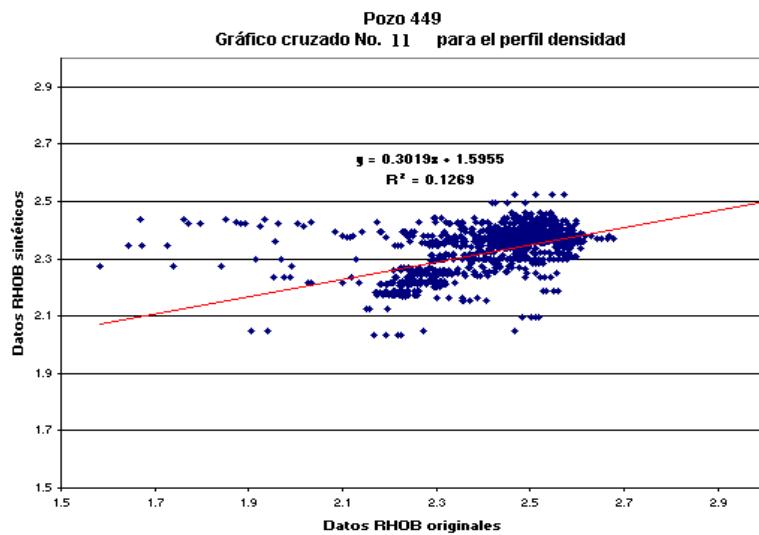


Figura No. 5.22. Gráfico cruzado para el perfil sintético No. 2 del pozo 449

5.6._ Resultados de la evaluación petrofísica con registros originales, en el nivel estratigráfico prospectivo P5, de la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Temprano)

La figura No. 5.23. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 442, con parámetros de la arena Q1, entre 4654' y 4698' de profundidad.

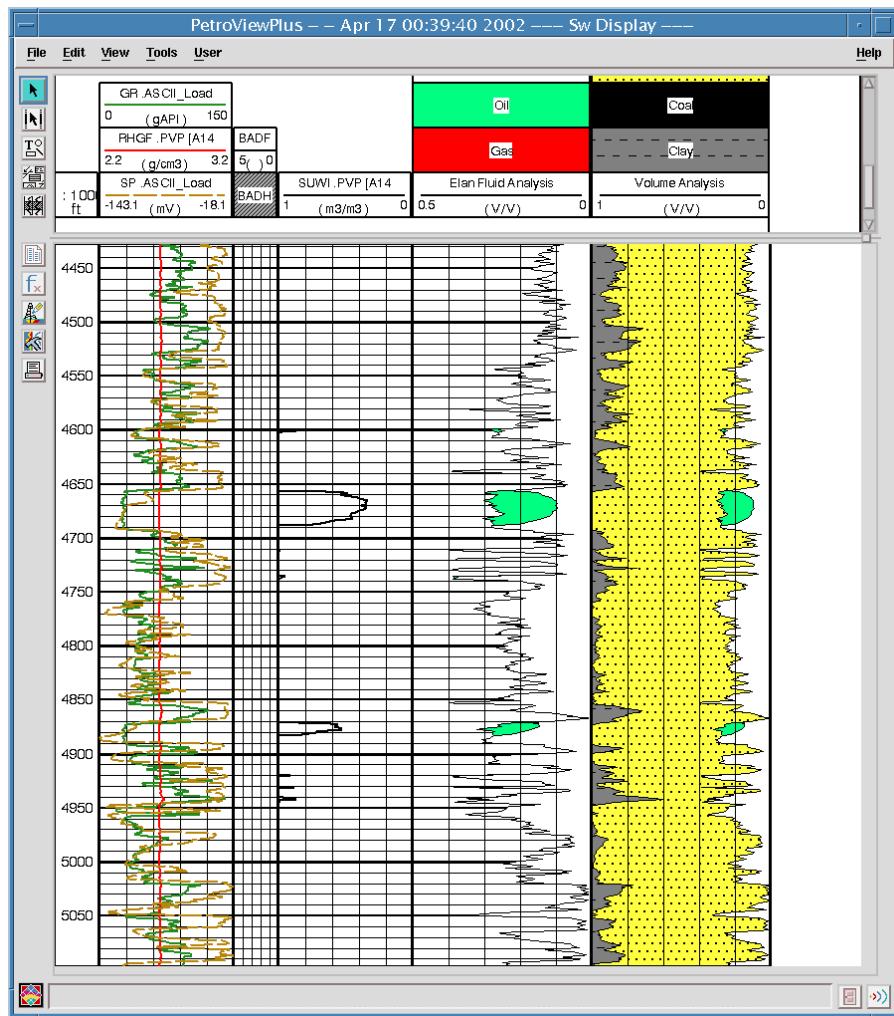


Figura No. 5.23. Evaluación petrofísica No. 1 para el pozo 442

La figura No. 5.24 muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 442, con parámetros de la arena Q1, con profundidad entre 4654' y 4698' y el registro de rayos gamma.

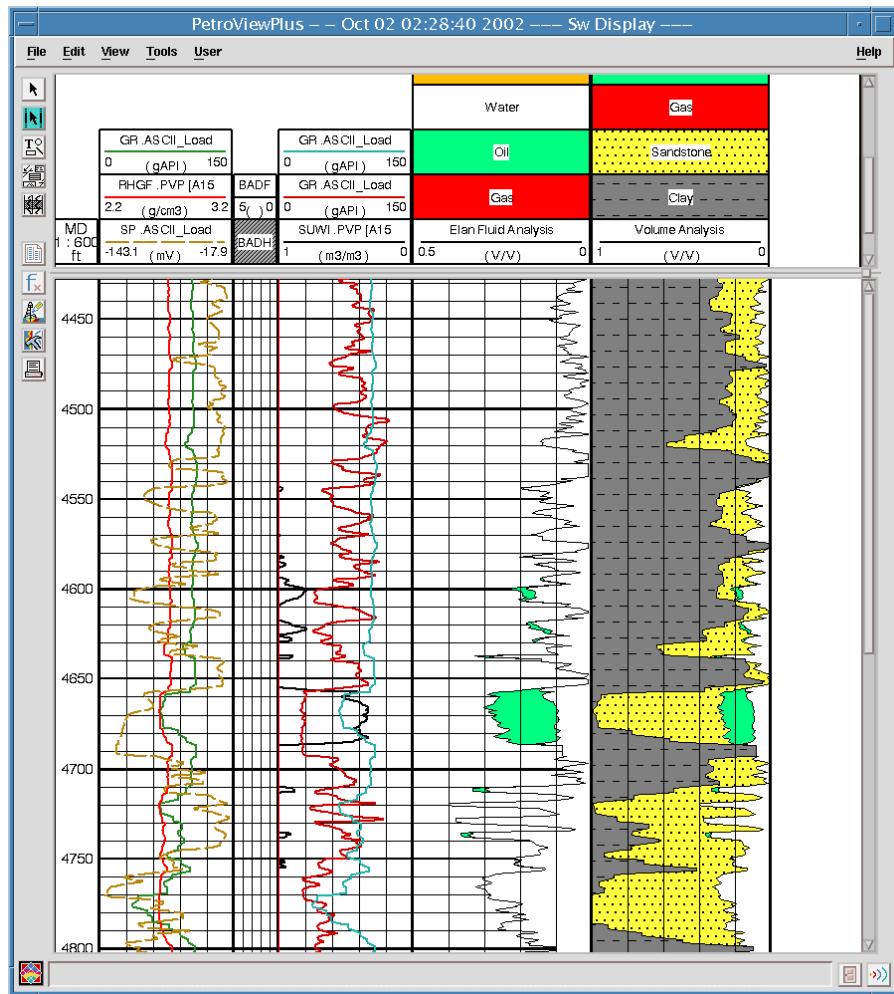


Figura No. 5.24. Evaluación petrofísica No. 1 con perfil GR sintético para el pozo 442

La figura No. 5.25. muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 442, con parámetros de la arena Q1, con profundidad entre 4654' y 4698'.

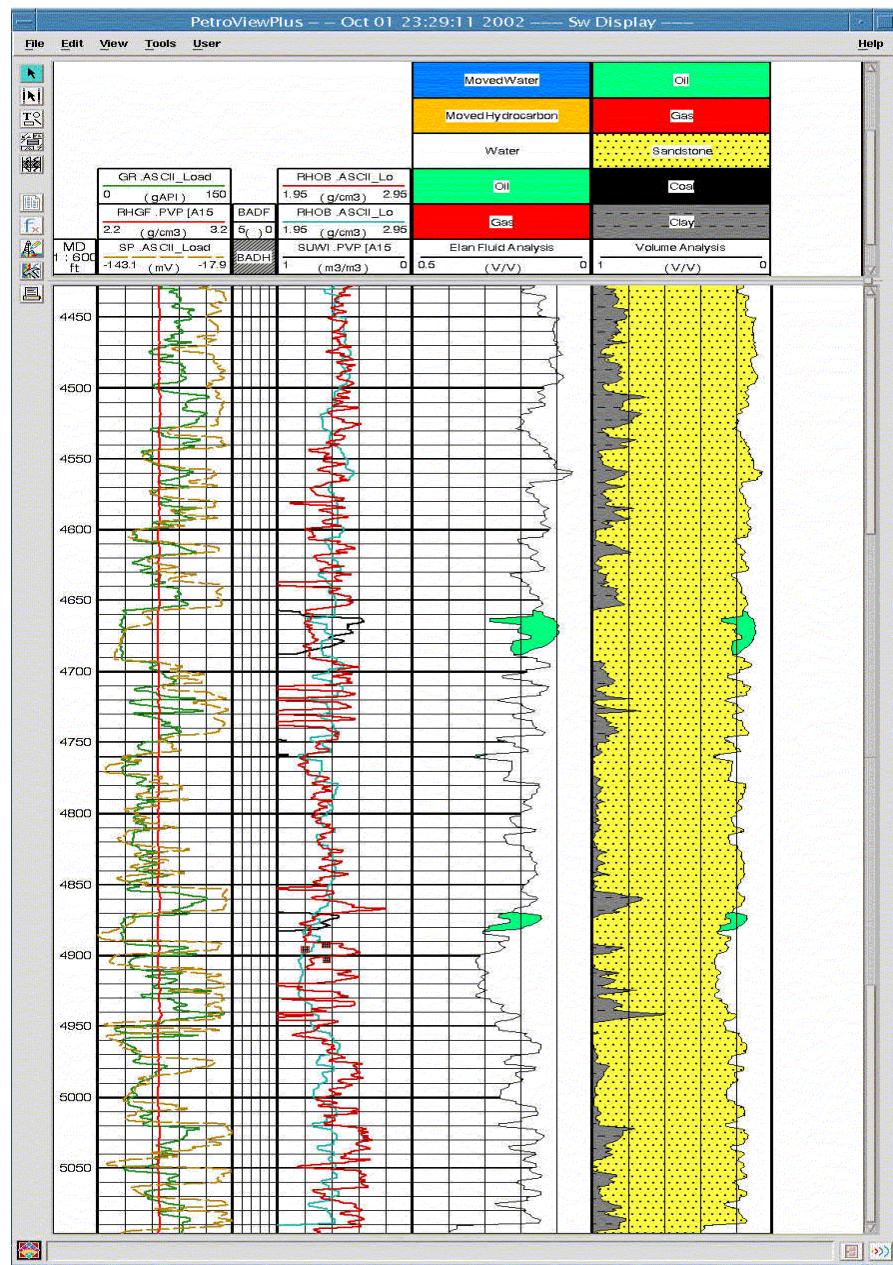


Figura No. 5.25. Evaluación petrofísica No. 2 con perfil RHOB sintético para el pozo 442

Al observar las características de pendiente y correlación para los distintos intervalos de analizados, se aprecia que se obtuvieron correlaciones superiores al 50% para los intervalos 1,2,4,5 y 7 de la tabla No. 27 de volumen de arena, sin embargo los ángulos de las pendientes de ajuste indican que la curva de VSAN por registro sintético, simulo los intervalos 2, 3 , 5 y 6 por exceso, mientras que los intervalos 1, 4 y 7 fueron estimados por defecto en la cantidad de volumen de arenas. De manera similar, ocurre con la curva de volumen de arcilla, donde solo dos intervalos fueron estimados por defecto, es decir se estimo por debajo de lo mostrado por la curva de VCL real, la cantidad de volumen de arcilla.

En la tabla para la curva de porosidad efectiva, la cual se obtuvo por uso del registro de densidad sintético, las porosidades fueron estimadas por defecto.

Tabla No. 27.1 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (VSAN) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m ³ /m ³)
1	4545-4560	26.45	54.71	0.60
2	4590-4632	56.38	62.63	0.59
3	4655-4695	56.79	28.72	0.40
4	4711-4735	38.58	62.75	0.19
5	4842-4860	53.20	84.76	0.28
6	4870-4890	< 0	-	0.45
7	4900-4910	44.23	99.36	0.01
8	4945-4975	0	-	0.17
9	4990-5010	0	-	0.09
10	5060-5070	51.34	49.35	0.78

Error del registro para el intervalo completo: 0.791 m³/m³

Tabla No. 28 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (VCL) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4545-4560	9.93	65.63	0.66
2	4590-4632	39	44.0	0.65
3	4655-4695	80	32.23	0.48
4	4711-4735	< 0	-	0.22
5	4842-4860	53	78.10	0.31
6	4870-4890	77	40.15	0.50
7	4900-4910	0	-	0.01
8	4945-4975	< 0	-	0.19
9	4990-5010	< 0	-	0.34
10	5060-5070	73.7	80.29	0.10

Error del registro para el intervalo completo: 0.443 m³/m³

Tabla No. 29 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (PIGN) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4545-4560	13.02	36.97	0.10
2	4590-4632	< 0	28.77	0.08
3	4655-4695	33.0	59.92	0.07
4	4711-4735	26.81	40.68	0.14
5	4842-4860	61.92	56.55	0.09
6	4870-4890	4.6	12.37	0.05
7	4900-4910	3.6	65.80	0.09
8	4945-4975	2.6	6.63	0.08
9	4990-5010	14.77	38.47	0.18
10	5060-5070	< 0	83.10	0.09

La figura No. 5.26. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 442, con parámetros de la arena X1, entre 4868' y 4890' de profundidad, con registros originales.

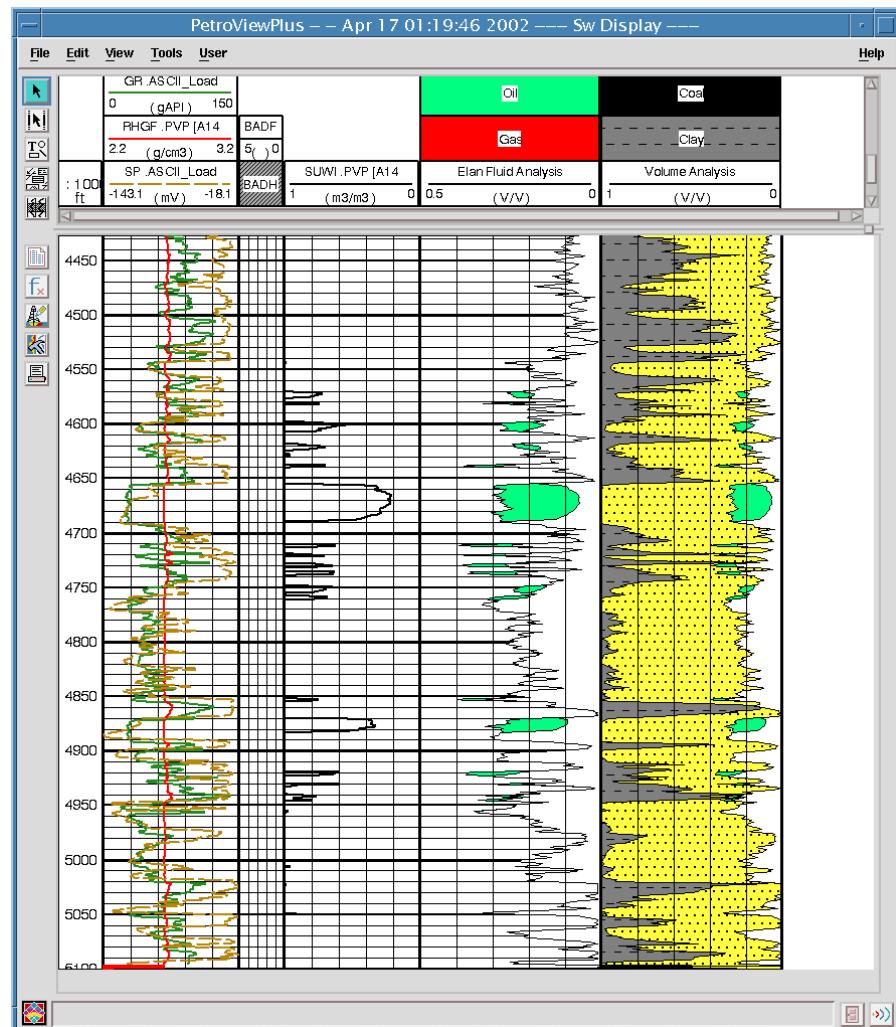


Figura No. 5.26. Evaluación petrofísica No. 2 para el pozo 442

La figura No. 5.27. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 442, con parámetros de la arena X1, con profundidad entre 4868' y 4951' con el registro de rayos gamma sintético.

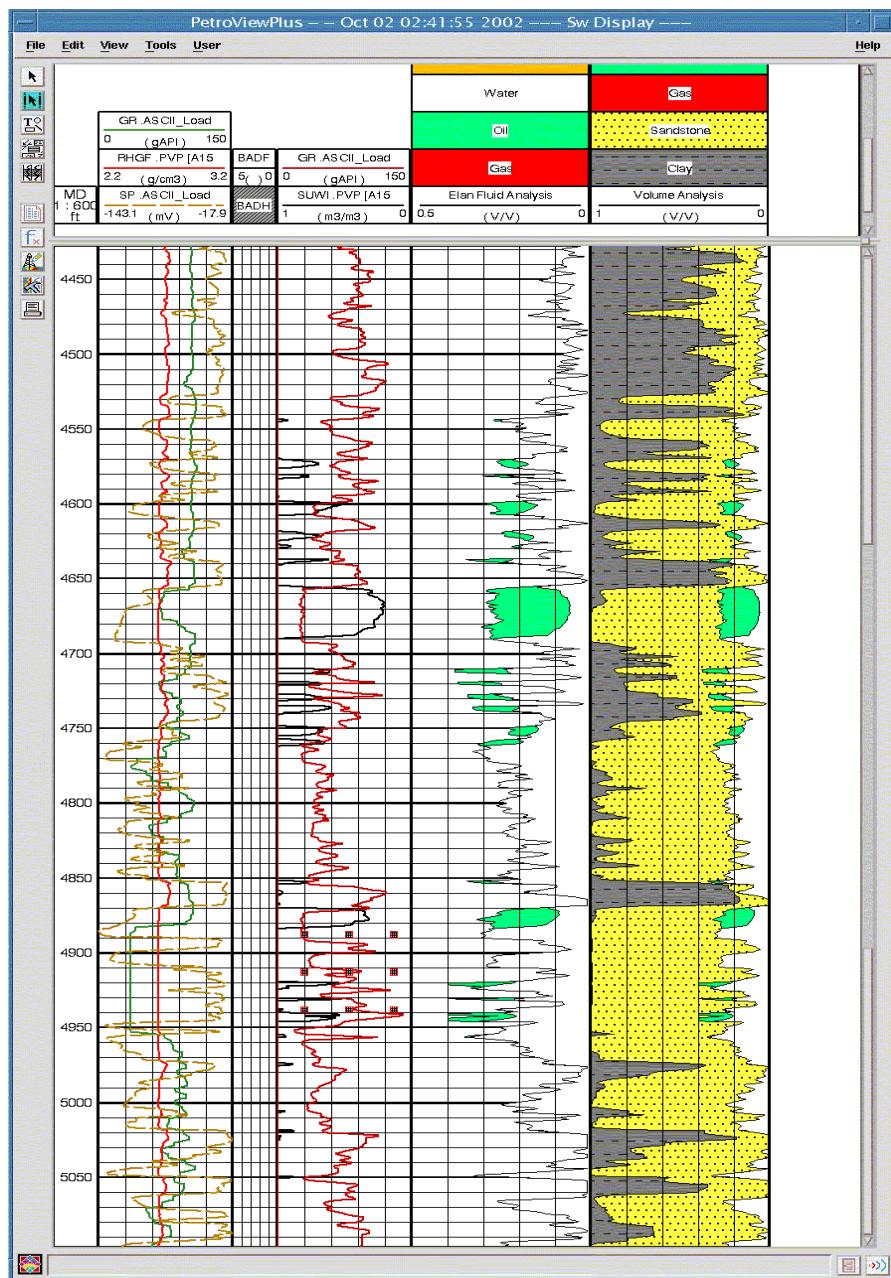


Figura No. 5.27. Evaluación petrofísica No. 3 con perfil GR sintético para el pozo 442

La figura No. 5.30. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 442, con parámetros de la arena X1, con profundidad entre 4868' y 4951' para el registro de densidad sintético.

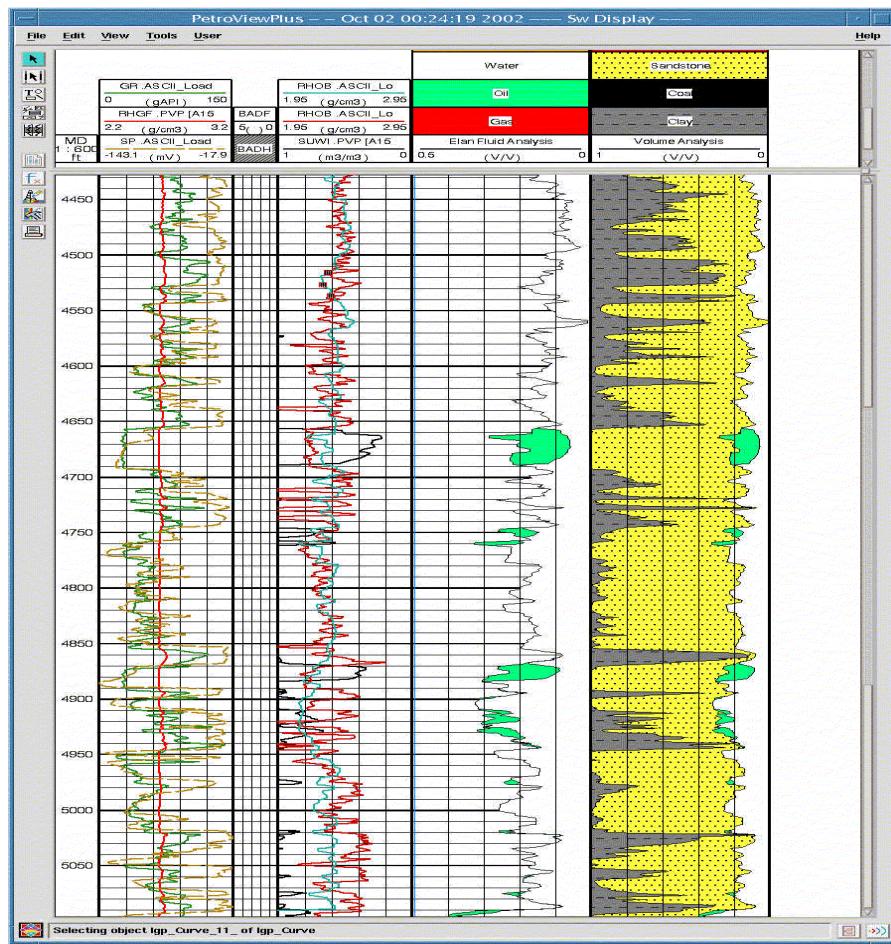


Figura No. 5.28. Evaluación petrofísica No. 4 con perfil RHOB sintético para el pozo 442

Error del registro para el intervalo completo: 0.777 m³/m³

Tabla No. 29.1 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arena (VSAN) con el perfil de rayos gamma sintético para el pozo 442

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4545-4560	46.42	99.2	0.03
2	4590-4632	44.50	94.0	0.06
3	4655-4695	64.84	84.2	0.06
4	4711-4735	16.38	46.7	0.25
5	4842-4860	43.48	77.21	0.26
6	4870-4890	44.15	91.7	0.01
7	4900-4910	43.10	97.9	0.01
8	4945-4975	30.82	72.6	0.15
9	4990-5010	46.02	50.7	0.08
10	5060-5070	56.13	88.0	0.07

Error del registro para el intervalo completo: 0.552 m³/m³

Tabla No. 30 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arcillosidad (VCL) con el perfil de rayos gamma para el pozo 442

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4545-4560	45.70	94.6	0.03
2	4590-4632	45.85	96.6	0.06
3	4655-4695	59.89	87.1	0.06
4	4711-4735	0	-	0.30
5	4842-4860	40.0	73.47	0.29
6	4870-4890	42.67	94.0	0.01
7	4900-4910	0.22	-	0.01
8	4945-4960	0.8	-	0.17
9	4990-5010	68.50	59.50	0.09
10	5060-5070	60.48	99.12	0.07

Error del registro para el intervalo completo: 0.423 m³/m³

Tabla No. 31 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de porosidad (PING) con el perfil de densidad sintético para el pozo 442

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m ³ /m ³)
1	4545-4560	27.29	65.9	0.10
2	4590-4632	5.1	21.4	0.08
3	4655-4695	33.98	63.8	0.07
4	4711-4735	6.27	30.7	0.13
5	4842-4860	13.96	63.90	0.09
6	4870-4890	4.0	10.5	0.05
7	4900-4910	3.54	59.2	0.09
8	4945-4975	0	-	0.08
9	4990-5010	16.08	41.48	0.08
10	5060-5070	< 0	73.32	0.09

El análisis de las curvas petrofísicas de volumen de arena (VSAN), volumen de arcilla (VCL) y porosidad efectiva (PING), generadas con los registros de rayos gamma y densidad sintéticos, bajo las características de la arena X1, de la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno), se muestran en las tablas No. 29, 30 y 31.

Las magnitudes del contenido de arena en la curva VSAN sintética, se corresponden con las magnitudes de la curva VSAN original, las correlaciones encontradas son mayores al 50%, excepto para el intervalo 4, levemente inferior. Así mismo los ángulos de las rectas de ajuste varían alrededor de los 45%, con una diferencia máxima de 10° y una diferencia mínima de 0.5°. Mientras la curva de volumen de arena original indica un espesor de 425,60' con zonas con contenido de arena mayor o igual al 50%, la curva sintética indica 432.26' de espesor para el mismo porcentaje arenoso, cometiéndose un error del 1.56%.

En los intervalos con un contenido nulo de arena (4716'-4729', 4854'- 4865' y 4938'- 4944'), según la curva VSAN original, la curva sintética las muestra con contenido arenoso del 25%.

Al respecto de la curva de volumen de arcilla (VCL) sintética, existe una correspondencia en forma respecto al registro VCL original, sin embargo en los intervalos 3, 9 y 10 de la tabla No. 29, se observa que el ángulo de la recta de ajuste es superior a los 45° por 14° como mínimo. Esto indica que la curva sintética sobreestima esos intervalos de arcillas.

La figura No. 5.29. muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 449, con parámetros de la arena Q1, entre 4790' y 4848' de profundidad y registros originales.

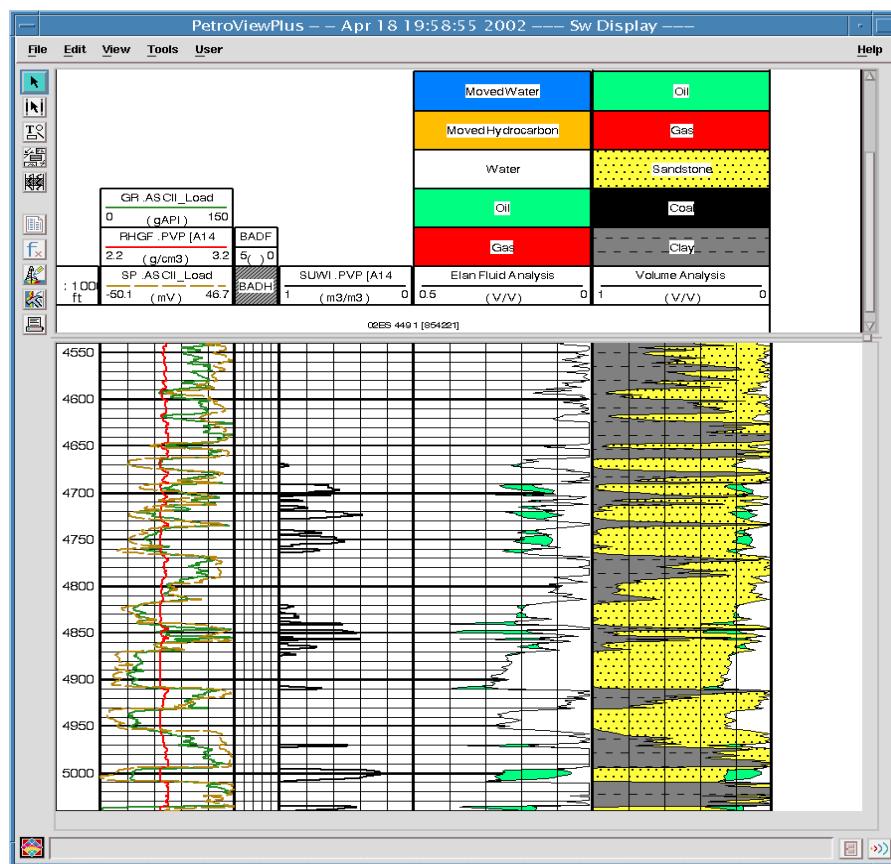


Figura No. 5.29. Evaluación petrofísica No. 1 para el pozo 449

La figura No. 5.30. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 449, con parámetros de la arena Q1, a la profundidad de 4790' y 4848' con el registro de rayos gamma.

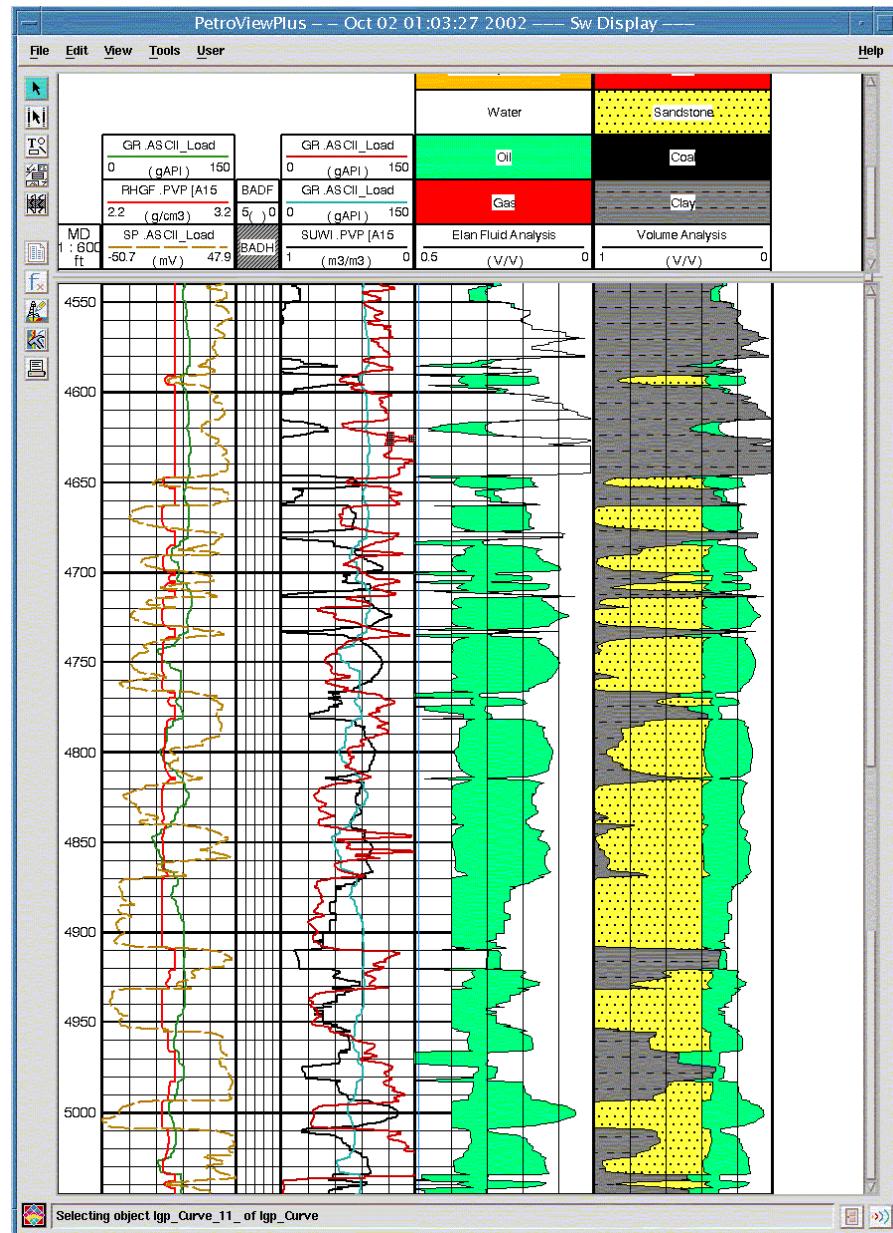


Figura No. 5.30. Evaluación petrofísica No. 1 con perfil GR sintético para el pozo 449

La figura No. 5.31. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 449, con parámetros de la arena Q1, con registro de densidad sintético.

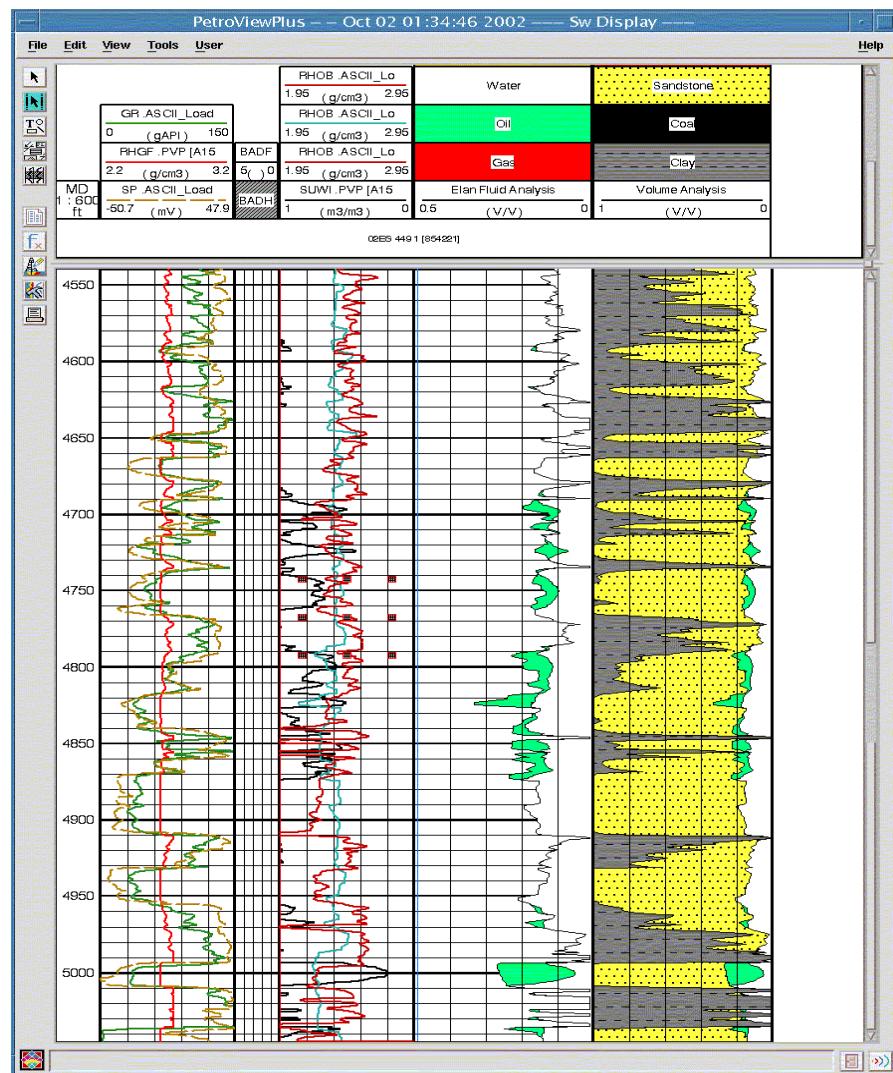


Figura No. 5.31. Evaluación petrofísica No. 2 con perfil RHOB sintético para el pozo 449

Error del registro para el intervalo completo: 0.574 m³/m³

Tabla No.32 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arcillosidad (VCL) con el perfil de rayos gamma para el pozo 449

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4662-4678	47.90	94.30	0.082
2	4690-4707	22.05	47.97	0.225
3	4720-4730	42.05	37.36	0.057
4	4741-4780	32.93	68.90	0.170
5	4794-4814	46.75	62.58	0.065
6	4816-4853	1.12	0.42	0.247
7	4855-4864	< 0	24.40	0.385
8	4880-4915	39.45	86.20	0.113
9	4938-4966	41.10	68.67	0.095
10	4990-5015	20.35	93.80	0.0348

Error del registro para el intervalo completo: 0.367 m³/m³

Tabla No. 33 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de porosidad efectiva (PING) con el registro de densidad sintético para el pozo 449

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4662-4678	< 0	1.33	0.048
2	4690-4707	1.55	0.68	0.059
3	4720-4730	6.41	8.19	0.057
4	4741-4780	< 0	3.76	0.050
5	4794-4814	< 0	12.81	0.102
6	4816-4853	1.16	0.15	0.076
7	4855-4864	4.74	3.61	0.078
8	4880-4915	< 0	8.00	0.083
9	4938-4966	< 0	18.90	0.092
10	4990-5015	5.99	3.00	0.083

La figura No. 5.32. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 449, con parámetros de la arena X1, con profundidad entre 4993' y 5011', con registros originales.

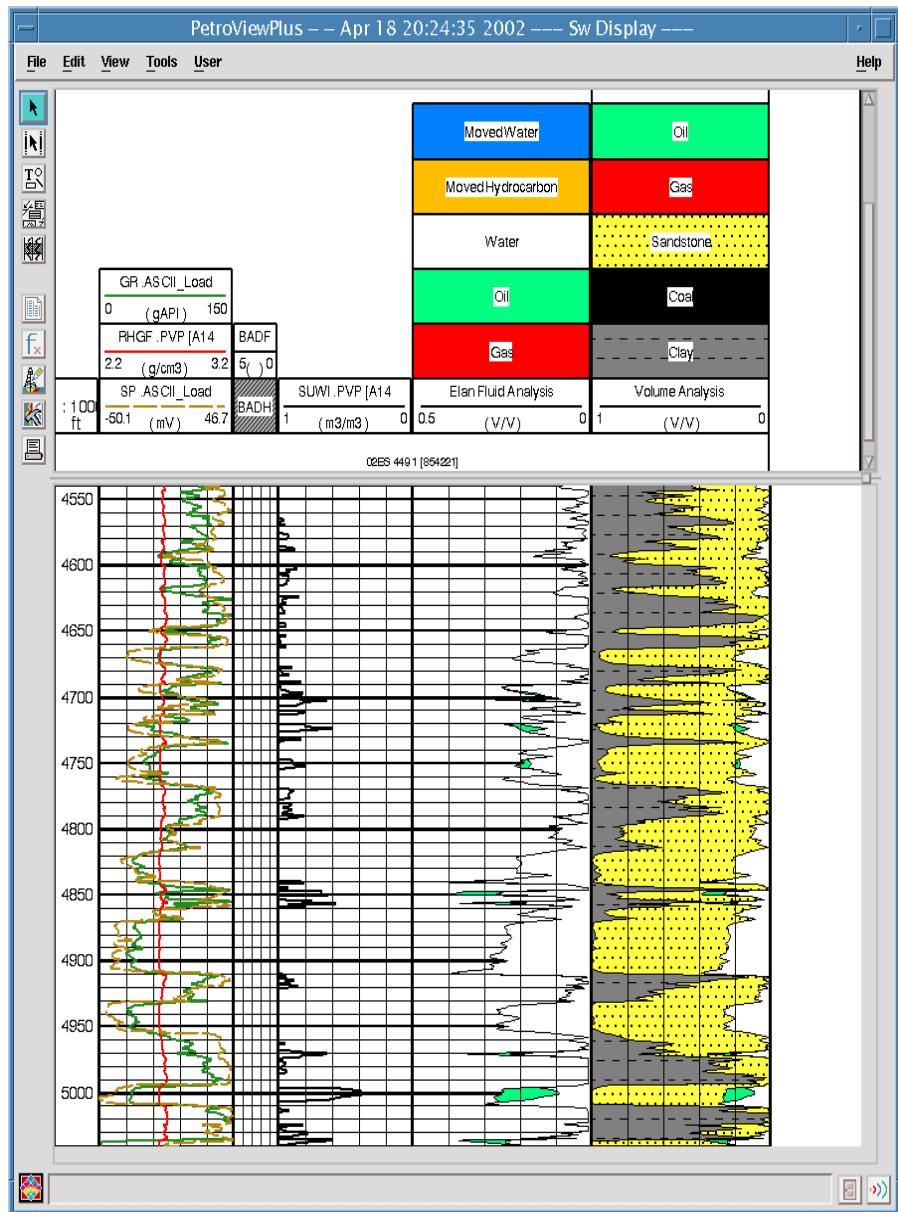


Figura No. 5.32. Evaluación petrofísica No. 2 para el pozo 449

La figura No. 5.33. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 449, con parámetros de la arena X1, a una profundidad de 4993' y 4890', con el registro de rayos gamma sintético.

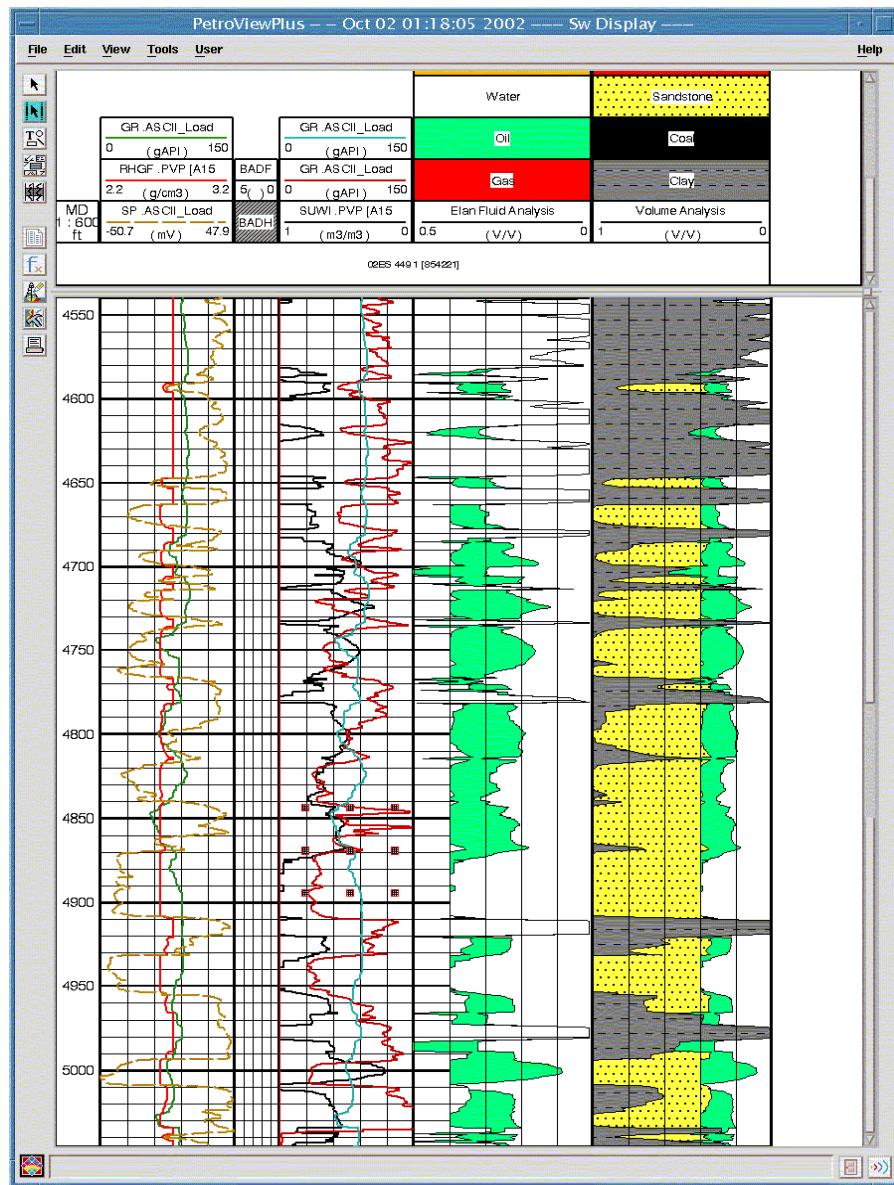


Figura No. 5.33. Evaluación petrofísica No. 3 con perfil GR sintético para el pozo 449

La figura No. 5.34. se muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 449, con parámetros de la arena X1, con registro de densidad sintético.

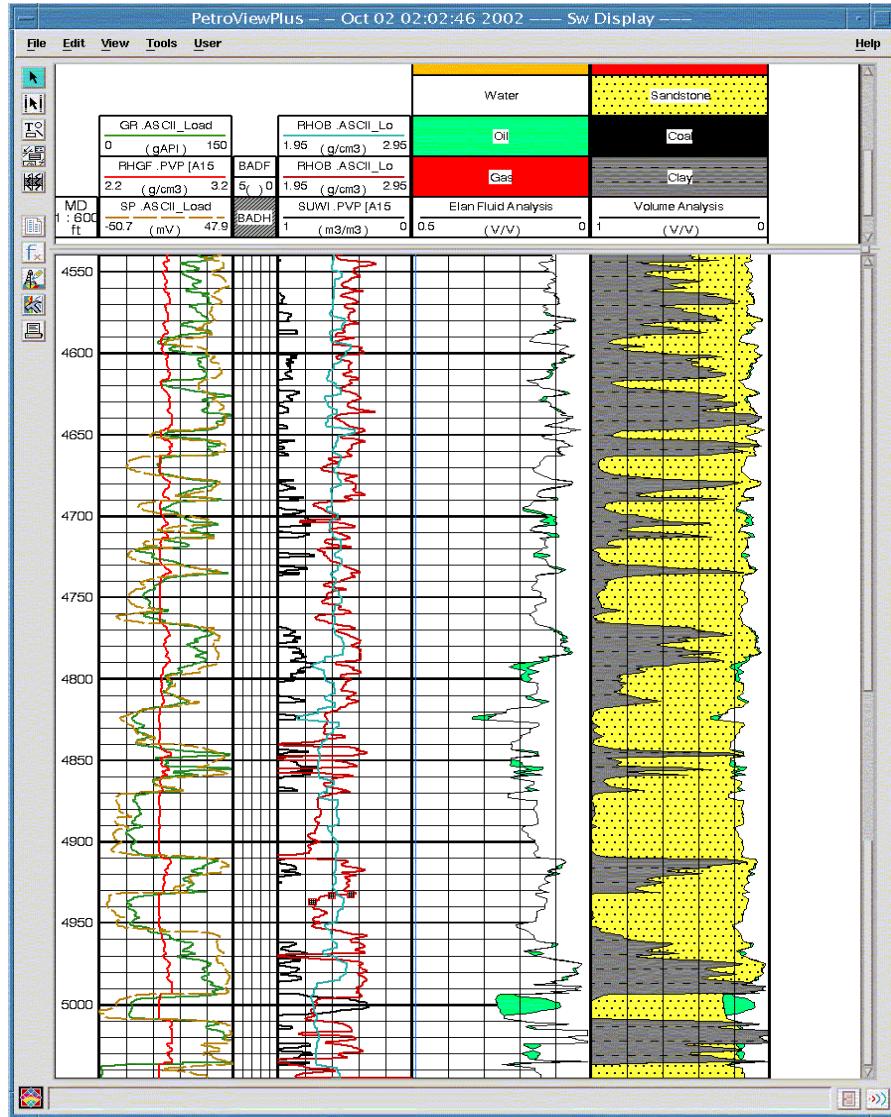


Figura No. 5.34. Evaluación petrofísica No. 4 con perfil RHOB sintético para el pozo 449

Estudio estadístico de las curvas petrofísicas de volumen de arena (VSAN), volumen de arcilla (VCL) y porosidad efectiva (PING), generadas con registros originales y las curvas generadas con registros de rayos gamma y densidad sintéticos, bajo las características de la arena X1, de la Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno)

Error del registro para el intervalo completo: 0.573 m³/m³

Tabla No. 34 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arenas (VSAN) con el perfil de rayos gamma para el pozo 449

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4662-4678	1.429	95.7	0.256
2	4690-4707	1.082	69.6	0.299
3	4720-4730	1.011	39.1	0.197
4	4741-4780	48.99	65.11	0.284
5	4794-4814	56.83	45.60	0.223
6	4816-4853	10.04	4.50	0.220
7	4855-4864	< 0	25.27	0.261
8	4870-4910	1.327	62.3	0.161
9	4930-4960	0.165	25.1	0.287
10	4990-5015	0.453	49.7	0.180

Error del registro para el intervalo completo: 0.602 m³/m³

Tabla No. 35 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de arcillosidad (VCL) con el perfil de rayos gamma para el pozo 449

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4662-4678	1.463	99.0	0.107
2	4690-4707	1.449	95.9	0.167
3	4720-4730	0.798	95.2	0.069
4	4741-4780	46.23	64.80	0.188
5	4794-4814	51.69	47.10	0.142
6	4816-4853	53.47	77.70	0.222
7	4855-4864	< 0	31.04	0.377
8	4870-4910	2.533	93.3	0.126
9	4930-4960	1.265	87.2	0.091
10	4990-5015	0.413	96.8	0.388

Error del registro para el intervalo completo: 0.375 m³/m³

Tabla No. 36 Características estadísticas de intervalos arenosos para la curva de porosidad efectiva (PING) con el perfil de densidad sintético

	Intervalo	Pendiente “m”	Correlación %	Error (m³/m³)
1	4662-4678	0.314	86.8	0.049
2	4690-4707	0.223	66.4	0.066
3	4720-4730	0.273	68.2	0.058
4	4741-4780	17.32	59.40	0.057
5	4794-4814	< 0	1.27	0.105
6	4816-4853	5.48	4.20	0.111
7	4855-4864	< 0	0.04	0.098
8	4870-4910	< 0	46.4	0.107
9	4930-4960	0	3.20	0.098
10	4990-5015	0.486	75.4	0.095

5.7. Análisis de resultados

Aunque se simuló la misma cantidad de registros con ambas redes neurales, se observa menor cantidad de resultados confiables al aplicar la red neural probabilística. La escasez de resultados obtenidos a través de esta red, puede atribuirse a la litología de la zona.

Al trabajar la red Probabilística con funciones de densidad de probabilidad, la red busca estimar las funciones de probabilidad asociadas a las zonas de arenas y lutitas lo largo del registro, sin embargo, al haber una alta frecuencia de intercalaciones e interestratificaciones se le dificulta a la red neural una adecuada estimación de las funciones de densidad de probabilidad asociadas a la litología presente. Esto se observa por la cantidad limitada de perfiles generados por esta red; en este sentido, solamente se obtuvieron los registros sintéticos No. 2 de rayos gamma para el pozo 442, No. 1 de densidad, y No. 1 de rayos gamma para el pozo 449.

La presencia de arcilla influye en el desempeño de las redes neurales. Esto se puede apreciar en primer lugar al observar las figuras No. 5.2, 5.3, 5.7, e incluso las figuras 5.12, 5.13 y 5.14 correspondientes al pozo 422 (de este pozo no se pudo realizar una validación cuantitativa), en las cuales, las arenas con menor contenido de arcilla se simulan mejor, corroborándose esto con los porcentajes de correlación ubicados entre 70% y 90%, así como las pendientes de las rectas de ajuste entre 35° y 53° en los gráficos cruzados entre registro sintético y original, verificándose el porcentaje de correlación, ya que se espera pendientes de $45^\circ \pm 10^\circ$. Como ejemplo de estas arenas con bajo contenido de arcilla y bien simuladas por los registros sintéticos se tienen las arenas R2, Q1 y X1, representativos de

Los distintos registros sintéticos presentaron problemas al reproducir la amplitud del perfil. Se aprecia esto en las variaciones de los ángulos de las rectas de

ajuste por encima de los 45°, cuando los registros sintéticos presentaban amplitudes por encima de los valores mostrados por las curvas originales, e igualmente cuando el ángulo de la recta de ajuste fue menor a los 45°, en los que los registros sintéticos simularon los eventos estratigráficos con amplitudes menores a las presentadas por los registros originales.

Estos casos señalados anteriormente, igualmente se suceden durante el análisis de las curvas generadas durante las evaluaciones petrofísicas, llegándose a obtener pendiente de la recta de ajuste cercanos cero (0) y menores.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La red neural que presento mejores resultados de simulación fue la red neural MLFN, empleando una longitud de operador de 1 y 5, con una cantidad de nodos ocultos ajustada a la regla proporcionada por la casa Hampson-Russell de 2/3 de la cantidad total de atributos a emplear.

Las redes neurales proporcionaron una buena simulación del perfil de rayos gamma en los intervalos arenosos con poca interestratificación de arcilla, así como los intervalos en los que la zona de arcilla era predominante sobre la arena. Los intervalos arenosos que mejor se simularon, presentaron un espesor mínimo aproximado de 9 pies en zonas bastante limpias de arcilla, hasta 40 pies en arenas arcillosas, tanto para los perfiles de rayos gamma como los perfiles de densidad.

Zonas de arena con espesores menores a 9 pies y con contenido de arcilla no pudieron ser modeladas satisfactoriamente, como por ejemplo, para el pozo 442 el intervalo entre 4710 – 4740 pies, y en pozo 449 el intervalo 4840-4860 pies en el registro de densidad

Para las arenas con espesor mayor a 10 pies y limpias de arcilla, al ser modeladas por la red neural son representadas por un valor constante, lo que se traduce al realizar un gráfico cruzado, en conjunto de puntos horizontales distribuidos como escalones.

La alta frecuencia de intercalaciones de arcilla en las arenas de los intervalos usados, influyó en el modelado de los perfiles en zonas arenosas, siendo más susceptible a errores el perfil densidad.

Aún cuando un alto valor del parámetro longitud de operador produce una mejora considerable, en las zonas arenosas delgadas afectadas por la arcilla, también introduce señal de ruido al perfil que se genera. De igual manera ocurre al emplear una cantidad superior a la recomendada de nodos ocultos para la red MLFN, las zonas arenosas delgadas con espesores de aproximadamente 4 pies, se simulan bien, pero se distorsiona más el registro sintético.

La red neural PNN no presento buenos resultados en general, sin embargo, la misma resultó más estable a los cambios de configuración que se realizaron, no así la red MLFN, cuyos resultados sintéticos cambiaron significativamente con el cambio de longitud de operador y la cantidad de nodos ocultos.

Uno de los principales problemas encontrados en los resultados obtenidos por los dos tipos de redes empleados (tanto MLFN como PNN), fue la diferencia de amplitud resultante en los registros generados con respecto a los perfiles originales. Esta diferencia podía ser por exceso o por defecto. En las zonas mejor simuladas los errores mínimos llegaron a estar entre 0 – 20 % en los perfiles de densidad, y 10-35 % en los perfiles de rayos gamma.

En la medida en que se incremente la cantidad de pozos, número de atributos disponibles y/o el intervalo de trabajo, las redes neurales tenderán a ser más lentas y requerir mayor tiempo de maquina.

Al realizar gráficos cruzados entre las curvas de volumen de arcilla, arena y porosidad efectiva y filtrar los puntos en función del error relativo de cada par de puntos, se obtienen gráficos con pendientes que varían entre 33° y 48°. Los puntos graficados para un error relativo de hasta 10%, corresponden mayoritariamente a las zonas de arcilla del pozo, las zonas arenosas se comienzan a graficar al filtrar puntos con error relativo mayor al 20% y menor a 35%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BALLY, A.; S. Snelson (1980) Realms of subsidence. En: Mial, AD., Facts and principles of world petroleum occurrence: Canadian Society of Petroleum Geologist Mem 6.

BASSIOUNI, Zaki (1994) Theory, measurement, and interpretation of web logs 1era. Ed. SPE 372p

CHANG, Hsien-Cheng; Kopaska-Merkel, David; Chen, Hui-Chuan; Rocky Durrans, S. (2000) Lithofacies identification using multiple adaptative resonance theory neural networks and group decision expert system. Computer and Geoscience. No. 26. p. 591-601

CHENTOUT, R. (1997) Construction de reseaux de neurones multicouches pour l'aproximation : Ph.D. thesis. Institut National Polytechnique. Grenoble.

CORPOMENE (1998) Informe Estratigrafico y Petrofísico del Campo Socororo

Di CROCE, J. (1995) Eastern Venezuela Basin : Sequence stratigraphy and structural evolution. Tesis de Doctorado, Rice University, Houston, Texas.

GOMEZ, Luis (2001) Simulación petrofísica de registros de Porosidad y Litología en Campos Maduros. Trabajo Especial de Grado, departamento de Geofísica U.C.V., Caracas-Venezuela, Inédito

GONZÁLEZ DE JUANA, Clemente; Iturrealde de Arozena, J.; Picard Capillat, X. (1980) Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Ed. Foninves. Caracas. Tomo I. 407p.

HAMPSON, Daniel; Schuelke, James; Quirein, John (2001) Use of multiattribute transform to predict log properties from seismic data. *Geophysics* Vol. 66 No. 1 220-236

HAYKIN, Simon (1999) Neural Networks A comprehensive foundation. Ed. Prentice Hall. New Jersey. 837p

HUANG, Zehui; Shimeld, John; Williamson, Mark; Katsume, John (1996) Permeability prediction with artificial neural network modeling in the Venture gas field, Offshore Eastern Canada. *Geophysics*. Vol. 61 No. 2. p. 422-436

KATZ, Simon A.; Vernik, Lev; Chilingar, George (1999) Prediction of porosity and lithology in siliciclastic sedimentary rock using cascade neural assemblies. *Journal of Petroleum Sciencie and Engineering*. No. 22. 141-150

KIRKPATRICK, S. (1984) Optimization by simulated annealing: Quantitative Studies. *Journal of Statistical Physics*. vol. 34. pp. 975-986

LIAN SENG, Teo; Khalid, Marzuki; Yusef, Rubiyah; Omatu, Sigeru (1998) Adaptative neuro-fuzzy control system by RBF and GRNN neural networks. *Journal of Intelligent and Robotic System*. Vol 23. pp 267 – 289

LIPPMAN, Richard (1987) An Introduction to Computing with Neural Net. *IEEE ASSP Magazine* 4-22

LIU, Zhengping; Liu, Jiaqi (1998) Seismic – controled nonlinear extrapolation of well parameters using neural networks. *Geophysics*. Vol 63. No. 6 2035-2041

MÉNDEZ, Orlando (1985) Historia Geológica Graficada de la Cuenca Oriental de Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano. Caracas

MENEVEN (1985) Estudio geológico integrado de la Cuenca Oriental de Venezuela.
Tecnigráfica San José. Caracas. pp. 271

METRÓPOLIS, N.; Rosenthal, A.; Teller, A. (1953) Equations of state calculations by fast computing machines, Journal of Chemical Physics, vol. 21, pp. 1087-1092

PARNAUD, Francois; Gou, Yves; Pascual, Jean-Claude; Truskowski, Irene; Gallango, Oswaldo; Passalacqua, Herminio; Roure, F. (1995) Petroleum Geology of Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. AAPG. Memoir No. 62. 741 – 756

PDVSA – CIED (2001) Curso de Evaluación de Formaciones

RABASSO VIDAL, José (1985) Sugerencias / Analogías: Exploración de Trampas Estratigráficas en la Cuenca Petrolífera Madura, Región de Anaco – Oficina. VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geología. Memoria Tomo V.

RIDER, M. H. (1986) The Geological Interpretation of Well Logs. Ed. John Wiley and Sons. 175p

SCHULTZ, Phlzp S.; Ronen, Shutz; Hattori, Masamz; Cobett, Chip (1994) Part 1: A data-driven interpretation methodology. The Leading Edge. Vol 13. No. 5.

SCHULTZ, Phlzp S.; _____, _____; _____, _____; _____, _____ (1994) Part 2: Using artificial neural networks for nonlinear attribute calibration. The Leading Edge

SERRA, O (1985) Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozos. Schlumberger. pp. 261

STEPHAN, J. F., R. Blanchet, y B. Mercire de Lepinav (1985) Les festons nord et sud caraïbes (Hispaniola-Porto Rico; Panama et Colombie-Vénézuela) : des pseudo-

subductions induites par le raccourcissement est-ouest du bati continental péri-caraibe, in A. Mascle, ed., Géodynamique des Caraïbes : París, Edition Technip, p. 35-52

STUBBERUD, Peter.; Bruce, J. (1998) An LMS algorithm for training single layer globally recursive neural networks. IEEE 2214-2217 p

SUBIETA, J.A. (1988) Mioceno correlation the Maturin Subbasin. Assoc. Venez. Petrol., Informe. 4:131-139.

VAN DER BAAN, Mirko; Jutten, Christian (2000) Neural Networks in Geophysical Applications. Geophysics. Vol 65 No. 4. p. 1032-1047

WONG, Patrick; Shibli, S. A. (1998) Use of Iinterpolation Neural Networks for Permeability. Estimation from well logs. The Log Analist. Nov.-Dic.

ZHANG, Yujing; Salish, Henry A.; Arns, Christoph (2000) Permeability evaluation in a glauconite – rich formation in the Carnarvon Basin, Western Australia. Geophysics. Vol 65. No. 1. p. 46-53

ANDINA DE LA FUENTE, Diego (2001) Redes Neurales Artificiales. Tutorial para Internet. www.gc.ssr.upm.es/neural/ann2/anntutorial.htm Universidad Politécnica de Madrid

ARBOGAST, Jeff S.; Franklin, Mark (1999) Artificial Neural Networks and High – Speed Resistivity Modeling. Powerful New Exploration and Development Tools. Petroleum Software Technologies. LLC. www.pstware.com/pages/harts.htm

PDVSA (1999) www.pdvsa.com\lexico

SARLE, Warren (2001) comp.ai.neural-nets, FAQ. Part 2 of 7. Learning.

www.faqs.org/faqs/ai-faq/neural-nets/part2/index.html