

01131  
8



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**“ APLICACION DE MODELOS DE ANISOTROPIA  
A YACIMIENTOS DE BAJA RESISTIVIDAD,  
EMPLEANDO REGISTROS ELÉCTRICOS  
CONVENCIONALES Y DE INDUCCION ”**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO GEOFISICO  
P R E S E N T A :  
**DANIEL HERRERA JIMENO**

**DIRECTOR DE TESIS: DR. PEDRO ANGUIANO ROJAS**



**MEXICO, D.F.**

**OCTUBRE DE 2003.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-857

SR. DANIEL HERRERA JIMENO  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Pedro Anguiano Rojas y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

**APLICACIÓN DE MODELOS DE ANISOTROPIA A YACIMIENTOS DE BAJA RESISTIVIDAD, EMPLEANDO REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN**

- I INTRODUCCIÓN
- II MARCO TEÓRICO
- III ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS
- IV APLICACIÓN A CASOS REALES
- V ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
- VI CONCLUSIONES  
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., a 25 de agosto de 2003  
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/NAGC\*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo profesional.

NOMBRE: Herrera Jimeno  
Daniel  
FECHA: 10/10/2003  
FIRMA: [Firma]

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**APLICACIÓN DE MODELOS DE ANISOTROPÍA A  
YACIMIENTOS DE BAJA RESISTIVIDAD, EMPLEANDO  
REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE  
INDUCCIÓN**

por  
**DANIEL HERRERA JIMENO**

---

## ***Agradecimientos***

---

Agradezco profundamente a la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma máter, por formarme como profesionista y como ser humano. Esto a través de los profesores quiénes en su labor tienen la tarea esencial y titánica de educar, pero no como la mera adquisición de conocimientos y cultura, sino en el sentido de la adquisición de una forma de ser, de hacerse hombre. Formando en el alumno una conciencia que lo haga ser pensante y crítico, participativo y protagonista de su propia realidad.

Agradezco de forma especial al Doctor Pedro Anguiano Rojas por brindarme la oportunidad de participar y colaborar en su proyecto, por su confianza y su valiosa asesoría.

Asimismo agradezco profundamente al MC. Ambrosio Aquino López por su gran apoyo, sus consejos, sus enseñanzas y su ayuda incondicional a lo largo de todo este trabajo de tesis.

De igual forma a los ingenieros Daniel Dorantes, Margarito Valdivieso, Carlos Buenrostro y al Doctor James Spurlin por su amistad, su gran apoyo y el valioso tiempo dedicado a asesorarme.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por el otorgamiento de la beca-tesis y el préstamo de sus instalaciones.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## **DEDICATORIA**

---

A MI MADRE Y A MI PADRE POR SU PROFUNDO AMOR Y APOYO INCONDICIONAL, POR SU INVALUABLE EJEMPLO DE QUE MEDIANTE EL ESFUERZO CONTINUO SE PUEDEN ALCANZAR LOS SUEÑOS, POR SER MIS PRIMEROS MAESTROS. USTEDES TRASCIENDEN MEDIANTE LA ENSEÑANZA LO CUAL LOS HACE EXTENDER SU SER MÁS ALLÁ DE SUS PROPIAS VIDAS

*...“por que el héroe no teme a la muerte, teme más al anonimato, a la no trascendencia; él quiere ser dicho, quiere ser convertido en objeto de lenguaje a través de la admiración que fomente y que motive a los otros a asumir y a seguir su papel”*

ESTE ES EN GRAN PARTE UN LOGRO SUYO. Y POR TODO EL TIEMPO QUE MIS ALAS ME PERMITAN VOLAR, MI ESPÍRITU SEGUIR USTEDES ESTARÁN PRESENTES..... CONMIGO

MI MÁS SENTIDO AGRADECIMIENTO.

GRACIAS.....GRACIAS DE TODO CORAZÓN.

A MIS HERMANOS POR SU APOYO Y AMOR.

A ALEJANDRA, LA MUJER QUE AMO, POR SER MI AMIGA, MI COMPAÑERA, MI INSPIRACIÓN. POR BRINDARME TANTA FELICIDAD Y ALEGRÍA AL TENERLA AMI LADO.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

# **PAGINACION DISCONTINUA**

# ÍNDICE

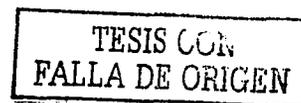
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>v</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>x</b>
<b>Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 2. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>4</b>
2.1 Parámetros petrofísicos .....	4
2.1.1. Porosidad.....	4
2.1.2. Resistividad.....	5
2.1.3. Saturación .....	6
2.1.4. Permeabilidad.....	7
2.2. Descripción de las herramientas.....	7
2.2.1. Herramienta normal .....	8
2.2.2. Herramienta de inducción.....	10
2.3. Anisotropía eléctrica.....	11
2.3.1. Características del medio .....	11
2.3.2. Escalas de anisotropía .....	12
2.3.3. Tensor de resistividad.....	14
2.3.4. Paradoja de anisotropía .....	15
2.4. Sistema de modelado e inversión de registros geofísicos (INVERLOG). 16	
2.4.1. Problema directo.....	17

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

2.4.2. Problema inverso .....	19
2.4.3. Métodos de inversión utilizados en INVERLOG .....	19
2.5. Zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste (LRLC). .....	23
2.6. Métodos de evaluación .....	28
2.6.1. Método de las Montañas Rocallosas .....	29
2.6.2. Método Schlumberger .....	30
2.6.3. Método Halliburton .....	31
2.6.4. Métodos de Indonesia y Simandoux .....	32
2.6.5. Estimación de la resistividad de la arena y saturación de agua usando $R_{tv}$ y $R_{th}$ (Tabanou, 1999).....	34
<b>Capítulo 3. ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS .....</b>	<b>37</b>
3.1. Generación de nomogramas para determinar la resistividad vertical. ..	38
3.1.1. Planteamiento del problema .....	38
3.1.2. Modelos unidimensionales. Determinación del potencial.....	38
3.1.3. Distribución del Potencial eléctrico.....	40
3.1.4. Construcción de los nomogramas .....	44
3.2. Análisis de metodologías.....	47
3.2.1. Definición de metodologías.....	47
3.2.1.1. Metodología actual .....	47
3.2.1.2. Metodología propuesta .....	47
3.2.2. Aplicación de la metodología de procesamiento e interpretación a modelos sintéticos.....	52
3.2.2.1. Modelo 1 .....	52

3.2.2.2. Modelo 2 .....	58
3.2.2.3. Modelo 3 .....	64
3.2.3. Análisis de ruido aleatorio con anisotropía .....	71
3.2.3.1. Modelo 1: 5% de ruido aleatorio.....	71
3.2.3.2. Modelo 2: 5% de ruido aleatorio.....	75
3.2.3.3. Modelo 1: 7.5% de ruido aleatorio.....	79
3.2.3.4. Modelo 2: 7.5% de ruido aleatorio.....	83
<b>Capítulo 4. APLICACIÓN A CASOS REALES. ....</b>	<b>87</b>
4.1. Pozo D72.....	88
4.1.1. Interpretación cualitativa .....	88
4.1.2. Aplicación de la metodología de procesamiento .....	90
4.1.3. Análisis de resultados y evaluación petrofísica.....	94
4.1.3.1. Identificación de zonas posiblemente productoras.....	94
4.1.3.2. Cálculo del volumen de arcilla. ....	97
4.1.3.3. Cálculo de la porosidad. ....	99
4.1.3.4. Cálculo de $S_w$ considerando anisotropía.....	101
4.1.3.5 Zonas predichas como posibles productoras mediante la metodología de procesamiento e interpretación vs zonas productoras probadas con núcleos. ....	107
4.1.3.6. Resumen de resultados.....	109
4.2. Pozo D91.....	111
4.2.1 Interpretación cualitativa .....	111
4.2.2. Aplicación de la metodología de procesamiento .....	113

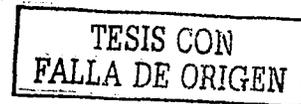
4.2.3. Análisis de resultados y evaluación petrofísica.....	116
4.2.3.1. Identificación de zonas posiblemente productoras.....	116
4.2.3.2. Cálculo del volumen de arcilla.....	118
4.2.3.3. Cálculo de la porosidad.....	119
4.2.3.4. Cálculo de $S_w$ considerando anisotropía.....	120
4.2.3.5 Zonas predichas como posibles productoras mediante la metodología de procesamiento e interpretación vs zonas productoras probadas con núcleos.....	122
4.2.3.6. Resumen de resultados.....	123
<b>Capítulo 5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>	<b>126</b>
5.1. Sensibilidad en una dimensión (1D).....	127
5.2. Sensibilidad en dos dimensiones (2D).....	130
5.3 Caso sintético.....	132
5.4. Equivalencia.....	141
5.5. Pozo D72.....	150
5.6. Pozo D91.....	152
<b>Capítulo 6. CONCLUSIONES.....</b>	<b>156</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>163</b>



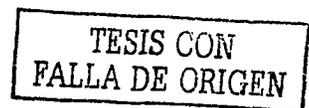
## ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Arreglo de la herramienta normal (Gómez-Rivero, 1975).....	9
2.2. Representación de la sonda utilizada en estudios eléctricos convencionales mostrando los electrodos y sus separaciones (Anguiano y Spurlin, 1998).....	9
2.3. Herramienta de inducción. ....	10
2.4. Dependencia de la anisotropía con la escala en consideración. ....	13
2.5. Modelo del medio geoelectrico utilizado por INVERLOG. ....	18
2.6. Configuración de la malla de diferencias finitas (Anguiano, 1998). ....	18
2.7. Respuestas de las herramientas NC y 6ff40 para un modelo de intercalaciones de estratos delgados de arena y lutita. ....	25
2.8. Variación de las componentes horizontal y vertical de la resistividad como función del volumen de arcilla, para un modelo de estratos delgados de arenas y lutitas intercalados.....	25
2.9. Comparación de las componentes horizontal y vertical de tres arenas con distinta resistividad en función del volumen de arcilla.....	27
3.1. Formación de espesor infinito atravesada por el pozo. Modelo 1D.....	39
3.2. Curvas de diferentes valores de $\lambda$ , para distintas relaciones de $AM/d$ y $R_{th}/R_m$ , en el caso de la herramienta normal (Kunz y Moran, 1958). ....	43
3.3. Nomograma I, el cual permite determinar el coeficiente de anisotropía para estratos de espesor infinito.....	44
3.4. Nomograma II que permite determinar el valor real del coeficiente de anisotropía, al corregir por espesor al valor de $\lambda$ obtenido del nomograma I. .	46
3.5. Metodología de procesamiento e interpretación de la información de las herramientas normal corta e inducción (6FF40), aplicando modelos anisótropos. ....	50
3.6. Respuestas de las herramientas normal corta y 6FF40 para el modelo1. .	52
3.7. Sintético y modelo de $R_{th}$ resultado de invertir la herramienta 6FF40 (etapa 2). ....	54
3.8. Valor de $\lambda$ obtenido para la capa anisótropa, mediante el Nomograma I. .	55

3.9. Valor de $\lambda$ de la capa anisótropa, corregido por espesor mediante el Nomograma II. ....	56
3.10. Resultados finales de la metodología para el modelo 1. ....	57
3.11. Respuesta de las herramientas normal corta e inducción para el modelo2. ....	59
3.12. Valor de $\lambda$ obtenido para la cada capa anisótropa, mediante el Nomograma I. ....	62
3.13. Valor de $\lambda$ de las capas anisótropas, corregidos por espesor mediante el Nomograma II. ....	62
3.14. Modelo final obtenido al aplicar la metodología propuesta al modelo 2. ....	63
3.15. Respuestas de las herramientas NC y 6FF40 para el modelo3.....	65
3.16. Valor de $\lambda$ obtenido para la capa anisótropa de 20.4 m, mediante el Nomograma I. ....	68
3.17. Valor de $\lambda$ corregido por espesor mediante el Nomograma II.....	68
3.18. Modelos finales resultado de aplicar la metodología al modelo 3. ....	70
3.19. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 5% de ruido aleatorio para el modelo1.....	71
3.20. Modelos finales obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 1 con 5% de ruido aleatorio.....	74
3.21. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 5% de ruido aleatorio para el modelo 2.....	75
3.22. Modelos finales obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 5% de ruido aleatorio.....	78
3.23. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 7.5% de ruido aleatorio para el modelo 1. ....	79
3.24. Modelos finales obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 1 con 7.5% de ruido aleatorio. ....	82
3.25. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 7.5% de ruido aleatorio para el modelo 2. ....	83
3.26 Modelos finales obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 7.5% de ruido aleatorio.....	86
4.1. Registros geofísicos del pozo D72. ....	89



4.2. Resultados correspondientes a las etapas 1 y 2 de la metodología. ....	92
4.3. Resultados correspondientes a las etapas 3 y 4 de la metodología. ....	93
4.4. Comparación de diferentes resistividades para el caso del pozo D72. ....	96
4.5. Cálculo del volumen de arcilla por medio del SP, GR, y ecuaciones de Tabanou (1999) y Stieber (1970). ....	98
4.6. Comparación entre la porosidad obtenida de núcleos y la calculada mediante los registros $\phi_D$ y $\phi_N$ . ....	101
4.7. Comparación entre $S_w$ obtenida de núcleos y la calculada mediante la expresión de Tabanou considerando dos casos: 1) la porosidad resultado de la expresión de Gaymard y 2) la porosidad resultado del promedio simple de los registros $\phi_D$ y $\phi_N$ . ....	104
4.8. Comparación entre $S_w$ obtenida de núcleos y la calculada mediante los cinco métodos tradicionales de evaluación (ecuaciones 410-4.14), tomando como porosidad a la que resultó de la expresión de Gaymard, y como $R_t$ y $R_{xo}$ al resultado de invertir considerando modelos isótropos. ....	106
4.9. Comparación entre las zonas productoras probadas por núcleos y las zonas identificadas como posibles productoras a partir de $R_{sand}$ y $R_{lv}$ . ....	108
4.10. Resultados finales de la evaluación petrofísica y datos de núcleos. ....	110
4.11. Registros geofísicos del pozo D91. ....	112
4.12. Resultados correspondientes a las etapas 1 y 2 de la metodología. ....	114
4.13. Resultados correspondientes a las etapas 3 y 4 de la metodología. ....	115
4.14. Comparación de diferentes resistividades para el caso del pozo D91. ....	117
4.15. Cálculo del volumen de arcilla por medio del SP, GR, y ecuaciones de Tabanou (1999) y Stieber (1970). ....	118
4.16. Comparación entre la porosidad obtenida de núcleos y la calculada mediante el registro $\phi_D$ . ....	119
4.17. Comparación entre la $S_w$ obtenida de núcleos y la calculada mediante la expresión de Tabanou. ....	120
4.18. Comparación entre $S_w$ obtenida de núcleos y la calculada mediante los cinco métodos tradicionales de evaluación (ecuaciones 410-4.14), tomando como $R_t$ y $R_{xo}$ al resultado de invertir considerando modelos isótropos. ....	121



4.19. Comparación entre las zonas productoras probadas por núcleos y las zonas identificadas como posibles productoras a partir de $R_{sand}$ y $R_{tv}$ .....	124
4.20. Resultados finales de la evaluación petrofísica y datos de núcleos.....	125
5.1. Gráfica de sensibilidad para el caso de 1D.....	129
5.2. Comparación entre los parámetros del modelo sintético y los obtenidos al final de la metodología.....	134
5.3. Valores singulares para el ejemplo sintético.....	135
5.4. Parámetros principales de los vectores propios asociados a los dos primeros y dos últimos valores singulares.....	135
5.5. Barras de incertidumbre para el parámetro $D_i$ de las diferentes capas. .	136
5.6. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{xo}$ de las diferentes capas.	137
5.7. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{tv}$ de las diferentes capas.	137
5.8. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{th}$ de las diferentes capas.	138
5.9. Barras de incertidumbre para las interfases entre las diferentes capas.	138
5.10. Modelo "real" considerado para ejemplificar el problema de equivalencia .....	142
5.11. Resultados de la modelación e inversión geofísicas considerando cuatro casos: 1) medio isótropo sin invasión, 2) medio isótropo con invasión, 3) medio anisótropo sin invasión y 4) medio anisótropo con invasión; que ejemplifican el problema de equivalencia.....	142
5.12. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_t$ de las diferentes capas para el caso 1.....	144
5.13. Barras de incertidumbre de las interfases entre las diferentes capas para el caso 1.....	145
5.14. Barras de incertidumbre para el parámetro $D_i$ de las diferentes capas para el caso 2.....	145
5.15. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{xo}$ de las diferentes capas para el caso 2.....	146
5.16. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_t$ de las diferentes capas para el caso 2.....	146
5.17. Barras de incertidumbre de las interfases entre las diferentes capas para el caso 2.....	147

5.18. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{th}$ de las diferentes capas para el caso 3 .....	147
5.19. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{lv}$ de las diferentes capas para el caso 3 .....	148
5.20. Barras de incertidumbre de las interfases entre las diferentes capas para el caso 3 .....	148
5.21. Barras de incertidumbre para el parámetro $D_i$ de las diferentes capas, pozo D72 .....	151
5.22. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{xo}$ de las diferentes capas, pozo D72 .....	151
5.23. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{lv}$ de las diferentes capas, pozo D72 .....	152
5.24. Barras de incertidumbre para el parámetro $D_i$ de las diferentes capas, pozo D91 .....	153
5.25. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{xo}$ de las diferentes capas, pozo D91 .....	153
5.26. Barras de incertidumbre para el parámetro $R_{lv}$ de las diferentes capas, pozo D91 .....	154

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## ÍNDICE DE TABLAS

2.1. Comportamiento de las resistividades horizontal y vertical para distintos porcentajes de volumen de arcilla en tres arenas de diferente resistividad. ....	27
3.1. Características del modelo 1.....	53
3.2. Resultados de la primera etapa de la metodología. ....	53
3.3. Resultados de la segunda etapa de la metodología. ....	54
3.4. Modelo inicial para la etapa 4 construido a partir del uso de los nomogramas I y II. ....	56
3.5. Resumen de los resultados finales de otras posibles combinaciones de procesamiento en comparación con la metodología propuesta. ....	58
3.6. Características del modelo 2.....	59
3.7. Modelo que resulta de la primera etapa de la metodología. ....	60
3.8. Modelo que resulta de la segunda etapa de la metodología. ....	61
3.9. Modelo inicial para la etapa 4, construido a partir de los nomogramas I y II. ....	63
3.10. Características del modelo 3.....	64
3.11. Resultados de la primera etapa de la metodología para el modelo3:.....	66
3.12. Resultados de la segunda etapa de la metodología para el modelo3. ....	67
3.13. Modelo inicial para la etapa 4 construido a partir de los nomogramas I y II. ....	69
3.14. Características del modelo final al aplicar la metodología al modelo3....	69
3.15. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 1 con 5% de ruido aleatorio. ....	73
3.16. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 5% de ruido aleatorio. ....	77
3.17. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 1 con 7.5% de ruido aleatorio. ....	81
3.18. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 7.5% de ruido aleatorio. ....	85
4.1. Información obtenida a partir de núcleos tomados en el pozo d72. ....	109

4.2. Información obtenida a partir de núcleos tomados en el pozo d91. ....	123
5.1. Valores de los parámetros del modelo sintético y del modelo final para el caso de sensibilidad en 2D.....	134
5.2. Matriz de correlación para el caso sintético de sensibilidad en 2D. ....	140
5.3. Similitud entre la $R_t$ obtenida al invertir para un medio isótropo sin invasión y la $R_{media}$ de cada una de las capas del modelo real.....	143
5.4. Similitud entre el coeficiente de anisotropía de las capas 2, 3 y 4 del modelo real y el obtenido, para las mismas capas, al invertir para un medio anisótropo sin invasión.....	143

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

En México existen por lo menos 15,000 pozos, perforados hace 40 años o más, que cuentan únicamente con información de combinaciones de herramientas tales como: normal corta, normal larga y lateral, y normal corta e inducción (6FF40), además de los registros de potencial natural (SP), rayos gamma (GR), y algún registro de porosidad. Muchos de estos pozos presentan zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste que en el pasado, debido tanto a las limitaciones propias de esas herramientas eléctricas, como también a que los métodos de interpretación utilizados consideraban medios isótropos, fueron interpretadas como no productoras o simplemente no fueron identificadas. En los casos en que si se les identificaba era gracias a manifestaciones de gas, sin que existiera una explicación contundente de por qué contenían hidrocarburos y presentaban baja resistividad.

El estudio de este tipo de formaciones alrededor del mundo ha atribuido como explicación a este fenómeno la existencia de anisotropía eléctrica. La anisotropía eléctrica se refiere al caso en el cual el valor de la resistividad medida en una dirección, para un mismo punto dentro de una formación, difiere del valor medido en otra dirección distinta. Sus causas principales son: 1) arcilla dispersa dentro de un estrato de arena, 2) depositación alternada de estratos o capas de arenas limpias con diferentes tamaños de grano, o 3) intercalación de estratos delgados de arenas y lutitas que no pueden ser identificados de forma individual por las herramientas eléctricas, debido a que su espesor es menor a la resolución vertical de éstas herramientas.

Al considerar anisotropía eléctrica la resistividad escalar ( $R_t$ ) utilizada para medios isótropos, se transforma en un tensor con diferentes componentes que

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

dependen de la orientación de la herramienta de medición con respecto al plano de estratificación. En el caso más general, se requiere de nueve componentes del tensor para especificar la resistividad de cualquier punto en una formación. Sin embargo, éste puede llegar a simplificarse para el caso de un medio transversalmente isótropo, en el que se asume que el valor de resistividad es el mismo en cualquier dirección sobre el plano horizontal y diferente en la dirección perpendicular al plano, al grado de estar compuesto sólo por dos componentes: la horizontal o longitudinal ( $R_{th}$ ) y la vertical o transversal ( $R_{tv}$ ). Ésta última es la más relacionada al contenido de hidrocarburos y la que permite diferenciar con mayor claridad, arenas de diferente resistividad que se encuentran intercaladas con lutitas o que contienen distintos porcentajes de arcilla. Por estas razones, al considerar ambas componentes del tensor de resistividad se puede mejorar la identificación y evaluación de zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste.

La herramienta normal corta responde a ambas componentes del tensor de resistividad. Sin embargo, la respuesta está dominada por la resistividad horizontal y sólo un pequeño porcentaje corresponde a la resistividad vertical. Por su parte la herramienta de inducción (6FF40) sólo responde a la componente de resistividad horizontal.

En este sentido, mi trabajo de tesis consiste en determinar una metodología de procesamiento e interpretación que permita obtener ambas componentes del tensor de resistividad, para poder identificar zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste, y mejorar su evaluación petrofísica. La obtención de estas componentes, así como de los parámetros de resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ), diámetro de invasión ( $D_i$ ) y límites de las capas ( $I$ ), se lleva a cabo mediante el modelado e inversión de la información de los registros de las herramientas normal corta e inducción (6FF40), apoyados por el uso de dos

nomogramas que brindan una muy buena aproximación del parámetro de resistividad vertical para cada una de las capas. Cabe aclarar que estos nomogramas son parte de la metodología, y por tanto, también producto de este trabajo de tesis.

La metodología fue determinada al realizar un gran número de pruebas a diversos modelos geoelectricos sintéticos controlados y diferentes niveles de ruido aleatorio; utilizando como base el Sistema INVERLOG, desarrollado por el Grupo de Modelado y Análisis de Registros de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo. Posteriormente, dicha metodología fue aplicada a casos reales de pozos con intervalos productores de baja resistividad y bajo contraste. Con los resultados obtenidos, se llevó a cabo la evaluación de los parámetros de volumen de arcilla y saturación de agua comparándose con los valores determinados a partir de algunos núcleos tomados en estos mismos pozos.

Finalmente, para los pozos reales, se realizó el Análisis de Sensibilidad de los parámetros  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$ , y  $D_i$  obtenidos por la metodología. Con el fin de determinar el grado de incertidumbre en los mismos por medio de barras que indican el rango de variación o rango de valores que pueden tomar cada uno de ellos. De esta forma, se pretende brindarle al cliente, una herramienta adicional de apoyo en la toma de decisiones, que le permita elegir, dentro de un rango de valores posibles de los parámetros, aquellos que mejor convengan a sus intereses.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPÍTULO 2

### MARCO TEÓRICO

La parte más importante de este capítulo corresponde al entendimiento del problema de anisotropía eléctrica en registros antiguos, sus diferentes causas y como se presenta en zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste. Asimismo se explica la teoría básica de las herramientas de registros eléctricos normal corta e inducción (6FF40) para entender su funcionamiento y sus limitaciones. Se presentan también los conceptos de los parámetros petrofísicos más importantes y algunos de los diferentes métodos de interpretación que permiten evaluarlos.

#### 2.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

##### 2.1.1. POROSIDAD

La porosidad de una roca se refiere al porcentaje de huecos en el volumen total de dicha roca; es decir, el espacio no ocupado por material sólido. La porosidad correspondiente al espacio total de poros se conoce como porosidad total o absoluta e incluye todos los intersticios o espacios, conectados o no, mientras que la porosidad efectiva corresponde al porcentaje de poros o espacios interconectados.

$$\text{Porosidad} = \phi = \frac{\text{volumen total de espacio poroso}}{\text{volumen total de la roca}} \times 100 \%$$

La porosidad se considera primaria u original, o secundaria de acuerdo a su origen. La porosidad original es una propiedad inherente que es determinada en el momento en que se generó la roca o en que se depositaron las

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

formaciones. Por otro lado la porosidad secundaria es el resultado de cambios posteriores que pueden aumentar o disminuir la porosidad original. Tales cambios incluyen la fracturación, la fisuración y la disolución

La porosidad es función de:

1. El tamaño de las partículas
2. La forma de las partículas
3. La forma de la depositación y el empacamiento.
4. La compactación durante y después del depósito.

### 2.1.2. RESISTIVIDAD

Es la propiedad que indica la capacidad de un material para oponerse al flujo de la corriente eléctrica. Es el inverso de la conductividad eléctrica y su unidad es el Ohm-metro.

$$\sigma = \frac{1}{\rho}$$

donde

$\sigma$ : es la conductividad

$\rho$ : es la resistividad

La resistividad es una propiedad muy importante tanto en la interpretación de registros, como en la determinación de otros parámetros tales como la saturación de fluidos y la permeabilidad, los cuales permiten la evaluación de un yacimiento.

Por medio de las herramientas de registros eléctricos convencionales se obtienen valores de resistividad aparente de las formaciones, ya que cada medición se ve afectada por diversos factores tales como: el espesor de la capa, la resistividad del lodo, el diámetro de pozo, el espaciamiento de los electrodos de la herramienta de medición, y el diámetro de invasión. La

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

resistividad aparente se define como la resistividad que tendría un medio uniforme homogéneo que sustituiría a un medio arbitrario leyendo el mismo valor de voltaje para la misma corriente inyectada (Aquino, 2001). Es a través de corregir la mediciones por dichos efectos, que se puede calcular la resistividad verdadera de cada capa en un medio homogéneo.

Los valores de resistividad de las formaciones son muy variables, ya que dependen no sólo del tipo de rocas de que se trató sino también de la distribución y del tipo de fluidos que contengan (Gómez-Rivero, 1975).

### 2.1.3. SATURACION

La saturación de una formación es la fracción de su volumen poroso ocupado por uno o varios fluidos. Por tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Al símbolo de saturación se le agregan varios subíndices para referirse a la saturación de un líquido en particular; como por ejemplo:  $S_w$  saturación de agua,  $S_{hr}$  saturación de hidrocarburos, etc.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}; S_{hr} = \frac{V_{hr}}{V_p}$$

donde:

$V_w$ : volumen poroso ocupado por agua.

$V_{hc}$ : volumen poroso ocupado por hidrocarburos.

$V_p$ : volumen poroso.

Aunque existen casos poco comunes de líquidos de saturación aparte del agua, el petróleo y el gas (como bióxido de carbono o simplemente aire), la presencia de una saturación de agua menor al 100% generalmente implica una saturación de hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua; o sea,  $S_{hr} = 1 - S_w$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORICEN

#### **2.1.4. PERMEABILIDAD**

Es la propiedad que corresponde a la capacidad de una roca para permitir la circulación de fluidos a través de sus poros interconectados en un tiempo dado. La velocidad con la que el fluido atraviesa el material depende del tipo de material, de la naturaleza del fluido, de la presión del fluido y de la temperatura. Su unidad es el Darcy, dado cuando  $1 \text{ cm}^3$  de fluido de viscosidad de 1 centipoise, pasa en 1 segundo a través de una muestra de roca de sección  $1 \text{ cm}^2$  y 1 cm de longitud, bajo una presión diferencial de 1 atmósfera.

Generalmente se distinguen tres tipos de permeabilidad. La permeabilidad absoluta que se mide cuando en la roca se encuentra presente un solo fluido o fase. La permeabilidad efectiva que se refiere a la habilidad de una roca de transmitir o permitir el flujo preferente de un fluido en particular, cuando otros fluidos inmiscibles se encuentran presentes en la misma. Finalmente la permeabilidad relativa que se define como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido particular a una saturación determinada, respecto a la permeabilidad absoluta del mismo fluido a una saturación total de 100% (Oilfield Glossary).

#### **2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS**

Las herramientas eléctricas convencionales (ES) consistían en una sonda en la cual se montaban ya sea, las herramientas normales (corta y larga), la herramienta lateral y la de potencial espontáneo (SP) o la herramienta normal corta y la de inducción (6FF40) junto con la herramienta de potencial espontáneo.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 2.2.1. HERRAMIENTA NORMAL

Consiste en un electrodo A por el cual se inyecta una corriente constante, y un electrodo de medición de potencial M que se encuentran en la sonda; además del blindaje del cable que actúa como el electrodo B en el que retorna la corriente, y del electrodo N en la brida, el cual está representado por el extremo inferior del cable cubierto por aislante. Teóricamente tanto el electrodo de corriente B como el electrodo de potencial N se encuentran muy alejados (a una distancia infinita), asumiéndose que éste último está en un potencial cero (Figura 2.1). Las mediciones de esta herramienta corresponden a las diferencias de potencial entre los electrodos M y N las cuales son proporcionales a la resistividad aparente del medio comprendido entre ellos; es decir,

$$\Delta V = \frac{\rho I}{2\pi} K$$

donde

$\Delta V$ : diferencia de potencial

$I$ : corriente

$\rho$ : resistividad

$K$ : coeficiente que depende de la geometría del dispositivo electródico.

La separación entre los electrodos A y M determina el espaciamiento y la profundidad de investigación que, por lo general, es igual a dos veces el espaciamiento de las herramientas normales. Para la herramienta normal corta el espaciamiento es de 16 pulgadas (0.40 metros) y su profundidad de investigación de 0.80 metros, mientras que para la herramienta normal larga el espaciamiento es de 64 pulgadas (1.60 metros) y su profundidad de investigación de 3.20 metros aproximadamente. El punto de asignación de las mediciones O, se ubica a la mitad de la distancia entre los electrodos A y M.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

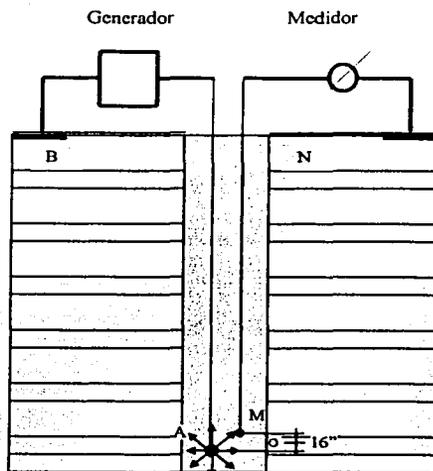


Figura 2.1. Arreglo de la herramienta normal (Gómez-Rivero, 1975).

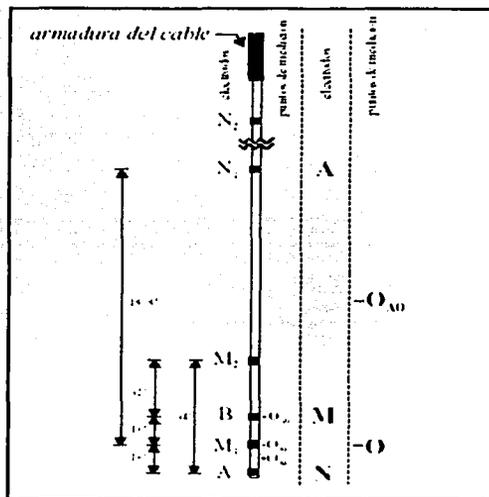


Figura 2.2. Representación de la sonda utilizada en estudios eléctricos convencionales mostrando los electrodos y sus separaciones. A y  $M_1$  para la normal corta, A y  $M_2$  para la normal larga, A, B y  $N_1$  para la lateral (Anguiano y Spurlin, 1998).

La curva de resistividad obtenida con la herramienta normal es una curva simétrica utilizada tanto en interpretación cualitativa como cuantitativa, para la determinación de zonas con hidrocarburos y, en combinación con otros registros, para la cuantificación de la porosidad y de la saturación de agua. Dicha respuesta es dominada por la resistividad horizontal y solo un pequeño porcentaje corresponde a la resistividad vertical.

### 2.2.2. HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN

Generalmente en pozos perforados con lodos base aceite es necesario utilizar este tipo de herramienta, mediante la cual se mide la conductividad de las formaciones sin necesidad de enviar corriente directamente por los electrodos de la sonda hacia la formación a través del lodo.

La herramienta de inducción está constituida esencialmente por una bobina emisora alimentada por una corriente alterna y por una bobina receptora colocada a una determinada distancia de la emisora (Figura 2.3). Este tipo de herramientas son enfocadas, permitiendo que la corriente sea inyectada al terreno de forma "directa", confinando la investigación a una zona determinada resistividad horizontal.

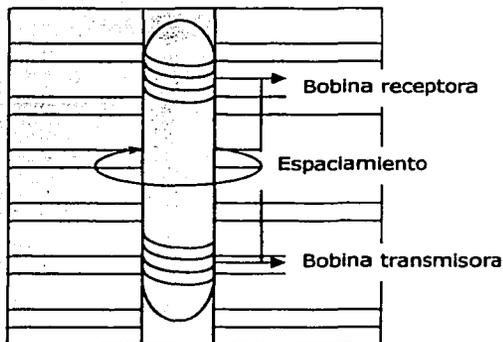


Figura 2.3. Herramienta de inducción.

El campo electromagnético que se genera alrededor de la sonda por la circulación de la corriente, induce en el terreno corrientes eléctricas que circulan según anillos coaxiales al eje de la sonda. Estas corrientes, a su vez, generan su propio campo magnético e inducen una señal o fuerza electromotriz en la bobina receptora, cuya intensidad es proporcional a la conductividad del terreno y por tanto a su resistividad. El espaciamiento de la sonda se define por la distancia entre las bobinas emisora y receptora, pudiendo ser de 40" (1m) o también de 27" (0.68m). En la herramienta de inducción las líneas de flujo de corriente son circunferencias horizontales que tienen su centro en el eje del pozo, suponiendo que éste es completamente vertical. Por tanto la medición de esta herramienta es sensible sólo a la resistividad horizontal.

## **2.3. ANISOTROPÍA ELÉCTRICA**

### **2.3.1. CARACTERÍSTICAS DEL MEDIO**

Un medio se considera homogéneo si sus propiedades son constantes en todas partes dentro de él. Por el contrario, si estas propiedades varían de un punto a otro dentro del medio, éste se considera heterogéneo.

Un medio se considera isótropo con respecto a una propiedad, si en un mismo punto, dicha propiedad no depende de la dirección de medición; es decir, si se mantiene constante al cambiar o variar la dirección de medición. Por otra parte, se considera como medio anisótropo aquel en el cual, en un punto, la propiedad en estudio cambia su valor al cambiar la dirección de medición. De acuerdo con lo anterior, la anisotropía eléctrica es un término utilizado para referirse al caso en la cual el valor de la resistividad varía dependiendo de la dirección de medición.

La anisotropía eléctrica en registros de pozo puede ser ocasionada por varios factores, de los cuales se distinguen tres principales:



- Depositación alternada de estratos o capas de arenas limpias con diferentes tamaños de grano.
- Estratos delgados alternados de arenas y lutitas, con espesores menores al espaciado de la herramienta de medición.
- Forma de las partículas depositadas (anisotropía granular).

### **2.3.2. ESCALAS DE ANISOTROPÍA**

De acuerdo a las causas que la provocan, la anisotropía eléctrica depende en gran medida de la escala en consideración. Definiéndose tres escalas diferentes en las que puede presentarse y ser identificada.

1. La primera es la microanisotropía, la cual es una propiedad intrínseca de algunos minerales debida a la estructura atómica y a la forma de los cristales individuales. Estos pueden presentar formas planas y alargadas que generalmente toman una orientación preferencial paralela al plano de depósito; como en el caso de los minerales arcillosos en forma de láminas u hojuelas, que permiten que la corriente fluya más fácilmente en la dirección paralela que en la dirección transversal al plano de estratificación. La anisotropía de éste tipo es más pronunciada en lutitas que en arenas.

Cuando varios minerales anisótropos se depositan aleatoriamente sin tomar una dirección preferencial, el sedimento tiende a volverse isótropo al cancelarse los efectos individuales.

2. Una escala intermedia llamada macroanisotropía, determinada por la resolución vertical de las herramientas de registros. En este caso, es producto de la incapacidad de las herramientas de registros eléctricos convencionales para responder al valor de la resistividad de cada estrato

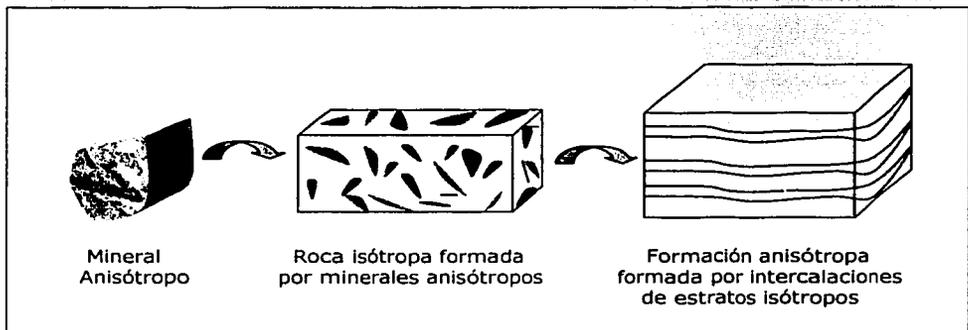
TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

o capa individual, en intercalaciones de estratos delgados (espesor menor al espaciamiento entre los electrodos) de arenas y lutitas. Para ésta escala se pueden considerar dos tipos diferentes de intercalaciones:

- a) Estratos delgados de arenas limpias y lutitas. Sin embargo, los estratos de arena pueden contener por sí mismos cantidades variables y diferentes tipos de arcillas dispersas. En este caso, la macroanisotropía resulta directamente del contraste de resistividad horizontal y vertical producto de las diferentes resistividades de las arenas y de las lutitas.
- b) Estratos delgados de arenas con diferentes tamaños de grano y/o selección. La macroanisotropía se origina por el contraste de resistividades producto de las diferentes saturaciones de agua.

En éstas secuencias, aunque cada estrato individual de arena sea isótropo, el conjunto o la secuencia en su totalidad se comporta como anisótropa.

3. Por último la escala de yacimiento, donde la anisotropía es producto de fallas, estratificación cruzada, estratos no horizontales, etc.



*Figura 2.4. Dependencia de la anisotropía con la escala en consideración.*

Para este trabajo se considera la anisotropía eléctrica en registros de pozo que, de acuerdo a las escalas mencionadas, corresponde a la macroanisotropía.

### 2.3.3. TENSOR DE RESISTIVIDAD

Al considerar anisotropía eléctrica, la tradicional resistividad escalar ( $R_t$ ) utilizada en medios isótropos, se transforma en un tensor con diferentes componentes que dependen de la orientación de la herramienta de medición con respecto al plano de estratificación. En el caso más general, se requiere de nueve componentes del tensor para especificar la resistividad de cualquier punto en una formación. Sin embargo, por simetría  $\rho_{ij} = \rho_{ji}$ , con lo que las nueve componentes se reducen a seis.

*Caso General*

$$\rho = \begin{bmatrix} \rho_{xx} & \rho_{xy} & \rho_{xz} \\ \rho_{yx} & \rho_{yy} & \rho_{yz} \\ \rho_{zx} & \rho_{zy} & \rho_{zz} \end{bmatrix}; \quad \text{por simetría } \rho_{ij} = \rho_{ji} \quad \Rightarrow \quad \rho = \begin{bmatrix} \rho_{xx} & \rho_{xy} & \rho_{xz} \\ \rho_{xy} & \rho_{yy} & \rho_{yz} \\ \rho_{xz} & \rho_{yz} & \rho_{zz} \end{bmatrix}$$

Por otro lado, si se consideran como ejes coordenados a las componentes principales del tensor, la resistividad quedará definida por tres componentes como se muestra a continuación.

$$\rho = \begin{bmatrix} \rho_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & \rho_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & \rho_{zz} \end{bmatrix}$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Este tensor se puede simplificar aún más, ya que las rocas sedimentarias por sus características propias de depósito en forma de estratos, poseen cierta continuidad lateral. Considerando este hecho, se puede asumir que el valor de resistividad es el mismo en cualquier dirección sobre el plano de estratificación. En este sentido, las componentes comprendidas en el plano de estratificación (componentes horizontales) son iguales ( $\rho_{xx} = \rho_{yy}$ ). Al tipo de formación que posee el mismo valor de resistividad en cualquier dirección horizontal, pero diferente valor en la dirección perpendicular al plano, se le conoce como formación transversalmente isotropa.

De esta forma el problema se reduce al conocimiento de sólo dos componentes del tensor de resistividad: 1) la resistividad horizontal o longitudinal ( $R_{th}$ ) y 2) la resistividad vertical o transversal ( $R_{tv}$ ). La relación entre ambas componentes permite definir dos parámetros importantes conocidos como coeficiente de anisotropía ( $\lambda$ ) y resistividad efectiva o promedio ( $\rho_e$ ).

$$\lambda = \sqrt{R_{tv}/R_{th}} \quad ; \quad \rho_e = \sqrt{R_{th} \cdot R_{tv}}$$

#### **2.3.4. PARADOJA DE ANISOTROPÍA**

Desde los estudios hechos por los hermanos Schlumberger en 1932, se sabe que la resistividad obtenida al medir con un sistema de electrodos alineados perpendicularmente a los planos de estratificación, como en el caso de la herramientas eléctricas, sin considerar el pozo, es igual a la resistividad horizontal (longitudinal); mientras que para un sistema de electrodos alineados paralelamente a los planos de estratificación, la resistividad que se obtendría a partir de la medición sería la resistividad vertical (transversal). A este fenómeno se le conoce como paradoja de anisotropía ya que las herramientas normales, cuando no se considera el pozo, no responden a la componente paralela al eje del arreglo eléctrico (Kunz y Moran, 1958).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

En el caso en que el pozo es considerado, la resistividad aparente obtenida a partir de las herramientas normales contiene ambas componentes del tensor de resistividad. Sin embargo, la mayor parte de ésta respuesta corresponde a la componente horizontal. Por su parte, la herramienta de inducción sólo responde a la componente horizontal siendo insensible a la componente vertical. Esto se debe principalmente a la forma en que la corriente es inyectada al medio por las herramientas de registros, y de cómo se conduce a través del mismo.

En las herramientas normales la corriente es emitida por el electrodo A y recolectada en la superficie, y la resistividad obtenida a través de los potenciales en M y N. En la herramienta de inducción, una corriente es inducida alrededor de la herramienta utilizando un campo magnético de alta frecuencia emitido por una bobina; la corriente medida por una segunda bobina indica la conductividad de la formación (Figuras 2.1 y 2.3) (Oilfield Review).

#### **2.4. SISTEMA DE MODELADO E INVERSIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS (INVERLOG).**

La parte de procesamiento de los datos de éste trabajo de tesis, se basa en el uso del sistema INVERLOG desarrollado por el Grupo de Modelado y Análisis de Registros de Pozo del Instituto Mexicano del Petróleo. Este software está diseñado para realizar el modelado de las herramientas de registros eléctricos convencionales y de inducción; así como la inversión de la información con el fin de determinar los parámetros reales del medio en estudio.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 2.4.1. PROBLEMA DIRECTO

El problema directo está definido como el proceso de predecir los resultados de mediciones (predicción de la respuesta) basados en un principio general (modelado), para un conjunto de condiciones específicas relevantes al problema (parámetros del modelo) (Anguiano, 1998). En el caso de registros eléctricos, consiste en calcular la respuesta de la herramienta; es decir, la curva de resistividad aparente (sintética) dados los parámetros del medio. Estos parámetros consisten en el límite de los estratos ( $E$ ), la resistividad verdadera ( $R_t$ ) para medios isótropos o las componentes de resistividad horizontal ( $R_{th}$ ) y resistividad vertical ( $R_{tv}$ ) para medios anisótropos, la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ), el diámetro de invasión ( $D_I$ ), la resistividad del fluido de perforación ( $R_m$ ), el diámetro del pozo ( $D_h$ ), y el diámetro de la sonda ( $D_s$ ).

Para resolver el problema directo el Sistema INVERLOG utiliza un modelo de medio geoelectrico de dos dimensiones en el cual, los estratos horizontales quedan representados por las variaciones verticales de la resistividad; mientras que la zona invadida y la zona virgen alrededor del pozo, quedan representadas por las variaciones radiales (Figura 2.5). Este modelo cuenta con una simetría axial.

El problema directo se resuelve utilizando el método de diferencias finitas, que consiste en discretizar al medio con una malla de resistencias eléctricas, que presenta una mayor densidad de nodos cerca de los electrodos y menor conforme se aleja de ellos (Anguiano, 1998), como se muestra en la figura 2.6. El Sistema INVERLOG cuenta con tres opciones para determinar el tamaño de la malla y principalmente la densidad de nodos en la misma. Las opciones, de mayor a menor concentración de nodos son: *fd2d exact*, *fd2d*, *fd2d approximation fast*<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Cabe aclarar que a mayor concentración de nodos, corresponde un mayor tiempo de cómputo.

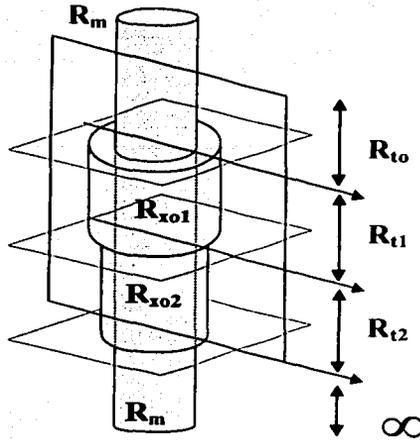


Figura 2.5. Modelo del medio geoelectrico utilizado por INVERLOG.

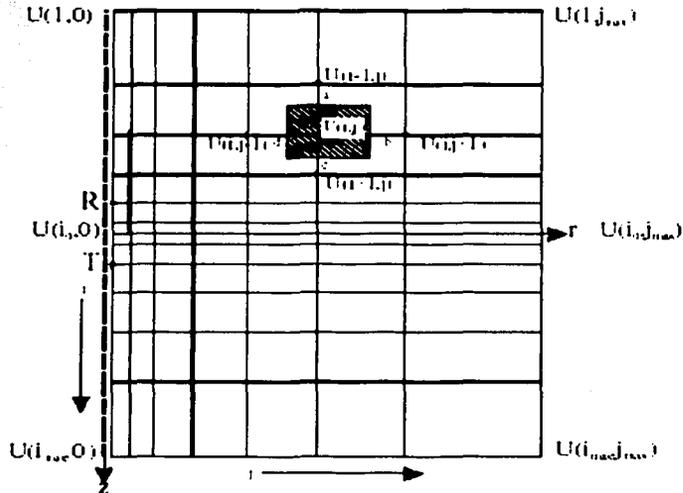


Figura 2.6. Configuración de la malla de diferencias finitas (Anguiano, 1998).

### **2.4.2. PROBLEMA INVERSO**

El problema inverso consiste en determinar los parámetros reales del medio a partir de las mediciones u observaciones. Su solución consiste en recrear las condiciones del subsuelo por medio de un modelado matemático, basado en las mediciones de las herramientas, para determinar los parámetros físicos reales del medio. Esto es, encontrar los valores de los parámetros de la formación que minimizan la discrepancia entre el registro de campo y el registro sintético obtenido del problema directo (Anguiano, 1998). Lo que se logra mediante la resolución del problema directo en forma iterativa.

Para invertir la información de registros y obtener los parámetros de las formaciones, el Sistema INVERLOG emplea una técnica de aproximación por mínimos cuadrados. El número de veces que se resuelve el problema directo para una sola iteración es aproximadamente igual al número de parámetros más uno.

Una parte muy importante y esencial para la inversión es la construcción del modelo inicial. Ya que si éste modelo es lo suficientemente cercano al real, las diferencias entre el registro de campo y el sintético se reducen en las primeras iteraciones. Por lo que, entre más cercano sea el modelo inicial al modelo real, menos serán las iteraciones requeridas, con lo que la solución final se alcanza rápidamente.

### **2.4.3. MÉTODOS DE INVERSIÓN UTILIZADOS EN INVERLOG**

El Sistema INVERLOG cuenta con la opción de elegir entre dos métodos de optimización o inversión: recocido simulado (simulated annealing) o gradiente conjugado (conjugate gradient). Ambos son métodos de minimización o maximización de funciones comúnmente utilizados para resolver problemas de inversión geofísica.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

El método de gradiente conjugado corresponde a los llamados métodos de inversión local utilizados para resolver problemas lineales o ligeramente no lineales, para los cuales su espacio de solución está comprendido en un pequeña región definida por la información a priori acerca del problema. Estos métodos locales funcionan muy bien localizando el punto extremo de una función objetivo que cuenta solamente con un máximo o un mínimo. Ya que para el caso en el que dicha función objetivo cuenta con un máximo o mínimo global entre uno o varios máximos o mínimos locales, éstos métodos sólo podrían localizar el extremo global si partieran de un punto (modelo inicial) lo suficientemente cercano a él. De lo contrario pueden perderse entre los extremos locales, identificando alguno de ellos, estancándose y considerándolo el extremo global. Esto se debe a que la búsqueda de los métodos de inversión local está limitada a la vecindad del punto inicial, siendo solamente capaces de escalar (al maximizar) o descender (al minimizar) y nunca de realizar ambas.

Gradiente conjugado es un método que hace uso de las primeras derivadas de la función, buscando sucesivamente la dirección de máxima razón de cambio para un punto determinado. De esta forma, los puntos por los que se conduce este método dependen uno del otro.

Por su parte, el método de recocido simulado corresponde a los métodos de inversión global utilizados en la solución de problemas no lineales. Se les considera globales, por su capacidad de poder encontrar los puntos extremos distinguiéndolos de los máximos o mínimos locales. Este método surge como una analogía con la termodinámica, específicamente en la forma en que los líquidos se congelan y cristalizan, o los metales se enfrían y recrystalizan. A altas temperaturas, las moléculas de un líquido se mueven libremente una respecto a otra. Si el líquido se enfría lentamente, la movilidad térmica se va perdiendo poco a poco. Los átomos generalmente son capaces de alinearse por sí mismos hacia arriba para formar un cristal puro completamente ordenado. Este cristal corresponde al estado de menor energía del sistema. Sin embargo, para alcanzar éste estado, el sistema debe ser enfriado lentamente con el fin

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

de que los átomos se redistribuyan correctamente mientras van perdiendo movilidad, ya que por el contrario, si el sistema se enfría abruptamente, no se alcanzará el estado de menor energía y se tendrá un cristal imperfecto o amorfo (Press, 1986).

De forma general el método de recocido simulado, para el Sistema INVERLOG, realiza lo siguiente:

- 1) Genera un modelo inicial y mide la discrepancia o error entre los datos y la respuesta o sintético para ese modelo inicial.
- 2) Se perturba el primer parámetro obteniéndose un modelo diferente, y se calcula su sintético.
- 3) Se evalúa el error entre los datos y el sintético correspondiente al nuevo modelo.
- 4) Se recurre al criterio de aceptación del modelo previamente establecido. Si el error obtenido mejora al calculado para el modelo inicial, entonces se acepta el modelo; sino, su aceptación dependerá de la temperatura a la que se encuentre el proceso. Al inicio la temperatura del proceso es alta, con lo que se aceptan valores de error mayores y la probabilidad de ser aceptado es grande; sin embargo, conforme va avanzando el proceso, la temperatura va disminuyendo poco a poco y el rango de error aceptable es cada vez menor, por lo que se reducirá su probabilidad de aceptación.
- 5) En el caso de que este nuevo modelo sea aceptado, ya sea por alguno de los dos mecanismos mencionados en el punto 4), reemplazará al modelo inicial, de lo contrario el modelo inicial se mantendrá.
- 6) Se repite el procedimiento de los puntos 1-5, modificándose ahora el segundo parámetro, y así sucesivamente hasta que se hayan modificado todos los parámetros. Al final se obtiene un sólo modelo que será el inicial para la siguiente temperatura.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Para la siguiente iteración se reduce un poco la temperatura del proceso, y se repiten los pasos 1-6.

El número de iteraciones queda definido por el usuario, con lo que el proceso terminará al alcanzarse éste número de iteraciones o al encontrar un modelo cuyo error sea menor a la tolerancia predeterminada.

Lo que permite que éste método sea efectivo para localizar los extremos globales, es su característica de admitir, para temperaturas altas, modelos en los cuales la discrepancia entre el sintético y las curva de campo no necesariamente es menor. La importancia de estos modelos es el contenido y variedad de información que proporcionan, permitiendo que el método no se quede atrapado en los extremos locales, ya que de otra forma, si sólo se aceptaran los modelos cuyo error disminuyera subsecuentemente, la posibilidad de que el método quedará atrapado en algún extremo local sería muy alta.

Para poder utilizar cualquiera de estos dos métodos de inversión, el Sistema INVERLOG requiere que se introduzca un archivo de parámetros en el cual, se especifica la información básica constituida por los siguientes datos principales, divididos en tres partes:

#### Parámetros generales de entrada y salida

- 1) Intervalo a procesar.- donde se especifica la profundidad inicial y la profundidad final en metros.
- 2) Intervalo de muestreo.
- 3) Diámetro de pozo, diámetro de la sonda y resistividad del lodo.

#### Parámetros de inversión

- 1) Número de herramientas consideradas para realizar la inversión.- donde se especifica si se desea realizar la inversión de una sola herramienta (single) o de dos o más (common). La inversión conjunta, al contar con

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

mayor información, permite delimitar de forma más precisa los límites de los estratos, aprovechando la información de ambas herramientas.

- 2) Número de iteraciones.
- 3) Método de inversión a utilizar.- eligiendo entre recocado simulado y gradiente conjugado.
- 4) Fijar parámetros.- donde se selecciona si se desea dejar fijos los límites de capas y/o la resistividad de las mismas.

Parámetros de la herramienta

- 1) Tipo de herramienta.
- 2) Modelo inicial.
- 3) Nombre del archivo y número de columna donde se encuentra el registro de campo.
- 4) Selección de la malla con la cual se calculará el sintético (que utiliza diferencias finitas).- esta opción permite elegir entre tres tipos de malla partiendo de la *fd2d exact* con la mayor concentración de datos y que requiere un mayor tiempo de cómputo, *fd2d* malla intermedia, y finalmente la *fd2d approximation fast* con la menor densidad de datos y con el menor tiempo de cómputo.

## **2.5. ZONAS PRODUCTORAS DE BAJA RESISTIVIDAD Y BAJO CONTRASTE (LRLC).**

El término zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste es utilizado para referirse a intervalos compuestos por intercalaciones de estratos delgados ya sea, de arenas productoras de hidrocarburos (especialmente gas) y lutitas, o de arenas productoras con diferentes contenidos de arcilla dispersa; en los cuales los registros eléctricos convencionales proporcionan como respuesta una resistividad combinada de ambos materiales, con un valor ligeramente mayor que el correspondiente al de las lutitas que por lo general no sobrepasa los 3  $\Omega$ m. Esto se debe, como se mencionó en el apartado 2.3.2, a la insuficiente resolución vertical de las herramientas convencionales para determinar la resistividad correspondiente a cada estrato individual, provocando que estas

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

secuencias se manifiesten en los registros como zonas anisótropas. De esta forma, intervalos potencialmente productores se vuelven casi indistinguibles de las lutitas adyacentes, por lo que muchos yacimientos con éstas características no han sido identificados ni aprovechados.

En éstos tipos de intercalaciones, la corriente fluirá en mayor medida por los estratos más conductores; es decir, principalmente las lutitas ( $1-10 \Omega\text{m}$ ), y tratará de evitar lo mayor posible conducirse por las arenas con hidrocarburos cuya resistividad es mucho mayor ( $1-100 \Omega\text{m}$ ). Esto da como resultado que la respuesta obtenida por las herramientas de registros eléctricos convencionales, esté dominada por la resistividad horizontal correspondiente, en mayor medida, a la resistividad de las lutitas, y asimismo que contenga muy poca información acerca de la resistividad vertical correspondiente, en mayor grado, a la resistividad de las arenas con hidrocarburos. Este fenómeno se ejemplifica en la figura 2.7. En ella se presenta las respuestas de las herramientas normal corta e inducción para un modelo de intercalaciones de estratos delgados de arena y lutita, con resistividades de  $10 \Omega\text{m}$  y  $1 \Omega\text{m}$ , respectivamente.

En la figura 2.8 se muestra, para éste mismo modelo, la gráfica de las resistividades horizontal y vertical como función del volumen de arcilla. Este volumen es análogo a cuántas capas o laminaciones de arcilla se le agregan al modelo; es decir, poco volumen de arcilla corresponde a mayor número de capas de arena, mientras que mayor volumen de arcilla corresponde a un menor número de las mismas. En la gráfica se pueden analizar varios aspectos. En principio se observa que la resistividad horizontal disminuye abruptamente de  $10 \Omega\text{m}$  a  $2.7 \Omega\text{m}$  al aumentar el volumen de arcilla de 0% a 30%. Asimismo, la resistividad horizontal muestra poca sensibilidad al aumento del volumen de arcilla, cuando éste supera el 30%, ya que la resistividad varía solamente de  $2.7 \Omega\text{m}$  a  $1 \Omega\text{m}$ . Por otro lado, la máxima separación entre la resistividad horizontal y la resistividad vertical se da cuando el volumen de arcilla alcanza el 50%, y donde el coeficiente de anisotropía tiene su valor máximo.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

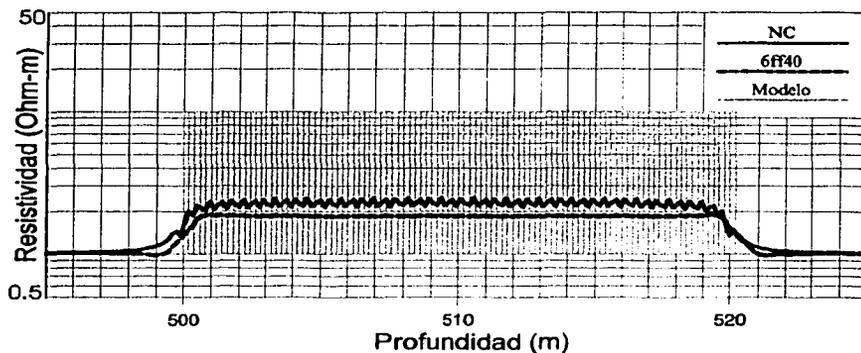


Figura 2.7. Respuestas de las herramientas NC y 6ff40 para un modelo de intercalaciones de estratos delgados de arena y lutita.

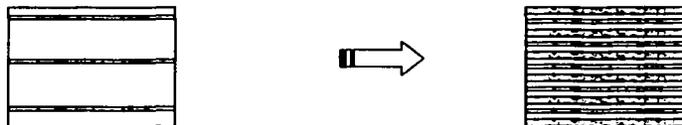
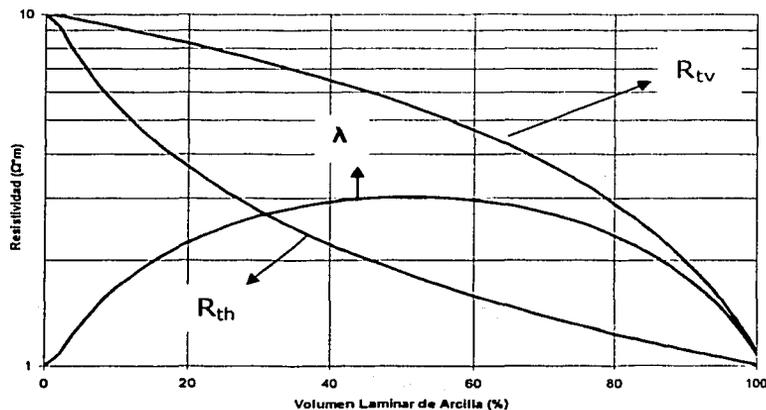


Figura 2.8. Variación de las componentes horizontal y vertical de la resistividad como función del volumen de arcilla, para un modelo de estratos delgados de arenas y lutitas intercalados.

de donde:

$$\frac{1}{R_{th}} = \frac{V_{sd}}{R_{sd}} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}}$$

$$R_{tv} = V_{sd} \cdot R_{sd} + V_{sh} \cdot R_{sh}$$

$$V_{sd} + V_{sh} = 1$$

$$\lambda = \frac{R_{tv}}{R_{th}}$$

En la gráfica 2.9 se muestra la comparación de las componentes horizontal y vertical de tres arenas con distinta resistividad en función del volumen de arcilla. Nuevamente se observa la poca sensibilidad de la componente horizontal a los cambios en la resistividad de las arenas, para volúmenes de arcilla mayores al 30%. Esta falta de sensibilidad acarrea problemas en la identificación de estratos delgados de arenas, de diferente resistividad y potencial productor, intercaladas con lutitas; ya que, como se puede observar en la figura, si sólo se utiliza la componente horizontal, las tres arenas con diferente resistividad serían casi indistinguibles para volúmenes de arcilla mayores al 50%, debido a que entre ellas la diferencia máxima es de sólo 0.23  $\Omega m$ . Por su parte, la componente vertical presenta cambios más notorios, al existir una diferencia máxima de 6.5  $\Omega m$ . Esto se debe a que la resistividad vertical se comporta como un promedio pesado de las resistividades del volumen de arena y arcilla, mostrando una disminución más gradual conforme aumenta éste último, siendo sensible tanto a los cambios de la resistividad de la arena como a los cambios en el volumen de arcilla en todo el rango de 0% a 100%.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

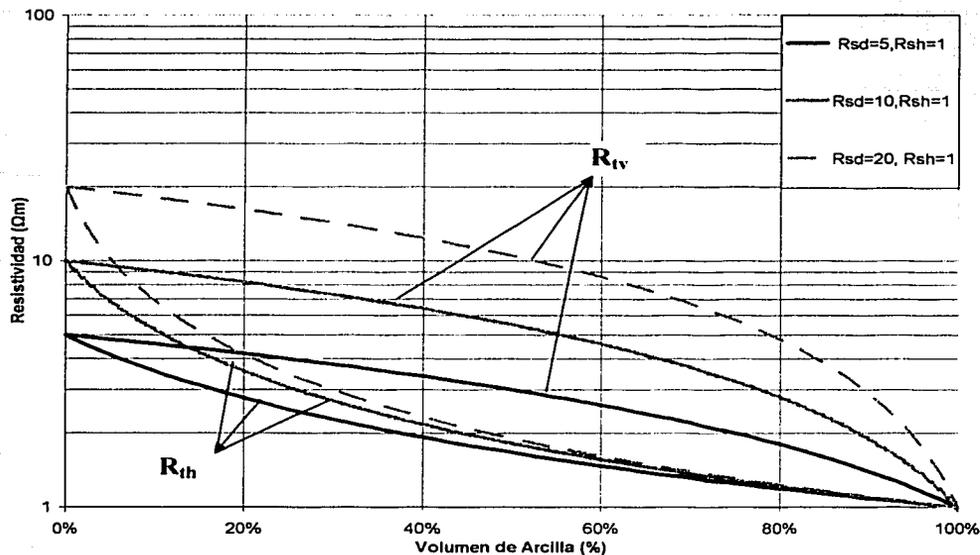


Figura 2.9. Comparación de las componentes horizontal y vertical de tres arenas con distinta resistividad en función del volumen de arcilla.

Tabla 2.1. Comportamiento de las resistividades horizontal y vertical para distintos porcentajes de volumen de arcilla en tres arenas de diferente resistividad.

$V_{sh}$ %	$R_{sd} = 5 \Omega m$		$R_{sd} = 10 \Omega m$		$R_{sd} = 20 \Omega m$	
	$R_{th}$	$R_{tv}$	$R_{th}$	$R_{tv}$	$R_{th}$	$R_{tv}$
0%	5.00	5.00	10.00	10.00	20.00	20.00
10%	3.57	4.60	5.26	9.10	6.90	18.10
20%	2.78	4.20	3.57	8.20	4.17	16.20
30%	2.27	3.80	2.70	7.30	2.99	14.30
40%	1.92	3.40	2.17	6.40	2.33	12.40
50%	<b>1.67</b>	<b>3.00</b>	<b>1.82</b>	<b>5.50</b>	<b>1.90</b>	<b>10.50</b>
60%	1.47	2.60	1.56	4.60	1.61	8.60
70%	1.32	2.20	1.37	3.70	1.40	6.70
80%	1.19	1.80	1.22	2.80	1.23	4.80
90%	1.09	1.40	1.10	1.90	1.10	2.90
100%	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Lo anterior muestra la importancia fundamental de determinar la componente vertical de la resistividad para identificar, con mayor claridad y mayor certeza, zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste. Además incluir el parámetro de  $R_{cv}$  en la interpretación, permitirá mejorar las evaluaciones de los yacimientos al representar de forma más precisa al modelo de tierra.

## 2.6. MÉTODOS DE EVALUACIÓN

En este apartado se pretende mostrar los diferentes métodos para evaluar los parámetros petrofísicos de saturación de agua ( $S_w$ ) y porosidad ( $\phi$ ).

Archie en 1942 propuso una ecuación para calcular la saturación de agua  $S_w$  en formaciones limpias. Esta es la base sobre la cual descansa el desarrollo de modelos más complejos, que se aproximan más a los medios reales por involucrar la influencia de la conductividad de la arcilla en las formaciones (modelos de formaciones arcillosas).

Debido a la marcada influencia que tienen las arcillas sobre los registros eléctricos la determinación de saturación de agua ( $S_w$ ) en arenas arcillosas no había recibido una solución satisfactoria. Esto trajo como consecuencia una primera generación de métodos de interpretación cuantitativa que introdujeron correcciones por efecto de arcilla a los valores de  $S_w$  y  $\phi$ , calculados únicamente a partir de datos de registros eléctricos y de potencial natural, entre ellos se encuentran el método Schlumberger y el método Halliburton.

Posteriormente, a raíz de la invención de los registros de porosidad (BHC, CNL, LDL, etc.), surgió una nueva generación de modelos para el cálculo de  $S_w$  aplicando corrección por efecto de arcilla en función de su volumen ( $V_{sh}$ ) y de su resistividad ( $R_{sh}$ ). Entre éstos se puede destacar el método de Simandoux (1970). Sin embargo, la inquietud por encontrar una solución con mejores bases para el cálculo de  $S_w$  en arenas arcillosas, llevó a una nueva relación empírica en donde la corrección por efecto de arcilla se logra a través de la

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) por unidad de volumen poroso ( $Q_v$ ). Entre los modelos de este tipo se incluyen el modelo de Waxman-Smits y el modelo de Doble Agua.

Aunque son numerosas las ecuaciones para el cálculo de  $S_w$  que hasta la fecha se han propuesto, existe evidencia de que ninguna de ellas es suficientemente exacta y universal, ya que sólo son válidas en intervalos particulares de porosidad y saturación de agua. La aplicación de los métodos que se describen a continuación para el cálculo de  $S_w$ , dependen de las condiciones geológicas del área de estudio, del tipo y cantidad de información de registros geofísicos con que se cuenta y de la estabilidad de cálculo (Gómez-Rivero, 1975).

### 2.6.1. MÉTODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS

Este método fue desarrollado por Tixier en 1949 y permite calcular  $S_w$  a partir de análisis de registros eléctricos. Este método sólo se aplica a formaciones limpias (libres de arcilla).

Debido a que en su desarrollo no interviene el tipo de litología, se puede aplicar igualmente a yacimientos carbonatados como a yacimientos de arenas. El cálculo de  $S_w$  es dado por

$$S_w = \left[ \frac{\frac{R_{xo}}{R_t} \left[ (1-z) + z \frac{R_{mf}}{R_w} \right]}{\frac{R_{mf}}{R_w}} \right]^{\frac{x}{nx-n}}$$

donde:  $z$  es una relación entre el volumen del agua de formación y el volumen total de agua en la zona invadida por el filtrado del lodo, que varía de 0.05 a 0.1 (valores empíricos de las formaciones de las Montañas Rocallosas);  $n = 2$ , es el exponente de saturación (para rocas de las Montañas Rocallosas);  $x = 2$ ,

es el exponente de relación ( $S_{xo} = S_w^{1/x}$ ); y  $R_w$  se determina a través de una medición sobre una muestra de agua, de cartas o nomogramas o a partir de los valores de potencial espontáneo. El factor de formación ( $F$ ) queda determinado por la expresión

$$F = \frac{R_t S_w^n}{R_w}$$

y la porosidad mediante

$$\phi = 10^{\frac{A-m}{Bm}} F^{-\frac{1}{m}}$$

donde  $m = A - B \log a$ , es el exponente de cementación.  $A$  va de 1.8 en arenas a 2 en carbonatos y  $B$  de 1.29 en arenas a 0.87 en carbonatos (Gómez Rivero, 1975).

### 2.6.2. MÉTODO SCHLUMBERGER

El cálculo de  $S_w$  método considera el hecho de que la arena arcillosa está constituida por pequeñas capas alternadas de arena limpia y lutita pura, y se determina por

$$S_w = \left( 10^{\frac{SSP}{nK}} \left( \frac{R_{xo}}{R_t} \right)^{\frac{SSP}{nPSP}} \right)^{\frac{x}{x-1}}$$

donde  $K = 65 + 0.24T_{°C}$  ó  $K = 61 + 0.133T_{°F}$ , es el coeficiente de Nernst ;  $n = 2$ , es el exponente de saturación;  $S_{xo} = S_w^{1/x}$  con  $x = 2$ ;  $SSP$  es el potencial estático definido como la deflexión de la curva SP en una arena limpia gruesa que no es afectada por el espesor de la capa, la columna del lodo, ni por el efecto de invasión; y  $PSP$  es el SP pseudo-estático, definido como la deflexión de la

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

curva SP en una arena arcillosa gruesa que no se ve afectada por el espesor de la capa, la columna del lodo ni por el efecto de invasión. Este potencial está dado por

$$PSP = -K \log \left( \frac{R_{oxo}}{R_o} \right)$$

donde  $R_{oxo}$  es la resistividad de la zona invadida por el filtrado del lodo en una formación 100% saturada de agua, y  $R_o$  es la resistividad de una formación 100% invadida de agua.

Tanto  $SSP$  como  $PSP$  se miden directamente del registro de potencial espontáneo ( $SP$ ), y se introducen en la ecuación de cálculo de  $S_w$  con sus signos negativos.

La determinación de la porosidad para las capas de arena se realiza mediante

$$\phi = \frac{1}{S_{xo}} 10^{\frac{A-m}{Bm}} \left[ \frac{R_{mf}}{R_{xo}} 10^{\frac{SSP(1-\alpha)}{K}} \right]^{1/m}$$

donde  $A = 1.8$  y  $B = 1.29$  en arenas (Gómez-Rivero, 1975) y  $\alpha$  es el factor de reducción del SP, dado por

$$\alpha = \frac{PSP}{SSP}$$

### 2.6.3. MÉTODO HALLIBURTON

Es un método aplicable al caso de arenas que contienen arcilla en forma dispersa. Para el cálculo de la saturación de agua, se parte de la ecuación obtenida por Perkins (1954),

$$PSP = K \log \left( \frac{R_{oxo}}{R_o} \right)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Considerando  $R_o = R_t S_w^n$  y  $R_{xo} = R_{xo} S_w^n$  en la ecuación anterior y despejando  $S_w$ , donde  $S_{xo} = S_w^x$  se obtiene

$$S_w = \left[ \frac{\left( \frac{R_{xo}}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}}{10^{\frac{PSP}{nK}}} \right]^{\frac{n}{x-1}}$$

donde K es el coeficiente de Nernst;  $n = 2$ , es el exponente de saturación; x es el exponente de relación ( $S_{xo} = S_w^x$ );  $R_{xo}$  es la resistividad de la zona lavada, obtenido a partir de la curva NC.

Para el cálculo de  $\phi$  se aplica la ecuación para una arena arcillosa invadida de agua salada de formación, obteniéndose finalmente que

$$\phi = 10^{\frac{A-m}{Bm} F^{\frac{1}{m}}}$$

donde  $A = 1.8$  y  $B = 1.29$  en el caso de arenas (Gómez-Rivero, 1975).

#### 2.6.4. MÉTODOS DE INDONESIA Y SIMANDOUX

Posteriormente, a raíz de la invención de los registros de porosidad, surgió una nueva generación de modelos para el cálculo de  $S_w$  aplicando corrección por efecto de arcilla en función de su volumen ( $V_{shale}$ ) y de su resistividad ( $R_{shale}$ ). Entre éstos se destacan los métodos de Simandoux (1970) y de Indonesia, cuyas expresiones son las siguientes:

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

$$\text{Simandoux} \quad S_w = \frac{-\frac{V_{shale}}{R_{shale}}}{\frac{2\phi^m}{aR_w}} + \frac{\sqrt{\left(\frac{V_{shale}}{R_{shale}}\right)^2 - 4\frac{2\phi^m}{aR_w}\left(-\frac{1}{R_t}\right)}}{2\left(\frac{2\phi^m}{aR_w}\right)}$$

Estos cinco métodos mostrados anteriormente, constituyen la forma tradicional de realizar evaluaciones considerando medios isótropos ya que sólo se cuenta con la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ). Sin embargo, este trabajo de tesis plantea la interpretación asumiendo anisotropía eléctrica y usando dos componentes de resistividad ( $R_{th}$  y  $R_{lv}$ ) que permitan una mejor evaluación de zonas productoras de baja resistividad al representar de forma más real a las características del subsuelo. Por esta razón el tratar de emplear alguno de los métodos tradicionales presenta la gran dificultad de como definir la resistividad verdadera ( $R_t$ ) a partir de ambas componentes del tensor de resistividad.

En este sentido se realizó un arduo trabajo de investigación bibliográfica para ver si existían metodologías que incluyeran ambas componentes para el cálculo de  $S_w$  y  $\phi$ . Después de esta amplia consulta en alrededor de sesenta artículos sólo se encontraron tres métodos que utilizan ambas componentes. Todos ellos asumen como conocido el valor de la porosidad por lo que solamente se enfocan al cálculo de volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ), además dos de los tres requieren información adicional generalmente proporcionada por herramientas más recientes. De esta forma, sólo se

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

encontró un método, descrito a continuación, que se adecua a la información de registros con la que se pretende trabajar en esta tesis, y que permite calcular los parámetros de volumen de arcilla y saturación de agua, a través del cálculo de la resistividad de la arena.

### 2.6.5. ESTIMACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE LA ARENA Y SATURACIÓN DE AGUA USANDO $R_{th}$ Y $R_{tv}$ (TABANOU, 1999).

El desarrollo siguiente asume que la resistividad del agua de la formación ( $R_w$ ) controla la resistividad de la arcilla. Los valores considerados para la ecuación de Archie son  $a=1$ ,  $m=2$  y  $n=2$ . Por definición, las resistividades horizontal y vertical tienen las siguientes expresiones:

$$R_{tv} = (1 - V_{sh})R_{sand} + V_{sh}R_o$$

$$\frac{1}{R_{th}} = \frac{(1 - V_{sh})}{R_{sand}} + \frac{V_{sh}}{R_o}$$

donde:

- $R_{sand}$ : resistividad de una capa de arena limpia
- $V_{sh}$ : fracción o volumen de arcilla
- $1 - V_{sh}$ : volumen de arena limpia
- $R_o$ : resistividad de la capa de baja resistividad (lutita).

Partiendo de estas ecuaciones, Tabanou obtiene las siguientes expresiones para el cálculo de  $R_{sand}$  y  $V_{shale}$

$$R_{sand} = \frac{\left(\frac{R_{tv}}{R_o} - \frac{R_o}{R_{th}}\right) + \sqrt{\left(\frac{R_{tv}}{R_o} - \frac{R_o}{R_{th}}\right)^2 - 4(R_{tv} - R_o)\left(\frac{1}{R_o} - \frac{1}{R_{th}}\right)}}{2\left(\frac{1}{R_o} - \frac{1}{R_{th}}\right)}$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

$$V_{shale} = \left( \frac{R_{sand} + \frac{1}{R_{sand}} - R_{tv} - \frac{1}{R_{th}}}{R_{sand} + \frac{1}{R_{sand}} - R_o - \frac{1}{R_o}} \right)$$

Para que las ecuaciones anteriores sean válidas es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- Las arenas deben ser limpias ( $V_{shale} < 1\%$ ) para ser isótropas.
- Cantidades menores al 10% de arcilla reducen significativamente  $R_{th}$ .
- $R_{th}$  no es sensible a  $R_{sand}$  cuando  $R_{sand}/R_o > 10$ .
- Cuando  $V_{shale} \leq 30\%$ ,  $R_{tv}$  provee una buena estimación de  $R_{sand}$ .
- Para un alto contenido de arcilla ( $V_{shale} > 50\%$ ),  $R_{tv}$  es mayormente afectado por  $R_{sand}$  al contrario de  $R_{th}$ .

Finalmente la saturación de agua se obtiene como

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 \cdot R_{sand}}}$$

Este método asume que al obtener la resistividad de la arena  $R_{sand}$  se elimina el efecto de la arcilla presente en la formación. Además considera que cada estrato individual es isótropo y que la anisotropía se debe solamente a la insuficiente resolución vertical de las herramientas.

Otras formas encontradas para el cálculo de  $R_{sand}$  fueron:

$$1. R_{sand} = R_{th} \frac{R_{tv} - R_{shale}}{R_{th} - R_{shale}} ; V_{shale} = \frac{R_{sand} - R_{tv}}{R_{sand} - R_{shale}} \quad (\text{Schoen, 1999})$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Estas expresiones son análogas a las propuestas por Tabanou al dar el mismo resultado y al asumir las mismas condiciones para su cumplimiento.

$$2. R_{\text{sand,h}} = (1 - V_{\text{shale}}) \cdot \left( \frac{1}{R_{\text{th}}} - \frac{V_{\text{shale}}}{R_{\text{shale,h}}} \right)^{-1}; R_{\text{sand,v}} = \frac{R_{\text{iv}} - R_{\text{shale,v}}}{1 - V_{\text{shale}}}$$

Estas ecuaciones, propuestas también por Schoen, permiten calcular la resistividad de la arena en ambas direcciones (horizontal y vertical), asumiendo que cada estrato individual de arena y lutita es anisótropo por sí mismo. Las dos resistividades de la lutita ( $R_{\text{shale,h}}$  y  $R_{\text{shale,v}}$ ) deben determinarse a partir de los registros en un intervalo de lutita representativo, mientras que el volumen de arcilla ( $V_{\text{shale}}$ ) debe ser determinado mediante otro tipo de información adicional.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPÍTULO 3

### ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS

El presente capítulo es la parte fundamental de éste trabajo de tesis. El objetivo es determinar una metodología de procesamiento e interpretación aplicando modelos anisótropos, que permita obtener de forma eficaz los parámetros reales del medio ( $R_{th}$ ,  $R_{tv}$  y los límites de las capas), mediante la inversión de la información proveniente de las herramientas normal corta e inducción (6FF40). En este sentido, de acuerdo a lo expuesto en el capítulo anterior, obtener la resistividad vertical verdadera constituye un parámetro fundamental para identificar y evaluar de forma adecuada, zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste.

La primera parte de este capítulo se enfoca a la generación y desarrollo de un par de nomogramas que constituyen una etapa importante de dicha metodología. Estos nomogramas permiten, al conocer la resistividad horizontal verdadera, la resistividad del lodo y el espesor de la capa, determinar el coeficiente de anisotropía, y con esto, calcular la resistividad vertical. De esta forma, se pretende obtener un modelo inicial de  $R_{tv}$  muy cercano al real, con el cual partir para obtener la resistividad vertical verdadera ( $R_{tv}$ ) mediante la inversión, reduciendo el tiempo de cómputo.

En la segunda parte del capítulo, se define de forma detallada ésta metodología de procesamiento e interpretación, y se compara su eficacia respecto de otras posibles metodologías, al aplicarlas a un modelo simple de una capa anisótropa en medio de dos capas isotrópicas infinitas. Asimismo se aplica a otros dos modelos anisótropos diferentes y distintos niveles de ruido aleatorio. Los dos primeros modelos representan el caso de capas anisótropas de arena debido a arcilla dispersa dentro de ellas. Por su parte, el tercer

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

modelo muestra el caso de anisotropía provocada por una secuencia de intercalaciones de estratos delgados isótropos de arena y lutita.

### **3.1. GENERACIÓN DE NOMOGRAMAS PARA DETERMINAR LA RESISTIVIDAD VERTICAL.**

#### **3.1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

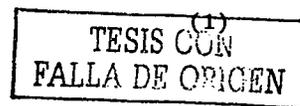
Alrededor del mundo existen muchos ejemplos de zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste (LCLR), en las que los registros correspondientes a las herramientas normal corta e inducción (6FF40) presentan pequeñas variaciones de resistividad, de décimas de Ohm-m, en intervalos relativamente grandes (10-40 m), posiblemente atribuibles a zonas anisótropas constituidas por secuencias de intercalaciones de estratos delgados de arenas y lutitas. Sin embargo, con el fin de facilitar la interpretación y debido a que la importancia fundamental no radica en determinar las características de cada estrato individual, sino de cada secuencia o formación, podrían ser generalizadas como un sólo estrato con un coeficiente de anisotropía "constante".

De esta forma, se plantea un modelo de una dimensión (1D) en el que se analiza el comportamiento del potencial eléctrico medido en el eje del pozo, en una formación transversalmente anisótropa de espesor infinito, con la finalidad de determinar una expresión que permita obtener el coeficiente de anisotropía para estratos de gran espesor.

#### **3.1.2. MODELOS UNIDIMENSIONALES. DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL.**

El problema de determinar el potencial eléctrico en una formación transversalmente anisótropa atravesada por un pozo, puede ser resuelto utilizando el problema de valores en la frontera a partir de la ecuación de Laplace.

$$\nabla^2 U = 0$$



La cual en coordenadas cilíndricas tiene la expresión (Kunz y Moran, 1958):

$$\frac{\partial^2 U}{\partial (r/\lambda)^2} + \frac{1}{r/\lambda} \frac{\partial U}{\partial (r/\lambda)} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = 0 \quad (2)$$

donde  $\lambda = \sqrt{R_v/R_h}$ , y  $R_v$  y  $R_h$  son las componentes de resistividad verdadera de la formación en las direcciones vertical y horizontal, respectivamente.

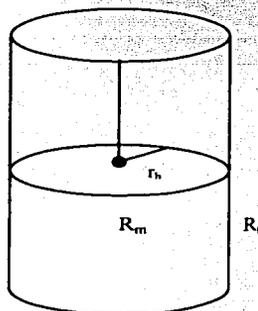


Figura 3.1. Formación de espesor infinito atravesada por el pozo. Modelo 1D.

Con un cambio de variable, la ecuación (2) se puede escribir como:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial (r')^2} + \frac{1}{r'} \frac{\partial U}{\partial (r')} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = 0 \quad (3)$$

donde  $r' = r/\lambda$ .

Las condiciones de interfase (frontera interna) son:

$$U_m = U_f, \text{ para } r = r_h \quad (4)$$

y

$$\frac{1}{R_m} \frac{\partial U_m}{\partial r} = \frac{1}{R_f} \frac{\partial U_f}{\partial r}, \text{ para } r = r_h \quad (5)$$

donde  $U_m$  y  $U_f$  son los potenciales en el lodo y en la formación, y  $R_m$  y  $R_f$  sus respectivas resistividades.

Cuando se aproxima al electrodo fuente, el potencial se comporta en la forma

$$\lim_{\rho \rightarrow 0} U(r, z) = \frac{R_m I}{4\pi\rho} \quad (6)$$

donde  $\rho = (r^2 + z^2)^{1/2}$  es la distancia del electrodo de corriente al punto de observación, e  $I$  es la corriente inyectada dentro del lodo por el electrodo fuente.

Lejos de la fuente, el potencial se aproxima a cero:

$$\lim_{\rho \rightarrow \infty} U(r, z) = 0 \quad (7)$$

Estas cuatro condiciones definen el potencial  $U$ .

### 3.1.3. DISTRIBUCION DEL POTENCIAL ELECTRICO

Ya que el potencial está definido por las ecuaciones (3), (4), (5), (6) y (7), el siguiente paso es resolver la ecuación de Laplace utilizando esas condiciones de frontera. Para realizar esto se propone una función  $U$  de la forma:

$$U(r', z) = T(r')S(z) \quad (8)$$

donde se ha introducido el cambio de variable  $r' = r/\lambda$ . Este es el método conocido como separación de variables. Es posible aplicar este método gracias a la geometría cilíndrica del problema.

Sustituyendo la ecuación (8) en (3) tenemos

$$S \frac{d^2 T}{dr'^2} + \frac{S}{r'} \frac{dT}{dr'} + T \frac{d^2 S}{dz^2} = 0 \quad (9)$$

Con lo que ahora se tienen derivadas ordinarias. Dividiendo los tres términos por  $ST$ , se obtiene

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

$$\frac{1}{T} \frac{d^2 T}{dr'^2} + \frac{1}{r' T} \frac{dT}{dr'} + \frac{1}{S} \frac{d^2 S}{dz^2} = 0 \quad (10)$$

La ecuación (10) claramente tiene dos términos diferentes:

$$\frac{1}{T} \frac{d^2 T}{dr'^2} + \frac{1}{r' T} \frac{dT}{dr'} \quad (11)$$

y

$$\frac{1}{S} \frac{d^2 S}{dz^2} \quad (12)$$

A primera vista parece que las expresiones (11) y (12) dependen únicamente de las variables  $r'$  y  $z$ , respectivamente; sin embargo, el modificar una de estas variables "independientes" cambia una parte de la ecuación, y por tanto la otra parte tiene también que cambiar para mantener la igualdad con cero en la ecuación (10). De esta forma, se puede concluir que la suma de estas partes no puede ser igual a cero para cualquier valor arbitrario de  $r'$  y  $z$ .

Del análisis anterior, se puede decir que la suma de las dos partes que constituyen la ecuación (10) no dependen de las coordenadas  $r'$  y  $z$ , y es, de esta forma, constante. Este concepto es la clave del método de separación de variables. Es conveniente representar a esta constante como  $\pm m^2$ , donde  $m$  es la llamada constante de separación.

De acuerdo con esto, la ecuación de Laplace es reemplaza por una ecuación diferencial ordinaria de segundo orden:

$$\frac{1}{T} \frac{d^2 T}{dr'^2} + \frac{1}{r' T} \frac{dT}{dr'} = \pm m^2 \quad (13)$$

$$\frac{1}{S} \frac{d^2 S}{dz^2} = \mp m^2 \quad (14)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Es importante enfatizar que la idea principal detrás del método de separación de variables es transformar una ecuación diferencial parcial en dos ecuaciones diferenciales ordinarias cuyas soluciones son conocidas.

Finalmente resolviendo las ecuaciones (13) y (14) se obtiene la expresión del potencial:

$$U_m = (0, \alpha, R_m, r_h, I, \mu, \lambda) = \frac{R_m I}{4\pi r_h} \left[ \frac{1}{\alpha} + \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\mu \lambda K_0(x/\lambda) K_1(x) - K_0(x) K_1(x/\lambda)}{\mu \lambda K_0(x/\lambda) I_1(x) + I_0(x) K_1(x/\lambda)} \cos \alpha x \, dx \right]$$

donde

$m$ : constante de separación para el método de separación de variables.

$K_0$  y  $I_0$ : funciones modificadas de Bessel de orden cero, de primer y segundo tipo, respectivamente.

$K_1$  y  $I_1$ : funciones modificadas de Bessel de orden uno, de primer y segundo tipo, respectivamente.

$\alpha = z/r_h$ : longitud vertical normalizada.

$x = mr_h$ : número adimensional.

$\mu = R_{th}/R_m$ : relación de resistividades.

Introduciendo el concepto de resistividad aparente y rescribiendo el potencial en el eje del pozo, tomando en cuenta que  $z = L$ , donde  $L$  es la distancia entre los electrodos A y M para la herramienta normal corta, se tiene que:

$$R_a^U(R_m, \alpha, \mu, \lambda) = R_m \left[ 1 + \frac{2}{\pi} \alpha \int_0^{\infty} \frac{\mu \lambda K_0(x/\lambda) K_1(x) - K_0(x) K_1(x/\lambda)}{\mu \lambda K_0(x/\lambda) I_1(x) + I_0(x) K_1(x/\lambda)} \cos \alpha x \, dx \right]$$

o de forma normalizada

$$\frac{R_a^U}{R_m} = 1 + \frac{2}{\pi} \alpha \int_0^{\infty} \frac{\mu \lambda K_0(x/\lambda) K_1(x) - K_0(x) K_1(x/\lambda)}{\mu \lambda K_0(x/\lambda) I_1(x) + I_0(x) K_1(x/\lambda)} \cos \alpha x \, dx \quad (15)$$

Es importante hacer notar que para el caso de formaciones de baja resistividad y bajo contraste, la relación  $\mu = R_{th}/R_m$  se encuentra generalmente dentro del rango de 1-20. En este rango la mejor resolución, i.e., separación de curvas de diferente coeficiente de anisotropía, se obtiene cuando la relación entre la separación de los electrodos ( $AM$ ) y el diámetro del pozo ( $d_h$ ) es cercano a 2, lo cual corresponde exactamente al caso de la herramienta normal corta (Figura 3.2). Por esto, la combinación entre la herramienta 6FF40 y la normal corta puede aportar información importante sobre anisotropía transversal.

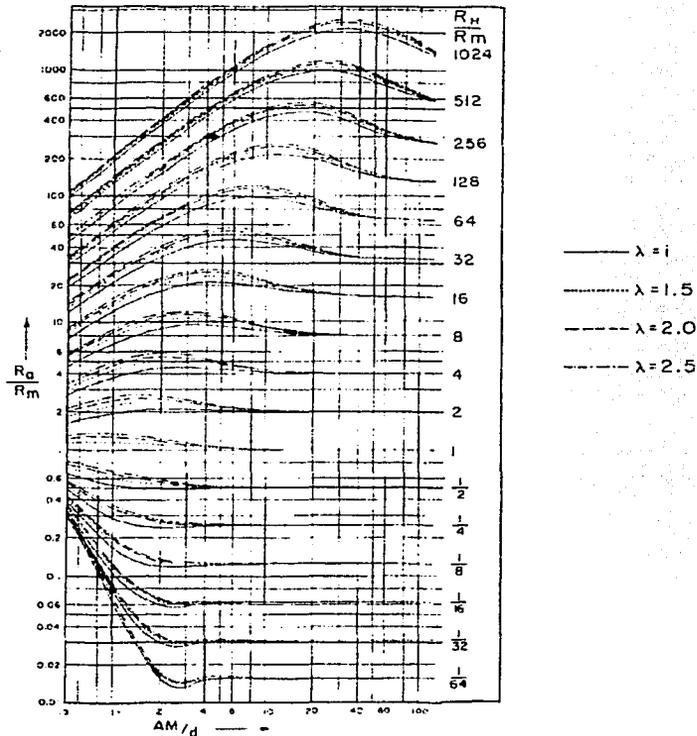


Figura 3.2. Curvas de diferentes valores de  $\lambda$ , para distintas relaciones de  $AM/d$  y  $R_{th}/R_m$ , en el caso de la herramienta normal (Kunz y Moran, 1958).

### 3.1.4. CONSTRUCCIÓN DE LOS NOMOGRAMAS

Haciendo uso de la expresión de la resistividad aparente para la herramienta normal corta representada por la ecuación (15), surge el nomograma que se muestra en la figura 3.3, el cual permite obtener el coeficiente de anisotropía para estratos de espesor infinito, conocidas la resistividad horizontal verdadera ( $R_{th}$ ) y la resistividad aparente de la NC ( $R_{aNC}$ ). Cabe aclarar que a pesar de que este nomograma fue generando considerando un diámetro de pozo de 8 pulgadas, un diámetros de la sonda de 3.625 pulgadas y una resistividad del lodo de  $1 \Omega m$ , brinda buenas aproximaciones para diámetros de pozo y resistividades de lodo diferentes.

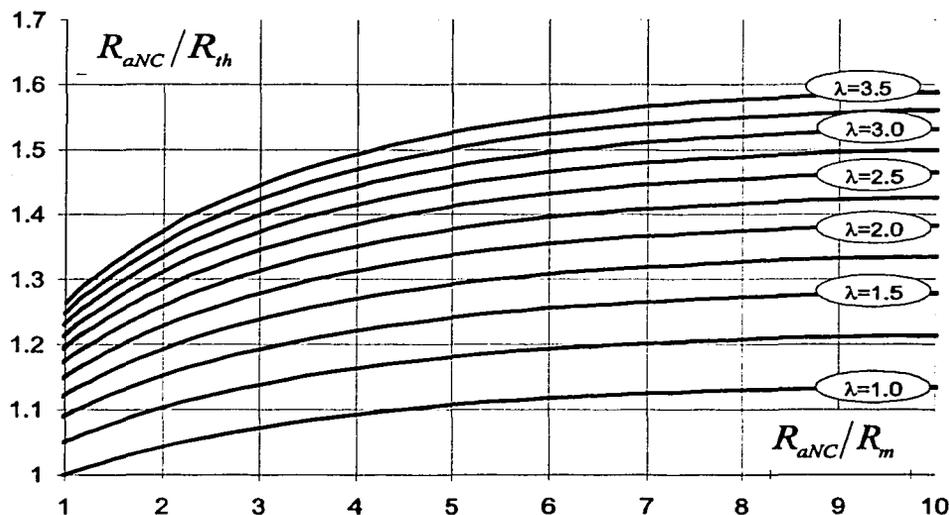


Figura 3.3. Nomograma I, el cual permite determinar el coeficiente de anisotropía para estratos de espesor infinito.

En este nomograma el eje horizontal representa el cociente entre la resistividad aparente de la herramienta normal corta y la resistividad del lodo  $R_{aNC}/R_m$ , mientras que el eje vertical representa la relación entre la resistividad aparente de la herramienta normal corta y la resistividad horizontal verdadera

$R_{aNC}/R_{th}$ , lo que permite determinar el coeficiente de anisotropía para estratos de espesor infinito. Sin embargo, con el fin de hacer práctica su aplicación, se generó otro nomograma que corrige por espesor al valor de  $\lambda$  obtenido. De esta forma, la aplicación conjunta de estos nomogramas permite obtener el coeficiente de anisotropía para estratos de espesor no menor a 3 metros. Esta limitante en el espesor, radica en que para estratos menores a 3 metros y coeficientes de anisotropía reales de entre 1.5 y 2, el valor  $\lambda$  que brinda el nomograma I es menor a 1. Esto implicaría que la resistividad horizontal verdadera es mayor que la resistividad vertical, cuyo caso cae fuera de las suposiciones hechas para este trabajo, en las que se considera que el valor de  $R_{tv}$  será siempre mayor o igual a  $R_{th}$  para capa anisótropas.

Para generar este segundo nomograma se utilizó un modelo constituido por una capa anisótropa en medio de dos capas isótropas infinitas. Se fijó el valor de  $\lambda$  real de la capa anisótropa y se obtuvieron los diferentes valores de respuesta de resistividad aparente de la herramienta normal corta ( $R_{aNC}$ ), para distintos espesores. Este procedimiento se realizó para diferentes coeficientes de anisotropía en el rango de 1.5 a 7. Cabe aclarar, que el valor que se seleccionó como  $R_{aNC}$ , fue aquel que correspondía al centro de la capa anisótropa, debido a que este valor es el que menor afectación tiene por las capas vecinas.

Una vez obtenidos los valores de  $R_{aNC}$ , para cada conjunto de espesores correspondientes a un mismo  $\lambda$  real, y conociendo su respectivo valor de resistividad horizontal verdadera y la resistividad del lodo, se procedió a calcular las relaciones  $R_{aNC}/R_m$  y  $R_{aNC}/R_{th}$  para ubicar el conjunto de puntos en el nomograma I y con esto, realizar la lectura los respectivos valores de  $\lambda$  (aproximada) proporcionados por esta gráfica. De esta forma, ahora se contaba con dos valores de  $\lambda$  para cada espesor, el real y el obtenido con el nomograma I, donde éste último era menor al valor real. Debido a ello se propuso una gráfica en la que su eje horizontal representara el espesor, y su eje vertical el valor de  $\lambda$  obtenido con el nomograma I. En esta gráfica,

comenzando por el primer valor de  $\lambda_{real}=1$ , se ubicaron los diferentes espesores y sus correspondientes  $\lambda$  obtenidos. Posteriormente se unieron este conjunto de puntos, lo que permitió definir, en este primer caso, la curva de  $\lambda$  corregida por espesor igual a  $\lambda_{real}=1$ . Este procedimiento se repitió con cada valor de  $\lambda$  real de 1-7, obteniéndose el mismo número de curvas de  $\lambda$  corregida por espesor, completándose este segundo nomograma, como se muestra en la figura 3.4.

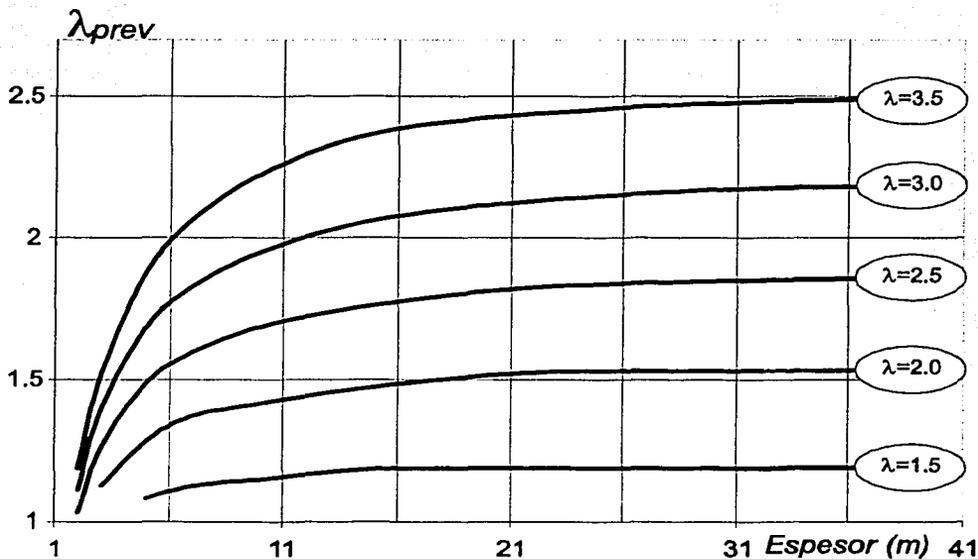


Figura 3.4. Nomograma II que permite determinar el valor real del coeficiente de anisotropía, al corregir por espesor al valor de  $\lambda$  obtenido del nomograma I.

## **3.2. ANÁLISIS DE METODOLOGÍAS.**

Mediante el empleo de las diferentes opciones que brinda el Sistema INVERLOG, se generaron y probaron diversas metodologías para determinar, aplicando modelos anisótropos, los parámetros reales del medio (resistividad horizontal y resistividad vertical verdaderas, y el límite de las capas), a partir de la información de las herramientas normal corta e inducción (6FF40). Esto con el objetivo de definir aquella metodología que brinde la mayor eficacia en la determinación de ambas resistividades; resaltando que la mayor importancia en zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste, radica en obtener el valor de la resistividad vertical verdadera ( $R_{tv}$ ), lo cual no puede lograrse si la resistividad horizontal que se obtenga no sea muy cercana a la real.

### **3.2.1. DEFINICIÓN DE METODOLOGÍAS**

#### **3.2.1.1. METODOLOGÍA ACTUAL**

La metodología que se emplea actualmente en la industria mexicana para interpretar la información de registros de la herramienta normal corta e inducción, considera que el medio es totalmente isótropo. Por lo que solamente se enfoca a obtener, mediante la inversión, los parámetros de  $R_t$ ,  $R_{xo}$  y  $D_{li}$ , donde  $R_t$  es asociado al resultado de la inversión de la herramienta de inducción; mientras que  $R_{xo}$  se asocia al resultado de la inversión de la herramienta normal corta.

#### **3.2.1.2. METODOLOGÍA PROPUESTA**

La metodología que se propone, se muestra en la figura 3.5, y su generación se basó principalmente en el conocimiento físico del problema que pretende resolver, y con esto, en la selección de las opciones que brinda el Sistema INVERLOG que permitan llevarlo a cabo con mayor eficiencia.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Esta metodología de procesamiento e interpretación aplica modelos anisótropos para obtener eficazmente los parámetros reales del medio ( $R_{th}$ ,  $R_{tv}$  y límite de los estratos). Esto se logra mediante la inversión de la información proveniente de las herramientas normal corta e inducción (6FF40), apoyada por el uso de dos nomogramas que permiten obtener un valor de  $R_{tv}$  muy cercano al real, con el cual partir para la inversión, reduciendo el tiempo de cómputo. Con estos parámetros, y principalmente con  $R_{tv}$ , se pretende realizar una mejor identificación y evaluación del contenido de hidrocarburos de zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste.

Consta de cuatro etapas, dos de las cuales pueden volverse iterativas hasta encontrar el mejor modelo. La primera etapa consiste en realizar la inversión conjunta de las herramientas normal corta e inducción, utilizando el método de recocido simulado. Este método realiza la inversión sin considerar anisotropía, por lo que el resultado de la inversión es un modelo de  $R_t$ , que para el caso de la herramienta de inducción, se asocia a la resistividad horizontal ( $R_{th}$ ). El objetivo es determinar un modelo inicial cuyos límites y número de capas sean muy cercanos a los reales, al utilizar la información de ambas herramientas.

El siguiente paso, se basa en valorar si dicho modelo obtenido requiere editarse o no antes de ser utilizado como modelo inicial en la etapa siguiente. Este proceso consiste en editar manualmente el modelo empleando una interfase gráfica que permite eliminar o añadir estratos, ajustar el espesor de los mismos y modificar los valores de resistividad.

La segunda etapa tiene como objetivo determinar de forma definitiva los límites de los estratos y obtener el mejor modelo para  $R_{th}$ . Esto se realiza mediante la inversión sencilla de la herramienta de inducción utilizando el método de gradiente conjugado y partiendo del modelo que resulta, ya sea directamente de la inversión con recocido simulado o, en su caso, de la edición manual del mismo. Esta etapa aprovecha las características de la herramienta 6FF40 de responder únicamente a la componente de resistividad horizontal

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

$(R_{th})$ , para definir de forma precisa dicho parámetro con el menor tiempo de cómputo posible. Cabe aclarar que para cada ciclo de inversión se seleccionó un máximo de 50 iteraciones, ya que es un número suficiente para observar si la inversión converge o no hacia un buen modelo. Si al final del ciclo de inversión no se logra obtener un buen modelo que brinde un ajuste aceptable entre los datos de campo y el sintético, y cuyos límites de capa y valores de  $R_{th}$  sean también aceptables, se puede realizar un segundo ciclo de inversión. Para este segundo ciclo se puede introducir como modelo inicial, directamente el modelo obtenido de la iteración cincuenta del ciclo de inversión anterior, o el que resulte de editar manualmente dicho modelo. Por lo que esta segunda etapa se puede realizar de forma iterativa hasta lograr el mejor modelo de  $R_{th}$  y el mejor ajuste entre los datos de campo y el sintético.

La tercera etapa tiene como objetivo obtener un modelo muy cercano al real para  $R_{cv}$ , utilizando los nomogramas I y II que permiten determinar el coeficiente de anisotropía para cada estrato. Para este punto, ya se tienen definidos los límites de las capas, y con esto su espesor, y se cuenta además con el valor de resistividad horizontal verdadera de cada una de ellas. De esta forma, una vez que se conoce el valor de  $R_{th}$  y el valor de resistividad aparente de la normal corta ( $R_{aNC}$ ), para cada uno de estratos, y conocido el valor de la resistividad del lodo ( $R_m$ ), se ubican las relaciones de  $R_{aNC}/R_m$  para el eje horizontal, y de  $R_{aNC}/R_{th}$  para el vertical en el nomograma I, y se hace la lectura del correspondiente valor de  $\lambda$ , para cada uno de ellos. Posteriormente, en el segundo nomograma, para cada estrato, se ubica su valor de  $\lambda$  obtenido con el nomograma I y su espesor, y se efectúa la lectura de su correspondiente coeficiente de anisotropía corregido por espesor. En seguida, con este valor de  $\lambda$  y su respectiva  $R_{th}$  se calcula su valor de  $R_{cv}$ . Por último, con los valores de  $R_{th}$ ,  $R_{cv}$  y el espesor de cada estrato, se construye un nuevo modelo que servirá de partida para la siguiente etapa de inversión.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

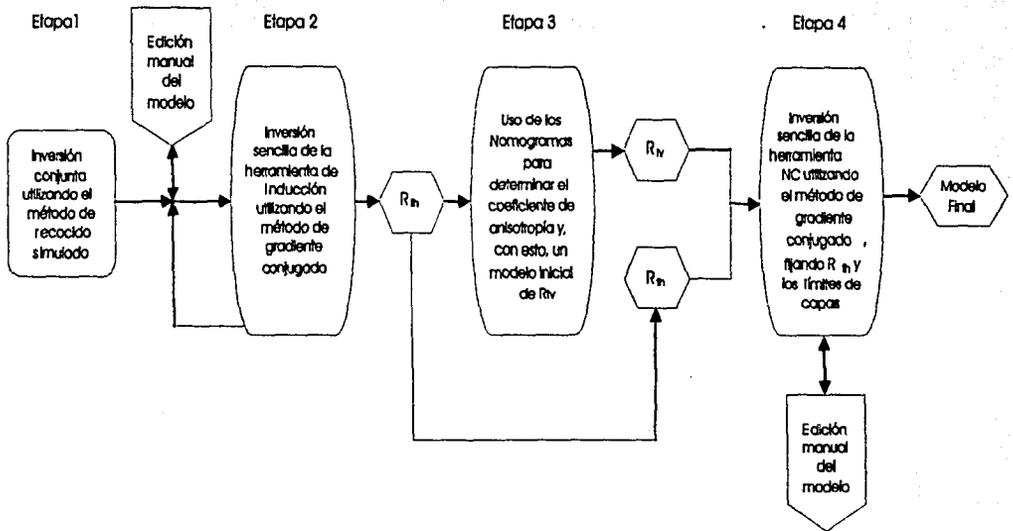


Figura 3.5. Metodología de procesamiento e interpretación de la información de las herramientas normal corta e inducción (6FF40), aplicando modelos anisótropos.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

La cuarta y última etapa tiene la finalidad de determinar el modelo de  $R_{iv}$  mediante la inversión sencilla de la herramienta normal corta. Esto se logra al fijar los parámetros de límites de las capas y  $R_{th}$ , debido a que ya quedaron bien definidos por las dos primeras etapas, e invertir sólo para el parámetro de  $R_{iv}$ . Esta etapa aprovecha las características de la herramienta normal corta de responder a ambas componentes de resistividad, para extraer la información correspondiente a la resistividad vertical. El dejar fijos los parámetros de  $R_{th}$  y espesor de las capas permite, por una parte, que la inversión converja más rápidamente hacia el modelo real de  $R_{iv}$ , simplemente afinando los valores del modelo inicial ahorrando tiempo de cómputo, y por otra, reducir en cierto grado el problema de equivalencia al tener un menor número de parámetros involucrados en la inversión. Si así lo requiriese, al igual que en la segunda etapa, esta última etapa se puede realizar de forma iterativa hasta lograr obtener el mejor modelo final.

La idea principal detrás del uso de dos métodos de inversión radica en aprovechar las capacidades específicas de cada uno de ellos. En el caso de recocido simulado, al ser un método global, permite encontrar los máximos o mínimos absolutos cubriendo un espacio grande de soluciones. En este sentido, se emplea para obtener de forma precisa los límites de las capas y un buen valor para el parámetro  $R_{th}$ , que sirvan de modelo inicial para el método de inversión de gradiente conjugado. Este último se caracteriza por ser un método local de inversión, que permite obtener los máximos o mínimos absolutos dentro de un espacio de soluciones relativamente pequeño. Al partir de un modelo inicial adecuado obtenido con el método de recocido simulado, el método de gradiente conjugado se emplea para afinar el modelo de  $R_{th}$  y obtener el modelo de  $R_{iv}$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 3.2.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN A MODELOS SINTÉTICOS.

#### 3.2.2.1. MODELO 1

Para comenzar estas pruebas se partió del modelo más simple, constituido por dos capas isotrópicas a los extremos de espesor infinito y  $R_t=1 \Omega m$ , y una capa anisótropa en medio de ellas de 3 metros de espesor y con valores de  $R_{th}=2 \Omega m$  y  $R_{tv}=8 \Omega m$ ; para el cual se calculó la respuesta de las herramientas normal corta e inducción (6FF40) (Figura 3.6). Este modelo pretende representar el caso en que la anisotropía se debe a arcilla dispersa dentro de una capa de arena. Esto provoca que las herramientas de registros eléctricos convencionales "vean" como anisotropía a la capa de arena.

Para este modelo también se aplicaron otras posibles combinaciones de procesamiento, con el fin de comparar los resultados, y mostrar la eficacia de la metodología de procesamiento e interpretación propuesta por este trabajo de tesis.

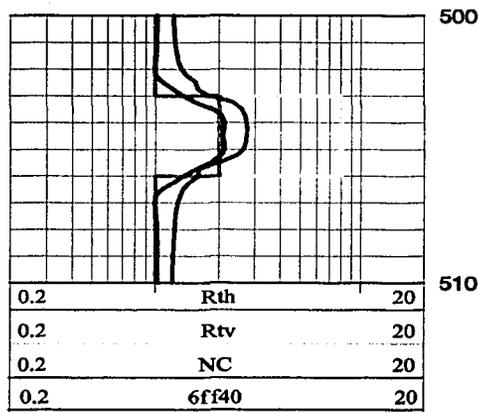


Figura 3.6. Respuestas de las herramientas normal corta y 6FF40 para el modelo1.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

*Tabla 3.1. Características del modelo 1.*

<b>Profundidad</b>	<b>Estrato</b>	<b>Espesor (m)</b>	<b><math>R_{th}</math></b>	<b><math>R_{cv}</math></b>
503	1	Infinito	1.0	1.0
506	2	3	2.0	8.0
	3	Infinito	1.0	1.0

## **METODOLOGÍA**

### **> ETAPA 1**

Se realizó la inversión conjunta de las herramientas con el método de recocido simulado. El tiempo de cómputo fue de 2 minutos 45s (fd2d) para obtener un modelo inicial para la siguiente etapa. El modelo que resulta de esta primera etapa se muestra en la tabla 3.2. En dicha tabla se puede observar que la inversión da como resultado un modelo con una capa extra y no logra determinar completamente los límites de cada estrato. Sin embargo, el valor de  $R_{th}$  es casi el valor real de cada uno de ellos.

*Tabla 3.2. Resultados de la primera etapa de la metodología.*

<b>Profundidad</b>	<b>Estrato</b>	<b>Espesor (m)</b>	<b><math>R_{th}</math></b>
503.01	1	Infinito	1.0
505.95	2	2.94	2.01
507.43	Capa añadida por el programa	1.48	1.01
	3	Infinito	1.0

## > ETAPA 2

Para esta etapa, en la que se invierte la herramienta de inducción, se obtuvieron de forma exacta los límites de los estratos y los valores de  $R_{th}$  en la 2 iteración, tomando un tiempo de 10 segundos.

Tabla 3.3. Resultados de la segunda etapa de la metodología.

Profundidad	Estrato	Espesor (m)	$R_{th}$
503	1	Infinito	1.0
506	2	3	2.0
	3	Infinito	1.0

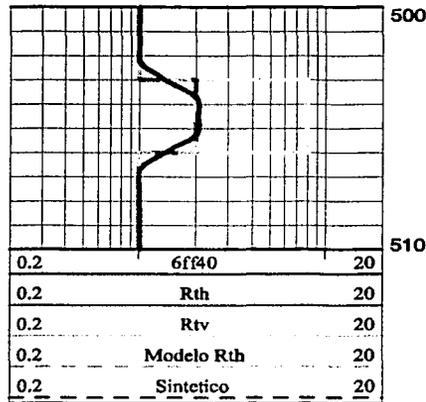


Figura 3.7. Sintético y modelo de  $R_{th}$  resultado de invertir la herramienta 6FF40 (etapa 2).

## > ETAPA 3

Esta etapa busca obtener una aproximación a los valores de  $R_{tv}$  utilizando los nomogramas I y II. Dichos valores servirán como modelo inicial para posteriormente hacer la inversión sencilla de la herramienta normal corta.

Con el valor obtenido de  $R_{th}=2 \Omega m$ , y con  $R_{aNC}= 2.291 \Omega m$  (medido del registro de la NC a la mitad de la capa) y  $R_m=0.5 \Omega m$ , se calculan los cocientes  $R_{aNC}/R_m=4.582$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.1455$ , con lo cuales se entra al nomograma I y se hace la lectura de  $\lambda=1.145$ , como se muestra en la figura 3.8. Posteriormente, con este valor de  $\lambda=1.145$  y *espesor*=3 m, se entra al nomograma II para obtener el valor de  $\lambda=2.05$  corregido por *espesor*, como se muestra en la figura 3.9.

De esta forma se construye el modelo inicial mostrado en la tabla 3.4, que se introducirá en la inversión sencilla de la herramienta normal corta. Como se puede observar el valor obtenido de  $R_{tv}$  con los nomogramas, para la capa anisótropa, es casi valor real; por lo que se espera que la siguiente etapa de inversión tome poco tiempo para encontrar el valor exacto de dicho parámetro.

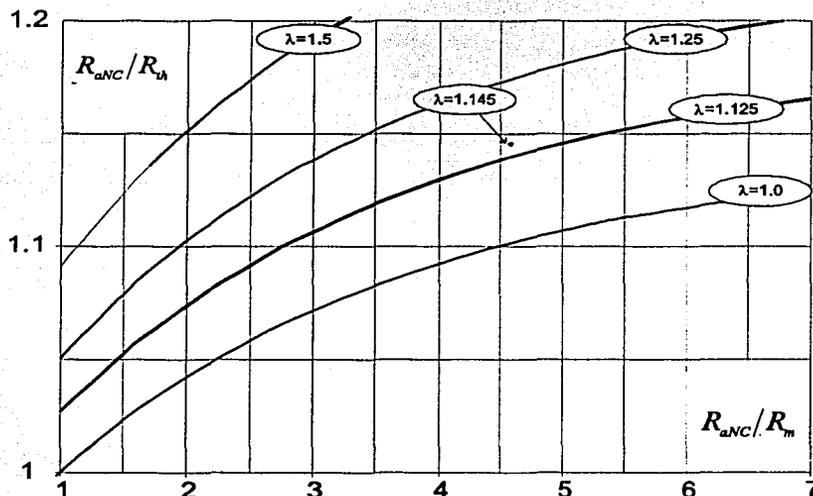


Figura 3.8. Valor de  $\lambda$  obtenido para la capa anisótropa, mediante el Nomograma I.

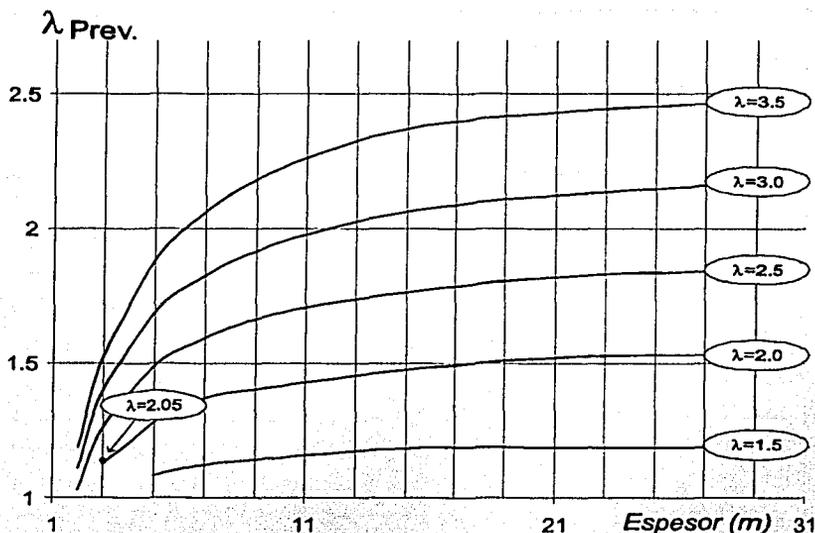


Figura 3.9. Valor de  $\lambda$  de la capa anisótropa, corregido por espesor mediante el Nomograma II.

Tabla 3.4. Modelo inicial para la etapa 4 construido a partir del uso de los nomogramas I y II.

Profundidad	Estrato	Espesor (m)	$R_{th}$	$R_{tv}$
503	1	Infinito	1.0	1.0
506	2	3	2.0	8.405
	3	Infinito	1.0	1.0

#### ➤ ETAPA 4

Al efectuar la inversión sencilla de la herramienta normal corta, fijando  $R_{th}$  y los límites de las capas, el modelo real se obtiene de forma exacta en la segunda iteración (20 segundos) (Figura 3.10).

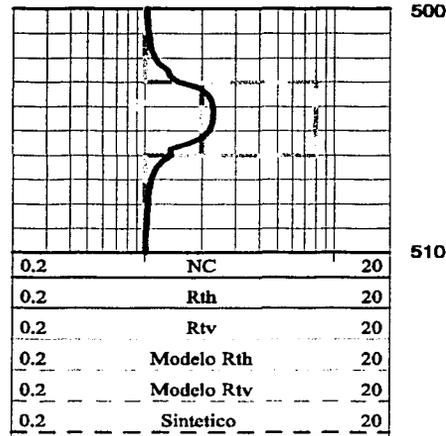


Figura 3.10. Resultados finales de la metodología para el modelo 1.

El tiempo total que tomó aplicar la metodología para este modelo 1, fue de 5 minutos 15s (2 minutos 45 segundos (etapa 1), 10 segundos (etapa 2), 2 minutos (etapa 3) y 20 segundos (etapa 4)).

En la tabla 3.5 se muestran los resultados de aplicar otras posibles combinaciones de procesamiento a éste modelo 1 y el tiempo de cómputo que tomó cada una de ellas, y se comparan con los resultados obtenidos con la metodología de procesamiento propuesta por este trabajo de tesis. Toda las combinaciones 1-5 constan de dos etapas. Para las combinaciones 1 y 2 la primera etapa consiste en la inversión conjunta de ambas herramientas con el método de recocido simulado. En la combinación 3 se efectúa la inversión sencilla de la herramienta *NC*, mientras que en las combinaciones 4 y 5 la primera etapa consta de la inversión sencilla de la herramienta *6FF40* con el método de recocido simulado. La segunda etapa de las combinaciones 1, 3 y 4 consta de la inversión conjunta de ambas herramientas con el método de gradiente conjugado; por su parte en las combinaciones 2 y 5 consta de la inversión sencilla de la herramienta *NC*.

*Tabla 3.5. Resumen de los resultados finales de otras posibles combinaciones de procesamiento en comparación con la metodología propuesta.*

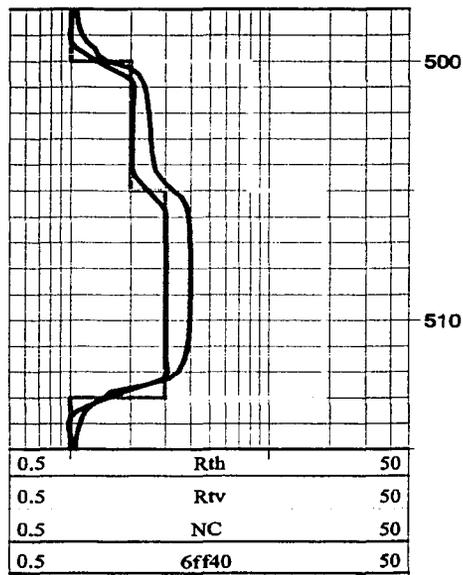
Modelo	Estrato	Profundidad	R <sub>th</sub>	R <sub>tv</sub>	Error en R <sub>th</sub>	Error en R <sub>tv</sub>	Error en los espesores	Tiempo total (minutos)
<b>Real</b>	1	0-503	1.0	1.0	-	-	-	-
	2	503-506	2.0	8.0	-	-	-	-
	3	506-∞	1.0	1.0	-	-	-	-
<b>Combinación 1</b>	1	0-503	1.0	1.0	0%	0%	No	14.75
	2	503-506	2.0	8.0	0%	0%	No	
	3	506-∞	1.0	1.0	0%	0%	No	
<b>Combinación 2</b>	1	0-503	1.0	1.0	0%	0%	No	43.75
	2	503-506	2.0	8.02	0%	0.25%	No	
	3	506-∞	1.0	1.0	0%	0%	No	
<b>Combinación 3</b>	1	0-503	1.0	1.0	0%	0%	No	73.25
	2	503-505.34	2.0	7.79	0%	2.5%	Si	
	3	505.34-506	1.99	8.02	1%	0.25%	Si	
	4	506-∞	1.0	1.0	0%	0%	No	
<b>Combinación 4</b>	1	0-503	1.0	1.0	0%	0%	No	6.5
	2	503-506	2.0	7.98	0%	0.25%	No	
	3	506-∞	1.0	1.0	0%	0%	No	
<b>Combinación 5</b>	1	0-503	1.0	1.0	0%	0%	No	32.5
	2	503-506	2.0	7.98	0%	0.25%	No	
	3	506-∞	1.0	1.0	0%	0%	No	
<b>Metodología Propuesta</b>	1	0-503	1.0	1.0	0%	0%	No	5.5
	2	503-506	2.0	8.0	0%	0%	No	
	3	506-∞	1.0	1.0	0%	0%	No	

### 3.2.2.2. MODELO 2

El modelo 2 está constituido por dos capas isotrópicas "infinitas" y dos anisótropas en medio de ellas (Tabla 3.6). La respuesta de ambas herramientas se muestra en la figura 3.11. Al igual que el modelo 1, este modelo pretende representar el caso en que la anisotropía se debe a arcilla dispersa dentro de capas de arena.

*Tabla 3.6. Características del Modelo 2.*

Profundidad	Estrato	Espesor (m)	$R_{th}$	$R_{tv}$
500	1	Infinito	1.0	1.0
505	2	5	2.0	8.0
513	3	8	3.0	18.75
	4	Infinito	1.0	1.0



*Figura 3.11. Respuesta de las herramientas normal corta e inducción para el modelo 2.*

## **METODOLOGÍA**

### **➤ ETAPA 1**

Se comienza por realizar la inversión conjunta de ambas herramientas con el método de recocido simulado para definir los límites de los estratos y un valor aproximado de  $R_{th}$ . El tiempo de cómputo fue de 12 minutos 25s (fd2d) para obtener un modelo inicial para la etapa 2. El resultado de esta primera etapa se muestra en la tabla 3.7.

Nuevamente, al igual que para el modelo 1, esta etapa logra obtener de forma muy acertada los límites de los estratos, así como la  $R_c$  de las capas isotrópicas y la  $R_{th}$  de las capas anisótropas.

*Tabla 3.7. Modelo que resulta de la primera etapa de la metodología.*

<b>Profundidad</b>	<b>Estrato</b>	<b>Espesor (m)</b>	<b><math>R_{th}</math></b>
500.03	1	Infinito	1.01
504.98	2	4.95	2.0
513	3	8.02	3.0
	4	Infinito	1.0

### **➤ ETAPA 2**

Al invertir la herramienta 6FF40 se obtuvieron de forma exacta los límites de los estratos y los valores de  $R_{th}$  en la tercera iteración (5s), ya que el modelo que resultó de la etapa anterior fue muy bueno y solamente se tenía que afinar ligeramente los límites de los estratos.

Tabla 3.8. Modelo que resulta de la segunda etapa de la metodología.

Profundidad	Estrato	Espesor (m)	$R_{th}$
500	1	Infinito	1.0
505	2	5.0	2.0
513	3	8.0	3.0
	4	Infinito	1.0

### > ETAPA 3

Con el valor obtenido de  $R_{th}=2 \Omega m$  para la primera capa de 5 m, y su  $R_{aNC}=2.492 \Omega m$  (medido del registro NC a la mitad de la capa), dado el valor de  $R_m=0.5 \Omega m$ , se procedió a calcular los cocientes  $R_{aNC}/R_m=4.984$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.246$ . Se ubicaron estos valores en el nomograma I y se efectuó la lectura de  $\lambda=1.525$ . Mediante el nomograma II se realiza la corrección por espesor al valor del coeficiente de anisotropía obtenido, para finalmente determinar un valor de  $\lambda=2.6$ . Se efectuó el mismo procedimiento para la segunda capa de 8 m,  $R_{th}=3 \Omega m$  y  $R_{aNC}=3.997 \Omega m$ , calculándose  $R_{aNC}/R_m=7.994$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.332$ . Con el nomograma I se obtuvo una  $\lambda=1.775$ , y finalmente, al corregir por espesor mediante el nomograma II, se determina una  $\lambda=2.8$  (Figuras 3.12 y 3.13).

Para este caso, los valores de  $\lambda$  obtenidos con los nomogramas, no son del todo exactos. Esto se debe a que cada capa anisótropa está afectada por el coeficiente de anisotropía y espesor de las capas vecinas; por lo que, para este caso, ambas capas anisótropas se ven afectadas mutuamente, lo que provoca que se obtengan valores de  $\lambda$  mayores a los reales.

Con los coeficientes de anisotropía determinados mediante los nomogramas se construye el modelo inicial para la etapa 4 mostrado en la tabla 3.9.

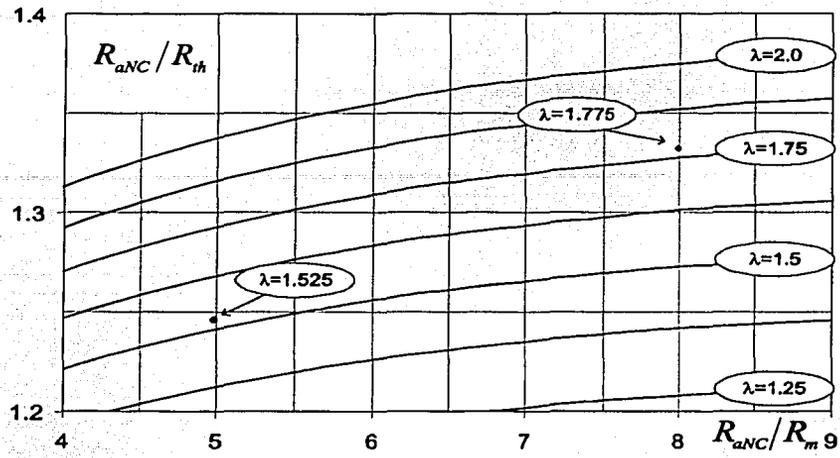


Figura 3.12. Valor de  $\lambda$  obtenido para la cada capa anisótropa, mediante el Nomograma I.

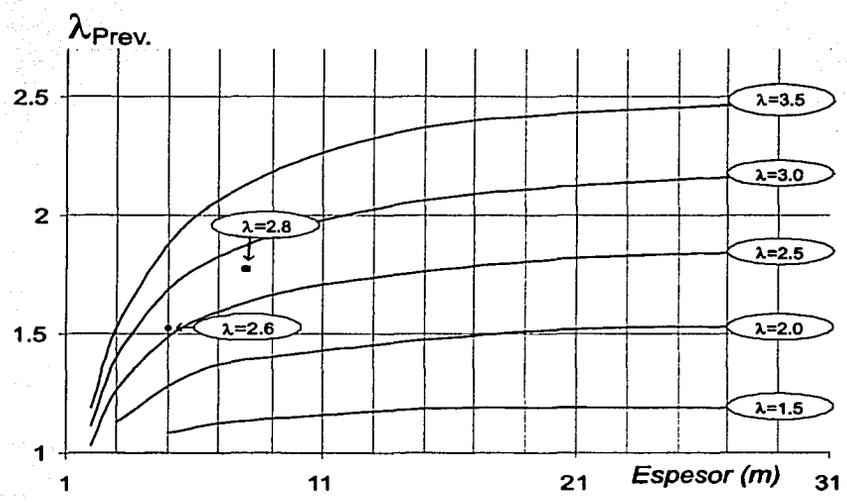


Figura 3.13. Valor de  $\lambda$  de las capas anisótropas, corregidos por espesor mediante el Nomograma II.

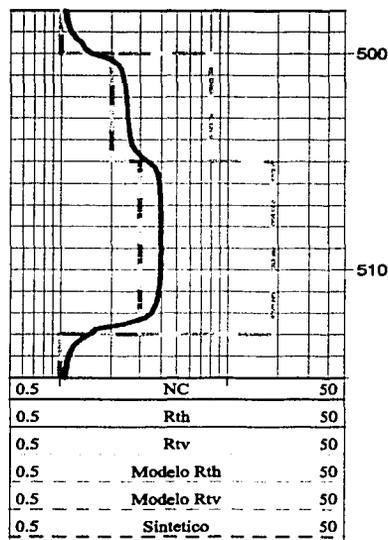
ESTUDIO CON  
**FALLA DE ORIGEN**

Tabla 3.9. Modelo inicial para la etapa 4, construido a partir de los nomogramas I y II.

Profundidad	Estrato	Espesor (m)	$R_{th}$	$R_{tv}$
500	1	Infinito	1.0	1.0
505	2	5.0	2.0	13.52
513	3	8.0	3.0	23.52
	4	Infinito	1.0	1.0

#### > ETAPA 4

Por último al realizar la inversión sencilla de la herramienta normal corta, fijando los valores de  $R_{th}$  y los límites de las capas, se logran reproducir de forma exacta todos los parámetros del modelo real después de 3 iteraciones (2.5 minutos), como se muestra en la figura 3.14.



TESIS CON  
FALLA DE ORICEN

Figura 3.14. Modelo final obtenido al aplicar la metodología propuesta al modelo 2.

El tiempo total que llevó la aplicación de la metodología para este modelo de cuatro capas fue de 12.5 minutos (etapa1)+ 2s (etapa2)+2 minutos (etapa3) +2.5 minutos (etapa4)= 17 minutos 2s.

### 3.2.2.3. MODELO 3

El modelo 3 se describe en la tabla 3.10 y las repuestas de ambas herramientas se muestra en la figura 3.15. Este modelo representa una secuencia de 20.4 metros de espesor, de intercalaciones de estratos delgados isotrópicos de arena y lutita en igual porcentaje (50% arena y 50% lutita) en medio de dos capas isotrópicas infinitas. El valor de resistividad de las arenas y lutitas es de  $10 \Omega m$  y  $1 \Omega m$ , respectivamente.

*Tabla 3.10. Características del modelo 3.*

Estrato	Profundidad	Espesor (m)	$R_{th}$	$R_{tv}$
1	500	Infinito	1.0	1.0
2	520.4	20.4	1.818	5.5
3		Infinito	1.0	1.0

De acuerdo con lo visto en el capítulo anterior, la falta de resolución vertical de las herramientas de registros eléctricos convencionales para responder al valor de resistividad de cada estrato o capa individual, provoca que este tipo de secuencias se observen en los registros como zonas anisótropas. Esto tiene como consecuencia, que posibles y potenciales zonas productoras en este tipo de secuencias, se manifiesten como zonas de baja resistividad y bajo contraste, para las cuales las herramientas brindan una respuesta de resistividad combinada de ambos materiales (resistividad aparente), con un valor de resistividad ligeramente mayor que el correspondiente al de las lutitas.

Con este ejemplo se busca mostrar que el problema de falta de resolución de las herramientas de registros eléctricos convencionales, para determinar cada estrato individual en este tipo de secuencias, puede ser "resuelto" si se interpreta y procesa toda la secuencia como una sola capa anisótropa. Esta capa anisótropa tendrá una resistividad horizontal verdadera un poco mayor a la resistividad de la lutita, mientras que su resistividad vertical verdadera tendrá un valor mayor, cercano al de la resistividad de la arena.

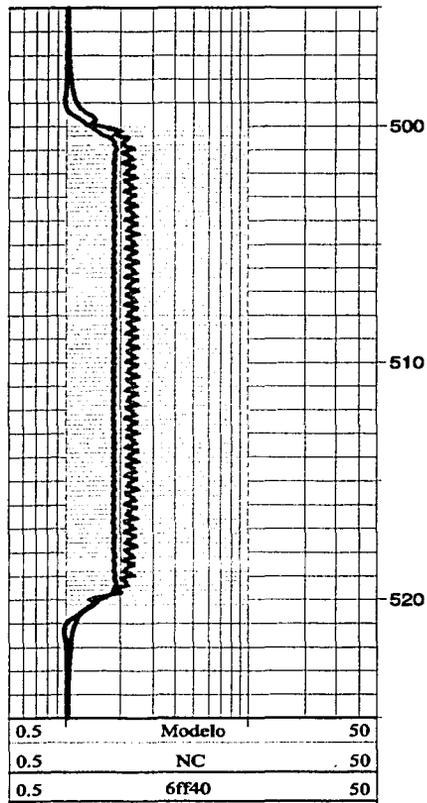


Figura 3.15. Respuestas de las herramientas NC y 6FF40 para el modelo3.

## METODOLOGÍA

### > ETAPA 1

Se realizó la inversión conjunta con el método de recocido simulado obteniéndose los resultados se muestran en la tabla 3.11.

*Tabla 3.11. Resultados de la primera etapa de la metodología para el modelo3.*

Estrato	Profundidad	Espesor (m)	$R_{th}$
1	500.03	Infinito	1.0
2	520.37	20.34	1.82
3		Infinito	1.0

Los resultados de esta etapa son muy buenos, ya que se logran determinar exactamente los valores de  $R_t$  para las capas isótropas, así como el valor real de  $R_{th}$  para la capa anisótropa, que corresponde al cálculo mediante la expresión

$$\frac{1}{R_{th}} = \frac{V_{sd}}{R_{sd}} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{0.5}{10} + \frac{0.5}{1} = 0.55 \Rightarrow R_{th} = 1.818 \Omega m$$

Además los límites de capa son los del modelo real excepto por unos pocos centímetros.

### > ETAPA 2

Al realizar inversión sencilla de la herramienta 6FF40 se ajusta los límites de las capas y se mantienen los valores de  $R_{th}$  obtenidos previamente (tabla 3.12).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Tabla 3.12. Resultados de la segunda etapa de la metodología para el modelo 3.

Estrato	Profundidad	Espesor (m)	$R_{th}$
1	500	Infinito	1.0
2	520.4	20.4	1.82
3		Infinito	1.0

### ➤ ETAPA 3

Para este caso en el que se tiene una secuencia de capas delgadas, la lectura de la resistividad aparente de la herramienta normal corta, se decidió no efectuarla directamente en el punto central de la capa como se realizó para los dos modelos anteriores. Esto debido a que al ser una secuencia de estratos delgados, si se leyera en un sólo punto, este valor podría ser el de la resistividad de una capa de arena o el de una capa de lutita. De este modo, como resultado de varias pruebas utilizando diferentes porcentajes de arena y lutita, se observó que era necesario buscar el menor valor dentro de un rango de un metro por arriba y un metro por abajo del punto central de la capa, ya que, con este valor, se obtenían las mejores aproximaciones al valor real de  $\lambda$  al usar los nomogramas I y II. Sin embargo, en el caso en que este valor provocara obtener una  $\lambda$  menor a 1 con el nomograma I, se optaría por seleccionar como valor de  $R_{aNC}$  al promedio entre el valor máximo y mínimo dentro del mismo radio de un metro con respecto al punto central de la capa.

Aplicando este criterio, se seleccionó en el registro de la normal corta al valor  $R_{aNC}=2.322 \Omega m$ , localizado en un radio de un metro respecto al centro de la capa. Haciendo uso de este valor, de la  $R_{th}=1.82 \Omega m$  obtenida, y de  $R_m=0.5 \Omega m$ , se calcularon los cocientes  $R_{aNC}/R_m = 4.6435$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.2756$ , necesarios para ubicar una  $\lambda$  en el nomograma I. El valor que se obtiene es de  $\lambda=1.69$ , como se muestra en la figura 3.16.

Utilizando el valor de  $\lambda$  obtenido previamente y el espesor de 20.4 m se entra al nomograma II, para obtener el coeficiente de anisotropía  $\lambda=2.27$ , como se

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

muestra en la figura 3.17. Este valor es mayor al real de  $\lambda=1.739$ ; sin embargo, resulta una muy buena aproximación. Finalmente se construye el modelo inicial que servirá para la siguiente etapa (Tabla 3.13).

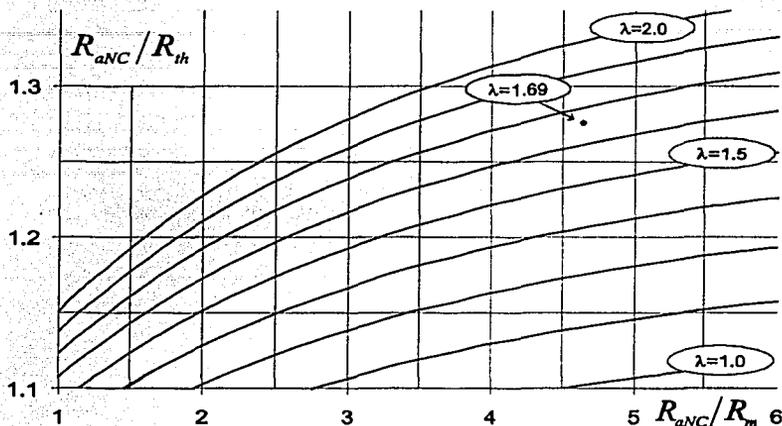


Figura 3.16. Valor de  $\lambda$  obtenido para la capa anisótropa de 20.4 m, mediante el Nomograma I.

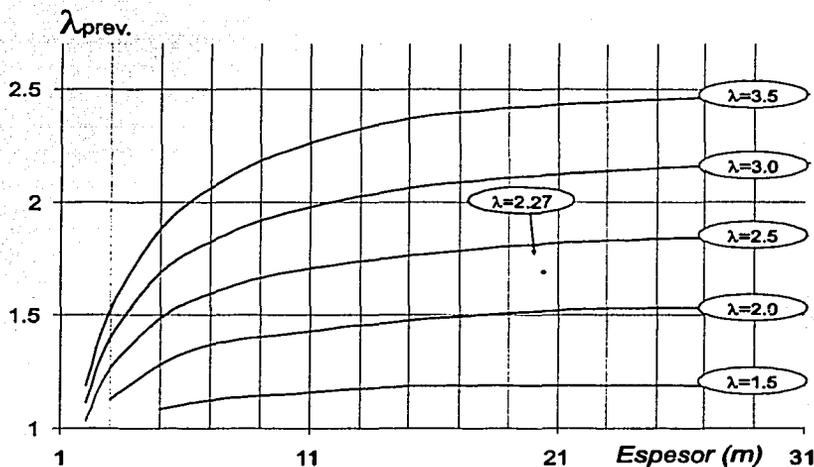


Figura 3.17. Valor de  $\lambda$  corregido por espesor mediante el Nomograma II.

*Tabla 3.13. Modelo inicial para la etapa 4 construido a partir de los nomogramas I y II.*

<b>Estrato</b>	<b>Profundidad</b>	<b>Espesor (m)</b>	<b><math>R_{th}</math></b>	<b><math>R_{tv}</math></b>
1	500	Infinito	1.0	1.0
2	520.4	20.4	1.82	9.37
3		Infinito	1.0	1.0

#### ➤ ETAPA 4

Al llevar a cabo la inversión sencilla de la herramienta normal corta se obtiene el modelo descrito en la tabla 3.14 y en la figura 3.18. En esta figura se observa que al interpretar esta secuencia de intercalaciones de arena y lutita como una sola capa anisótropa, la curva sintética trata de ajustar a un valor "promedio" de la curva de campo, siendo este ajuste aceptable. El modelo final presenta valores ligeramente diferentes de  $R_{tv}$  para las capas isótropas, debido al efecto que produce la secuencia de intercalaciones sobre estas capas.

*Tabla 3.14. Características del modelo final al aplicar la metodología al modelo 3.*

<b>Estrato</b>	<b>Profundidad</b>	<b>Espesor (m)</b>	<b><math>R_{th}</math></b>	<b><math>R_{tv}</math></b>
1	500	Infinito	1.0	1.01
2	520.4	20.4	1.82	7.52
3		Infinito	1.0	1.03

Finalmente los resultados muestran que se logran obtener de forma exacta tanto los límites de las capas como el parámetro de  $R_{th}$ , aunque la resistividad vertical que resulta está por arriba del valor real. Sin embargo, la gran ventaja de procesar intercalaciones de estratos delgados como una sola capa anisótropa, se refleja en el tiempo de cómputo y en la simplificación del procesamiento. De esta forma, se puede concluir que para secuencias de intercalaciones de estratos delgados de arenas y lutitas con resistividad constante, al ser interpretadas como una sola capa anisótropa, la metodología

propuesta brinda una buena aproximación de los parámetros  $R_{th}$  y  $R_{tv}$ , además de simplificarse el procesamiento y reducirse el tiempo de cómputo.

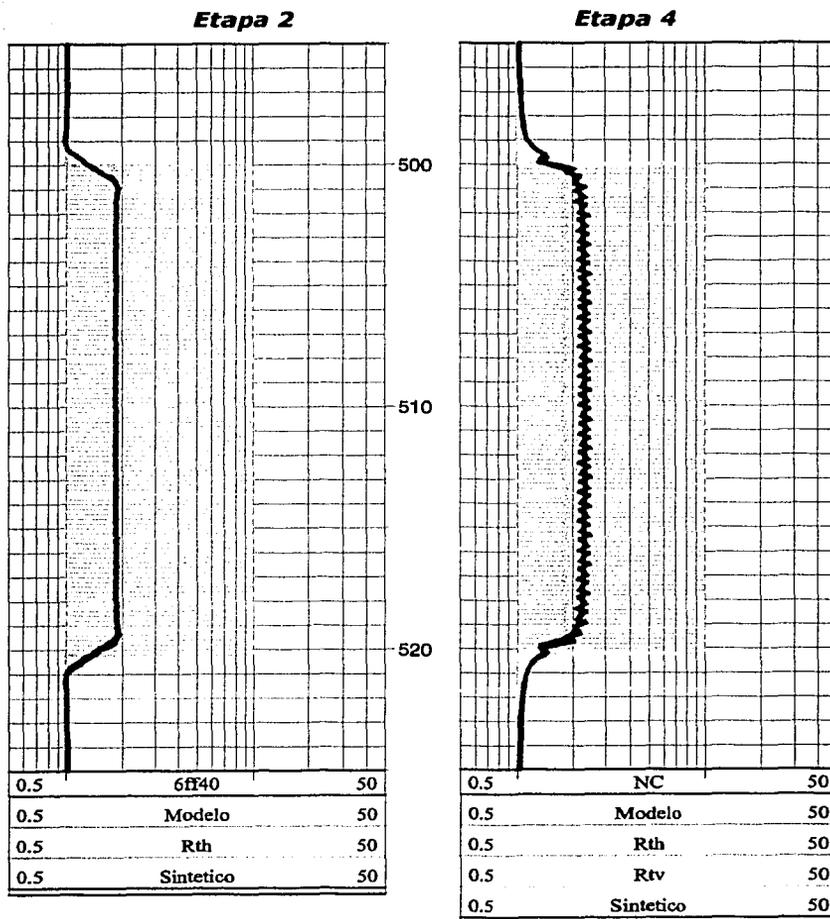


Figura 3.18. Modelos finales resultado de aplicar la metodología al modelo 3.

### 3.2.3. ANÁLISIS DE RUIDO ALEATORIO CON ANISOTROPÍA

En este apartado se analiza cómo el ruido aleatorio, presente en cualquier tipo de medición y por tanto en los registros de pozo, afecta el poder obtener los parámetros reales del medio al aplicar la metodología de procesamiento e interpretación planteada por este trabajo de tesis. El ruido aleatorio es provocado por diversas condiciones físicas del medio que no se modelan, como por ejemplo heterogeneidades del medio, estratos no horizontales, desviación del pozo, etc. En este sentido, se probaron dos niveles de ruido aleatorio 5 y 7.5%, para los modelos 1 y 2.

#### 3.2.3.1. MODELO 1: 5% DE RUIDO ALEATORIO

En la figura 3.19, se muestra la comparación entre las curvas de campo para ambas herramientas, sin ruido y con 5% de ruido aleatorio.

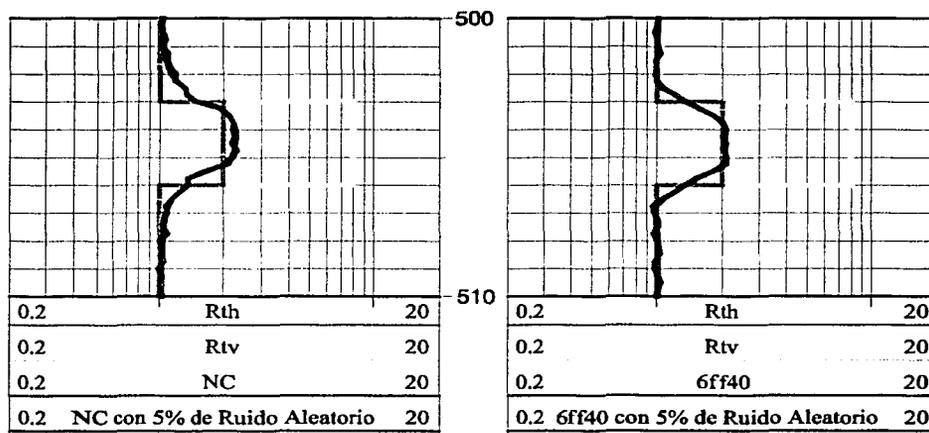


Figura 3.19. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 5% de ruido aleatorio para el modelo 1.

Aplicando la metodología de procesamiento a este modelo se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 3.20 y en la tabla 3.15, para cada una de las etapas. En la primera etapa se observa que la inversión conjunta define de forma aceptable los límites de las capas, aunque adiciona una capa extra al modelo, asimismo brinda valores de  $R_{th}$  cercanos a los reales.

La etapa 2 consigue afinar los límites de los estratos y obtener el valor real de  $R_r$  para la capa isótropa superior y el valor real de  $R_{th}$  para la capa anisótropa. Sin embargo, para la capa isótropa inferior se obtiene un valor de  $R_{th}=0.99 \Omega m$  en vez del valor real de  $1 \Omega m$ . Por su parte, el ajuste entre el sintético y la curva de campo es bastante aceptable.

En la tercera etapa se calculan los siguientes valores  $R_{aNC}/R_m=4.418$  y  $R_{aNC}/R_m=1.1045$ , a partir de la  $R_{aNC}=2.209 \Omega m$  (leída del registro) y  $R_m=0.5 \Omega m$ ; determinándose el valor inicial de  $\lambda=1.025$  mediante el nomograma I. Con este resultado y conocido el espesor de  $2.99 m$  (obtenido en la etapa 2), se determina un valor de  $\lambda=1.5$ , corregido por espesor, mediante el nomograma II.

Finalmente con la etapa 4 se obtiene el modelo final, para el cual se puede realizar el siguiente análisis. Primeramente se logra un buen ajuste entre la curva de campo y el sintético, a pesar del ruido aleatorio del 5%. Además se logra determinar de forma casi exacta los límites de los estratos y los valores de  $R_{th}$  reales. Por otro lado, el ruido aleatorio causa que la inversión vea como anisótropas a las capas isótropas infinitas, ya que los valores de  $R_{rv}$  que resultan, difieren a los de  $R_{th}$ , cuando deberían ser iguales. Sin embargo, para estas capas, los errores en  $R_{rv}$  son relativamente pequeños. Esto da como resultado que sus coeficientes de anisotropía sean muy cercanos a 1, lo que podría considerarse como estratos isótropos. En lo que respecta a la capa anisótropa, se obtiene de forma exacta su  $R_{th}$  real, y un valor de  $R_{rv}$  con un error relativo de sólo el 3%, que resulta aceptable para este nivel de ruido aleatorio. Lo anterior permite concluir que a pesar del ruido aleatorio del 5%,

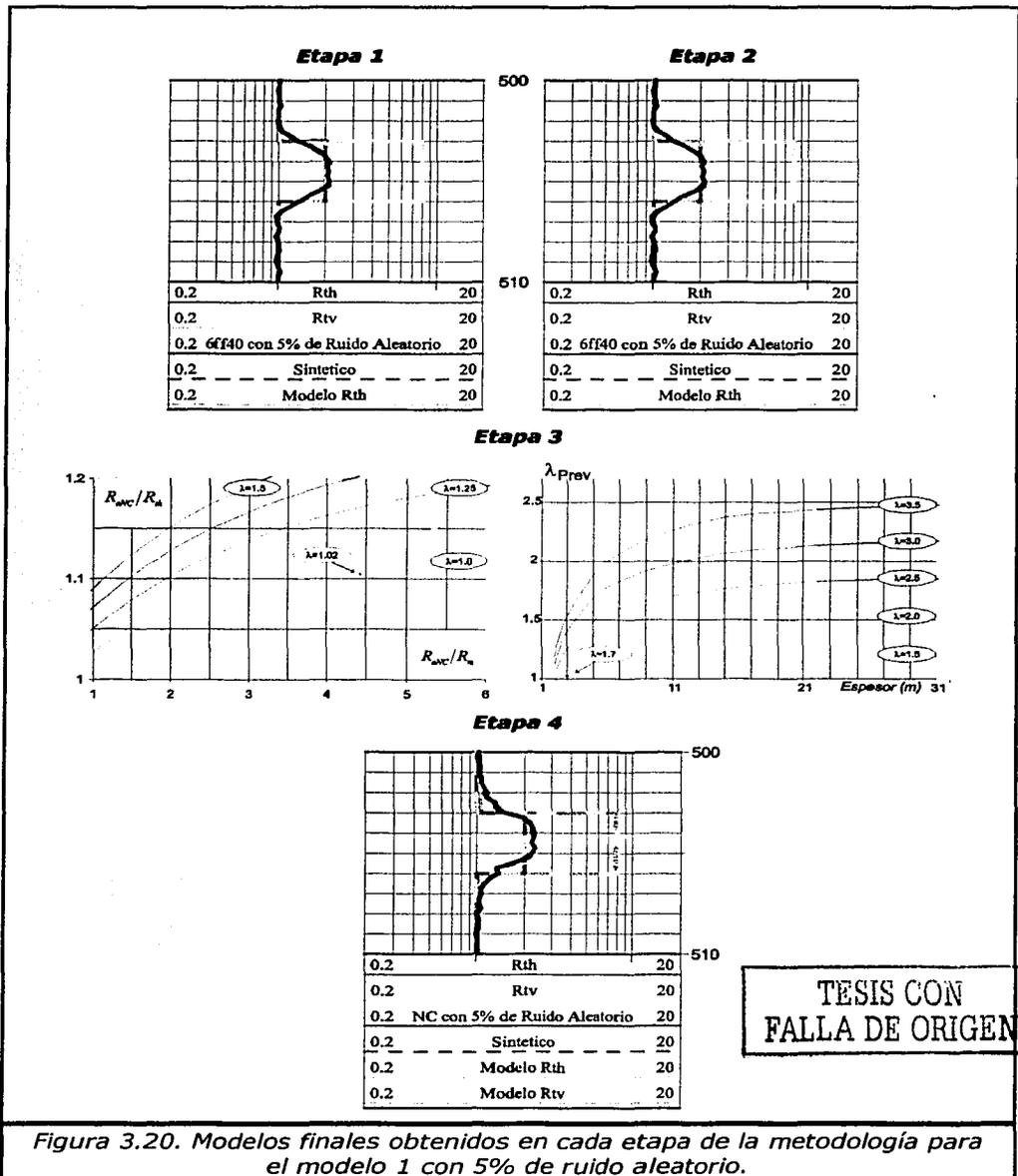
la metodología de procesamiento e interpretación brinda muy buenos resultados al determinar de forma aceptable los parámetros reales del modelo 1.

Cabe mencionar que en las figuras 3.20, 3.22, 3.24 y 3.26, en la etapa 1 no se muestra el resultado de la inversión conjunta para la herramienta normal corta, debido a que el interés principal recae en el resultado de la herramienta de inducción, ya que es el que se utiliza para la etapa siguiente. No obstante se cumple, en dicha etapa 1, que los límites de las capas y el ajuste entre las curvas sintéticas resultado de la inversión conjunta de ambas herramientas con el método de recocido simulado y sus respectivos registros, son aceptables.

*Tabla 3.15. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 1 con 5% de ruido aleatorio.*

Modelo	Estrato	Profundidad	$R_{th}$	$R_{tv}$	Error en $R_{th}$	Error en $R_{tv}$	Error en los espesores
Real	1	0-503	1.0	1.0	-	-	-
	2	503-506	2.0	8.0	-	-	-
	3	506-∞	1.0	1.0	-	-	-
Final Etapa 1	1	0-501.41	1.0	-	0%	-	Si
	2	501.41-503.09	1.02	-	2%	-	Si
	3	503.09-505.97	2.03	-	1.5%	-	Si
	4	505.97-∞	0.99	-	1%	-	Si
Final Etapa 2	1	0-503.01	1.0	-	0%	-	No
	2	503.01-506	2.0	-	0%	-	No
	3	506-∞	0.99	-	0%	-	No
Elaborado en la Etapa 3	1	0-503.01	1.0	1.0	-	-	-
	2	503.01-506	2.0	4.5	-	-	-
	3	506-∞	0.99	0.99	-	-	-
Final Etapa 4	1	0-503.01	1.0	1.07	0%	7%	No
	2	503.01-506	2.0	7.76	0%	3%	No
	3	506-∞	0.99	1.06	1%	6%	No

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



### 3.2.3.2. MODELO 2: 5% DE RUIDO ALEATORIO

Para este modelo 2 la figura 3.21 muestra la comparación entre las curvas de campo para ambas herramientas, para los casos sin ruido y con 5% de ruido aleatorio.

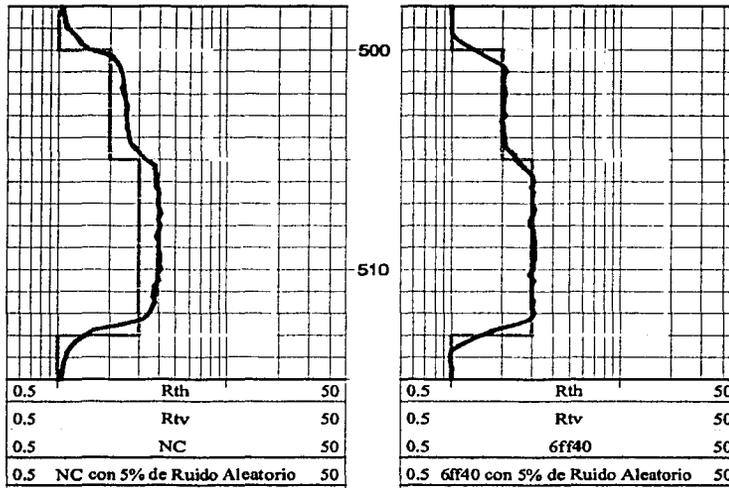


Figura 3.21. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 5% de ruido aleatorio para el modelo 2.

Aplicando la metodología de procesamiento e interpretación se obtienen los modelos finales, por etapa, mostrados en la figura 3.22 y cuyas características se resumen en la tabla 3.16.

Los resultados muestran que la inversión conjunta correspondiente a la primera etapa, tiene dificultades para definir el número y límite de los estratos, adicionando una capa extra al modelo real. El ajuste entre el sintético y la curva de campo de la herramienta 6FF40 es aceptable, mientras que los valores de  $R_{th}$  obtenidos son muy cercanos a los reales.

Por su parte, la etapa 2 no consigue afinar estos límites ni el número de estratos del modelo, manteniéndose la capa extra de la etapa anterior. Los valores de  $R_{th}$  son casi los mismos a los obtenidos en la etapa previa aunque, para la primera capa anisótropa, el valor de  $R_{th}$  mejora ligeramente.

En este caso cabe la aclaración de que el objetivo final de la metodología y por lo tanto de cada una de sus etapas, es obtener o elegir el modelo que sea más congruente y representativo de la información mostrada, tanto por los registros de las herramientas normal corta y 6FF40 como de otra información con la que se disponga (otros registros como el SP, GR, información geológica de la zona, etc.), y que al mismo tiempo brinde el mejor ajuste entre el sintético y la curva de campo con el menor número de estratos posible. Por lo que siendo congruentes con este criterio se debería editar manualmente el modelo resultado de la etapa 2, convirtiendo en un solo estrato a las capas 3 y 4, debido a que el contraste de resistividades entre ellas es muy pequeño y su presencia no mejora el ajuste entre la curvas. Sin embargo, para estas pruebas con modelos sintéticos se decidió no realizar ninguna edición al modelo resultado de cada etapa, para determinar de forma objetiva el efecto del ruido aleatorio en los resultados finales de esta metodología.

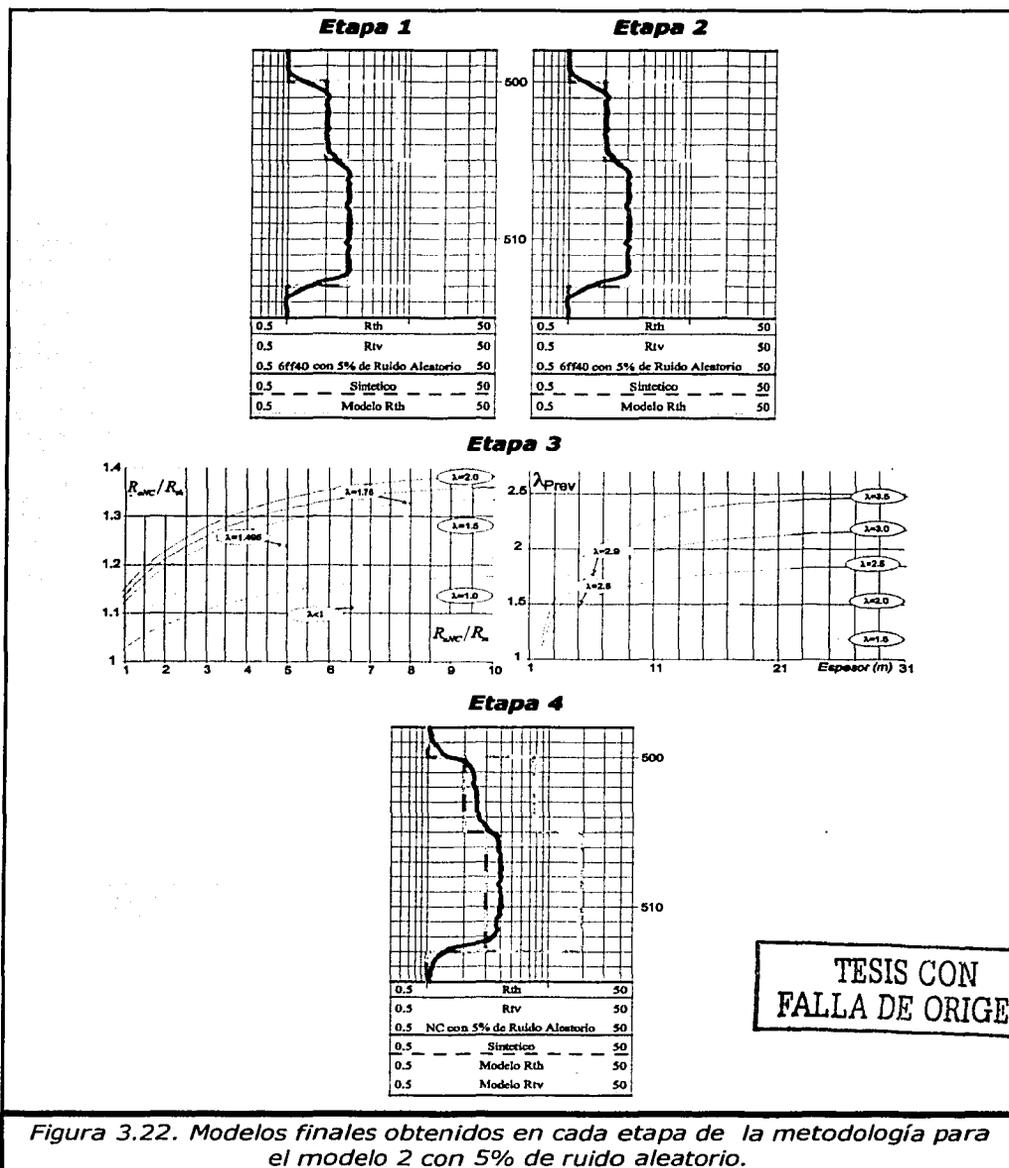
De esta forma, en la etapa 3 se tienen tres capas para las cuales estimar su coeficiente de anisotropía. La primera de 5.07 m de espesor,  $R_{th}=2.01 \Omega m$ ,  $R_{aNC}=2.492 \Omega m$ ,  $R_{aNC}/R_m=4.418$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.104$ ; la segunda de 6.23 m,  $R_{th}=3.01 \Omega m$ ,  $R_{aNC}=4.00 \Omega m$ ,  $R_{aNC}/R_m=8.008$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.330$ ; y finalmente la tercera de 1.7 m,  $R_{aNC}=3.329 \Omega m$ ,  $R_{aNC}/R_m=6.659$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.11$ . Con estos cálculos, mediante el nomograma I, se obtuvieron los valores  $\lambda=1.495$  y  $\lambda=1.76$  para la primera y segunda capas, respectivamente; y posteriormente, con el nomograma II, los valores de  $\lambda=2.5$  y  $\lambda=2.25$  para cada una de ellas. En el caso de la tercer capa, el valor determinado mediante el nomograma I fue  $\lambda < 1$ , lo cual cae fuera de las suposiciones hecha para este trabajo, por lo que en el modelo inicial construido para la etapa siguiente se considero que sus resistividades horizontal y vertical eran iguales.

Finalmente al realizar la inversión de la herramienta normal corta, se obtienen valores de  $R_{tv}$  muy cercanos a los del modelo real. En general, el modelo final para este caso, es muy aceptable ya que los errores relativos son pequeños siendo el mayor de 4% para el valor de  $R_{tv}$  de la capa de 5 m. Por su parte, el mayor problema se ve en los límites y número de estratos ya que el ruido aleatorio provoca que la inversión no logre definirlos de forma exacta, teniéndose estratos adicionales y variaciones en los espesores poco significativas de escasos centímetros.

*Tabla 3.16. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 5% de ruido aleatorio.*

Modelo	Estrato	Profundidad	$R_{th}$	$R_{tv}$	Error en $R_{th}$	Error en $R_{tv}$	Error en los espesores
Real	1	0-500	1.0	1.0	-	-	-
	2	500-505	2.0	8.0	-	-	-
	3	505-513	3.0	18.75	-	-	-
	4	513-∞	1.0	1.0	-	-	-
Final Etapa 1	1	0-500.02	1.0	-	0%	-	+2cm
	2	500.02-505	2.02	-	1%	-	-2cm
	3	505-510.87	3.01	-	0.3%	-	Es el mismo estrato
	4	510.87-512.97	3.0	-	0%	-	
	5	512.97-∞	1.01	-	1%	-	-3cm
Final Etapa 2	1	0-499.98	1.0	-	0%	-	-2cm
	2	499.98-505.05	2.01	-	0.5%	-	+7cm
	3	505.05-511.28	3.01	-	0.3%	-	Es el mismo estrato
	4	511.28-512.98	3.0	-	0%	-	
	5	512.98-∞	1.01	-	1%	-	-2cm
Elaborado en la Etapa 3	1	0-499.98	1.0	1.0	-	-	-
	2	499.98-505.05	2.01	12.562	-	-	-
	3	505.05-511.28	3.01	25.314	-	-	-
	4	511.28-512.98	3.0	3.0	-	-	-
	5	512.98-∞	1.01	1.01	-	-	-
Final Etapa 4	1	0-499.98	1.0	1.0	0%	0%	-2cm
	2	499.98-505.05	2.01	7.72	0.5%	4%	+7cm
	3	505.05-511.28	3.01	18.47	0.3%	1.49%	Es el mismo estrato
	4	511.28-512.98	3.0	19.33	0%	3.1%	
	5	512.98-∞	1.01	1.01	1%	0%	-2cm

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



### 3.2.3.3. MODELO 1: 7.5% DE RUIDO ALEATORIO

Al igual que para los casos anteriores se muestra la comparación de los registros de cada herramienta sin ruido y con 7.5% de ruido aleatorio.

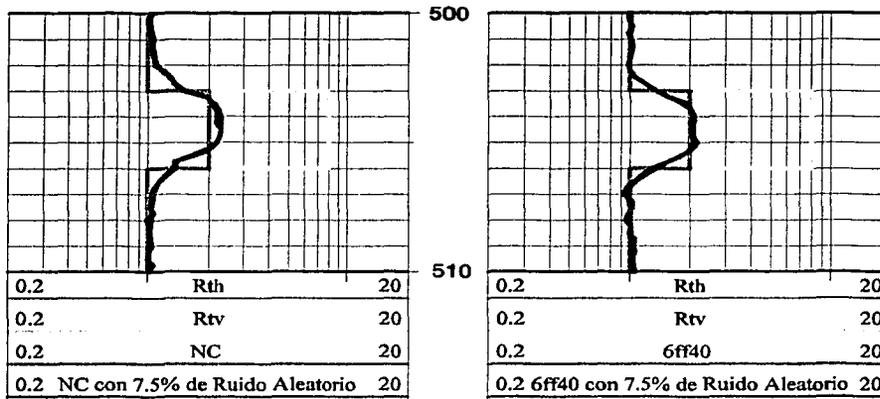


Figura 3.23. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 7.5% de ruido aleatorio para el modelo 1.

Aplicando la metodología de procesamiento e interpretación se obtienen los resultados que se muestran en la figura 3.24 y en la tabla 3.17.

Con este nivel de ruido aleatorio se encuentran mayores problemas para definir de forma adecuada los límites y número de estratos. El número real de capas del modelo es de tres; sin embargo, la inversión conjunta en la primera etapa introduce tres capas adicionales al modelo para tratar de ajustar el sintético a la curva de campo. Además se observan variaciones más significativas en los valores de  $R_{th}$ . Al invertir la herramienta 6FF40, en la segunda etapa, no se logra mejorar el modelo de forma relevante.

Para la etapa 3 se tienen cuatro capas para las cuales estimar su coeficiente de anisotropía. Sin embargo, sólo para las capas 2, 3 y 4, de  $R_{th}=1.0 \Omega m$ ,  $R_{th}=1.99 \Omega m$  y  $R_{th}=0.99 \Omega m$  respectivamente, se puede obtener un valor de

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

UNIVERSIDAD NACIONAL  
DE INGENIERÍA

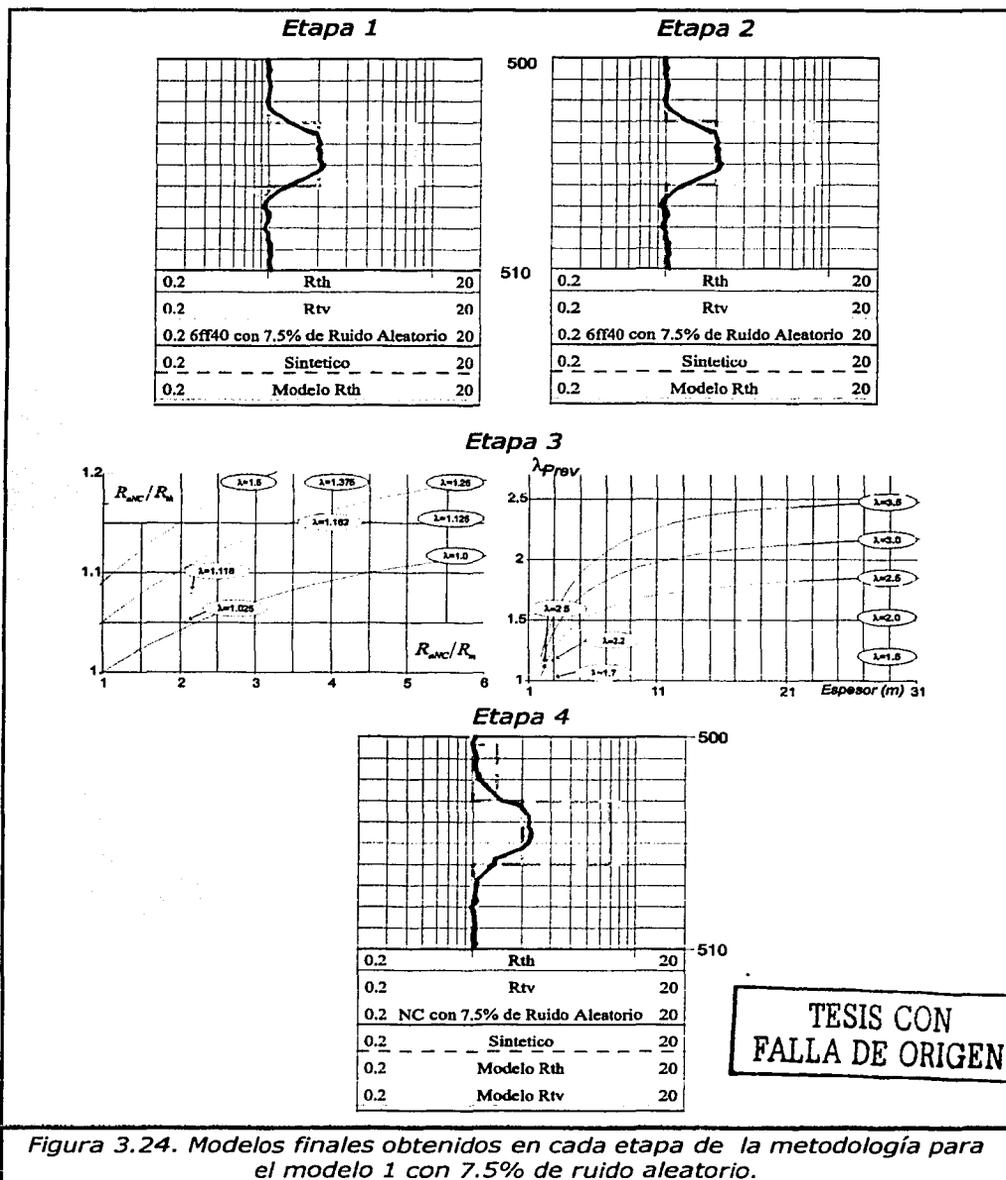
$\lambda > 1$  mediante el nomograma I. Estos valores son  $\lambda = 1.118$ ,  $\lambda = 1.1625$  y  $\lambda = 1.025$ , para cada una de ellas. Finalmente sus respectivos coeficientes de anisotropía corregidos por espesor mediante el nomograma II, resultan ser  $\lambda = 2.5$ ,  $\lambda = 2.2$  y  $\lambda = 1.7$ .

Como era de esperarse al acarrear errores importantes en las etapas previas, el modelo final obtenido es malo en términos generales. En primer lugar, no lograr definir correctamente los límites y número de capas provoca que no se puedan determinar de forma precisa los valores de  $R_{th}$  de cada una de ellas. Esto causa a su vez que la determinación de los valores reales de  $R_{tv}$  sea mucho más complicada. En este sentido,  $R_{tv}$  es el parámetro que presentan los mayores errores relativos. El más significativo se observa en la que en realidad es una capa isótropa, pero que por el nivel de ruido aleatorio, la inversión la determina como anisótropa representando un error del 40%. Por su parte para la capa anisótropa se obtiene un valor de  $R_{tv}$  menor al real en un 15%, lo que constituye también una discrepancia considerable. De esta forma, éste caso ejemplifica las dificultades que presenta la determinación correcta de los parámetros reales de un medio, cuando existen niveles de ruido aleatorio relativamente altos. Asimismo muestra la importancia fundamental de determinar con precisión los límites y número de capas presentes en el modelo, para lo cual, en el caso de pozos reales, se requiere apoyarse en toda la información complementaria disponible; razón por la cual la metodología de procesamiento e interpretación incluye pasos intermedios entre cada etapa, enfocados a la edición manual de los modelos. Por medio de esta edición manual se pueden adicionar o eliminar capas de acuerdo a la información con la que se disponga, además de poder ajustar los valores de resistividad de cada una de las capas. Cabe aclarar, como ya se mencionó anteriormente, que para estas pruebas con ruido aleatorio se prescindió de la edición manual de los modelos, por una parte debido a que los parámetros reales del medio eran conocidos y por otra, debido a que se pretendía observar, de forma objetiva, el efecto del ruido aleatorio en el procesamiento y determinación de los parámetros reales del medio.

Tabla 3.17. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 1 con 7.5% de ruido aleatorio.

Modelo	Estrato	Profundidad	$R_{th}$	$R_{tv}$	Error en $R_{th}$	Error en $R_{tv}$	Error en los espesores
Real	1	0-503	1.0	1.0	-	-	-
	2	503-506	2.0	8.0	-	-	-
	3	506-∞	1.0	1.0	-	-	-
Final Etapa 1	1	0-500.49	0.97	-	3%	-	Es la misma capa
	2	500.49-502.99	1.01	-	1%	-	
	3	502.99-506.10	2.01	-	0.5%	-	
	4	506.10-506.43	0.81	-	19%	-	Es la misma capa
	5	506.43-508.87	0.99	-	1%	-	
	6	508.87-∞	1.04	-	4%	-	
Final Etapa 2	1	0-500.76	0.97	-	3%	-	Es la misma capa
	2	500.76-503.02	1.0	-	0%	-	
	3	503.02-505.96	1.99	-	0.5%	-	
	4	505.96-507.21	0.99	-	1%	-	Es la misma capa
	5	507.21-508.80	0.99	-	1%	-	
	6	508.80-∞	1.04	-	4%	-	
Elaborado en la Etapa 3	1	0-500.76	0.97	0.97	-	-	-
	2	500.76-503.02	1.0	6.25	-	-	-
	3	503.02-505.96	1.99	9.63	-	-	-
	4	505.96-507.21	0.99	2.86	-	-	-
	5	507.21-508.80	0.99	0.99	-	-	-
	6	508.80-∞	1.04	1.04	-	-	-
Final Etapa 4	1	0-500.76	0.97	0.97	3%	3%	Es la misma capa
	2	500.76-503.02	1.0	1.4	0%	40%	
	3	503.02-505.96	1.99	6.80	0.5%	15%	-6cm
	4	505.96-507.21	0.99	1.04	1%	4%	Es la misma capa
	5	507.21-508.80	0.99	1.04	1%	4%	
	6	508.80-∞	1.04	1.04	4%	4%	

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



### 3.2.3.4. MODELO 2: 7.5% DE RUIDO ALEATORIO

La figura 3.25 muestra la comparación de los registros de cada herramienta sin ruido y con 7.5% de ruido aleatorio.

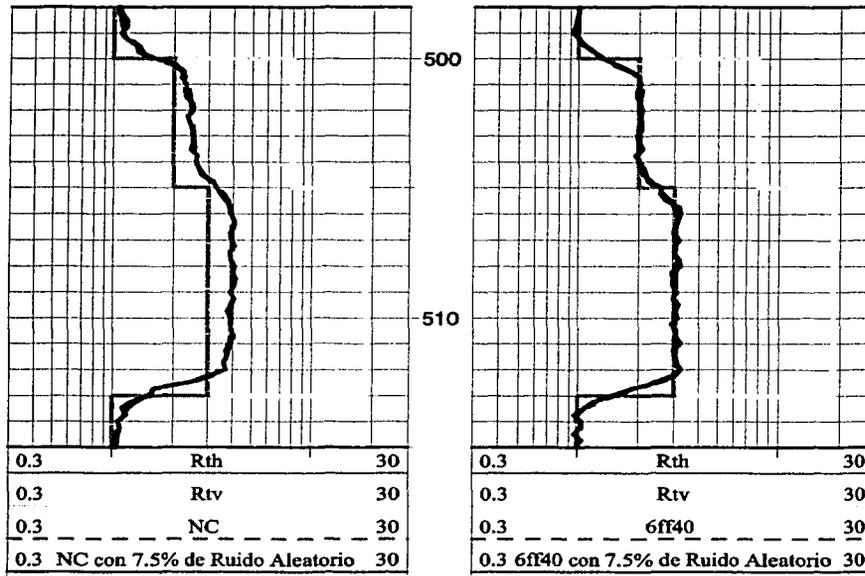


Figura 3.25. Comparación entre los registros de ambas herramientas sin ruido y con 7.5% de ruido aleatorio para el modelo 2.

Los resultados finales se describen en la tabla 3.18 y en la figura 3.26. Al igual que para el modelo 1 con el mismo nivel de ruido aleatorio de 7.5%, la inversión en la etapa 1 presenta serias dificultades para determinar el número exacto de estratos así como los límites de los mismos. El problema mayor se presenta en la capa anisótropa de 5 m, para la cual, la inversión la divide en tres capas con diferente valor de  $R_{th}$  y diferente espesor. Para las demás capas los parámetros obtenidos son aceptables.

La segunda etapa mejora el modelo obtenido previamente, reduciendo el número de estratos de 6 a 5 y ajustando los límites de las capas. Sin embargo, prevalece el problema en la capa anisótropa de 5 m en la que, debido al nivel de ruido aleatorio, la inversión la considera como dos capas con diferente valor de  $R_{th}$ . En cuanto a los valores de  $R_{th}$  que se obtienen, no presentan un cambio considerable a los determinados en la etapa 1. A pesar de estos problemas, el ajuste entre el sintético y la curva correspondiente a la herramienta 6FF40 es bastante aceptable.

Para la etapa 3 se tienen tres capas para las cuales estimar su coeficiente de anisotropía. La primera de 2.6 m de espesor y  $R_{th}=1.97 \Omega m$ ,  $R_{aNC}=2.259 \Omega m$ ,  $R_{aNC}/R_m=4.517$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.156$ ; la segunda de 2.42 m,  $R_{th}=2.0 \Omega m$ ,  $R_{aNC}=2.647 \Omega m$ ,  $R_{aNC}/R_m=5.294$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.324$ ; y la última de 8.02 m,  $R_{th}=3.02 \Omega m$ ,  $R_{aNC}=3.918 \Omega m$ ,  $R_{aNC}/R_m=7.836$  y  $R_{aNC}/R_{th}=1.297$ . De esta forma, sus respectivos coeficientes de anisotropía determinados mediante el nomograma I son:  $\lambda=1.156$ ,  $\lambda=1.8937$  y  $\lambda=1.2973$ . Con estos valores y sus correspondientes espesores, se obtiene finalmente  $\lambda=2.45$  para la primera capa y  $\lambda=2.4$  para la tercera. En el caso de la segunda capa no se determinó un valor de  $\lambda$  en el nomograma 2, debido a que su espesor es menor a 3m y para estos casos este nomograma brinda valores poco confiables.

Finalmente el modelo obtenido al término de la metodología presenta ciertos problemas. Primeramente se observa que el nivel de ruido aleatorio provoca que la capa "infinita" superior, que en realidad es isótropa, presente valores diferentes de  $R_{th}$  y  $R_{tv}$ , esto resulta en  $\lambda=1.03$  que de forma práctica puede considerarse como  $\lambda=1.0$ . Por otra parte, al no definirse correctamente el número de estratos y los límites de los mismos en las etapas 1 y 2, se presentan problemas importantes al tratar de determinar los valores de  $R_{tv}$  en la etapa 4. En este caso, el mayor problema se observa al haber dividido en dos capas diferentes a la capa anisótropa de 5 m de espesor, con lo que su valor de  $R_{tv}$  presenta un error relativo de 11.3%. En cuanto a la capa

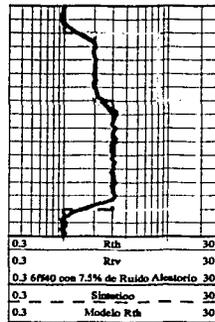
anisótropa de 8 m se logra determinar sus parámetros reales  $R_{th}$  y  $R_{tv}$ , con errores relativos no mayores al 4%.

*Tabla 3.18. Resumen de los resultados obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 7.5% de ruido aleatorio.*

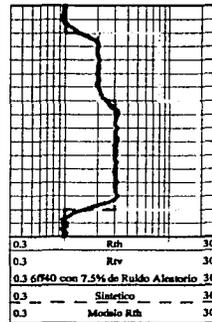
Modelo	Estrato	Profundidad	Rth	Rtv	Error en Rth	Error en Rtv	Error en los espesores
<b>Real</b>	1	0-500	1.0	1.0	-	-	-
	2	500-505	2.0	8.0	-	-	-
	3	505-513	3.0	18.75	-	-	-
	4	513-∞	1.0	1.0	-	-	-
<b>Final Etapa 1</b>	1	0-500.03	0.99	-	1%	-	+3cm
	2	500.03-502.16	1.99	-	0.5%	-	Es el mismo estrato
	3	502.16-504.66	2.0	-	0%	-	
	4	504.66-505.35	2.20	-	20%	-	-
	5	505.35-512.99	3.02	-	0.7%	-	-36cm
	6	512.99-∞	1.01	-	1%	-	+1cm
<b>Final Etapa 2</b>	1	0-499.96	0.98	-	2%	-	-4cm
	2	499.96-502.56	1.97	-	3%	-	Es el mismo estrato
	3	502.56-504.98	2.0	-	0%	-	
	4	504.98-513	3.02	-	0.7%	-	+2cm
	5	513-∞	1.0	-	0%	-	No
<b>Elaborado en la Etapa 3</b>	1	0-499.96	0.98	0.98	2%	-	-
	2	499.96-502.56	1.97	11.82	3%	-	-
	3	502.56-504.98	2.0	7.14	0%	-	-
	4	504.98-513	3.02	17.39	0.7%	-	-
	5	513-∞	1.0	1.0	0%	-	-
<b>Final Etapa 4</b>	1	0-499.96	0.98	1.05	2%	5%	-4cm
	2	499.96-502.56	1.97	7.11	3%	11%	Es el mismo estrato
	3	502.56-504.98	2.0	7.10	0%	11.3%	
	4	504.98-513	3.02	18.16	0.7%	3.2%	+2cm
	5	513-∞	1.0	1.0	0%	0%	No

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

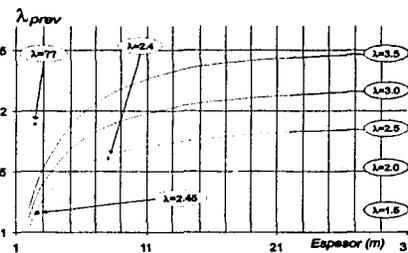
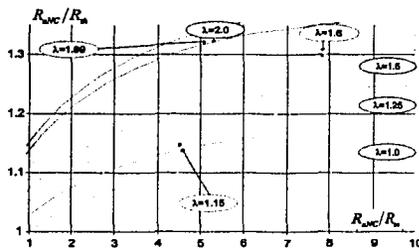
Etapa 1



Etapa 2



Etapa 3



Etapa 4

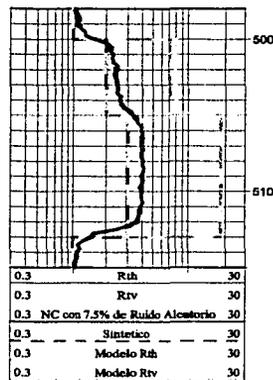


Figura 3.26 Modelos finales obtenidos en cada etapa de la metodología para el modelo 2 con 7.5% de ruido aleatorio.

## CAPÍTULO 4

### APLICACIÓN A CASOS REALES

En este capítulo se aplica la metodología de procesamiento determinada en el capítulo anterior, y probada para modelos sintéticos y diferentes niveles de ruido aleatorio, a casos reales de dos pozos localizados en el Golfo de México. Dichos pozos son parte de la publicación *Productive Low Resistivity Well Logs of the Offshore Gulf of Mexico (Dwight, 1993)*, en la que se presenta un gran número de casos reales de pozos productores con baja resistividad y bajo contraste. Estos ejemplos fueron seleccionados debido a que contaban con los registros *NC* y *6FF40*, *SP*, *GR*, y algún registro de porosidad, así como un buen número de datos de núcleos con evaluaciones de los parámetros de saturación de agua ( $S_w$ ) y porosidad ( $\phi$ ). Así mismo el ángulo de desviación del pozo debía ser menor a  $2^\circ$ , para poder considerar un pozo vertical.

Una vez aplicada la metodología de procesamiento para determinar los parámetros  $R_{th}$ ,  $R_{lv}$ ,  $R_{xo}$ ,  $D_i$  y *límite de capas*; éstos se utilizarán para calcular el volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) en esos pozos, probando diferentes alternativas de evaluación, para finalmente compararlos con los resultados de núcleos. Cabe aclarar que el objetivo principal de este trabajo, y por tanto de la metodología de procesamiento e interpretación aplicando modelos anisótropos, es poder identificar zonas productoras en intervalos de baja resistividad y bajo contraste que en el pasado habían sido descartadas por los métodos tradicionales de interpretación con modelos isótropos. Esto puede lograrse ya sea, directamente a partir de los parámetros obtenidos por la metodología, o mediante los cálculos que se deriven de ellos ( $R_{sand}$ ,  $R_{media}$ , etc.). El segundo objetivo es poder evaluar satisfactoriamente el parámetro de saturación de agua utilizando ambas componentes del tensor de resistividad. Sin embargo, sólo fue posible ubicar un método que incluye ambas componentes y que se adecua a la información con que se cuenta:

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## 4.1. POZO D72

### 4.1.1. INTERPRETACION CUALITATIVA

Los registros geofísicos con los que se cuenta para este pozo se muestran en la figura 4.1. Además se tiene los datos de  $R_m = 0.84 \Omega\text{m} @ 77^\circ\text{F}$ ,  $R_{mc} = 2.26 \Omega\text{m} @ 77^\circ\text{F}$ ,  $R_{mr} = 0.41 \Omega\text{m} @ 77^\circ\text{F}$  y  $BS = 8 \frac{1}{2}''$ . El intervalo de interés va de los 2402-2469 m. La litología que atraviesa este pozo está compuesta de arenas arcillosas y lutitas en intercalaciones de edad Pleistoceno.

A partir de los registros geofísicos se pueden realizar ciertas observaciones o interpretación cualitativa. Este intervalo puede ser dividido en tres zonas principales con base en el registro *SP*: la primera que va de los 2402.00-2417.50 m, la segunda de los 2417.50-2442.00 m y finalmente de 2442.00-2469.00 m.

Para la primera zona los registros *SP* y *GR* indican la presencia lutitas y arenas muy arcillosas. Esta zona presenta una resistividad de aproximadamente  $0.8 \Omega\text{m}$  leída por la herramienta normal corta y una resistividad de  $0.6-1 \Omega\text{m}$  leída por la herramienta de inducción; además el registro porosidad densidad indica baja porosidad.

Para la segunda zona los registros *SP* y *GR* muestran arenas de espesor considerable con menor contenido de arcillas, esta zona también se refleja en un aumento considerable de la porosidad obtenida por el registro porosidad densidad. Por su parte, el registro *NC* sólo muestra pequeños aumentos de la resistividad en los tramos 2426.20-2429.25 m y 2430.00-2432.30 m, incrementándose hasta casi  $1.9 \Omega\text{m}$ , mientras que el registro de inducción solamente muestra un aumento ligero para el primer tramo. En este tramo se observa la mayor separación entre las curvas de las herramientas *NC* y *6FF40*, lo cual puede deberse a un mayor grado de anisotropía eléctrica, a una mayor invasión, o ambas.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

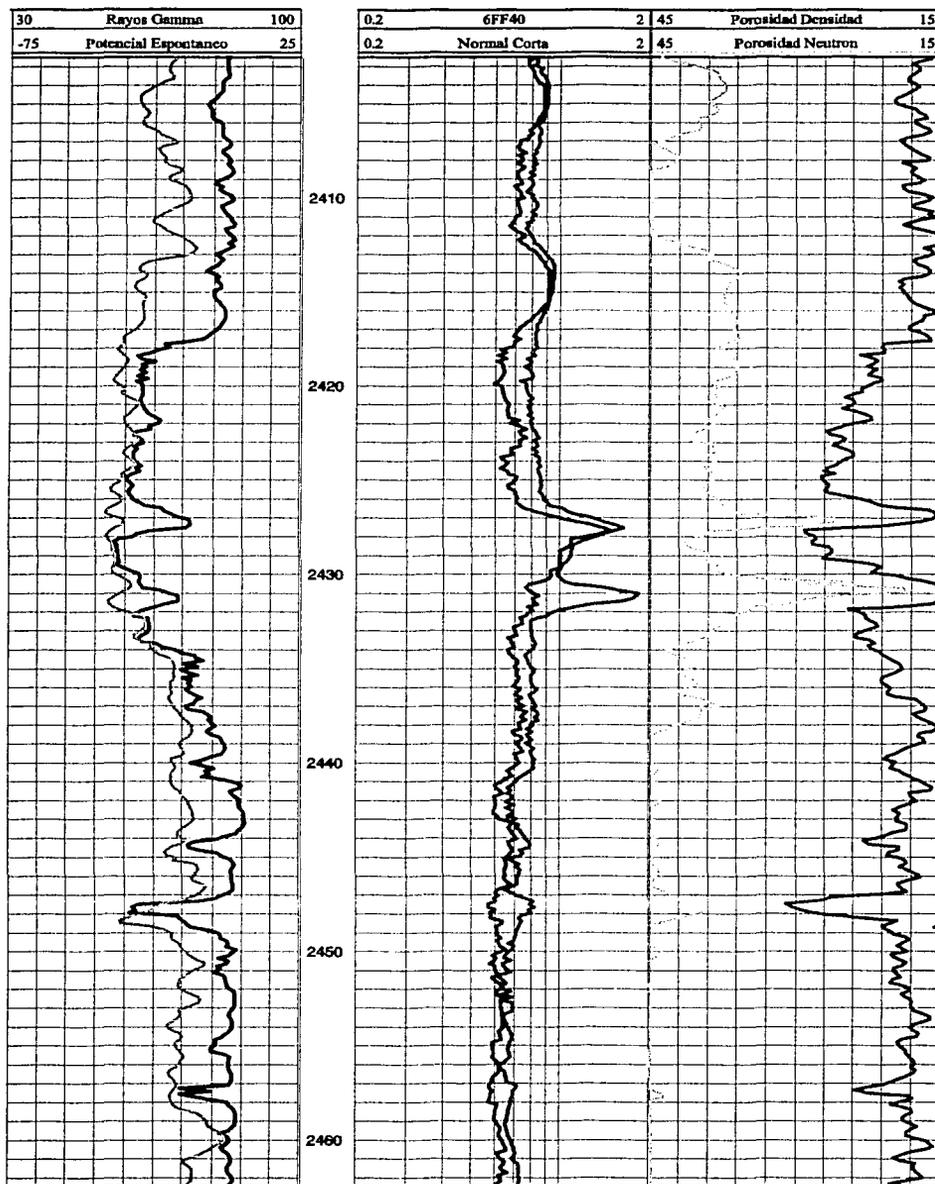


Figura 4.1. Registros geofisicos del pozo D72.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

En el último tramo, los registros *SP* y *GR* muestran una zona de arenas arcillosas (más limpias de las que se observan para la primer zona) e intercalaciones de arenas y lutitas, destacándose tres arenas de interés. La primera ubicada en 2444.00 m de profundidad con un espesor de aproximadamente 1.5 m, la segunda se encuentra a los 2447.00 m con un espesor de unos 3.5 m donde se vuelve a observar una separación considerable entre las curvas de las herramientas *NC* y *6FF40*, y finalmente la que se ubica a los 2457.00 m. Estas tres arenas se ven reflejadas en la curva de porosidad densidad con un aumento notorio en la porosidad leída por el registro. Sin embargo, la primera y la tercera arenas no se logran percibir mediante aumentos de la resistividad, ni en el registro de la normal corta ni en el de inducción. Por su parte, para la segunda arena se logra observar que ambas curvas se separan ligeramente sin que se presenten aumentos considerables en los valores de resistividad, la cual permanece en valores cercanos a los  $0.8 \Omega\text{m}$ .

#### **4.1.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PROCESAMIENTO**

De acuerdo con la metodología, el primer paso es realizar la inversión conjunta de ambas herramientas con el método de recocido simulado, para obtener un modelo inicial de los límites de capas y de  $R_t$ . Para este primer paso se obtiene un modelo aceptable de  $R_t$  para ambas herramientas, ya que presenta un número reducido de capas y brinda un buen ajuste entre las curvas de campo y sus sintéticos (Figura 4.2). Posteriormente, utilizando este modelo inicial se realizó la inversión sencilla de la herramienta *6FF40* para determinar el modelo final de resistividad horizontal ( $R_{th}$ ), el cual requirió realizar varios ciclos iterativos y modificaciones manuales mediante una interfase gráfica.

El resultado de la segunda etapa, permite observar que el modelo final de  $R_{th}$  difiere en el número de capas del modelo obtenido en la etapa previa (Figura 4.2). Esto se debe a que se introdujeron capas que se manifestaban de forma

más clara en el registro de la herramienta normal corta, las cuales no eran fácilmente perceptibles en el registro de inducción.

La etapa 3 consiste en construir el modelo inicial de  $R_{tv}$  con ayuda de los nomogramas. Cabe comentar que por el momento el objetivo de esta etapa, cuando se tienen intervalos grandes y gran número de capas, no es obtener el valor de  $R_{tv}$  de todas y cada de ellas a través de los nomogramas (aunque podría realizarse), ya que el proceso todavía es manual y requiere una cantidad de tiempo considerable (posteriormente se pretende automatizarlo para lograr en muy poco tiempo el cálculo de la  $R_{tv}$  de todas las capas); sino construir un modelo lo suficientemente cercano que permita converger con mayor rapidez a la solución real. Debido a esto, se supuso que las capas con espesores y valores de  $R_{th}$  similares, tendrían también valores de  $R_{tv}$  parecidos, por lo que solamente se determinó, mediante los nomogramas, el valor de  $\lambda$  para una de ellas y se generalizó para las demás. Asimismo mediante los nomogramas se obtuvieron los coeficientes de anisotropía de cada una de las capas de interés, que en este caso se ubican en el intervalo que va de los 2424.37-2436.00 m. De esta forma se construyó el modelo inicial de  $R_{tv}$  ilustrado en el primer carril de la figura 4.3. En esta figura también se puede constatar la gran cercanía entre el modelo inicial y el modelo final de  $R_{tv}$ , lo que se manifiesta en una reducción significativa del tiempo de cómputo.

Finalmente se efectuó la inversión sencilla de la herramienta normal corta considerando invasión para obtener el modelo final de  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$ , como se muestra en el segundo carril de la figura 4.3 (etapa 4). Al igual que para la segunda etapa fueron necesarios varios ciclos iterativos y modificaciones manuales mediante la interfase gráfica. En el modelo final se destacan sólo cinco pequeñas zonas en las que el diámetro de invasión sobrepasa al diámetro de pozo. El análisis a profundidad de los modelos finales de  $R_{th}$ ,  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$  se realiza en el siguiente apartado.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

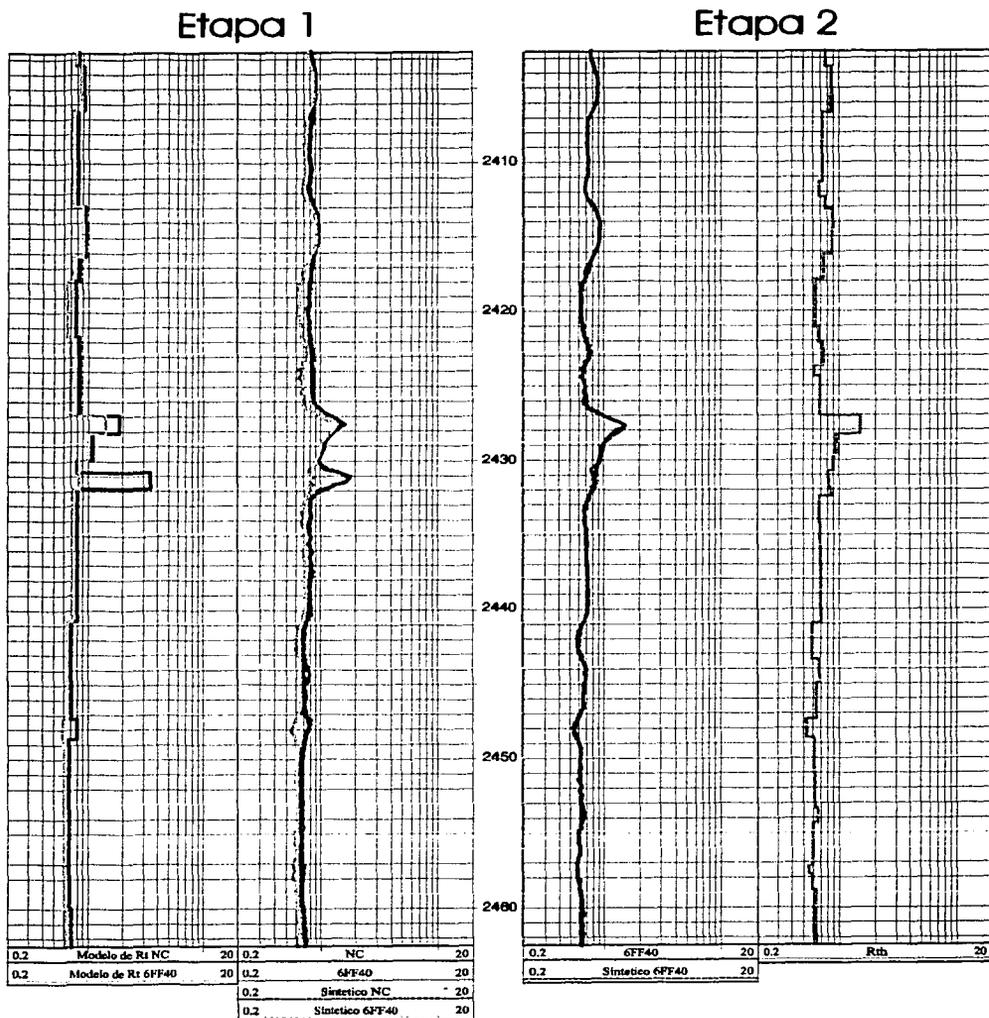
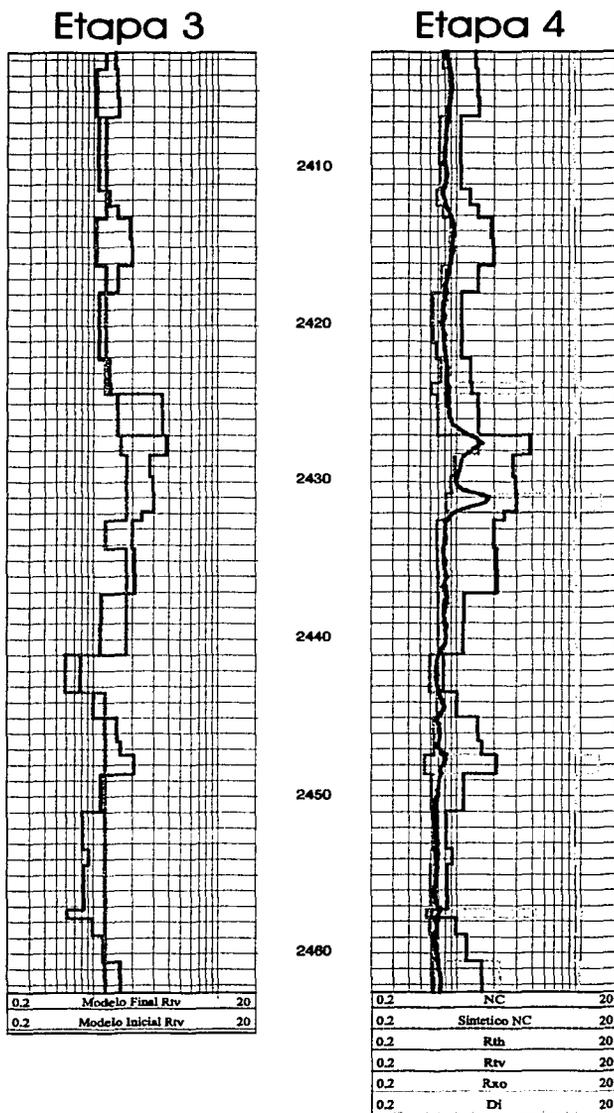


Figura 4.2. Resultados correspondientes a las etapas 1 y 2 de la metodología.



*Figura 4.3. Resultados correspondientes a las etapas 3 y 4 de la metodología.*

### 4.1.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN PETROFÍSICA.

El primer objetivo al aplicar modelos anisótropos a intervalos de baja resistividad es lograr identificar posibles zonas productoras, que el empleo tradicional de modelos isótropos pasaba por alto o no podía localizar. En este sentido, como primer paso se lleva a cabo el análisis de los resultados obtenidos por la metodología de procesamiento para identificar dichas zonas.

#### 4.1.3.1. IDENTIFICACION DE ZONAS POSIBLEMENTE PRODUCTORAS.

En la figura 4.4. se muestran diferentes resistividades con el fin de poder identificar zonas productoras con base en sus valores de resistividad. En esta gráfica aparecen las curvas de resistividad horizontal y resistividad vertical finales obtenidas de la metodología, la curva de resistividad de la arena de Tabanou (1999) cuya explicación se realizó en el apartado 2.6.5 y finalmente la curva de resistividad media que constituye una relación entre ambas componentes del tensor de resistividad ( $R_{media} = \sqrt{R_{th} \cdot R_{tv}}$ ).

Primeramente la curva de  $R_{th}$  no muestra grandes cambios en resistividad, manteniendo un valor promedio de aproximadamente  $0.73 \Omega m$  a lo largo de todo el intervalo. Sus valores mayores se presentan en el tramo de 2427.02-2432.40 m alcanzando un valor máximo de  $1.51 \Omega m$ ; por lo que si solamente se contará con la curva de  $R_{th}$ , esta sería la única zona destacable y que podría considerar como de cierto interés. Además de esto la curva no permite observar nada relevante, lo que ratifica el análisis realizado en el apartado 2.5, en el que se manifestaba que la componente horizontal de la resistividad no permite identificar con claridad arenas de diferente resistividad cuando el volumen de arcilla es mayor al 30% (ya que el valor de  $R_{th}$  disminuye, y éste es el valor que domina las mediciones de las herramientas eléctricas convencionales).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Con lo que respecta a la curva de  $R_{nv}$ , ésta permite distinguir de forma más clara y notoria cambios en los valores de resistividad de cada una de las capas, y con esto, arenas de diferente resistividad y distinto contenido de arcilla, como se mostró en el mismo apartado del capítulo 2. Esto se debe a que la componente vertical presenta disminuciones graduales de la resistividad conforme aumenta el volumen de arcilla dentro de una capa de arena. Para este caso, la curva de resistividad vertical es la que presenta los mayores valores de esta propiedad, y sólo es superada por la curva  $R_{sand}$ . Su comportamiento empieza con valores promedio de  $1.5 \Omega m$  en su primer tramo comprendido de 2402.00-2413.15 m, luego de 2413.45-2416.15 m se observa un ligero aumento en la resistividad llegando a un valor de casi  $2 \Omega m$  y constituyéndose como una primer zona de interés. Posteriormente, se observa una disminución, como en el caso del primer tramo mencionado, para después sufrir un aumento considerable y repentino de  $3.84 \Omega m$  y mantenerse en valores altos de resistividad. Este tramo de 2427.00-2437.00 m es el más destacable en todo el intervalo con base en la resistividad vertical. Más adelante se observa un último tramo atractivo en 2445.00-2448.50 m y, si acaso, a partir de 2460.50 m aunque habría que confirmarlo con la siguiente parte del registro.

Finalmente la curva de resistividad que destaca por sobre todas las demás y que muestra los cambios más notorios de resistividad entre las diferentes capas, es la correspondiente a  $R_{sand}$ . Esta curva fue obtenida tomando el valor de  $R_0=0.48 \Omega m$  correspondiente a la resistividad de la capa de baja resistividad (lutita). En la curva de  $R_{sand}$  se notan cambios más abruptos de la resistividad, permitiendo identificar tres principales zonas posiblemente productoras, además de una cuarta zona en la que queda incertidumbre, ya que sus valores de  $R_{sand}$  no son tan altos como los de las tres zonas anteriores pero tampoco tan bajos como para ser descartados totalmente. La primera zona principal se encuentra de 2424.10-2437.00 m, la segunda de 2445.00-2450.80 m y finalmente la que se ubica de 2458.15-2462.50 m. Por su parte, la zona de incertidumbre se encuentra de 2411.60-2421.70 m. Cabe

mencionar que en la capa de 2447.50-2448.55 m, se presenta un problema en el cálculo de la resistividad de la arena ya que su valor de  $R_{th}$  es casi igual al considerado para la resistividad  $R_o=0.48 \Omega m$ , por lo que el denominador de la ecuación siguiente

$$\text{Tabanou (1999) } R_{sand} = \frac{\left(\frac{R_{rv}}{R_o} - \frac{R_o}{R_{th}}\right) + \sqrt{\left(\frac{R_{rv}}{R_o} - \frac{R_o}{R_{th}}\right)^2 - 4(R_{rv} - R_o)\left(\frac{1}{R_o} - \frac{1}{R_{th}}\right)}}{2\left(\frac{1}{R_o} - \frac{1}{R_{th}}\right)}$$

de donde se deriva su cálculo, tiende a cero y como consecuencia el numerador crece indefinidamente.

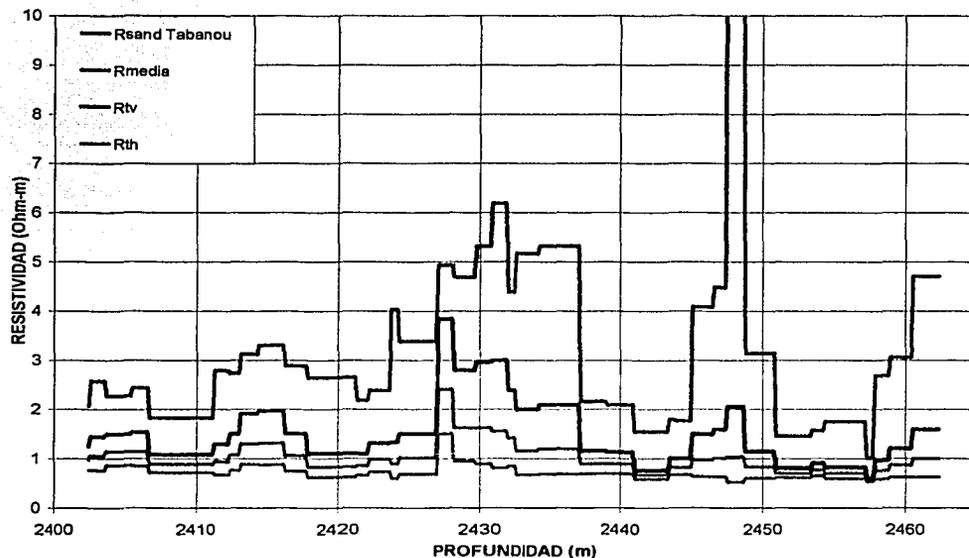


Figura 4.4. Comparación de diferentes resistividades para el caso del pozo d72.

#### 4.1.3.2. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA.

Para la obtención del volumen de arcilla se probó con el único método encontrado que considera anisotropía. Este método corresponde al propuesto por Tabanou (1999) (apartado 2.6.5) y cuya expresión es:

$$V_{\text{shale}} = \left( \frac{R_{\text{sand}} + \frac{1}{R_{\text{sand}}} - R_{\text{iv}} - \frac{1}{R_{\text{iv}}}}{R_{\text{sand}} + \frac{1}{R_{\text{sand}}} - R_0 - \frac{1}{R_0}} \right) \quad \dots (4.1)$$

Asimismo se llevo a cabo el cálculo de volumen de arcilla empleando los métodos tradicionales en formaciones arcillosas que hacen uso del registro *SP* y *GR*. Para el caso del *SP* se empleó la siguiente ecuación

$$V_{\text{shale}} = 1 - (E_{\text{PSP}}/E_{\text{SSP}}), \quad \dots (4.2)$$

donde  $E_{\text{PSP}}$  es la respuesta del registro *SP* en la zona arcillosa de interés y el  $E_{\text{SSP}}$  corresponde a la deflexión máxima del registro desde la línea base de lutita a una arena limpia.

Por su parte, en el caso del registro de *GR* se empleó la ecuación conocida también como índice de arcilla ( $I_{\text{shale}}$ ).

$$V_{\text{shale}} = (\gamma_{\text{log}} - \gamma_{\text{clean}}) / (\gamma_{\text{shale}} - \gamma_{\text{clean}}), \quad \dots (4.3)$$

donde  $\gamma_{\text{log}}$  es la respuesta del registro *GR* en la zona de interés,  $\gamma_{\text{clean}}$  es la respuesta promedio del registro en las formaciones más limpias, y  $\gamma_{\text{shale}}$  es la respuesta promedio en las lutitas. Esta ecuación tiende a exagerar ligeramente el contenido de arcilla, por lo que se han propuestos relaciones empíricas que

son más representativas. Una de estas relaciones es la de Stieber (1970), diseñada para rocas terciarias y expresada de la siguiente forma

$$V_{\text{shale}} = I_{\text{shale}} / (3 - 2I_{\text{shale}}) \quad \dots (4.4)$$

Los resultados obtenidos del cálculo de volumen de arcilla mediante los métodos anteriores se ilustran en la figura 4.5. En ella se puede observar que, en general, los resultados de volumen de arcilla obtenidos mediante la expresión de Tabanou (1999) son buenos en las zonas más arcillosas, ya que presentan una tendencia similar a los resultados obtenidos a partir de los registros SP y GR; sin embargo, en el tramo de 2417-2427 m correspondiente a la zona de arenas más limpias existe una diferencia considerable entre dichos resultados.

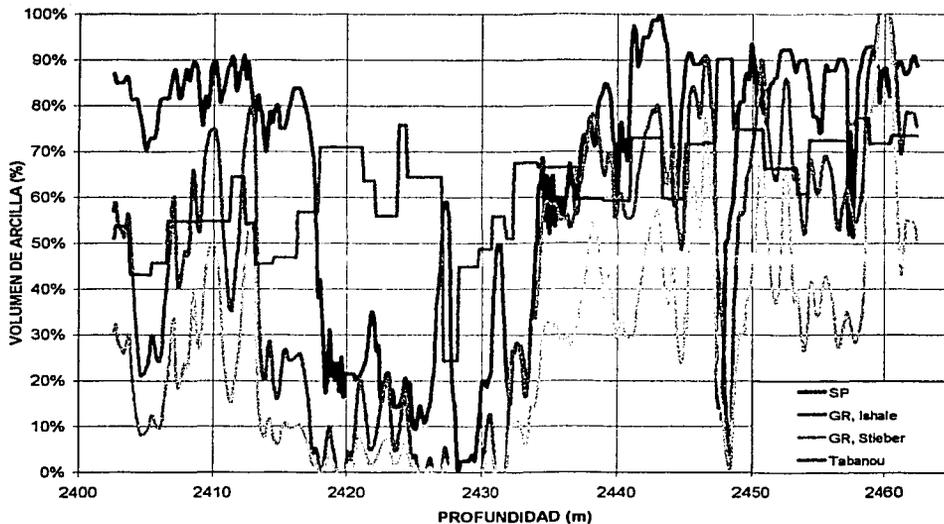


Figura 4.5. Cálculo del volumen de arcilla por medio del SP, GR, y ecuaciones de Tabanou (1999) y Stieber (1970).

Por otro lado, los resultados obtenidos a partir del registro *SP* y del registro *GR* con la expresión de Stieber (1970), presentan tendencias similares aunque con diferencias importantes en algunos tramos. Por su parte la curva correspondiente al índice de arcilla ( $I_{shale}$ ) muestra un comportamiento intermedio entre los resultados obtenidos mediante el *SP* y la relación empírica de Stieber (1970) para el registro *GR*.

#### 4.1.3.3. CÁLCULO DE LA POROSIDAD.

Como se mencionó en el apartado 2.6.5, el método de evaluación de Tabanou (1999) para medios anisótropos no propone ninguna ecuación que permita el cálculo de este parámetro considerando anisotropía eléctrica; sino que asume que la porosidad ya fue obtenida por algún otro método. De esta forma, para el cálculo de este parámetro, al igual que para el caso del volumen de arcilla, se probaron distintos métodos convencionales con el fin de determinar aquel que diera los mejores resultados en comparación con los datos de núcleos. Primeramente se obtuvieron las porosidades efectivas a partir de cada uno de los registros de porosidad, por medio de las siguientes expresiones (Gaymard, 1968):

$$\text{Porosidad densidad } (\phi_D) \quad \phi_{eD} = \phi_D - \phi_{D(shale)} \cdot V_{shale} \quad \dots (4.5)$$

$$\text{Porosidad neutron } (\phi_N) \quad \phi_{eN} = \phi_N - \phi_{N(shale)} \cdot V_{shale} \quad \dots (4.6)$$

donde  $\phi_D$  y  $\phi_N$  son las porosidades aparentes mostradas por los registros porosidad densidad y porosidad neutron, respectivamente; mientras que  $\phi_{D(shale)}$  y  $\phi_{N(shale)}$  son las porosidades aparentes mostradas por estos mismos registros en las lutitas adyacentes. Estas expresiones asumen que la formación es limpia y saturada de líquido.

Una vez obtenidas las porosidades efectivas se procedió al cálculo de la porosidad mediante las siguientes ecuaciones

$$\text{Gaymard (1968)} \quad \phi = \sqrt{\frac{\phi_{eD}^2 + \phi_{eN}^2}{2}} \quad \dots (4.7)$$

$$\text{Neutron-Densidad} \quad \phi = \frac{\phi_D \phi_{N(\text{shale})} - \phi_N \phi_{D(\text{shale})}}{\phi_{N(\text{shale})} - \phi_{D(\text{shale})}} \quad \dots (4.8)$$

Se consultó a dos intérpretes expertos en registros geofísicos, el Ing. Orlando Gómez y el Ing. Roberto Torres del área de Registros de Pozos del Instituto Mexicano del Petróleo, los cuales sugirieron utilizar, para el cálculo de la porosidad, al volumen de arcilla que resultó de la expresión de Stieber (1970), ya que este método está diseñado para rocas terciarias. Asimismo, plantearon como otra posibilidad realizar el promedio simple de los registros de porosidad neutron ( $\phi_N$ ) y porosidad densidad ( $\phi_D$ ), y utilizar el resultado como una buena aproximación de la porosidad. De esta forma, se obtuvieron las curvas de porosidad mostradas en la figura 4.6.

En la figura 4.6 se observa que la porosidad que resulta de la expresión de Gaymard tiene la mayor coincidencia con la porosidad obtenida de núcleos; sin embargo, el resultado del promedio de ambos registros ( $\phi_D$  y  $\phi_N$ ) es una buena aproximación de la porosidad ya que coincide también con buena cantidad de ellos. Por su parte, la porosidad calculada mediante la expresión Neutron-Densidad muestra los peores resultados al presentar valores muy bajos de porosidad en la mayor parte del intervalo, así como poca coincidencia con los resultados de núcleos. De esta forma, para el cálculo de  $S_w$  se probarán tanto el resultado de porosidad de la ecuación de Gaymard como el resultado de porosidad del promedio simple de los registros  $\phi_D$  y  $\phi_N$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

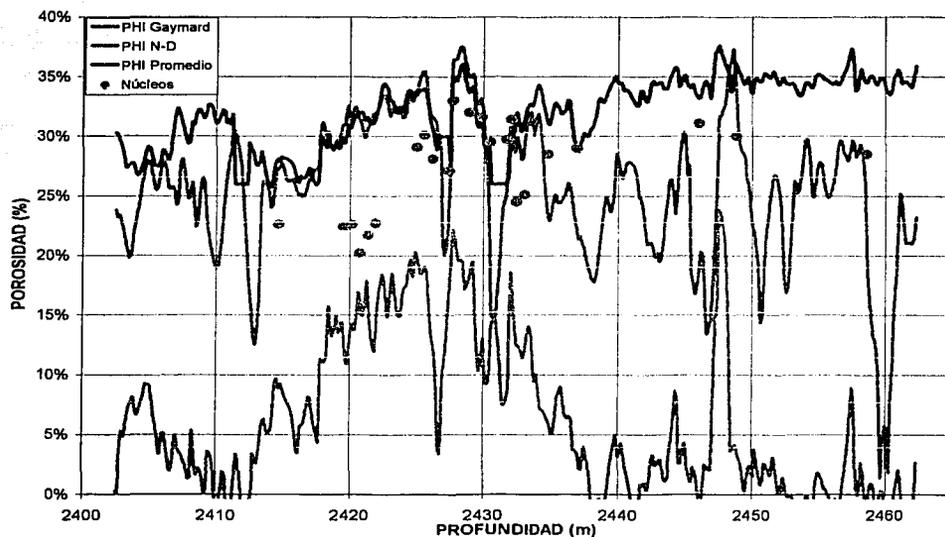


Figura 4.6. Comparación entre la porosidad obtenida de núcleos y la calculada mediante los registros  $\phi_D$  y  $\phi_N$ .

#### 4.1.3.4. CÁLCULO DE $S_w$ CONSIDERANDO ANISOTROPÍA

Para el cálculo de  $S_w$  se empleó la relación de Archie planteada en la metodología de evaluación de Tabanou (1999) para medios anisótropos, cuya expresión es

$$S_w = \sqrt{R_w / \phi^2 \cdot R_{sand}} \quad (4.9)$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

De igual forma, se obtuvo la saturación de agua utilizando los métodos actuales de evaluación que consideran que el medio es totalmente isótropo. El

objetivo es comparar los resultados de la evaluación del parámetro  $S_w$  utilizando estos métodos tradicionales, con los resultados obtenidos considerando un medio anisótropo (ecuación 4.9). La explicación detallada de estos métodos tradicionales de evaluación se efectuó en el apartado 2.6, aquí sólo se resumen las ecuaciones de cada uno de ellos:

### 1) Método de las Montañas Rocallosas

Fue desarrollado por Tixier en 1949 y se aplica a formaciones limpias.

$$S_w = \left\{ \frac{\frac{R_{xo}}{R_t} (1-z) + z \frac{R_{mf}}{R_w}}{\frac{R_{mf}}{R_w}} \right\} \dots (4.10)$$

### 2) Método Schlumberger

Fue desarrollado por Poupon en 1954 y considera que la formación está compuesta por pequeñas capas alternadas de arena limpia y lutita.

$$S_w = S_{xo} 10^{\frac{SSP}{nK}} \left( \frac{R_{xo}}{R_t} \right)^{\frac{SSP}{nPSP}} \dots (4.11)$$

### 3) Método Halliburton

$$S_w = \left[ \frac{\left( \frac{R_{xo}}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}}{10^{\frac{PSP}{nK}}} \right]^{\frac{x}{x-1}} \dots (4.12)$$

### 4) Método de Indonesia

Incluye la porosidad y se emplea para formaciones arcillosas.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

$$S_w = \left[ \frac{1}{\frac{R_t \phi^m}{aR_w} + R_t \frac{V_{shale}^{(2-V_{shale})}}{R_{shale}} + \sqrt{\frac{R_t^2 \phi^m V_{shale}^{(2-V_{shale})}}{aR_w R_{shale}}}} \right]^{1/n} \dots (4.13)$$

### 5) Método de Simandoux

Incluye la porosidad y se emplea para formaciones arcillosas.

$$S_w = \frac{-\frac{V_{shale}}{R_{shale}}}{\frac{2\phi^m}{aR_w}} + \frac{\sqrt{\left(\frac{V_{shale}}{R_{shale}}\right)^2 - 4\frac{2\phi^m}{aR_w}\left(-\frac{1}{R_t}\right)}}{2\left(\frac{2\phi^m}{aR_w}\right)} \dots (4.14)$$

Debido a que no se contaba con los datos de resistividad del agua ( $R_w$ ), profundidad final del pozo, ni temperatura de intervalo;  $R_w$  se tendría que calcular de alguna forma. Primeramente se buscaron datos de gradientes geotérmicos correspondientes a la zona del Golfo de México en la que se ubica el pozo, encontrándose un gradiente de  $G=1^\circ\text{F}/100\text{ft}$ . Posteriormente se calculó una  $R_{mf}=0.21 \Omega\text{m}$ , y tomando en consideración que en la mayoría de los casos cuando se perfora un pozo se pretende que, cuando el fluido invada la formación, las propiedades de la misma no se vean afectadas drásticamente, para lo cual se debe cumplir que  $R_w \approx R_{mf}$  a temperatura de intervalo. Finalmente, con base en esta suposición y en el registro *SP*, se calculó una  $R_w=0.18 \Omega\text{m} @ 158^\circ\text{F}$ .

La figura 4.7 muestra la comparación entre la saturación de agua obtenida de núcleos y la obtenida mediante la ecuación 4.9 al utilizar la porosidad resultado de la expresión de Gaymard y la porosidad resultado del promedio simple de los registros  $\phi_D$  y  $\phi_N$ . Esta gráfica permite destacar la gran correlación entre la

$S_w$  obtenida de núcleos y la calculada con la expresión (4.9) tomando como porosidad al promedio simple de los registros  $\phi_D$  y  $\phi_N$ , existiendo sólo algunas pequeñas discrepancias entre ambos resultados. De igual forma, al tomar como porosidad a la que resulta de la expresión de Gaymard, la saturación de agua obtenida presenta también una gran coincidencia con los núcleos. Las diferencias entre ambos resultados de  $S_w$  son debidas a que la porosidad que resulta de la expresión de Gaymard es menor a la del promedio de los registros  $\phi_D$  y  $\phi_N$ , provocando una mayor saturación de agua. Estas discrepancias se observan principalmente en las zonas más arcillosas. Es importante mencionar nuevamente el problema que se presenta en la capa de 2447.50-2448.55 m para la cual su valor de  $R_{th}$  es casi igual al considerado para la resistividad  $R_o$ , lo que ocasiona que su  $R_{sand}$  sea muy alta. Esto provoca a su vez, que el resultado de  $S_w$ , para esta capa, se vea afectado y no sea muy confiable.

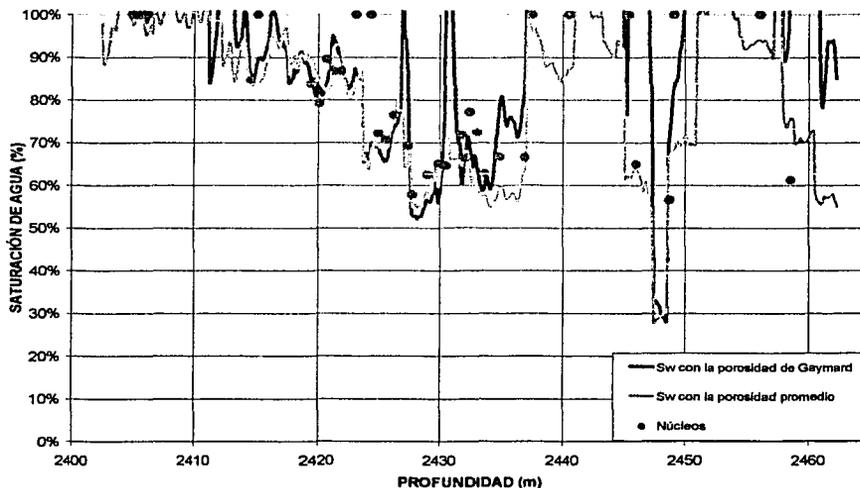


Figura 4.7. Comparación entre  $S_w$  obtenida de núcleos y la calculada mediante la expresión de Tabanou considerando dos casos: 1) la porosidad resultado de la expresión de Gaymard y 2) la porosidad resultado del promedio simple de los registros  $\phi_D$  y  $\phi_N$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

En la figura 4.8 se muestra los resultados de  $S_w$  empleando los cinco métodos tradicionales de evaluación y se comparan con los resultados de núcleos. En las expresiones 4.10-4.14 se utilizaron la porosidad resultado de la expresión de Gaymard (ecuación 4.7), como  $R_t$  y  $R_{xo}$  a los resultados de realizar la inversión considerando medios isótropos, los siguientes valores para las constantes  $a=1, m=n=x=2$ , y como  $V_{shale}$  el que resultó de la expresión de Stieber (ecuación 4.4). Esta figura permite observar claramente, que para este caso, ninguno de los métodos tradicionales funciona correctamente. El método Halliburton (color vino) presentan los problemas más graves ya que los resultados están por arriba del rango lógico de 0-100% a lo largo de todo el intervalo. El método de Indonesia (color amarillo), también presenta problemas graves ya que muestra valores extremos. En la mayor parte del intervalo muestra saturaciones de agua mayores al 100%, y en las zonas restantes saturaciones de agua de 0%. Por su parte, el método Schlumberger (color naranja) es el que brinda mejores resultados en cuanto a que se mantiene dentro del rango de 0-100% en la mayor parte del intervalo; sin embargo, tampoco es muy confiable ya que indica saturaciones de agua muy bajas en el tramo de 2412-2440 m en comparación con los datos de núcleos. Para el siguiente tramo de 2440-2462.5 m, correspondiente a una zona más arcillosa, los resultados mejoran un poco al coincidir con dos núcleos y estar relativamente cerca de los demás. En lo que respecta al método de las Montañas Rocallosas (color azul) coincide o se mantiene cerca de los núcleos que indican la presencia de lutitas ( $S_w=100\%$ ); sin embargo, en la zona de 2424-2437 m, correspondiente a las arenas más limpias y principales contenedoras de hidrocarburos, este método continúa indicando saturaciones de agua demasiado altas, excepto en las dos capas ubicadas en 2429.8-2430.7 m y 2431.9-2432.6 m aproximadamente. Finalmente el método de Simandoux (verde oscuro) también sobrepasa el 100% de saturación de agua en la mayor parte del intervalo, aunque de 2436m en adelante coincide con los núcleos que indican la presencia de lutitas.

Estos resultados permiten concluir que los métodos tradicionales de interpretación con modelos isótropos, pueden presentar graves problemas al intentar evaluar el parámetro de saturación de agua en zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste. Sus resultados son de poca ayuda y poco confiables para identificar posibles zonas productoras donde disparar. Por el contrario, al evaluar con un método que considera anisotropía eléctrica (Tabanou, 1999), se pueden obtener mejores evaluaciones del parámetro  $S_w$ , mayor congruencia con los datos de núcleos y se pueden identificar zonas atractivas posiblemente productoras, lo cual es debido a que un modelo anisótropo, en la mayoría de los casos, representa en mayor y mejor forma las condiciones reales del subsuelo.

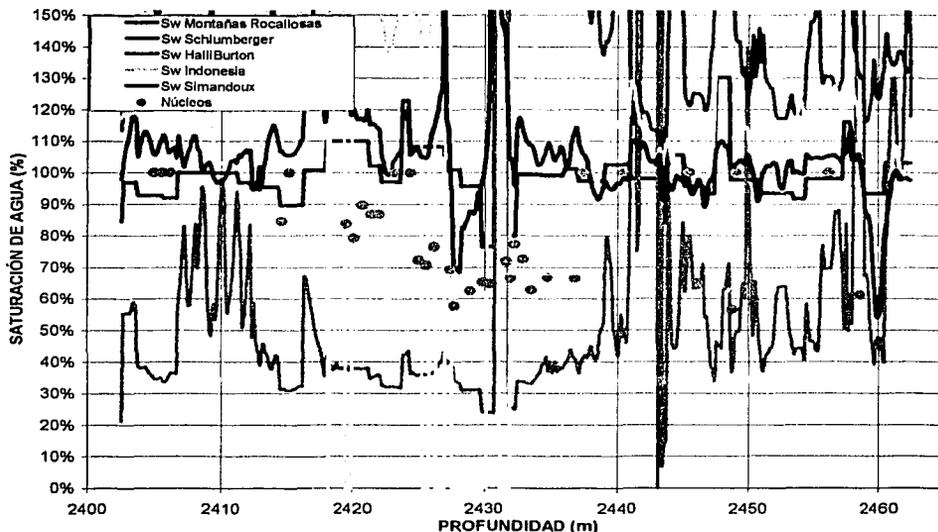


Figura 4.8. Comparación entre  $S_w$  obtenida de núcleos y la calculada mediante los cinco métodos tradicionales de evaluación (ecuaciones 4.10-4.14), tomando como porosidad a la que resultó de la expresión de Gaynard, y como  $R_t$  y  $R_{xo}$  al resultado de invertir considerando modelos isótropos.

#### 4.1.3.5 ZONAS PREDICHAS COMO POSIBLES PRODUCTORAS MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN VS ZONAS PRODUCTORAS PROBADAS CON NÚCLEOS.

La figura 4.9 muestra las zonas posiblemente productoras en este intervalo del pozo determinadas a partir de muestras de núcleos, y se comparan con las identificadas como posibles productoras a través del análisis de las diferentes resistividades resultado de aplicar la metodología de procesamiento e interpretación considerando modelos de anisotropía. Como se puede observar en el tramo que va de 2402-2411 m sólo se tomaron tres núcleos, que indican que la litología corresponde a lutitas. Esto concuerda con los volúmenes altos de arcilla obtenidos para esta zona mediante el  $SP$ ,  $GR$  y la expresión  $V_{shale}$  de Tabanou (Figura 4.5), así como con los valores bajos de resistividad. Más adelante se encuentra el tramo 2411.60-2421.70 m y la primera zona predicha como contenedora de hidrocarburos. Para este tramo se cuenta con siete núcleos, seis de los cuales muestran contenido de gas LP, mientras que otro indica la presencia de lutitas intercaladas con arenas. La resistividad que mejor logra definir esta zona, en cuanto a amplitud en metros, es la  $R_{sand}$ ; mientras que la  $R_{lv}$  muestra una zona más estrecha. Posteriormente, en el tramo 2423.9-2437 m se encuentra la zona predicha como más atractiva. Este tramo cuenta con la mayor concentración de núcleos con 18. Los primeros dos indican la presencia de lutitas, 12 muestran contenido de aceite y 4 de gas LP. Nuevamente la amplitud (en metros) de la zona es manifestada de mejor forma por la  $R_{sand}$ . Para este tramo se tienen los menores volúmenes de arcilla del intervalo y el área más permeable. Asimismo el registro  $SP$  presenta dos aumentos importantes en este volumen que no se observan en el registro  $GR$ , lo que probablemente sea, en parte, debido al efecto del gas en el registro de potencial espontáneo en combinación con un aumento del contenido de arcilla.

Finalmente para el último tramo de 2437-2462 m, los núcleos que indican contenido de aceite coinciden con las zonas predichas como posibles productoras. En los registros *SP* y *GR* se observan claramente como zonas permeables de arenas arcillosas.

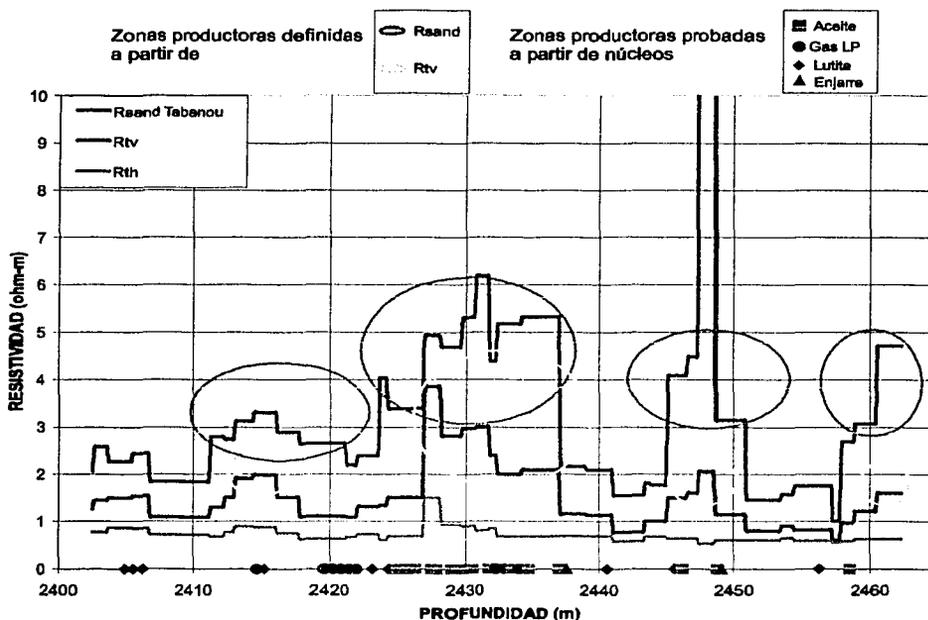


Figura 4.9. Comparación entre las zonas productoras probadas por núcleos y las zonas identificadas como posibles productoras a partir de  $R_{sand}$  y  $R_{tv}$ .

#### 4.1.3.6. RESUMEN DE RESULTADOS.

Tabla 4.1. Información obtenida a partir de núcleos tomados en el pozo d72.

Profundidad	Producción	Permeabilidad MD	Porosidad %	Aceite %	Agua %
2404.872	Lutita	Lutita			
2405.4816	Lutita	Lutita			
2406.0912	Lutita	Lutita			
2414.6256	Gas LP	7.7	22.6	0	84.6
2415.2352	Lutita	Lutita			
2419.5024	Gas LP	2.3	22.4	0.9	83.8
2420.112	Gas LP	2.8	22.6	4	79.2
2420.7216	Gas LP	1.3	20.2	1	89.6
2421.3312	Gas LP	2.6	21.7	2.3	86.7
2421.9408	Gas LP	3.5	22.7	1.3	86.8
2423.16	Lutita	Lutita			
2424.3792	Lutita	Lutita			
2424.9888	Aceite PR	29	29.1	5.2	72.2
2425.5984	Aceite PR	38	30.1	6.3	70.7
2426.208	Aceite PR	44	28.1	5	76.5
2427.4272	Aceite	54	27.1	9.2	69.3
2427.732	Aceite	650	33	9.1	57.8
2428.9512	Aceite	400	32	8.8	62.5
2429.8656	Aceite	130	31.6	9.5	65.2
2430.4752	Aceite	39	29.5	9.5	64.7
2431.6944	Aceite	63	29.7	7.8	71.8
2431.9992	Aceite	360	31.4	6.7	66.5
2432.304	Gas LP	6.4	24.5	2.7	77.2
2432.9136	Gas LP	8.1	25.1	7.2	72.5
2433.5232	Aceite	165	31.2	9.3	62.8
2434.1328	Aceite	6.6	23.7	3.4	79.3
2434.7424	Aceite	26	28.5	4.9	66.7
2436.876	Aceite	34	29	5.9	66.5
2437.4856	Enjarre	Enjarre			
2440.5336	Lutita	Lutita			
2445.4104	Lutita	Lutita			
2446.02	Aceite	105	31.1	5.8	65
2448.7632	Aceite	96	30	12	56.6
2449.068	Enjarre	Enjarre			
2456.0784	Lutita	Lutita			
2458.5168	Aceite	72	28.5	10.9	61.2

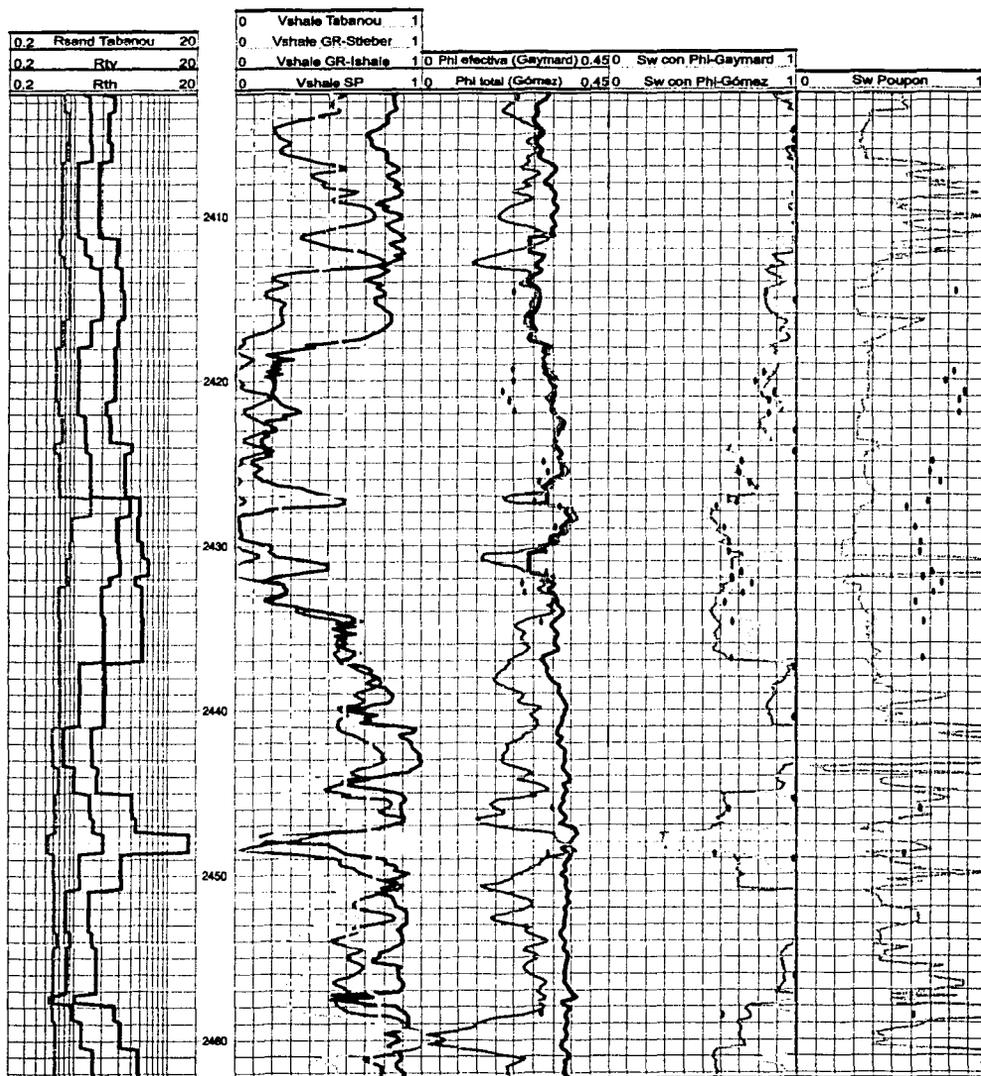


Figura 4.10. Resultados finales de la evaluación petrofísica y datos de núcleos (rojo).

## 4.2. POZO D91

### 4.2.1 INTERPRETACION CUALITATIVA

Para este pozo se cuenta con los registros geofísicos *SP*, *GR*, *NC*, *6FF40* y  $\phi_D$  mostrados en la figura 4.11. Los datos del lodo son los siguientes:  $R_m=0.61 \Omega\text{m @ } 94^\circ\text{F}$ ,  $R_{mc}=1.10 \Omega\text{m @ } 94^\circ\text{F}$ ,  $R_{mf}=0.48 \Omega\text{m @ } 94^\circ\text{F}$  y  $BS= 12 \frac{1}{4}"$ . El intervalo de interés va de los 2758-2836 m de profundidad. La litología, al igual que para el pozo anterior, se compone de arenas arcillosas y lutitas en intercalaciones de edad Plioceno.

Con base los registros *SP* y *GR* se observa que el primer tramo de 2758-2795 m corresponde principalmente a una zona de lutitas con algunas arenas sucias intercaladas. Las curvas de las herramientas *NC* y *6FF40* se encuentran casi sobrepuestas y sólo se separan ligeramente en pequeños tramos. La resistividad promedio es de aproximadamente  $0.8 \Omega\text{m}$ . Por su parte, la herramienta  $\phi_D$  indica valores altos de densidad que se traducirán en baja porosidad.

En seguida, de 2795-2811 m se observa la zona más interesante del intervalo, en la cual los registros *SP* y *GR* presentan una zona de arenas menos arcillosas intercaladas con lutitas. Estas arenas coinciden en el registro  $\phi_D$  con aumentos de la densidad. En lo que concierne a la herramienta *NC*, experimenta un ligero aumento en la resistividad para la arena más limpia ubicada de 2799.0-2801.5 m alcanzando  $1.2 \Omega\text{m}$ ; mientras tanto la herramienta *6FF40* muestra también un aumento en la resistividad, aún mayor que el de la normal corta, alcanzando casi  $1.3 \Omega\text{m}$ . Posteriormente la respuesta de la herramienta *6FF40* sufre un descenso importante llegando a los  $0.38 \Omega\text{m}$ , separándose considerablemente de la curva de la herramienta *NC* en el tramo correspondiente a la arena ubicada de 2806.0-2811.0 m de profundidad.

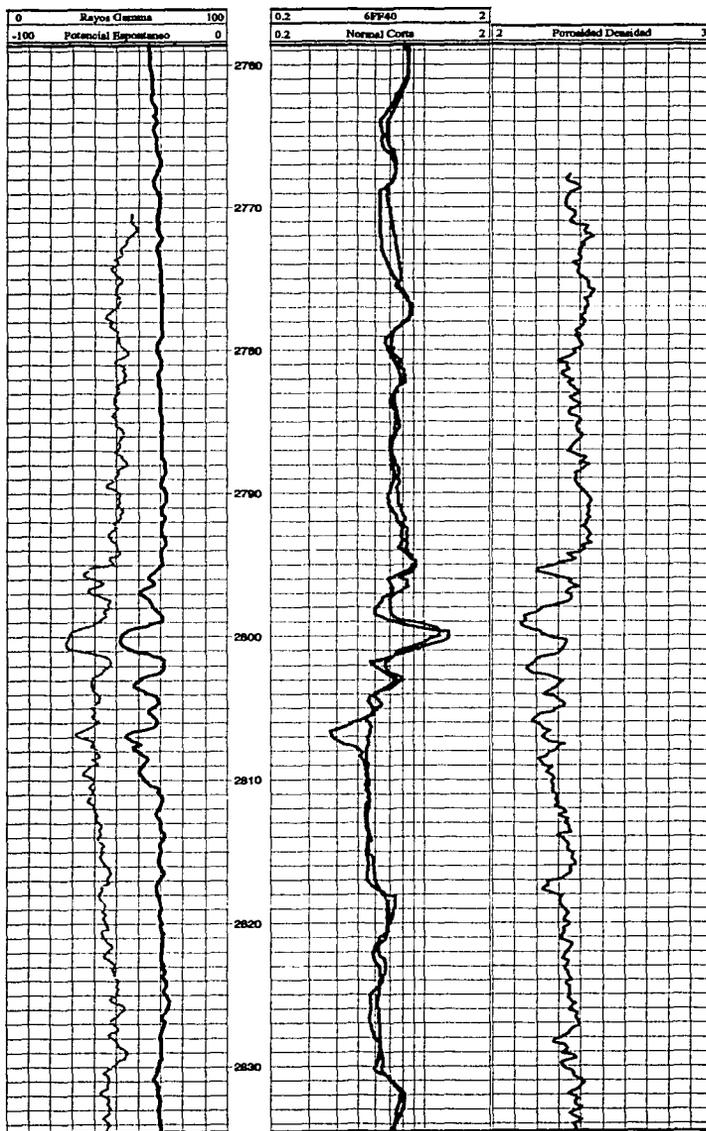


Figura 4.11. Registros geofísicos del pozo D91.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Finalmente, la última parte del intervalo, de 2811-2835 m se observa en los registros *SP* y *GR* como otra zona de lutitas, muy parecida a la del primer tramo. El registro  $\phi_D$  muestra nuevamente un descenso en la porosidad y sólo dos repuntes en 2817-2818 m y 2827-2831 m. Las curvas *NC* y *6FF40* presentan resistividades aún menores que para el primer tramo, manteniéndose en un promedio de 0.58  $\Omega$ m.

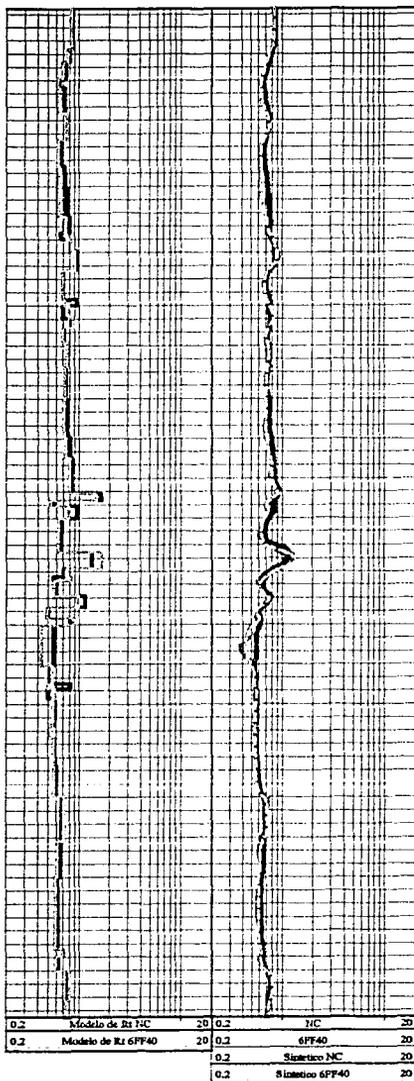
#### 4.2.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PROCESAMIENTO

Todo el desarrollo de la metodología se presenta en las figuras 4.12 y 4.13. En la primera etapa no se logra obtener muy buenos resultados, ya que el modelo final cuenta con un gran número de capas de poco espesor, y los límites de las mismas no brindan un buen ajuste entre los sintéticos y las curvas de campo. De todas formas se utilizó este modelo para la siguiente etapa en la que la inversión de la herramienta *6FF40*, a través de dos ciclos iterativos, mejora los límites y brinda un muy buen ajuste entre el sintético y la curva de campo. Tomando en consideración los registros *NC*, *6FF40* y *SP*, se eliminó manualmente ciertas capas delgadas de las que no se tiene prueba de que existan y que fueron heredadas por la etapa previa.

La siguiente etapa consistió en construir el modelo inicial para  $R_{tv}$  con base en los nomogramas. Al igual que para el caso del pozo d72 presentado previamente, se seleccionó, para el cálculo de las resistividades verticales, capas de interés y capas representativas que permitieran generalizar. De esta forma, se construyó un buen modelo inicial, al presentar valores de  $R_{tv}$  cercanos a los obtenidos al final de la metodología (Figura 4.13). Finalmente, la inversión sencilla de la herramienta *NC* permite obtener los modelos finales de  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$  tras tres ciclos iterativos. Estos modelos brindan un buen ajuste entre el sintético y la curva de campo. El modelo de  $R_{tv}$  muestra valores pequeños de resistividad que casi coinciden con los de  $R_{th}$  para las zonas de lutitas. Además, sólo se observa una pequeña zona permeable, en la cual el diámetro de invasión sobrepasa al diámetro del pozo en más de una pulgada.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## Etapa 1



## Etapa 2

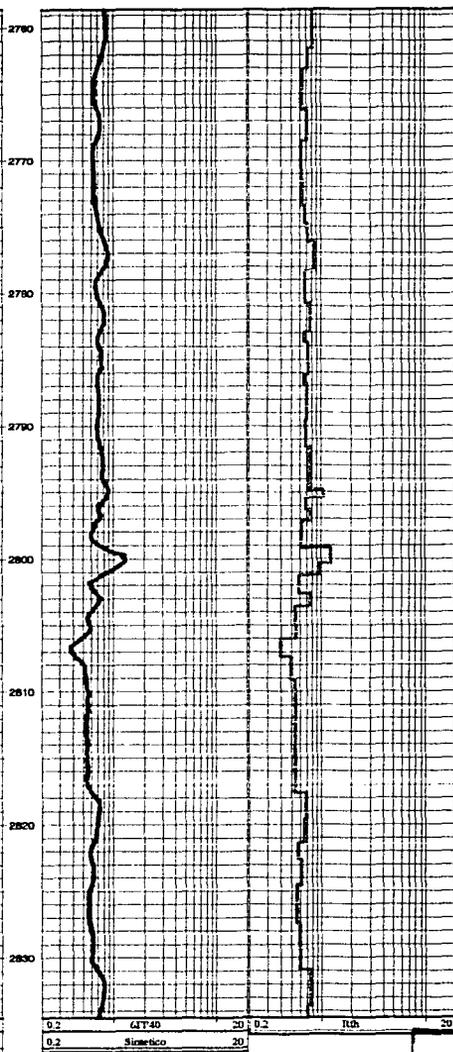
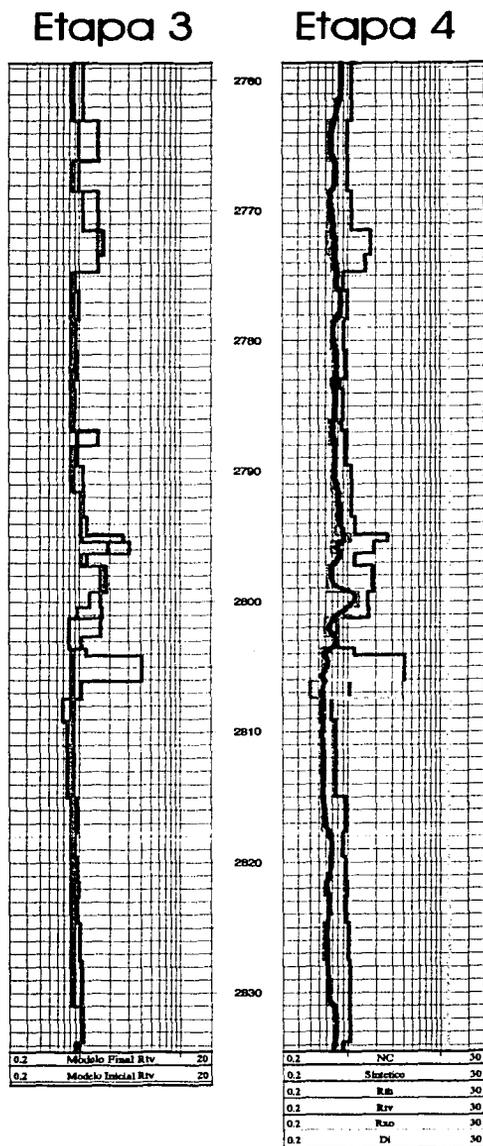


Figura 4.12. Resultados correspondientes a las etapas 1 y 2 de la metodología.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

*Figura 4.13. Resultados correspondientes a las etapas 3 y 4 de la metodología.*

### 4.2.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN PETROFÍSICA.

#### 4.2.3.1. IDENTIFICACION DE ZONAS POSIBLEMENTE PRODUCTORAS.

De igual forma que para el caso anterior, se calculó diferentes resistividades con el fin de poder identificar zonas productoras con base en sus valores de resistividad (Figura 4.14).

La curva de  $R_{th}$  muestra pequeños aumentos de la resistividad en los tramos 2794.90-2795.35 m y 2499.70-2803.30 m, pero que resaltan por sobre todos los valores de resistividad horizontal de las demás capas del intervalo. Esto se puede atribuir a arenas limpias que sí pueden ser reconocidas por su resistividad horizontal, lo cual puede comprobarse con los registros *SP* y *GR*. Con base en  $R_{th}$  estos dos tramos podrían calificarse como de interés.

La  $R_{tv}$  nuevamente permite distinguir de forma más clara y notoria cambios en los valores de resistividad de cada una de las capas, destacándose cuatro tramos de interés. El primero de 2771.65-2774.65 m con un valor de 1.76  $\Omega$ m, el segundo de 2795.20-2796.25 m con un valor máximo de 2.69  $\Omega$ m, el tercero de 2797.45-2801.20 m con 1.85  $\Omega$ m y finalmente el de 2404.35-2806.00 m que sobresale notoriamente de los tres anteriores por su valor de 4.14  $\Omega$ m. Tanto el segundo como el tercer tramos coinciden con los aumentos en la resistividad horizontal mencionados previamente, así como también con la zona limpia mostrada por los registros *SP* y *GR*. Sin embargo, el segundo y cuarto tramos, que son los que cuentan con las mayores resistividades verticales, no logran percibirse en la curva de  $R_{th}$ , aún cuando también corresponden a zonas limpias.

Por su parte, la curva de  $R_{sand}$  muestra cambios más abruptos en los valores de resistividad. En ella se distinguen por lo menos 10 capas con alta resistividad de la arena y que se constituyen como zonas atractivas posiblemente productoras. Las primeras dos se localizan de los 2771.80-2774.65 m.

Posteriormente se presenta una zona de lutitas o arenas muy arcillosas con resistividades menores a  $2 \Omega\text{m}$ . A partir de los 2795 m de profundidad, y hasta el final del intervalo, se observan las otras ocho capas atractivas con valores de resistividad de la arena de  $3-7 \Omega\text{m}$ . Por su parte, los registros *SP* y *GR* indican que la zona más limpia del intervalo se encuentra de los 2795-2823 m de profundidad aproximadamente, en donde quedan incluidas dichas capas. Asimismo, estas capas parecen estar intercaladas con lutitas debido a las disminuciones y aumentos abruptos de la resistividad. Cabe aclarar que en la capa ubicada 2804.05-2806.15 m se presenta un problema en el cálculo de  $R_{sand}$  debido a que el valor de  $R_o=0.49 \Omega\text{m}$  es casi igual al de su  $R_{th}$ , por lo que la resistividad se dispara. Sin embargo, a pesar de este problema el interés en dicha capa prevalece ya que su resistividad vertical es la más alta de todo el intervalo.

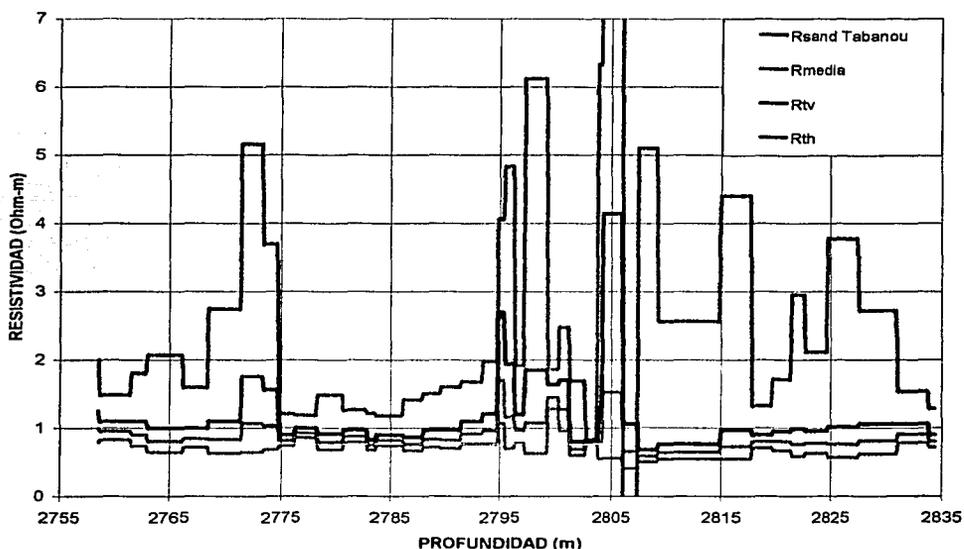


Figura 4.14. Comparación de diferentes resistividades para el caso del pozo d91.

#### 4.2.3.2. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA.

El cálculo de este parámetro se realizó empleando las mismas relaciones que para el caso del pozo anterior d72 (ecuaciones 4.1-4.4), utilizando los registros *SP* y *GR*. Los resultados se muestran en la figura 4.15 y se discuten a continuación. El registro *SP* muestra porcentajes mayores de contenido de arcilla. El panorama más positivo lo brinda la expresión de Stieber, para el registro *GR*, con porcentajes menores. Por su parte el cálculo hecho con la expresión de Tabanou (1999) presenta una tendencia y valores similares a los del *SP* para el primer tramo de 2758-2773 m. Posteriormente, de 2758-2804 m, sus resultados se asemejan a los que brinda el volumen de arcilla obtenido con la expresión de Stieber (ecuación 4.4). De los 2804-2817 m marca una zona muy arcillosa que no concuerda del todo con los resultados de los registros *SP* y *GR*. Finalmente, para el último tramo, los resultados de este método mejoran manteniendo valores intermedios entre los brindados por el *SP* y la expresión de Stieber.

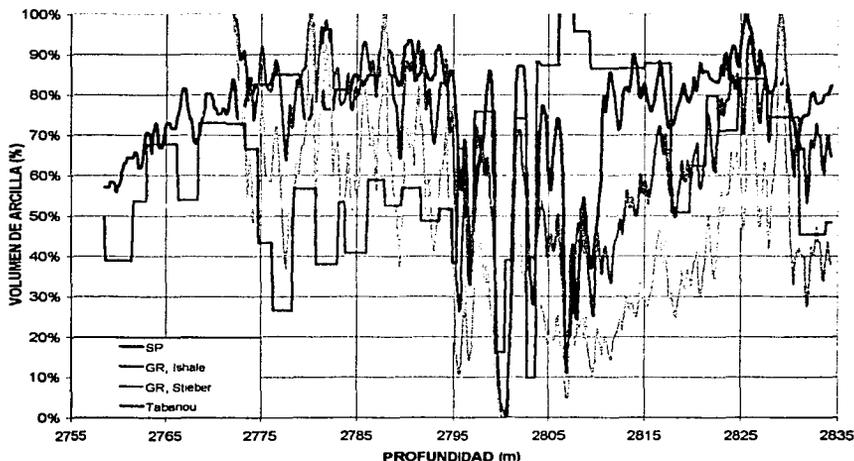


Figura 4.15. Cálculo del volumen de arcilla por medio del *SP*, *GR*, y ecuaciones de Tabanou (1999) y Stieber (1970).

### 4.2.3.3. CÁLCULO DE LA POROSIDAD

En este pozo sólo se cuenta con el registro  $\phi_D$ , a partir del cual se calculó la porosidad aparente mediante la expresión:

$$\text{Porosidad aparente: } \phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad \dots (4.15)$$

donde  $\rho_b, \rho_f, \rho_{ma}$  son las densidades volumétrica del registro, del fluido (1 g/cm<sup>3</sup> para lodo base agua) y de la matriz (2.65 g/cm<sup>3</sup> para formaciones limpias), respectivamente. Como se puede observar en la figura 4.16, a pesar de sólo contar con el registro  $\phi_D$  se obtiene un buen cálculo de la porosidad. En primer lugar, debido a que muestra valores cercanos a los resultados de núcleos. Por otro lado, los aumentos de porosidad coinciden con las zonas más limpias indicadas por los resultados de la evaluación del volumen de arcilla; asimismo las disminuciones también corresponden con las zonas más sucias.

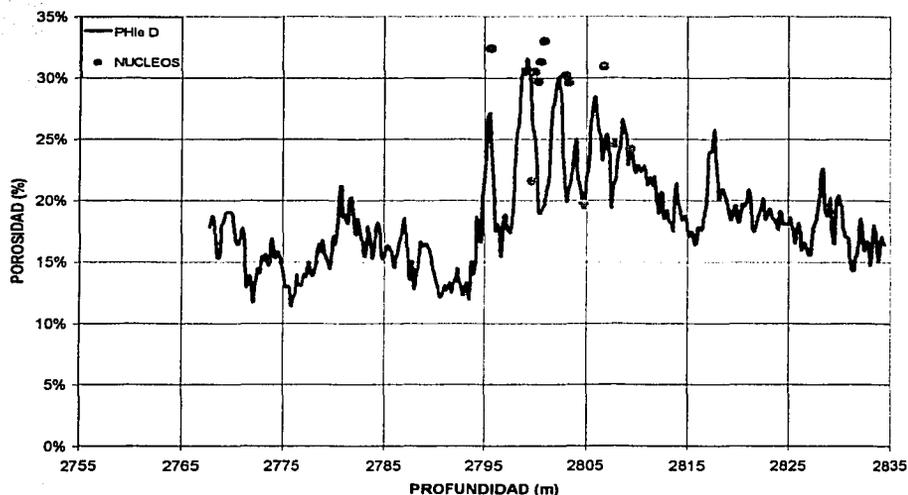


Figura 4.16. Comparación entre la porosidad obtenida de núcleos y la calculada mediante el registro  $\phi_D$ .

#### 4.2.3.4. CÁLCULO DE $S_w$ CONSIDERANDO ANISOTROPÍA

Para el cálculo de  $S_w$  se empleó la expresión de Tabanou para medios anisótropos (ecuación 4.9). Asimismo se efectuó la evaluación de dicho parámetro mediante los métodos tradicionales de interpretación con modelos isótropos, con el fin de comparar los resultados.

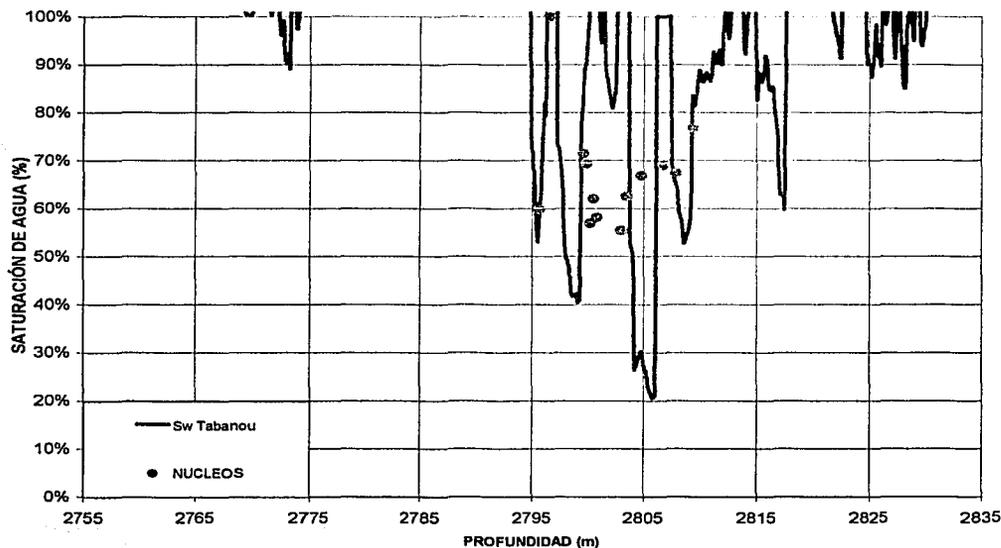


Figura 4.17. Comparación entre la  $S_w$  obtenida de núcleos y la calculada mediante la expresión de Tabanou.

La figura 4.17 muestra el cálculo de  $S_w$  a partir de la expresión de Tabanou empleando la porosidad obtenida previamente. Para el primer tramo 2758-2795 m, los resultados no son del todo buenos ya que los porcentajes de saturación de agua obtenidos caen fuera del rango de 0-100%. Sin embargo, de acuerdo con los volúmenes de arcilla obtenidos, este tramo corresponde a la zona más sucia del intervalo, por lo cual no es tan importante tener el valor

exacto de saturación de agua. Por otra parte, en lo que respecta al tramo restante correspondiente a la zona más limpia, los resultados son buenos ya que presentan gran coincidencia con los resultados de núcleos. Nuevamente vale la pena aclarar que debido al problema en el cálculo de  $R_{sand}$  en la capa ubicada de 2804.05-2806.15 m de profundidad, su valor de  $S_w$  no es del todo confiable.

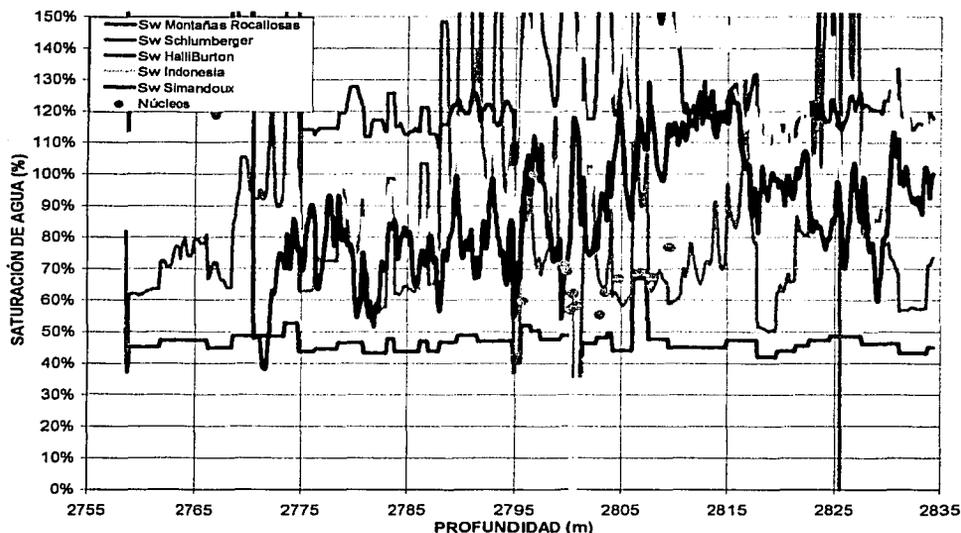


Figura 4.18. Comparación entre  $S_w$  obtenida de núcleos y la calculada mediante los cinco métodos tradicionales de evaluación (ecuaciones 4.10-4.14), tomando como  $R_t$  y  $R_{xo}$  al resultado de invertir considerando modelos isótropos.

En la figura 4.18 se muestran los resultados de  $S_w$  empleando los cinco métodos tradicionales de evaluación (ecuaciones 4.10-4.14), y se comparan con los resultados de núcleos. En las expresiones se utilizó como  $R_t$  y  $R_{xo}$  a los resultados de realizar la inversión considerando medios isótropos, los siguientes valores para las constantes  $a=1$ ,  $m=n=x=2$ , y como  $V_{shale}$  el que

resultó de la expresión de Stieber (ecuación 4.4). Esta figura permite observar que, al igual que para el caso del pozo anterior d72, el método Halliburton no funciona correctamente ya que todos sus valores superan el 100% de saturación de agua. De igual forma los métodos de Simandoux e Indonesia fallan ya que en las zonas sucias indican saturaciones de agua menores que en las zonas limpias. A su vez, el método Schlumberger muestra resultados poco confiables ya que indica una saturación de agua casi constante de 45-50% en la mayor parte del intervalo. En lo que respecta al método de las Montañas Rocallosas, este parece funcionar correctamente, ya que coincide en buena medida con los resultados de núcleos. Sin embargo, no es congruente debido a que no concuerda completamente con la evaluación del volumen de arcilla, ya que en las zonas de lutitas y arenas más arcillosas no necesariamente muestra mayor saturación de agua que en las zonas limpias.

#### **4.2.3.5 ZONAS PREDICHAS COMO POSIBLES PRODUCTORAS MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE PROCESAMIENTO E INTEPRETACIÓN VS ZONAS PRODUCTORAS PROBADAS CON NÚCLEOS.**

En este pozo sólo se contó con 13 núcleos concentrados en la parte central del intervalo, en un rango de aproximadamente 15 m. La figura 4.19 ilustra las zonas productoras determinadas a partir de estas muestras de núcleos, comparándolas con las identificadas como posibles productoras a través de la metodología, y del cálculo y análisis de las diferentes resistividades.

En la primera zona predicha como posible productora no se cuenta con núcleos que comprueben esta suposición; sin embargo, sus resistividades altas, y el volumen de arcilla relativamente bajo obtenido a partir del registro *GR*, sustentan el interés, aunque esto no se ve correspondido por porosidades atractivas, ya que en general la porosidad es baja para esta zona.

En la parte central, de 2795-2808 m, se encuentran ubicados los 13 núcleos tomados en este pozo. Los primeros dos indican contenido de aceite, lo que

coincide con la capa de alta resistividad. El tercer núcleo indica la presencia de una lutita, lo cual coincide también con el descenso abrupto de  $R_{sand}$  en la capa de 2796-2797 m. Posteriormente se presenta nuevamente una capa con alta resistividad (6.12  $\Omega$ m), mientras que el núcleo indica contenido de gas en esa zona. Para los 2799.40-2803.75 m de profundidad la  $R_{sand}$  desciende notoriamente; sin embargo, en este tramo se encuentra la capa con la mayor resistividad horizontal ( $R_{th}$ ), asimismo se ubica una de las cuatro zonas con mayor resistividad vertical, por lo que se constituye como una zona posiblemente productora. Esto se comprueba con los núcleos ahí tomados, que indican contenido de aceite principalmente y gas. A los 2804-2806 m se ubica la capa con mayor  $R_{lv}$  y mayor  $R_{sand}$  para la cual se cuenta con dos núcleos que indican contenido de aceite y gas. Los últimos dos núcleos marcan una zona de agua lo que se ve correspondido por un valor de  $R_{sand}=0 \Omega$ m. Finalmente para las zonas restantes, a partir de 2808 m y hasta 2435 m, marcadas como posiblemente productoras por los resultados de las resistividades, no se cuenta con núcleos que comprueben esta suposición; sin embargo, es avalada por los resultados de la evaluación del volumen de arcilla, ya que la marcan como una zona limpia por su bajo contenido de este material.

#### 4.2.3.6. RESUMEN DE RESULTADOS.

Tabla 4.2. Información obtenida a partir de núcleos tomados en el pozod91.

Profundidad	Producción	Permeabilidad MD	Porosidad %	Aceite %	Agua %
2795.6256	Aceite	1780	32.4	6.5	59.8
2796.54	Lutita	Lutita			
2799.588	Gas LP	7.4	21.6	0.3	71.4
2799.8928	Aceite	645	30.5	5.3	69.2
2800.1976	Aceite	320	29.7	9.4	56.9
2800.5024	Aceite	1270	31.3	12.1	62
2800.8072	Aceite	1410	33	7.6	58.1
2802.9408	Aceite	590	30.2	8.9	55.4
2803.2456	Aceite	510	29.6	5.7	62.5
2804.7696	Gas LP	3.1	19.8	0	66.8
2806.7508	Agua	630	30.9	0.6	69
2807.8176	Agua	125	24.6	0	67.3

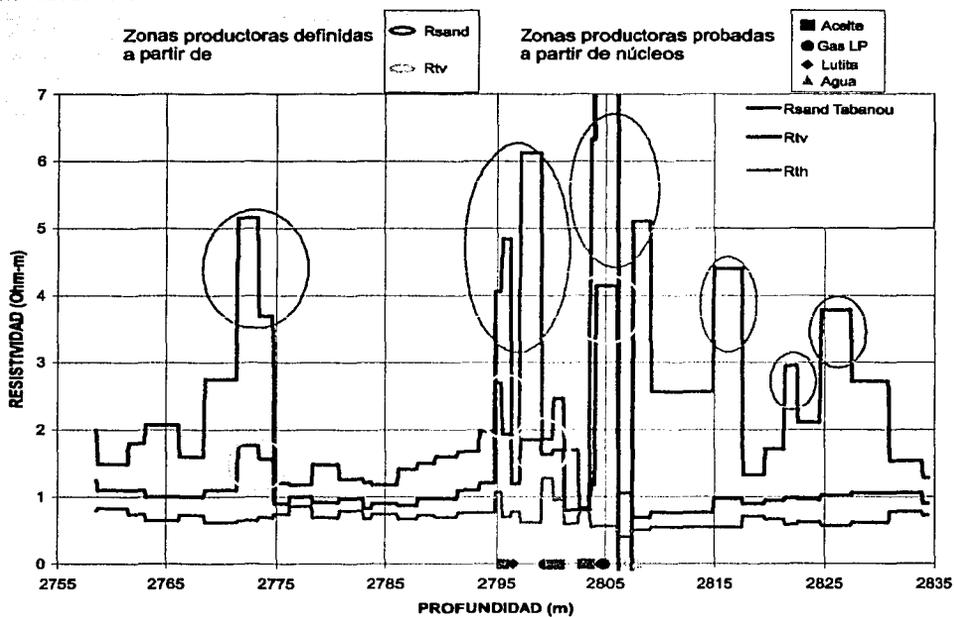


Figura 4.19. Comparación entre las zonas productoras probadas por núcleos y las zonas identificadas como posibles productoras a partir de  $R_{sand}$  y  $R_{tv}$ .

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

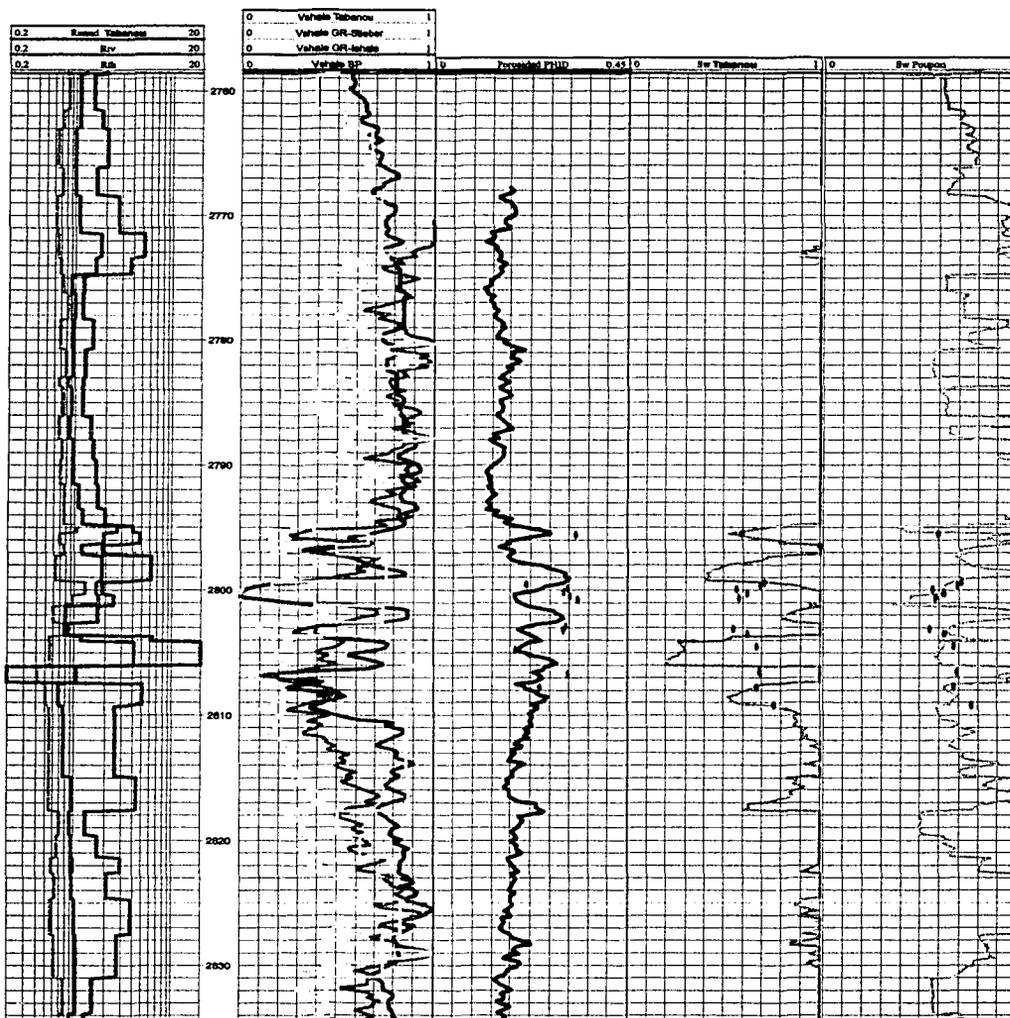


Figura 4.20. Resultados finales de la evaluación petrofísica y datos de núcleos (rojo).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPITULO 5

### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Debido a diversos factores tales como el contenido de ruido aleatorio en los datos, la precisión inherente a los métodos computacionales, y los efectos que no se modelan durante el proceso de inversión como la desviación del pozo y estratos no horizontales; es casi un hecho que no se podrán determinar de forma exacta los parámetros reales del medio y, por tanto, siempre se tendrán discrepancias entre la curva de campo (datos) y el sintético obtenido de la inversión geofísica. Todo esto trae como consecuencia que modelos distintos, con diferentes valores de cada parámetro, puedan brindar la misma discrepancia o desajuste entre ambas curvas, lo que se conoce como problema de equivalencia. Por ello, la metodología de procesamiento e interpretación propone varios mecanismos para aminorar este problema, tales como realizar inversión conjunta para determinar los límites de capa de forma precisa, fijar la resistividad horizontal obtenida mediante la herramienta *6FF40* y construir un modelo muy cercano de  $R_{tv}$  para la última etapa de inversión; siempre apoyándose y buscando coincidir con todos lo demás registros geofísicos e información adicional con la que se cuente. Sin embargo, pese a todo esto, resulta necesario conocer cómo estas discrepancias, por pequeñas que sean, afectan la confiabilidad de los parámetros determinados mediante la inversión; esto es, cual será el rango de valores que podrá tomar cada parámetro para un determinado desajuste entre la curva de campo y el sintético. La mayor atención en este trabajo de tesis recae en el parámetro de resistividad vertical ( $R_N$ ), ya que es de gran importancia para la identificación de zonas productoras de baja resistividad, aunque también se realiza el análisis para  $R_{xo}$  y  $D_i$ .

De esta forma, se pretende además de proporcionar el valor numérico de cada parámetro obtenido del mejor ajuste y mejor modelo logrado al aplicar la metodología de procesamiento e interpretación planteada en este trabajo de

tesis, brindar los rangos dentro de los cuales se pueden ubicar los valores de los parámetros, con base en la desviación estándar de cada uno de ellos. Estos rangos de variación permitirán que el cliente pueda decidir que valores elegir para cada parámetro con el fin de realizar la evaluación petrofísica en las zonas de interés. En este sentido, el cliente podrá inclinarse por el panorama que mejor le convenga, ya sea el optimista, el pesimista, o un panorama intermedio.

### 5.1. SENSIBILIDAD EN UNA DIMENSIÓN (1D).

Para el caso de una dimensión (1D) lo que se pretende determinar es en qué magnitud las variaciones en la resistividad aparente, representadas por las discrepancias o desajustes entre la curva de campo de la herramienta normal corta y la curva sintética, se ven reflejadas en variaciones del parámetro de resistividad vertical. Esto es

$$\Delta R_v = f(\Delta R_a)$$

Partiendo del concepto de coeficiente de anisotropía y utilizando el primer término de una aproximación en serie de Taylor se tiene que

$$\lambda = \sqrt{R_v/R_{th}}$$

$$\Delta\lambda = \frac{\partial\lambda}{\partial R_v} \Delta R_v$$

despejando  $\Delta R_v$

$$\Delta R_v = \frac{1}{\frac{\partial\lambda}{\partial R_v}} \Delta\lambda \dots\dots\dots(1)$$

Por otro lado

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

$$\Delta R_a = \frac{\partial R_a}{\partial \lambda} \Delta \lambda$$

despejando  $\Delta \lambda$

$$\Delta \lambda = \frac{1}{\frac{\partial R_a}{\partial \lambda}} \Delta R_a \dots\dots\dots(2)$$

Finalmente sustituyendo (2) en (1)

$$\Delta R_{iv} = \frac{1}{\frac{\partial R_a}{\partial \lambda} \frac{\partial R_{iv}}{\partial R_a}} \Delta R_a \dots\dots\dots(3)$$

Para el caso de la herramienta normal corta la resistividad aparente está definida como

$$R_a = R_m \left[ 1 + \alpha \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\mu \lambda K_0(x/\lambda) K_1(x) - K_0(x) K_1(x/\lambda)}{\mu \lambda K_0(x/\lambda) I_1(x) - I_0(x) K_1(x/\lambda)} \cos \alpha x \, dx \right]$$

donde:

$R_m$ : resistividad del lodo

$\alpha$ : longitud vertical normalizada;  $\alpha = \frac{\text{distancia entre transmisor y receptor}}{\text{radio del pozo}}$

$\mu$ : relación de resistividades;  $\mu = R_{th} / R_m$

$x$ : es el producto del radio del pozo por la variable de integración;  $x = m \cdot r_h$

$I_0$  y  $K_0$ : funciones modificadas de Bessel de orden cero de primer y segundo tipo, respectivamente.

$I_1$  y  $K_1$ : funciones modificadas de Bessel de orden uno de primer y segundo tipo, respectivamente.

De esta forma haciendo uso de la ecuación (3) se construyó la gráfica que se muestra en la figura 5.1. Esta gráfica permite observar cómo los desajustes entre la curva de campo y la curva sintética se verán reflejados en variaciones del parámetro  $R_{iv}$  para modelos de una dimensión (1D).

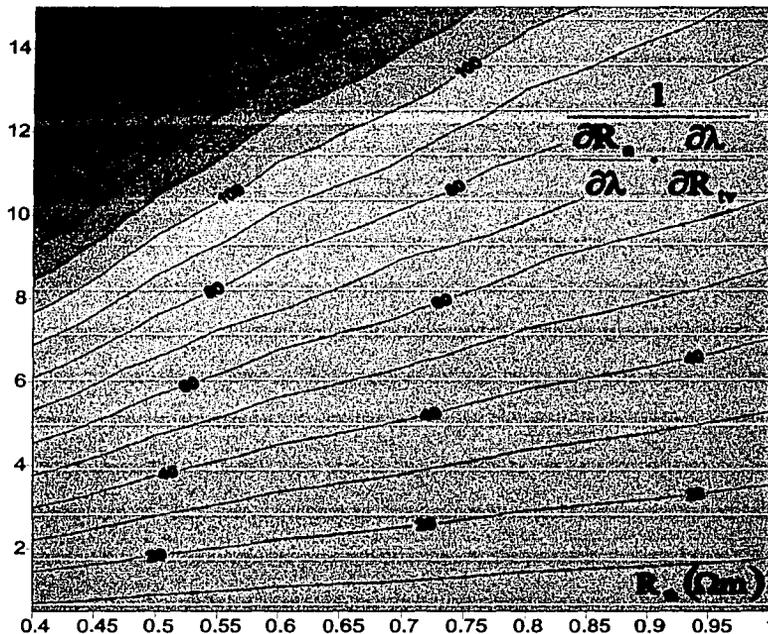


Figura 5.1. Gráfica de sensibilidad para el caso de 1D.

Por ejemplo, si mediante la inversión geofísica se obtienen los parámetros de  $R_{th}=0.8 \Omega m$  y  $R_{iv}=5 \Omega m$ , con una discrepancia entre la curva de campo y el sintético de  $0.05 \Omega m$ , la gráfica anterior se emplea para obtener el inverso del producto de las derivadas teniéndose que

$$\frac{1}{\frac{\partial R_a}{\partial \lambda} \cdot \frac{\partial R_{iv}}{\partial \lambda}} \approx 35$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

por lo que la variación en el parámetro  $R_{iv}$  será de  $1.75 \Omega m$ , esto es:

$$\Delta R_{iv} = \frac{1}{\frac{\partial R_a}{\partial \lambda} \frac{\partial \lambda}{\partial R_{iv}}} \Delta R_a = 35 \cdot 0.05 \Omega m = 1.75 \Omega m$$

De esta forma, el valor del parámetro  $R_{iv}$  para un desajuste del  $0.05 \Omega m$ , estará en un rango de  $3.25$  hasta  $6.75 \Omega m$ , lo que demuestra la sensibilidad (incertidumbre) en la determinación de  $R_{iv}$  para este ejemplo.

## 5.2. SENSIBILIDAD EN DOS DIMENSIONES (2D).

En general no se conoce la variación o el nivel de ruido del problema y por lo tanto tiene que ser estimada. Esto puede realizarse mediante el uso del parámetro estadístico  $\chi^2$  cuadrada (Hamilton, 1964).

$$\hat{s}^2 = \hat{\chi}^2 = \frac{(\Delta R_a)^T W^2 (\Delta R_a)}{m - n}$$

donde:

$\Delta R_a$ : es la discrepancia, en cada punto, entre la curva de campo de resistividad aparente y el sintético ( $\Delta R_a = \Delta R_{a \text{ campo}} - \Delta R_{a \text{ obtenida}}$ ).

$W$ : es la matriz de pesos, cuadrada ( $m \times m$ ) y diagonal.

$m$ : es el número de datos.

$n$ : es el número de parámetros.

$m-n$ : es el grado de libertad del problema.

La estimación de la varianza del problema permite obtener la matriz de varianza-covarianza, definida de la siguiente forma:

$$N_p = \hat{s}^2 [J^T W^2 J]^{-1}$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

donde:

**J**: es la matriz Jacobiana de orden  $m \times n$ , cuyos elementos, para este caso, son las derivadas de la resistividad aparente respecto a cada uno de los parámetros.

Las desviaciones estándar estimadas de los parámetros se obtienen a partir de la raíz cuadrada de los elementos de la diagonal principal de esta matriz de varianza-covarianza. Además a partir de ella se puede definir la matriz de correlación la cual, como su nombre lo indica, establece la correlación lineal entre los parámetros del modelo.

La matriz Jacobiana es obtenida directamente por el programa INVERLOG para cada iteración. Generalmente esta matriz es singular y no cuadrada, por lo que para realizar la operación  $[J^T W^2 J]^{-1}$  se utiliza la técnica de Descomposición de Valores Singulares (SVD), lo cual permite simplificar el problema al mismo tiempo que significa un ahorro en el tiempo de cálculo. Esta técnica permite escribir dicha matriz de orden  $m \times n$  cuyos renglones son mayores que su número de columnas, como el producto de una matriz ortogonal **U** de orden  $m \times m$ , una matriz diagonal  $\Sigma$  de orden  $m \times n$  (cuyos elementos son los valores singulares), y la transpuesta de una matriz ortogonal **V** de orden  $n \times n$ , esto es

$$J = U \Sigma V^T$$

por lo que:

$$J^T W^2 J = V \Sigma^T U^T W^2 U \Sigma V^T$$

aplicando la definición de matriz ortogonal<sup>2</sup> y la siguiente propiedad de matrices

$$(ABC)^{-1} = C^{-1} B^{-1} A^{-1}$$

se tiene

$$[J^T W^2 J]^{-1} = [V \Sigma^T U^T W^2 U \Sigma V^T]^{-1} = V \Sigma^{-1} U^T W^{-2} U (\Sigma^T)^{-1} V^T$$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

<sup>2</sup> Matriz ortogonal: una matriz real unitaria **P** que tiene la propiedad de que  $P^{-1} = P^T$  y  $PP^T = P^T P = I$ .

y ya que  $\Sigma$  es una matriz diagonal su inversa estará compuesta por el inverso de cada uno de los elementos de su diagonal.

Finalmente la matriz de varianza-covarianza queda definida como

$$N_p = \frac{(\Delta Ra)^T W^2 (\Delta Ra)}{m - n} \cdot [V \Sigma^{-1} U^T W^{-2} U (\Sigma^T)^{-1} V^T]$$

donde a partir de las raíces cuadradas de los elementos de su diagonal principal se obtienen las desviaciones estándar de cada parámetro  $y$ , con esto, las barras de incertidumbre o rango de valores que podrán tomar dichos parámetros resultado de la inversión. Asimismo, a partir de ella se puede obtener la matriz de correlación de la siguiente forma

$$[N_c]_{ij} = \frac{[N_p]_{ij}}{[N_p]_{jj}^{1/2} \cdot [N_p]_{ii}^{1/2}}$$

### 5.3 CASO SINTÉTICO

Para ejemplificar la aplicación del análisis de sensibilidad en modelos 2D, se presenta el caso de un modelo sintético de cinco capas con 5% de ruido aleatorio, en el que se aplicó la metodología de procesamiento e interpretación. Las características tanto del modelo sintético como del modelo final obtenido se muestran en la figura 5.2 y en la tabla 5.1.

A partir del Jacobiano del modelo final se procedió a realizar la Descomposición de Valores Singulares (SVD). Una de las aplicaciones de esta técnica es la compresión de datos; es decir, como realizar una buena aproximación de una señal con el menor número de datos posibles. Esto se realiza a través de identificar los valores singulares más importantes o de mayor peso en la

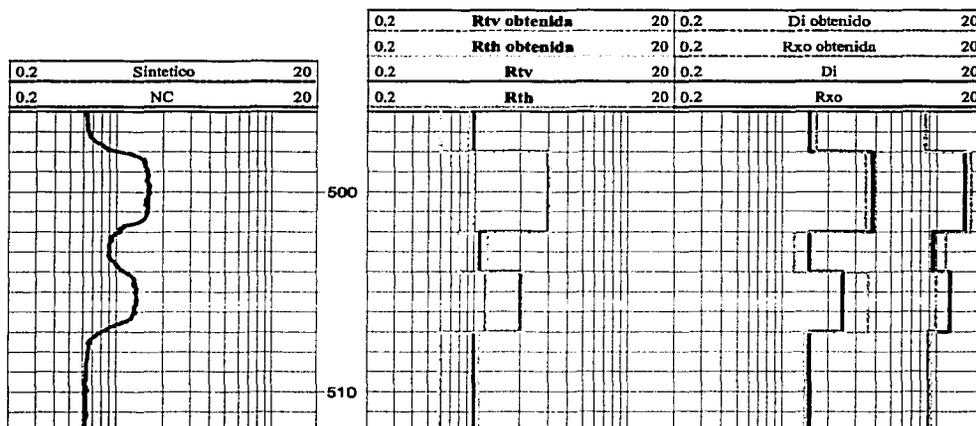
diagonal principal de la matriz  $\Sigma$ , y sus vectores propios (eigenvectores) de parámetros asociados en la matriz  $V$ . De esta forma se puede determinar cuáles parámetros contienen la información fundamental que permita reconstruir la señal con una buena aproximación, sin necesidad de utilizarlos a todos.

Para el caso que nos ocupa, esta técnica de descomposición de valores singulares permite identificar qué parámetros tienen el mayor peso en la respuesta de la herramienta (sintético), provocando que pequeños cambios en sus valores la afecten drásticamente, y cuáles parámetros tienen el menor peso y por lo tanto, qué pueden variarse en mayor grado sin que se signifiquen de forma importante en dicha respuesta. En la figura 5.3 se ilustran los valores singulares de este ejemplo. Para el valor singular principal  $\sigma_1=7.435$  se tiene que los cuatro parámetros más importantes de su respectivo vector propio de parámetros son  $R_{th5}$ , la *interfase*<sub>4</sub>,  $R_{th4}$  y  $R_{lv5}$ . La figura 5.4 muestra los cuatro parámetros más importantes contenidos en los vectores propios asociados a los dos primeros y a los dos últimos valores singulares.

Como se puede observar, los parámetros más importantes dentro de los vectores propios asociados a los dos primeros valores singulares, corresponden a las resistividades horizontales de las capas 5, 4, 2 y 1, las interfases 4, 2 y 1, y la resistividad vertical de la capa 5. Por su parte los parámetros contenidos en los últimos dos vectores propios asociados a los últimos dos valores singulares corresponden a los diámetros de invasión de las capas 4, 3, 2 y 1, la resistividad de la zona invadida de la capa 2 y la resistividad vertical de esta misma capa. En este sentido, para que el sintético tenga un buen ajuste con la curva de campo, el proceso de inversión de la metodología tendrá que, primeramente, determinar con precisión las resistividades horizontales y las interfases de las capas, y al final los diámetros de invasión.

*Tabla 5.1. Valores de los parámetros del modelo sintético y del modelo final para el caso de sensibilidad en 2D.*

Modelo Sintético					Modelo obtenido al aplicar la metodología				
Profundidad	$R_{th}$	$R_{tv}$	$R_{xo}$	$D_i$	Profundidad	$R_{th}$	$R_{tv}$	$R_{xo}$	$D_i$
498	0.6	1.0	1.5	8.5	498.03	0.6	0.93	1.65	8.5
502	1.0	3.0	3.8	15	502.04	0.98	3.08	3.46	16.38
504	0.8	1.1	1.5	9.5	504.05	0.8	1.25	1.2	11.0
507	1.21	2.0	2.5	12	507.05	1.23	2.09	3.59	9.88
	0.6	1.0	1.5	9.0		0.59	1.09	1.39	9.16



*Figura 5.2. Comparación entre los parámetros del modelo sintético y los obtenidos al final de la metodología.*

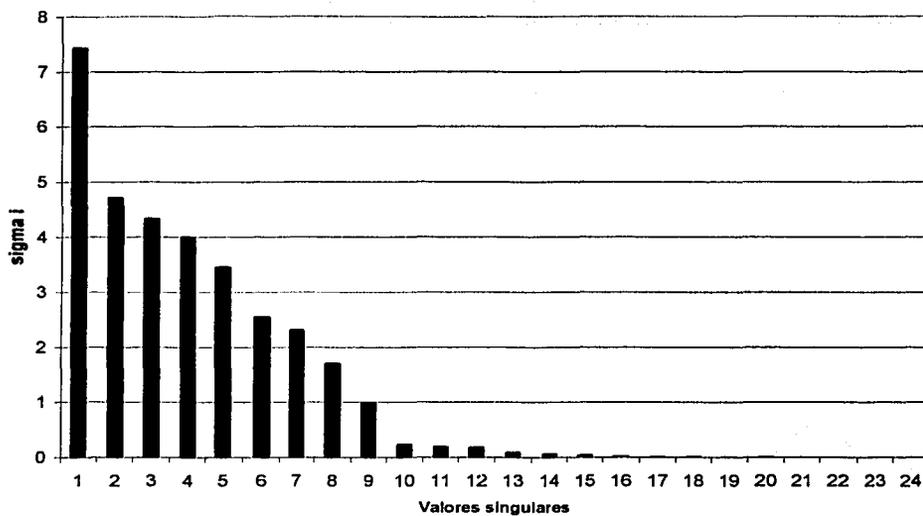


Figura 5.3. Valores singulares para el ejemplo sintético.

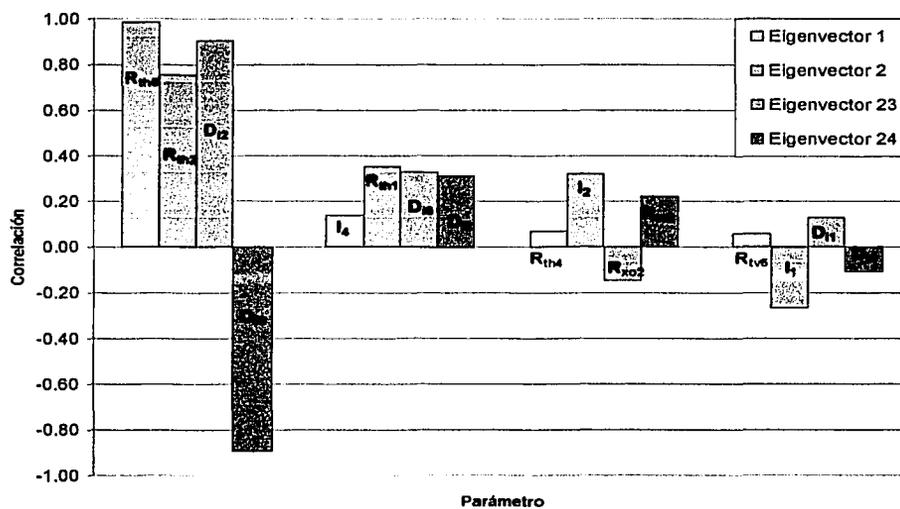


Figura 5.4. Parámetros principales de los vectores propios asociados a los dos primeros y dos últimos valores singulares.

Posteriormente se calculó el valor de  $\chi^2=0.000102$ . Con ello se obtuvo la matriz de varianza-covarianza y, mediante las raíces cuadradas de los elementos de su diagonal principal, se determinaron las desviaciones estándar de cada parámetro. Esta desviación estándar permite determinar las barras de incertidumbre, ya que la teoría estadística plantea que el valor real de un parámetro se ubicará con un 99.7% de seguridad al colocar tres veces la desviación estándar por arriba y por abajo del valor obtenido. Dichas barras de incertidumbre se ilustran en las figuras 5.5-5.9. Como se puede observar, las mayores barras de incertidumbre corresponden a los parámetros para los que el sintético es menos sensible y que constituyen una mayor dificultad para el proceso de inversión, los cuales para este caso, corresponden a los diámetros de invasión. Por el contrario, las interfases y las resistividades horizontales presentan barras de incertidumbre pequeñas y un mayor grado de precisión en los valores obtenidos para estos parámetros.

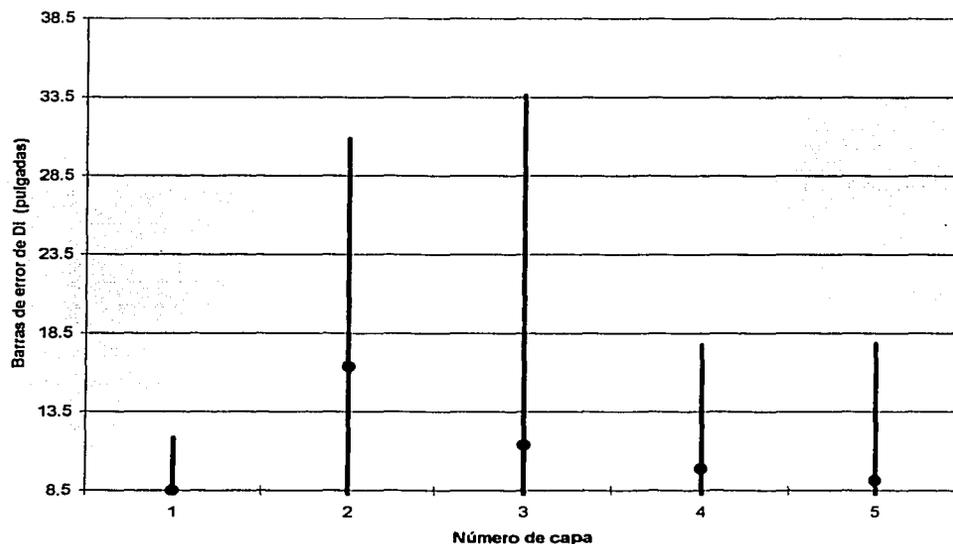


Figura 5.5. Barras de incertidumbre para el parámetro  $D_i$  de las diferentes capas.

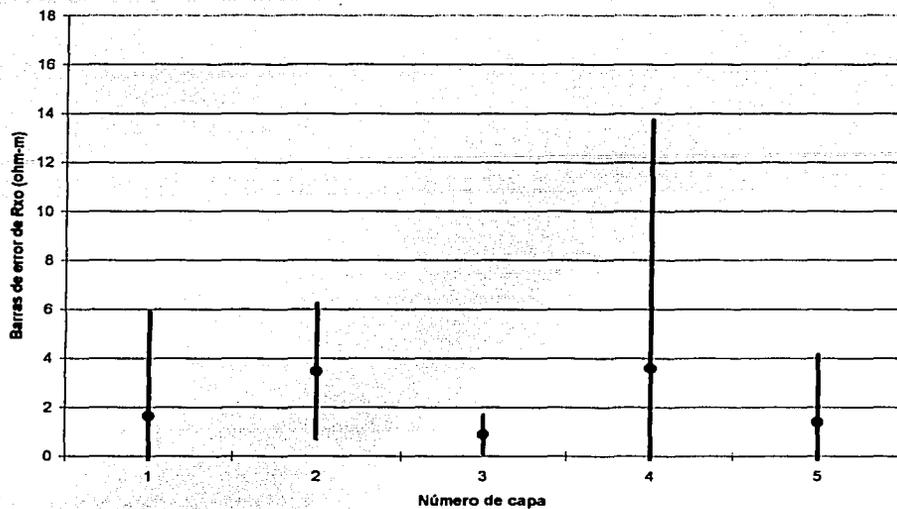


Figura 5.6. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{x0}$  de las diferentes capas.

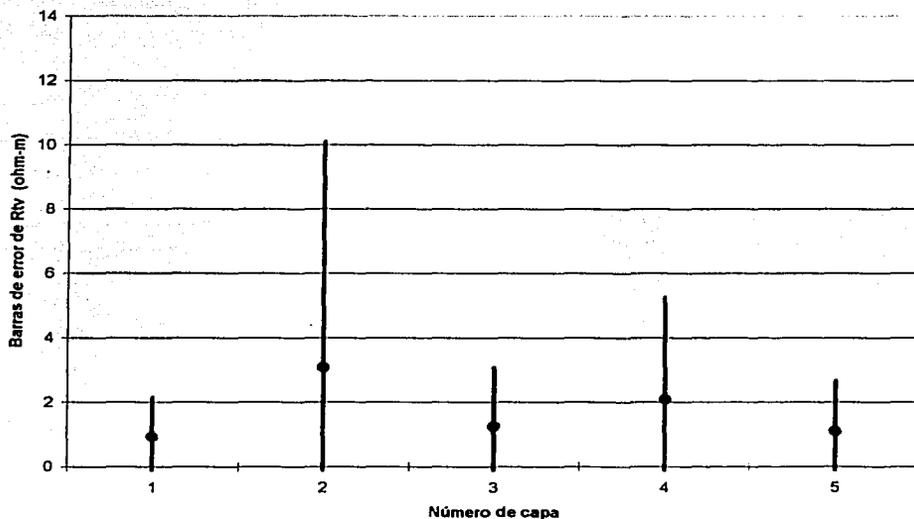


Figura 5.7. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{tv}$  de las diferentes capas.

SEALADO CON  
FALLA DE ORIGEN

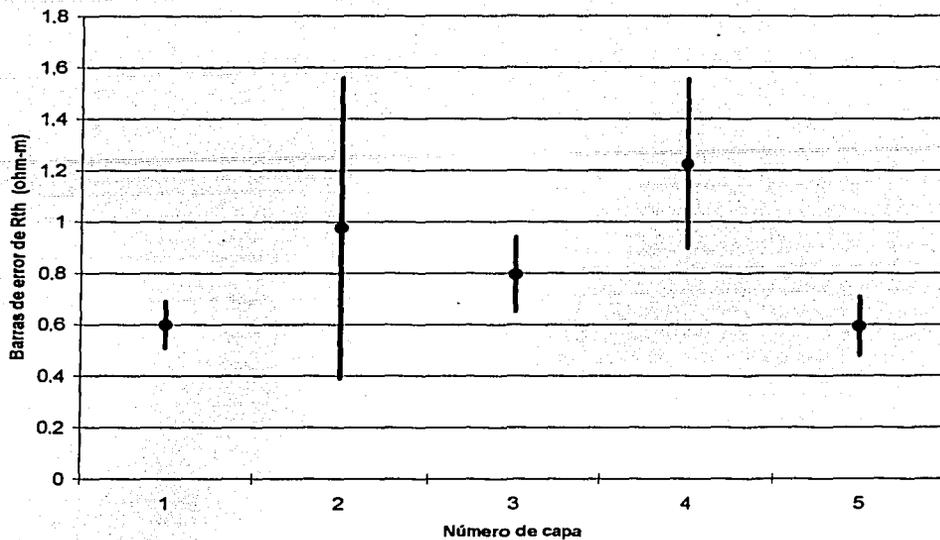


Figura 5.8. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{th}$  de las diferentes capas.

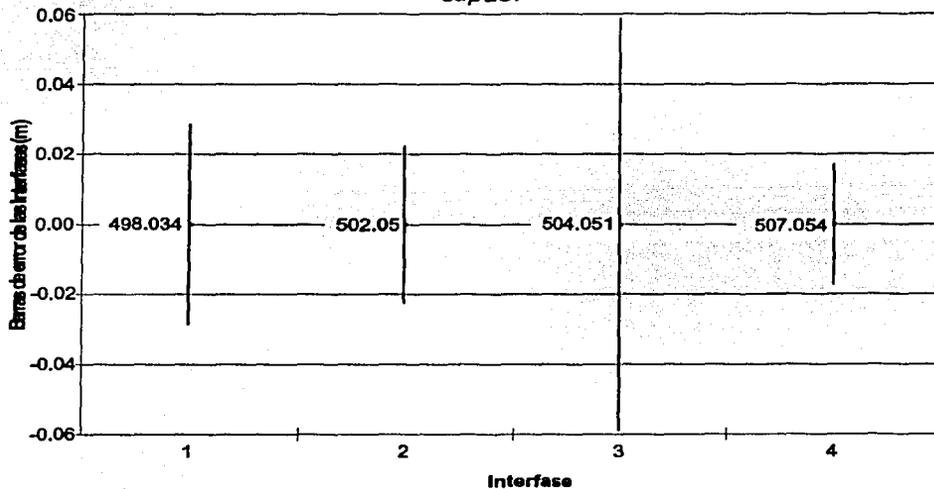


Figura 5.9. Barras de incertidumbre para las interfaces entre las diferentes capas.

Una parte importante de este análisis la constituye también el estudio de la correlación entre los parámetros del modelo. Esto se realiza por medio de la matriz de correlación, la cual se muestra en la tabla 5.2. La diagonal principal de esta matriz está conformada por unos; ya que representa la correlación entre cada parámetro consigo mismo. En ella se puede observar que la mayor correlación entre parámetros se presenta entre las resistividades verticales. Esto se debe a que estas resistividades controlan en parte el grado de anisotropía de las capas, por lo que si se varía el valor de resistividad vertical de una de ellas, las capas adyacentes se verán afectadas por el aumento o decremento del contraste de anisotropía, lo cual, a su vez, se verá reflejado en un desajuste entre el sintético y la curva de campo. Por lo que para, compensar dicho aumento o decremento en el contraste de anisotropía y volver a ajustar el sintético y la curva de campo, las capas adyacentes tendrán que cambiar también su valor de  $R_{tv}$ . Otras correlaciones importantes se presentan entre los diámetros de invasión ( $D_i$ ) y la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) de cada una de las capas, lo que es completamente lógico ya que estos dos parámetros están ligados íntimamente y sólo tienen sentido cuando se les considera en conjunto. Asimismo en la tabla 5.2 se señalan con negritas otras correlaciones importantes.

Tabla 5.2. Matriz de correlación para el caso sintético de sensibilidad en 2D.

	R <sub>xo1</sub>	R <sub>xo2</sub>	R <sub>xo3</sub>	R <sub>xo4</sub>	R <sub>xo5</sub>	D <sub>i1</sub>	D <sub>i2</sub>	D <sub>i3</sub>	D <sub>i4</sub>	D <sub>i5</sub>	R <sub>th1</sub>	R <sub>th2</sub>	R <sub>th3</sub>	R <sub>th4</sub>	R <sub>th5</sub>	R <sub>tv1</sub>	R <sub>tv2</sub>	R <sub>tv3</sub>	R <sub>tv4</sub>	R <sub>tv5</sub>	E <sub>1</sub>	E <sub>2</sub>	E <sub>3</sub>	E <sub>4</sub>	
R <sub>xo1</sub>	1.00																								
R <sub>xo2</sub>	0.13	1.00																							
R <sub>xo3</sub>	0.11	0.28	1.00																						
R <sub>xo4</sub>	0.26	-0.10	-0.33	1.00																					
R <sub>xo5</sub>	0.55	0.14	0.04	-0.27	1.00																				
D <sub>i1</sub>	0.33	-0.14	0.46	-0.13	0.11	1.00																			
D <sub>i2</sub>	-0.01	<b>-0.96</b>	-0.13	0.09	-0.08	0.37	1.00																		
D <sub>i3</sub>	0.35	0.44	0.48	-0.08	0.13	0.42	-0.26	1.00																	
D <sub>i4</sub>	-0.11	0.21	0.62	<b>-0.86</b>	0.27	0.23	-0.15	0.30	1.00																
D <sub>i5</sub>	-0.13	0.13	0.56	-0.03	-0.32	0.14	-0.09	0.27	0.41	1.00															
R <sub>th1</sub>	0.64	0.54	0.23	0.34	0.37	-0.16	-0.49	0.50	-0.08	0.09	1.00														
R <sub>th2</sub>	0.39	0.83	0.19	0.17	0.27	-0.31	<b>-0.85</b>	0.38	0.03	0.11	<b>0.83</b>	1.00													
R <sub>th3</sub>	0.80	0.31	0.10	0.46	0.48	0.05	-0.24	0.13	-0.28	-0.10	0.79	0.62	1.00												
R <sub>th4</sub>	0.61	0.23	-0.13	0.36	0.33	0.11	-0.15	0.28	-0.52	-0.51	0.53	0.38	0.63	1.00											
R <sub>th5</sub>	0.60	0.21	-0.13	0.27	0.42	0.11	-0.13	0.27	-0.38	-0.72	0.50	0.35	0.60	0.84	1.00										
R <sub>tv1</sub>	-0.79	-0.35	-0.52	-0.20	-0.39	-0.53	0.14	-0.72	-0.09	-0.17	-0.73	-0.48	-0.71	-0.53	-0.51	1.00									
R <sub>tv2</sub>	-0.72	-0.62	-0.39	-0.25	-0.40	-0.14	0.50	-0.65	-0.03	-0.15	<b>-0.92</b>	-0.82	-0.80	-0.56	-0.53	<b>0.89</b>	1.00								
R <sub>tv3</sub>	-0.74	-0.39	-0.59	-0.23	-0.39	-0.31	0.25	-0.57	-0.11	-0.27	-0.82	-0.63	-0.79	-0.46	-0.43	<b>0.92</b>	<b>0.92</b>	1.00							
R <sub>tv4</sub>	-0.79	-0.44	-0.42	-0.28	-0.42	-0.32	0.28	-0.67	0.02	-0.07	-0.85	-0.64	-0.80	-0.66	-0.62	<b>0.95</b>	<b>0.95</b>	<b>0.94</b>	1.00						
R <sub>tv5</sub>	-0.73	-0.45	-0.55	-0.21	-0.40	-0.33	0.29	-0.69	-0.13	-0.29	-0.83	-0.63	-0.73	-0.48	-0.43	<b>0.94</b>	<b>0.94</b>	<b>0.96</b>	<b>0.96</b>	1.00					
E <sub>1</sub>	0.32	-0.11	0.12	0.17	0.17	0.35	0.14	0.13	-0.05	0.04	0.24	0.10	0.30	0.19	0.18	-0.30	-0.27	-0.35	-0.32	-0.32	1.00				
E <sub>2</sub>	-0.27	-0.16	0.18	-0.03	-0.20	-0.29	0.02	-0.26	0.13	0.28	-0.14	0.00	-0.20	-0.37	-0.36	0.32	0.22	0.03	0.23	0.14	0.01	1.00			
E <sub>3</sub>	0.01	0.05	-0.47	0.07	0.04	0.00	-0.02	-0.14	-0.41	-0.60	-0.16	-0.14	0.03	0.46	0.39	0.13	0.15	0.34	0.09	0.26	-0.16	-0.57	1.00		
E <sub>4</sub>	-0.28	-0.19	-0.10	-0.07	-0.15	-0.05	0.15	-0.18	-0.03	0.14	-0.31	-0.27	-0.31	-0.18	-0.29	0.30	0.34	0.31	0.33	0.19	-0.10	0.09	-0.01	1.00	

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## 5.4. EQUIVALENCIA

En este apartado se pretende mostrar como la equivalencia dificulta la interpretación, ya que pueden existir diferentes modelos con distintas combinaciones de parámetros, que brinden el mismo ajuste entre el sintético que genera cada uno de ellos y una determinada curva de campo. Para ejemplificar este hecho se tomó como modelo real al utilizado en el apartado anterior y cuyos parámetros se muestran en la figura 5.10. Este modelo presenta invasión y anisotropía; sin embargo, se realizó la inversión y modelación geofísica considerando cuatro casos: 1) Medio isótropo sin invasión, por lo que el único parámetro a determinar será la resistividad verdadera del medio ( $R_t$ ), 2) Medio isótropo con invasión, los parámetros a determinar serán  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$ , 3) Medio anisótropo sin invasión, los parámetros a determinar serán  $R_{th}$  y  $R_{tv}$ , y 4) Considerando los mismos parámetros que el modelo real; es decir, un Medio anisótropo con invasión cuyos parámetros a determinar serán  $R_{th}$ ,  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$ . Los resultados de los cuatro casos se muestran en la figura 5.11.

En la figura 5.11 se observa que con los resultados de la inversión geofísica de cada uno de los casos anteriores se logra reproducir una curva sintética correspondiente a la respuesta de la herramienta normal corta (color azul), que ajusta muy bien con la curva que corresponde al modelo real (color rojo). Esto demuestra claramente que diferentes combinaciones de parámetros con distintos valores pueden generar la misma respuesta. Sin embargo, si no se conocen con certeza las condiciones del medio real (parámetros), es preferible modelar e invertir considerando e incluyendo la mayor cantidad de factores (parámetros) que puedan estar presentes en el medio real y que por tanto, estén afectando la respuesta de las herramientas. Ya que de lo contrario, si se considera un número insuficiente de parámetros se corre el gran riesgo de que a pesar de que se logre reproducir la respuesta de la herramienta, los valores de dichos parámetros no representen al medio real o que estén muy alejados

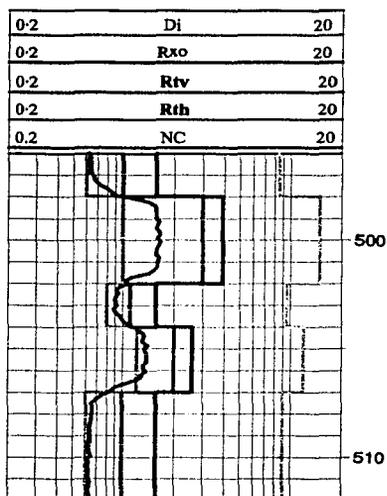


Figura 5.10. Modelo "real" considerado para ejemplificar el problema de equivalencia.

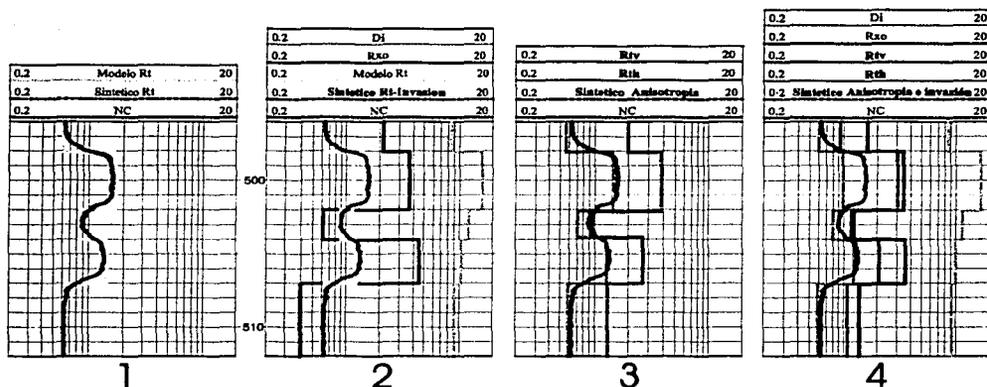


Figura 5.11. Resultados de la modelación e inversión geofísicas considerando cuatro casos: 1) medio isótropo sin invasión, 2) medio isótropo con invasión, 3) medio anisótropo sin invasión y 4) medio anisótropo con invasión; que ejemplifican el problema de equivalencia.

de los valores reales. Esto a su vez provocará problemas graves al efectuar la evaluación petrofísica de los parámetros  $V_{shale}$ ,  $\phi_e$  y  $S_w$ .

De los resultados mostrados en la figura 5.11 además se puede realizar el siguiente análisis. Para el caso 1 en el que sólo se invierte para  $R_t$ , el valor de este parámetro se aproxima al valor de la resistividad media ( $R_{media} = \sqrt{R_{th} \cdot R_{tv}}$ ) del modelo real como se muestra en la tabla 5.3.

*Tabla 5.3. Similitud entre la  $R_t$  obtenida al invertir para un medio isótropo sin invasión y la  $R_{media}$  de cada una de las capas del modelo real.*

<b>Número de Capa</b>	<b><math>R_t</math> (caso 1)</b>	<b><math>R_{media}</math> (modelo real)</b>
1	0.62 $\Omega$ m	0.77 $\Omega$ m
2	1.68 $\Omega$ m	1.73 $\Omega$ m
3	0.83 $\Omega$ m	0.93 $\Omega$ m
4	1.42 $\Omega$ m	1.55 $\Omega$ m
5	0.64 $\Omega$ m	0.77 $\Omega$ m

Por otra parte, el coeficiente de anisotropía de las capas con mayor invasión del modelo real es parecido al que se obtiene para el caso 3 (medio anisótropo sin invasión), como se muestra en la tabla 5.4

*Tabla 5.4. Similitud entre el coeficiente de anisotropía de las capas 2, 3 y 4 del modelo real y el obtenido, para las mismas capas, al invertir para un medio anisótropo sin invasión.*

<b>Número de Capa</b>	<b><math>\lambda</math> (caso 3)</b>	<b><math>\lambda</math> (modelo real)</b>
1	1.89	1.29
2	1.63	1.73
3	1.15	1.17
4	1.45	1.28
5	1.59	1.29

Asimismo se efectuó el análisis de sensibilidad para los parámetros de los cuatro casos mencionados previamente, con el fin de determinar la incertidumbre o barras de error de los parámetros que se obtienen para cada uno de ellos.

➤ **CASO 1**

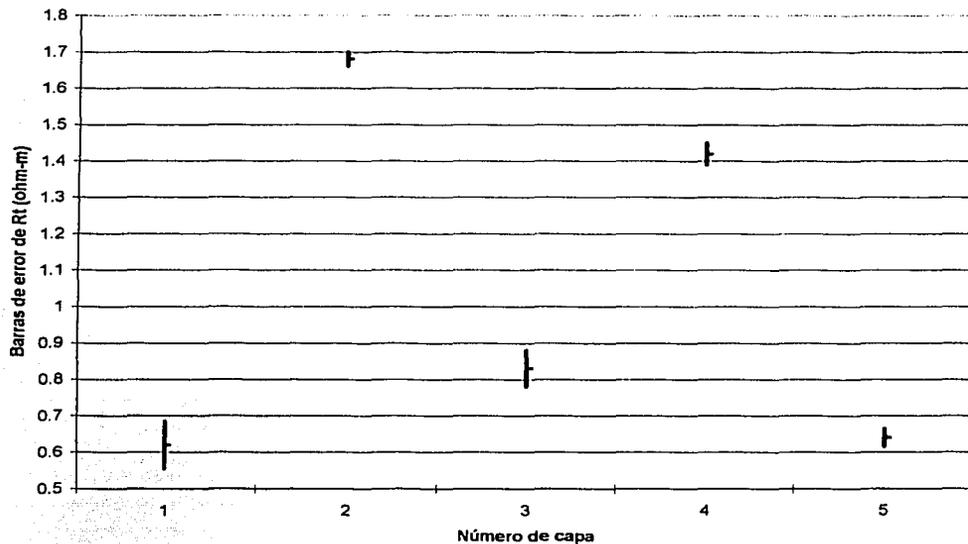


Figura 5.12. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_t$  de las diferentes capas para el caso 1.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

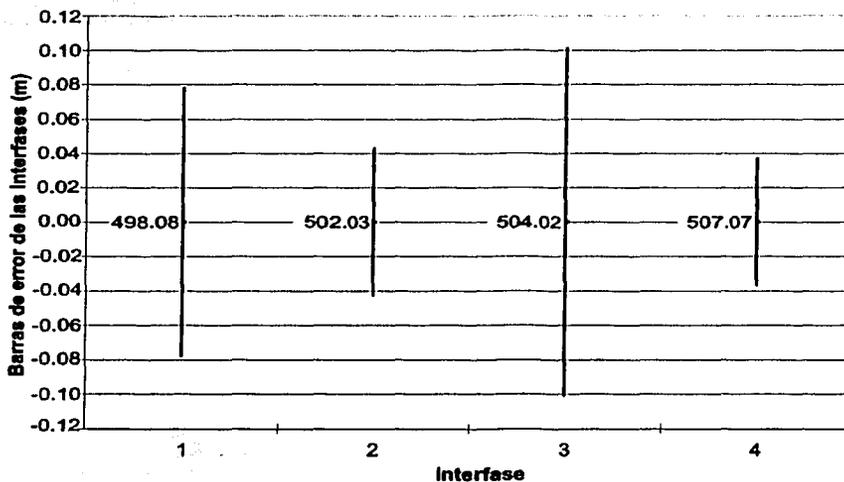


Figura 5.13. Barras de incertidumbre de las interfaces entre las diferentes capas para el caso 1.

### ➤ CASO 2

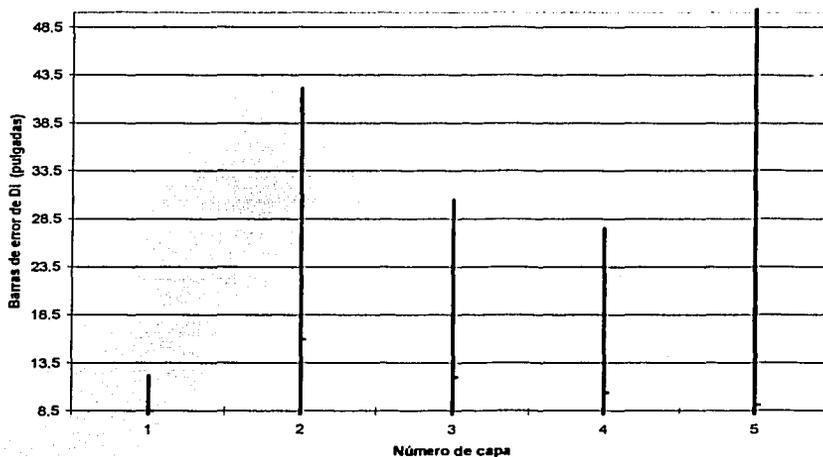


Figura 5.14. Barras de incertidumbre para el parámetro  $D_i$  de las diferentes capas para el caso 2.

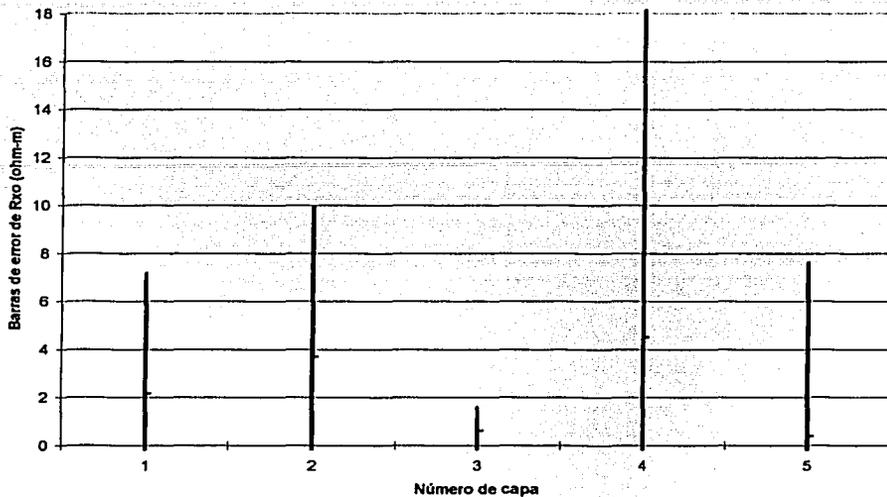


Figura 5.15. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{x_0}$  de las diferentes capas para el caso 2.

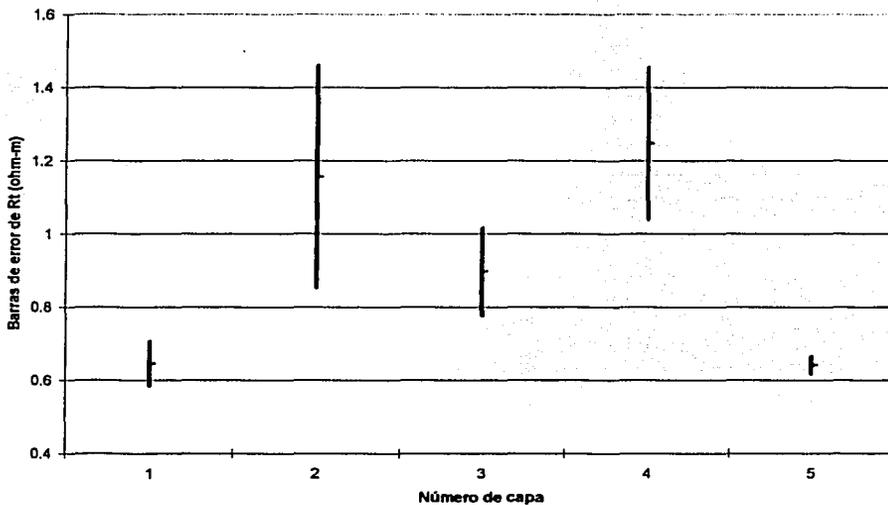


Figura 5.16. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_t$  de las diferentes capas para el caso 2.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

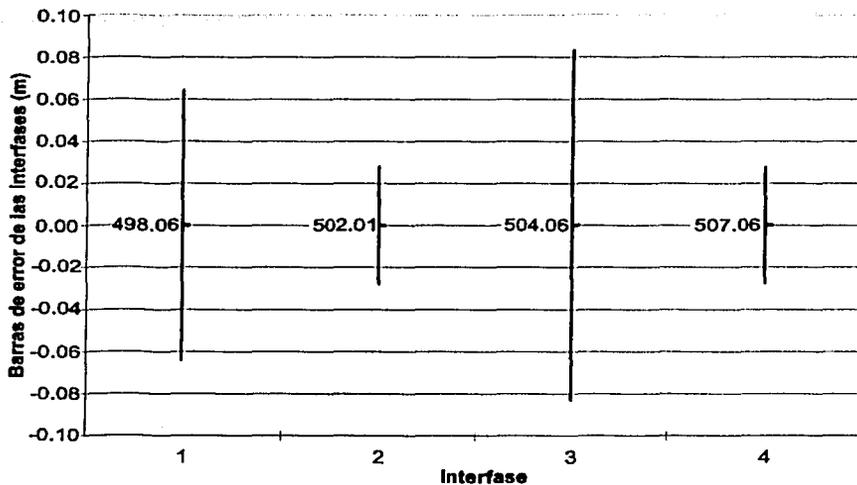


Figura 5.17. Barras de incertidumbre de las interfaces entre las diferentes capas para el caso 2.

### ▷ CASO 3

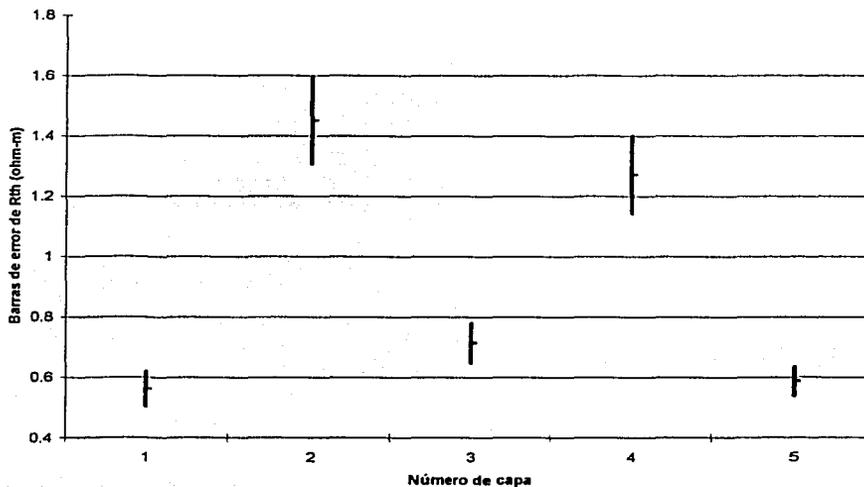


Figura 5.18. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{th}$  de las diferentes capas para el caso 3.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

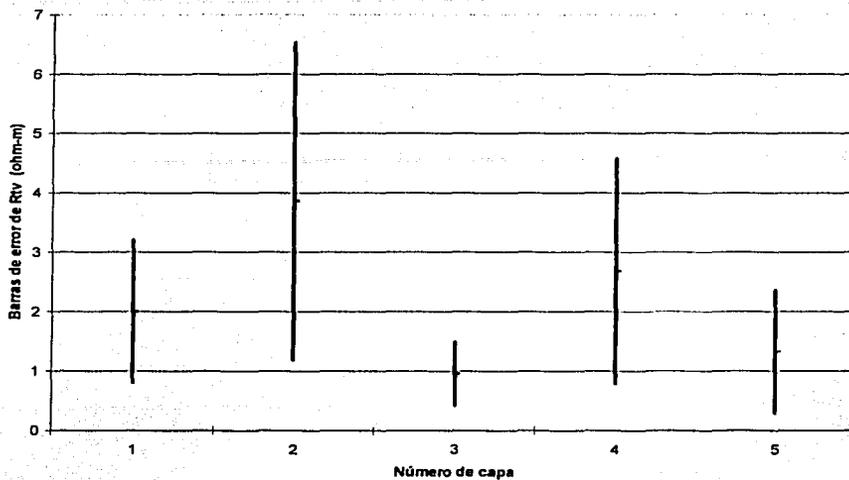


Figura 5.19. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{tv}$  de las diferentes capas para el caso 3.

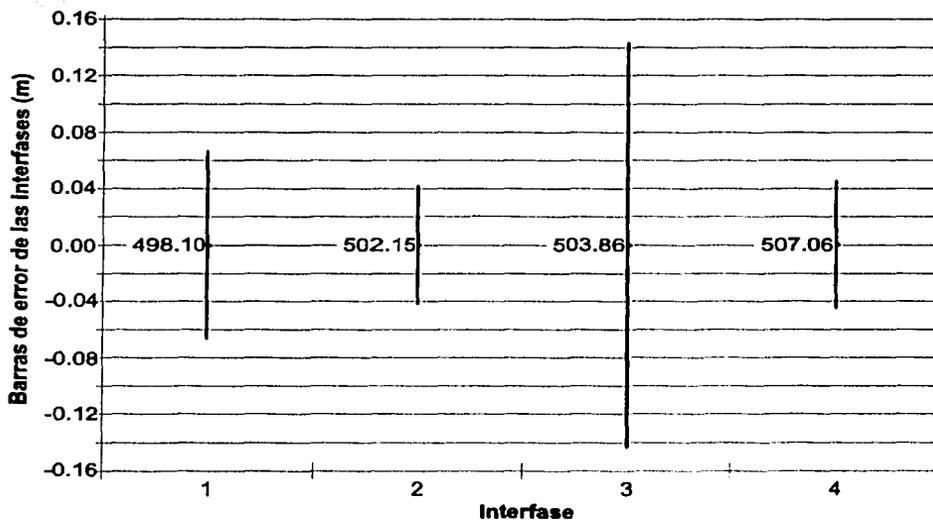


Figura 5.20. Barras de incertidumbre de las interfaces entre las diferentes capas para el caso 3.

Las barras de incertidumbre de los parámetros del caso 4 se mostraron en el apartado anterior (figuras 5.5-5.9).

De las anteriores figuras en las que se muestran las barras de error de los parámetros incluidos en cada uno de los casos, se pueden observar ciertos aspectos importantes. En primer lugar, para el caso 1 en que se invierte considerando un medio isótropo sin invasión, las barras de error de  $R_t$  son muy pequeñas. Como se mencionó en el apartado 5.3, la teoría estadística establece que existe un 99.7% de certeza de que el valor real del parámetro esté incluido dentro de esas barras de error; sin embargo, ningún valor de los parámetros de resistividad, excepto la  $R_{th}$  de las capas 1 y 3, cae dentro de esas barras de error; lo que indica que el modelo utilizado no es representativo del modelo real. Este problema se presenta de forma similar para el caso 3 en el que se invierte considerando un medio anisótropo sin invasión. Aquí las barras de error de  $R_{th}$  también son pequeñas y solamente dentro de ellas se incluyen los valores de  $R_{th}$  de las capas 1, 4 y 5 del modelo real.

Para el caso 2 en el que se considera un medio isótropo con invasión, las barras de error de los parámetros  $D_i$  y  $R_{xo}$  son considerablemente mayores a las que resultan del caso 4 en que se considera, para la inversión, a todos los parámetros del modelo real. Asimismo las barras de error de las interfases para los casos 1, 2 y 3 superan en gran medida a las que se obtienen para el caso 4 (medio anisótropo con invasión) en el que se consideran los mismos parámetros que el modelo real.

El desarrollo de este análisis de sensibilidad para los cuatro casos considerados para ejemplificar el problema de equivalencia, permite reafirmar que si no se conocen con certeza las condiciones del medio real (parámetros), es preferible modelar e invertir considerando e incluyendo la mayor cantidad de factores (parámetros) que puedan estar presentes en dicho medio real y que por tanto, estén afectando la respuesta de las herramientas. Ya que de lo contrario, si se considera un número insuficiente de parámetros se corre el gran riesgo de que

a pesar de que se logre reproducir la respuesta de la herramienta, los valores de dichos parámetros no representen al medio o que estén muy alejados de los valores reales. Esto a su vez provocará problemas graves al efectuar la evaluación petrofísica de los parámetros  $V_{shale}$ ,  $\phi_e$  y  $S_w$ .

## 5.5. POZO D72.

Para el caso de los pozos reales las barras de incertidumbre fueron determinadas sólo para los parámetros  $R_{tv}$ ,  $R_{xo}$  y  $D_i$  ya que en la última etapa, en la que se obtiene el Jacobiano, los parámetros de espesor de la capa y  $R_{th}$  se mantienen fijos. Esto debido a que como se mostró en el capítulo 3 con diferentes modelos y distintos niveles de ruido, y con el ejemplo anterior, ambos parámetros quedan determinados con gran precisión por las dos primeras etapas de la metodología.

El modelo de invasión obtenido para este pozo a través de la metodología, indicó una escasa invasión de menos de una pulgada a lo largo de todo el intervalo, y sólo cinco zonas en donde sobrepasaba este valor. La figura 5.21 muestra la mayor incertidumbre en el diámetro de invasión de la capa 1; asimismo destacan en amplitud estas cinco zonas mencionadas que corresponden a las capas 14, 19, 31, 36 y 39.

La mayor incertidumbre en los parámetros determinados para este modelo se presenta en las resistividades de la zona invadida ( $R_{xo}$ ), figura 5.22. Esto resulta normal debido a la íntima relación de éste parámetro con el diámetro de invasión, y dado que los valores de  $D_i$  determinados son casi iguales al diámetro del pozo excepto en las cinco zonas mencionadas anteriormente,  $R_{xo}$  puede tomar cualquier valor sin que tenga ningún efecto. En lo que respecta a la resistividad vertical, se tiene un buen grado de certeza en la determinación de este parámetro reflejado en la poca amplitud de las barras de incertidumbre, la mayoría de las cuales se encuentran en un rango de 0-7  $\Omega m$ .

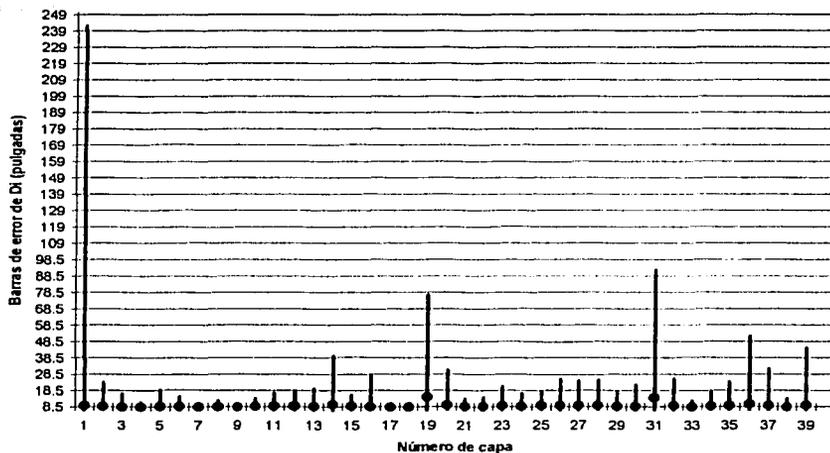


Figura 5.21. Barras de incertidumbre para el parámetro  $D_i$  de las diferentes capas. Las de mayor importancia corresponden a las capas 14, 19, 31, 36 y 39, ya que son las únicas cuyo  $D_i$  supera al diámetros del pozo en más de una pulgada.

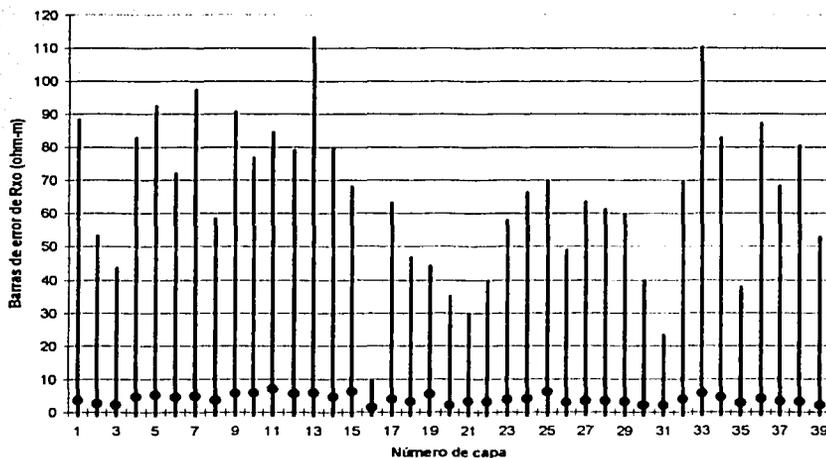


Figura 5.22. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{xo}$  de las diferentes capas. Las de mayor importancia corresponden a las capas 14, 19, 31, 36 y 39, ya que son las únicas cuyo  $D_i$  supera al diámetros del pozo en más de una pulgada.

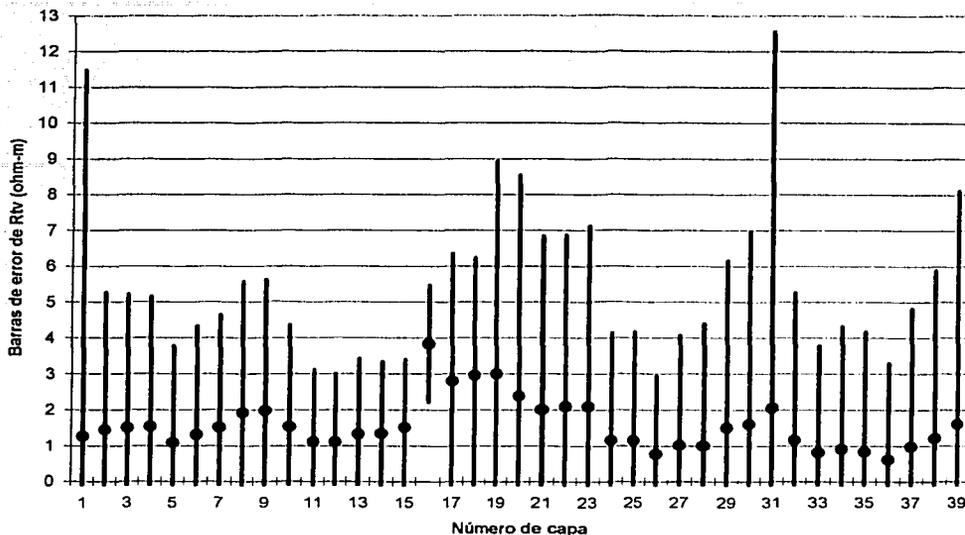


Figura 5.23. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{tv}$  de las diferentes capas.

## 5.6. POZO D91.

Al igual que para el caso del pozo anterior, la invasión determinada a través de la metodología fue casi nula a lo largo de todo el intervalo. La incertidumbre en el parámetro  $D_i$  es relativamente pequeña como se puede observar en la amplitud de la barras mostradas en la figura 5.24, donde la gran mayoría está por debajo de las diez pulgadas de invasión. Por otra parte, la incertidumbre para el parámetro  $R_{x0}$  tiene poco sentido, debido a que como se mencionó anteriormente;  $D_i \cong D_h$  con lo que  $R_{x0}$  puede tomar cualquier valor.

La menor incertidumbre nuevamente se presenta en la determinación de  $R_{tv}$ , con rangos de variación aún menores que para el caso del pozo d72.

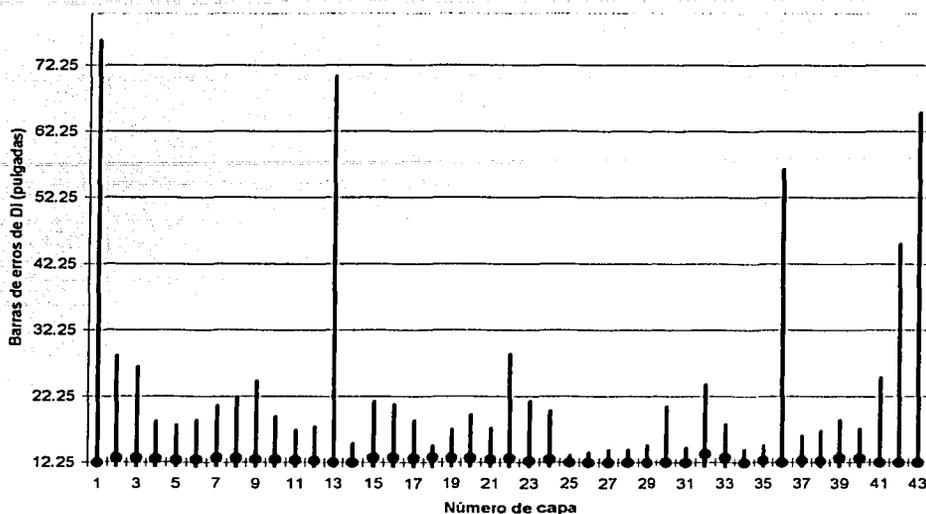


Figura 5.24. Barras de incertidumbre para el parámetro  $D_i$  de las diferentes capas. La más importante corresponde a la capa 32, única en la cual,  $D_i$  supera al diámetro del pozo en más de una pulgada.

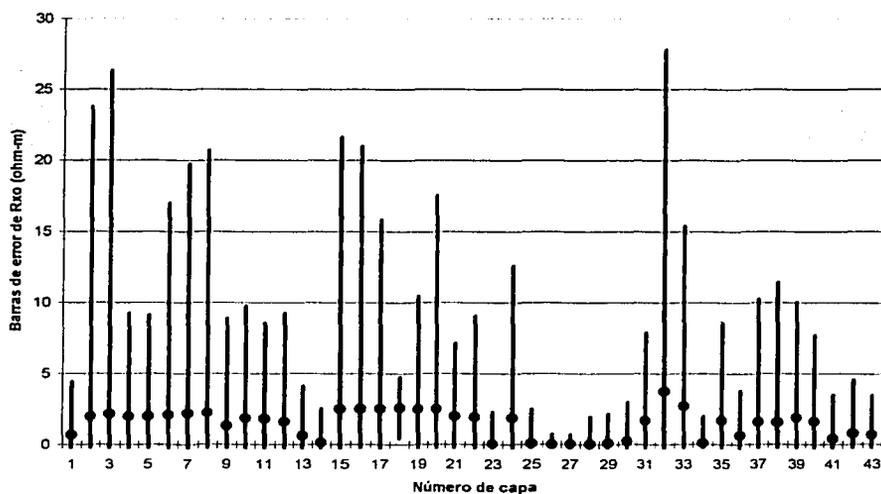


Figura 5.25. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{xo}$  de las diferentes capas. La más importante corresponde a la capa 32, única en la cual,  $D_i$  supera al diámetro del pozo en más de una pulgada.

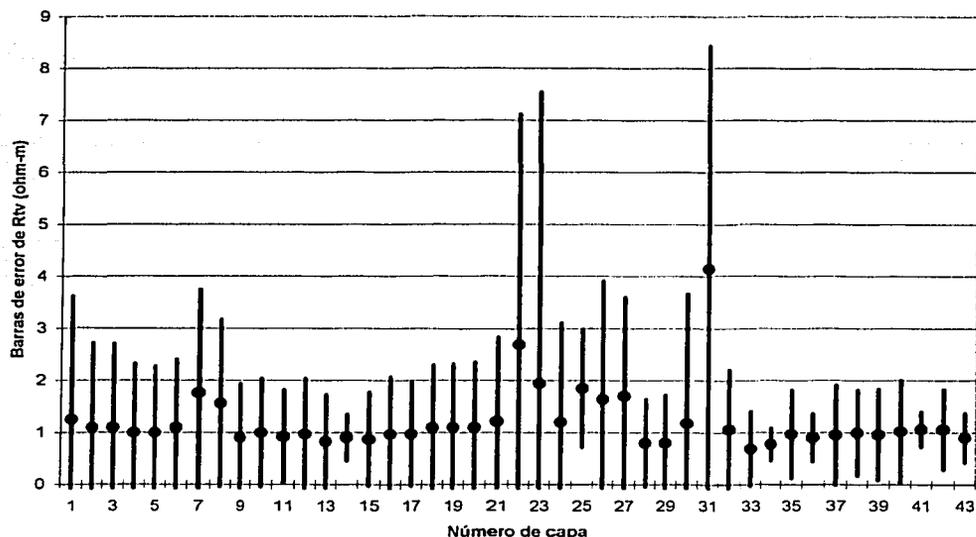


Figura 5.26. Barras de incertidumbre para el parámetro  $R_{tv}$  de las diferentes capas.

Con base en el análisis de sensibilidad efectuado para los dos pozos reales, se pueden realizar los siguientes comentarios finales. La mayor incertidumbre se presenta en la determinación de los parámetros  $R_{xo}$  y  $D_i$ . Esto posiblemente se deba a que son parámetros íntimamente correlacionados y sólo tienen sentido cuando se les considera en conjunto, por lo que el problema de equivalencia se acrecenta al existir un gran número de combinaciones de valores de ambos parámetros que permitan obtener la misma respuesta de las herramientas. Además el parámetro de diámetro de invasión tiene un amplio grado de variación en si mismo, ya que la invasión puede ser nula, de pocos centímetros o hasta de varios metros. En lo concerniente al parámetro  $R_{tv}$ , en general, las barras de incertidumbre fueron relativamente pequeñas, de unidades de ohm-m y no de decenas.

En realidad el problema de equivalencia siempre estará presente al realizar la inversión geofísica y no podrá evitarse del todo, por lo que a lo más que puede aspirarse es lograr reducir al máximo dicha equivalencia. Esto se puede lograr apoyándose en toda la información disponible para conocer con certeza la geología del lugar y las condiciones del medio real; es decir, los factores (parámetros) que puedan estar presentes en dicho medio y que por tanto, estén afectando la respuesta de las herramientas, para incluirlos en la modelación y en la inversión geofísica. Asimismo apoyándose en el análisis de sensibilidad de esos parámetros obtenidos, lo cual permite determinar y acotar el rango de valores que pueden tomar dichos parámetros con un 99.7% de certeza de que el valor real específico se encuentre dentro de las barras de incertidumbre. Lo cual es sin duda mucho mejor, que no realizar la modelación e inversión para determinar esos parámetros e ignorar o menospreciar el problema de equivalencia.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES

Cada etapa de esta metodología fue planeada para desempeñar una función específica, adecuándose y aprovechando las ventajas de la información de registros eléctricos para la que fue diseñada, cumpliendo cada una su objetivo, tanto en los diferentes modelos sintéticos anisótropos y distintos niveles de ruido aleatorio como en los pozos reales. De esta forma, la metodología de procesamiento desarrollada comprobó ser una forma muy precisa y eficaz para determinar los parámetros reales del medio ( $R_{th}$ ,  $R_{tv}$  y *límite de las capas*), considerando modelos de anisotropía.

La inversión conjunta de las herramientas normal corta e inducción cumple el objetivo de definir los límites de las capas con base en la información de ambos registros. Como siguiente paso se aprovecha el diseño de la herramienta *6FF40* de responder solamente a la componente horizontal de resistividad en pozos verticales, para determinar de forma precisa, mediante la inversión sencilla, el parámetro  $R_{th}$ . Posteriormente el empleo de los dos nomogramas generados permite construir un modelo inicial de  $R_{tv}$  cercano al valor real. Finalmente, se aprovechó las características de la herramienta normal corta de responder a ambas componentes del tensor de resistividad, para extraer, por mínima que sea, la información acerca del parámetro de resistividad vertical.

En este mismo sentido, los dos nomogramas generados a partir del modelo de una dimensión (1D), el primero para determinar el coeficiente de anisotropía para estratos de espesor infinito y el segundo que corrige el resultado previo por efecto de espesor de la capa, demostraron ser una muy buena aproximación del parámetro  $R_{tv}$  tanto en los modelos anisótropos sintéticos y

diferentes niveles de ruido aleatorio como en los dos pozos reales en los que fueron empleados; ya que los valores determinados a partir de ellos siempre fueron cercanos a los obtenidos en el modelo final de  $R_{tv}$ . Sin embargo, cuando se tienen contrastes de anisotropía importantes entre capas adyacentes, los nomogramas tienden a determinar coeficientes de anisotropía mayores a los reales, debido a que ambas capas adyacentes se ven afectadas mutuamente por sus respectivos coeficientes de anisotropía y sus respectivos espesores.

El partir de un modelo de  $R_{tv}$  cercano al real permite reducir en buena medida el problema de equivalencia, al facilitar que el proceso de inversión final converja a la solución real, lo que también se ve reflejado en una disminución en el tiempo de cómputo.

El fijar el parámetro  $R_{th}$  y los espesores de las capas para la última etapa de la metodología, permiten que el proceso de inversión sea más estable, extrayendo el pequeño porcentaje de la respuesta de la herramienta normal corta que corresponde al parámetro  $R_{tv}$  y enfocándose sólo a su determinación, dando resultados satisfactorios.

Para los modelos sintéticos se observó que al tener un contraste importante entre las resistividades verticales de dos capas adyacentes, su efecto se manifiesta como una ondulación en la curva sintética ubicada en el límite de esas capas. Este efecto es similar al que se presenta en la respuesta de la herramienta normal corta cuando no existe el pozo.

Para resistividades horizontales de 0.5-0.9  $\Omega\text{m}$  y espesores de capa de 0.5-1.5 m, se presenta reversión en el efecto que tiene la resistividad vertical en el sintético; es decir, al aumentar la resistividad vertical la curva sintética de resistividad aparente correspondiente a la herramienta  $NC$  tiende a disminuir; por el contrario si se disminuye el valor de  $R_{tv}$  la respuesta de la resistividad aparente tiende a aumentar.

En el caso de niveles de ruido aleatorio relativamente altos (arriba del 5%) se tienen dificultades para la determinación correcta de los parámetros reales del medio. El mayor problema del ruido aleatorio se presenta en la determinación del número y límite de los estratos. Para contrarrestar este problema se requiere apoyarse en toda la información complementaria disponible; razón por la cual la metodología de procesamiento e interpretación incluye pasos intermedios entre cada etapa, enfocados a la edición manual de los modelos. Por medio de la edición manual se pueden adicionar o eliminar capas de acuerdo a la información disponible con la que se disponga, además de poder ajustar los valores de resistividad de cada una de las capas.

Después del trabajo de investigación bibliográfica en alrededor de sesenta artículos, sólo se encontraron tres métodos de interpretación que utilizan ambas componentes de resistividad para evaluar los parámetros de  $V_{shale}$  y  $S_w$ . Estos tres métodos asumen como conocido el valor de la porosidad y dos de ellos requieren información adicional generalmente proporcionada por herramientas más recientes. De esta forma, sólo el método de Tabanou (1999) se adecuó a la información de registros con la que se dispuso para este trabajo de tesis, permitiendo determinar los parámetros de volumen de arcilla y saturación de agua a través del cálculo de la resistividad de la arena. Asimismo se encontró el método de Schoen (1999) desarrollado para el cálculo de  $R_{sand}$  y  $V_{shale}$ . Este método a pesar de utilizar expresiones diferentes y más simplificadas que las de Tabanou brindan el mismo resultado para el cálculo de ambos parámetros.

La resistividad horizontal en el caso de los pozos reales, como se había supuesto, no permitió en la mayor parte de los intervalos correspondientes a los dos pozos reales, distinguir de forma clara entre capas de arenas y capas de lutitas, ni entre capas de arenas de diferente resistividad y diferente contenido de arcilla. Por lo que la interpretación de zonas productoras a partir de esta componente es muy complicada y poco confiable.

Por su parte, la resistividad vertical y la resistividad de la arena calculada a partir de los resultados de la metodología, permitieron identificar con gran certeza las zonas productoras de ambos pozos reales para los que fue aplicada. Estas zonas destacaban notablemente del resto, por sus valores altos de resistividad vertical y de resistividad de la arena. De esta forma, se comprobó que la componente vertical, permite identificar con mayor claridad arenas de diferente resistividad a lo largo de todo el rango de volúmenes de arcilla.

El volumen de arcilla calculado mediante la expresión de Tabanou brindó resultados aceptables en ambos pozos, ya que mantenía una tendencia generalmente intermedia entre el cálculo a partir del registro *SP* y el realizado a partir del registro *GR*, existiendo sólo pequeñas zonas en donde difería de los resultados marcados por estos dos registros.

Para el pozo d72 se tuvieron los mejores resultados en cuanto al cálculo de la saturación de agua, ya que la curva obtenida utilizando la expresión de Tabanou destacó por su gran correlación con los resultados obtenidos a partir de los núcleos, existiendo sólo algunas discrepancias entre ambos.

Por su parte, los resultados obtenidos mediante los cinco métodos tradicionales considerando medios isótropos presentan graves problemas al intentar evaluar el parámetro de saturación de agua en zonas productoras de baja resistividad y bajo contraste. Sus resultados son de poca ayuda y poco confiables para identificar posibles zonas productoras donde disparar. Por el contrario, al evaluar con un método que considera anisotropía eléctrica (Tabanou, 1999), se pueden obtener mejores evaluaciones del parámetro  $S_w$ , mayor congruencia con los datos de núcleos y se pueden identificar zonas atractivas posiblemente productoras, lo cual es debido a que un modelo anisótropo, en la mayoría de los casos, representa en mayor y mejor forma las condiciones reales del subsuelo.

El pozo d91 presentó dificultades en el cálculo de la saturación de agua, debido a su baja resistividad vertical. Esto, a su vez, provocó que se obtuvieran valores bajos de  $R_{sand}$  que se combinaron con las bajas porosidades, teniendo como consecuencia que la expresión de Tabanou diera como resultado una  $S_w$  mayor al 100% en algunas partes del intervalo. Sin embargo, en la zona de arenas más limpias, donde la  $R_{lv}$  era mayor y coincidía con aumentos de porosidad, los resultados de saturación de agua fueron muy buenos al presentar una gran correlación con los resultados de núcleos. Por otra parte, el único método de interpretación tradicional con modelos isótopos que funcionó para este pozo, fue el método de las Montañas Rocallosas ya que coincide en buena medida con los resultados de núcleos. Sin embargo, no concuerda completamente con la evaluación del volumen de arcilla, ya que en las zonas de lutitas y arenas más arcillosas no necesariamente muestra mayor saturación de agua que en las zonas limpias.

El análisis de sensibilidad constituye una herramienta importante para determinar la incertidumbre en la determinación de los parámetros resultado de la inversión.

Como se pudo observar para el caso del ejemplo sintético mostrado en el capítulo 5, los parámetros más importantes dentro de los vectores propios asociados a los valores singulares principales, corresponden a las resistividades horizontales y al espesor de las capas. Esto concuerda con lo ya sabido de que la respuesta de la herramienta normal corta está dominada por la componente horizontal de resistividad y por el espesor de las capas, cuando existe escasa invasión. En este sentido, los espesores y las resistividades horizontales presentan barras de incertidumbre pequeñas y un mayor grado de precisión en los valores obtenidos para estos parámetros, mientras que las barras de incertidumbre mayores corresponden a los parámetros que constituyen una mayor dificultad para el proceso de inversión, correspondiendo, en este caso, a los diámetros de invasión.

Se corroboró cómo el problema de equivalencia dificulta la interpretación, ya que pueden existir diferentes modelos con distintas combinaciones de parámetros, que brinden el mismo ajuste entre el sintético que genera cada uno de ellos y una determinada curva de campo. Para ejemplificar este hecho se tomó como modelo real a un medio con invasión y anisotropía; sin embargo, se realizó la inversión y modelación geofísica considerando cuatro casos: 1) medio isótropo sin invasión, 2) medio isótropo con invasión, 3) medio anisótropo sin invasión, y 4) medio anisótropo con invasión. De esta forma, se observó que con los resultados de la inversión geofísica de cada uno de los casos anteriores se logra reproducir una curva sintética, correspondiente a la respuesta de la herramienta normal corta, que ajusta muy bien con la curva que corresponde al modelo real. Esto demuestra claramente que diferentes combinaciones de parámetros con distintos valores pueden generar la misma respuesta. Sin embargo, si no se conoce con certeza las condiciones del medio real (parámetros), es preferible modelar e invertir considerando e incluyendo la mayor cantidad de factores (parámetros) que puedan estar presentes en el medio real y que por tanto, estén afectando la respuesta de las herramientas. Ya que de lo contrario, si se considera un número insuficiente de parámetros se corre el gran riesgo de que a pesar de que se logre reproducir la respuesta de la herramienta, los valores de dichos parámetros no representen al medio real o que estén muy alejados de los valores reales. Esto a su vez provocará problemas graves al efectuar la evaluación petrofísica de los parámetros  $V_{shale}$ ,  $\phi_c$  y  $S_w$ .

En el caso de los pozos reales la mayor incertidumbre en los parámetros se presentó en las resistividades de la zona invadida ( $R_{xo}$ ), lo que resulta normal debido a la íntima relación de éste parámetro con el diámetro de invasión, y dado que los valores de  $D_i$  determinados son casi iguales al diámetro del pozo en la mayor parte de ambos intervalos,  $R_{xo}$  puede tomar cualquier valor sin que tenga ningún efecto sobre el sintético generado.

Por su parte las resistividades verticales presentaron rangos de variación relativamente pequeños, lo que brinda una gran confianza en que los valores determinados para este parámetro, por medio de la metodología, sean correctos. Esta aseveración se comprueba mutuamente con los muy buenos resultados tanto en la identificación certera de las zonas productoras, como en la gran coincidencia de los resultados de núcleos y la saturación de agua calculada.

En realidad el problema de equivalencia siempre estará presente al realizar la inversión geofísica y no podrá evitarse del todo, por lo que a lo más que puede aspirarse es lograr reducir al máximo dicha equivalencia. Esto se puede lograr apoyándose en toda la información disponible para conocer con certeza la geología del lugar y las condiciones del medio real; es decir, los factores (parámetros) que puedan estar presentes en dicho medio y que por tanto, estén afectando la respuesta de las herramientas, para incluirlos en la modelación y en la inversión geofísica. Asimismo apoyándose en el análisis de sensibilidad de esos parámetros obtenidos, lo cual permite determinar y acotar el rango de valores que pueden tomar dichos parámetros con un 99.7% de certeza de que el valor real específico se encuentre dentro de las barras de incertidumbre. Lo cual es sin duda mucho mejor, que no realizar la modelación e inversión para determinar esos parámetros e ignorar o menospreciar el problema de equivalencia.

El desarrollo de la metodología y de este trabajo de tesis permitió realizar revisiones a las diferentes versiones del sistema INVERLOG al evaluar su funcionamiento, con lo que se propiciaron ajustes y mejoras llegándose a construir una única versión final con todas las opciones disponibles. Estos ajustes y mejoras consistieron principalmente en reactivar la opción en que se mostraba el error entre el sintético y la curva de campo permitiendo monitorear de mejor forma el proceso de inversión, programar la opción de fijar el parámetro de resistividad horizontal y ajustar el parámetro de regularización.

## BIBLIOGRAFÍA

- Anderson, B. y Barber, T. D., 1995, *The response of induction tools to dipping, anisotropic formations*. SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-12.
- Anderson, B., Barber, T. D., y Shen, Liang, 1997, *New dimensions in modeling resistivity*. Oilfield Review, p. 40-56.
- Anderson, B. y Barber, T. D., y Gianzero, S. C., 1998, *The effect of crossbedding anisotropy on induction tool response*. SPWLA 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-14.
- Anguiano Rojas, Pedro, 1991, *Inversion of Conventional Oil Well Petrophysical Logs*. Tesis de Maestría, Stanford University.
- Anguiano Rojas, Pedro, 1995, *The Forward and Inverse Problems in Induction Logging*. Tesis Doctorado, Colorado School of Mines.
- Anguiano Rojas, Pedro, 1996, *El modelado directo en registros de inducción utilizando diferencias finitas*. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo.
- Anguiano Rojas, Pedro, 1996, *Inversión de registros de inducción utilizando Teoría de Perturbación*. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo.
- Anguiano Rojas, Pedro, 1998, *Numerical modeling in electrical logging (GMARP-001)*. Reporte Interno IMP.
- Aquino López, Ambrosio, 2001, *Anisotropía Transversal en Registros de Pozos*. Tesis de Maestría, U.N.A.M.
- Bourgeois, T., Cannon, D., Harkins, R., 1998, *Pushing the limits of formation evaluation while drilling*. Oilfield Review, p. 29-39.
- Boyd, A., Tabanou, J. R., Klein, James, 1995, *The lowdown on resistivity pay*. Oilfield Review, p.4-18.
- Schlumberger, *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educational Services.
- De Lima, Olivar A. L., 1995, *Water saturation and permeability from resistivity, dielectric, and porosity logs*. Geophysics, Vol.60, p. 1756-1764.
- Dwight, Moore, 1993, *Productive Low Resistivity Well Logs of the Offshore Gulf of Mexico*. New Orleans, Louisiana & Houston, Texas.
- Edwards, R. N., Nobes, D.C., y Gómez-Treviño, 1984, *Offshore electrical exploration of sedimentary basins: the effects of anisotropy in horizontal isotropic, layered media*. Geophysics, Vol.49, p. 566-576.

Fanini, O., Koelman, J. M., Yu, L., 2000, *Is it shaly pay or water?* Hart's E&P, p. 73,74.

Gaimard, R. y Poupon, A., 1968, *Response of Neutron and Formation Density Logs In Hydrocarbon-Bearing Formations*. The Log Analyst IX No. 5, p.871-875.

Georgi, D. , Bespalov, A., Tabarovsky, L., y Schoen, J., 2002, *On the relationship between resistivity and permeability anisotropy*. SPE 77715 Annual Technical Conference and Exhibition, p. 1-14.

Gianzero, Stan, 1999, *The paradox of anisotropy revisited*. The Log Analyst, Vol. 40, p. 485-491.

Gómez Rivero, Orlando, 1975, *Registros de pozos Parte 1. Teoría e interpretación*.

Graciet, S. y Shen, Liang C., 1997, *Simulation of induction and mwd resistivity tools in anisotropic dipping beds*. SPWLA 38<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-14.

Hagiwara, T., 1995, *Anisotropic shale and induction log shoulder bed corrections for deviated boreholes*. SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-12.

Hagiwara, T., 1996, *A new method to determine horizontal-resistivity in anisotropic formations without prior knowledge of relative dip*. SPWLA 37<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-8.

Hagiwara, T., 1997, *"Macroscopic anisotropy" Approach to analysis of thinly laminated sand/shale sequences: sensitivity analysis of sand resistivity estimate and environmental corrections*. SPE 38669 Annual Technical Conference and Exhibition, p. 275-286.

Hagiwara, T. y Zea, H., 1999, *Identifying and quantifying resistivity anisotropy in vertical boreholes*. SPWLA 40<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-11.

Hearn, F., Wisler, M. M., y Meyer, H., 1999, *Advances in resistivity processing improve well interpretation*. Oil and Gas Journal, p. 40-45.

Inman, J. Robert, 1975, *Resistivity Inversion with Ridge Regression*. Geophysics, Vol.40, p. 798-817.

Kennedy, W. D., Eric, D. C., y Yao, T., 2001, *Calculating water saturation in lectrically anisotropic media*. Petrophysics, Vol.42, p. 118-136.

Klein, J.D., Martin, P.R., y Allen, D.F., 1995, *The petrophysics of electrically anisotropic reservoirs*. SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-12.

Kunz, K. S., y Moran, J. H., 1958, *Some effects of formation anisotropy on resistivity measurements in boreholes*. Geophysics, Vol.23, p. 770-794.

Mollison, R., Yu, L., van Popta, J., 2001, *3-D Induction resistivity improves reservoir characterization in low contrast, low-resistivity shaly sand formations*. Baker Atlas, p.8-13.

Moran J. H., Gianzero S., 1979, *Effects of formation anisotropy on resistivity logging measurements*. Geophysics, Vol.44, p. 1266-1286.

Press, H. William, 1986, *Numerical Recipes*. Cambridge University Press.

Reservoir Engineering, 1999, *Formation anisotropy: reckoning with its effects*. Oilfield Review, Vol.2, No.1, p. 16-23.

Salem, Hilmi S., Chilingarian, G. V., 1999, *The cementation factor of Archie's equation for shaly sandstone reservoirs*. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 23, p.83-93.

Schoen, J. H., Mollison, R. A., y Georgi, D. T., 1999, *Macroscopic electrical anisotropy of laminated reservoirs: a tensor resistivity saturation model*. SPE 56509 Annual Technical Conference and Exhibition, p. 173-186.

Schoen, J., Georgi, D., y Fanini, O., 2000, *Anisotropic reservoir characterization (laminated sands) using orthogonal resistivity, nmr, and formation test data*. Petrophysics meets Geophysics- Paris, France, p. 1-8.

Sutyono, Sigit y Mack, S., 1998, *Applying anisotropy corrections to mwd electromagnetic wave resistivity data in shaly-sand reservoir*. SPWLA 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-13.

Tabanou, J. R., Anderson, B., Bruce, S., 1999, *Which resistivity should be used to evaluate thinly bedded reservoirs in high-angle wells?*. SPWLA 40<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-14.

Thies, Philippe, 1999, *Resistivity and anisotropy*. The Log Analyst, p. 451-458.

Thies, Philippe, 2000, *Enhanced evaluation of sand shale sequences using macroscopic electrical anisotropy*. Petrophysics, p.18-22.

Walsgrove, Tom, Anderson, B. y Barber, T., 1999, *Case study of anisotropic crossbedded reservoir-improving predictions of reservoir properties through modeling the resistivity*. SPWLA 40<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, p. 1-9.

Worthington, Paul F., 2001, *The influence of formation anisotropy upon resistivity-porosity relationships*. Petrophysics, Vol. 42, No.2, p. 83-92.