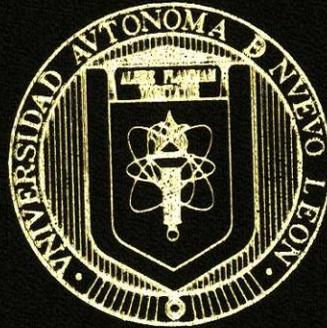


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA

40



INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS
CONVENCIONALES Y DE INDUCCION PARA EVALUAR
PARAMETROS PETROFISICOS (CUENCA DE BURGOS)

TESIS

QUE COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO GEOFISICO

PRESENTA

KATYA ADRIANA LEAL RAMIREZ

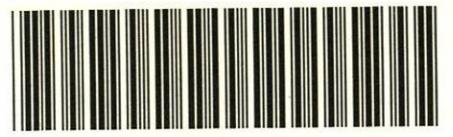
LINARES, NUEVO LEON

2000

INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS
CONVENCIONALES Y DE INDUCCION PARA EVALUAR
PARAMETROS PETROFISICOS (CUENCA DE BURGOS)

TL
TN873
.M6
L4
c.1

2000

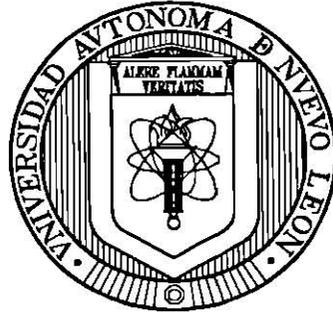


1080094994

0093-13760

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



**INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS
CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN PARA EVALUAR
PARÁMETROS PETROFÍSICOS (CUENCA DE BURGOS)**

T E S I S

QUE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA

KATYA ADRIANA LEAL RAMÍREZ



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



La tesis

**INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS
CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN PARA EVALUAR
PARÁMETROS PETROFÍSICOS (CUENCA DE BURGOS)**

elaborada por

elaborada por

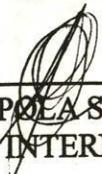
KATYA ADRIANA LEAL RAMÍREZ

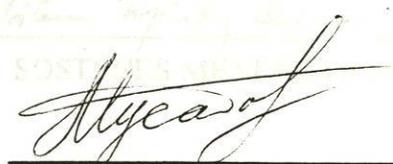
ha sido aceptada como requisito parcial para optar al título de

INGENIERO GEOFÍSICO

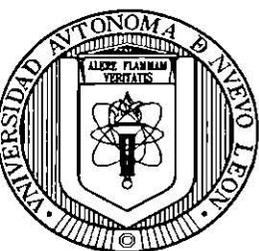
Vo. Bo.

ASESORES


DR. COSME POLA SIMUTA
ASESOR INTERNO


DR. ALEKSANDR MOUSATOV
ASESOR EXTERNO

TN 873
· M6
Ly
c.1



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA



La tesis

**INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS
CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN PARA EVALUAR
PARÁMETROS PETROFÍSICOS (CUENCA DE BURGOS)**

elaborada por

KATYA ADRIANA LEAL RAMÍREZ

ha sido aceptada como requisito parcial para optar al título de

INGENIERO GEOFÍSICO

Vo. Bo.

COMITÉ DE REVISIÓN DE TESIS


DR. COSME POMA SIMUTA


DR. SÓSTENES MÉNDEZ DELGADO


M.C. NICOLAI KOUZOUB

DEDICATORIAS

A la Sra. Crucita y al Sr. Romeo

Mis padres

Por ser las personas que más admiro

Gracias por todo

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Cruz Ramírez de Beal y Romeo Héctor Beal Ríos. A mis hermanos Karina, Karla, Karen y Romeo, por su amor y paciencia.

A la UANL, a la Facultad de Ciencias de la Tierra y a todos los maestros, administrativos, técnicos e intendentes, por la formación, amabilidad y amistad brindada durante mi aprendizaje en la universidad.

Al Dr. Cosme Pola Simuta, por la asesoría y facilidades durante mi estancia en la Facultad de Ciencias de Tierra para la terminación de este trabajo.

Al comité de revisión de tesis integrado por mis maestros y amigos Dr. Sóstenes Méndez Delgado y Nicolai Kouzoub, por los comentarios y sugerencias que aportaron para mejorar la calidad de este trabajo.

A PEMEX por permitir el uso de sus datos.

Al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por otorgarme la beca-tesis y hacer uso de sus instalaciones. Al Dr. Aleksandr Mousatov por su valiosa asesoría, incondicional apoyo profesional y por el estímulo que me brinda para seguir adelante. Al Dr. Pedro Anguiano Rojas por permitir el empleo del sistema INVERLOG.

Al M.C. Daniel Dorantes Huerta por sus observaciones las cuales resultaron esenciales para el desarrollo y culminación de este trabajo, pero sobre todo por su gran amistad y apoyo incondicional.

A todos mis amigos y compañeros del Centro de Computo IMP de la Cd. de Reynosa, especialmente a David Torres, Diana Ríos e Israel Mar. Al M.C. Antonio, Ing. Torres, Ing. Morfin e Ing. Honorio Ramírez, del IMP en la Cd. de México por su disponibilidad.

Al Ing. Adalberto Treviño, a la Lic. Virginia Cuellar y a la Sra. Simona Ramírez por su apoyo en el equipo de computo.

Al Lic. Angel García Peña y a la Sra. Araceli Issasi por su gran ayuda durante mi estancia en esta Facultad.

A la Sra. Chuchita, al Ing. Ramiro Méndez y al Ing. Emma Nieves por su apoyo y consejos durante mi estancia en la Cd. de Reynosa, así como a la Srita. Luz María Angel por su incomparable compañía y sus atenciones durante mi estancia en el Distrito Federal.

A Rodolfo Sepúlveda por su gran apoyo y por su cariño durante todo este tiempo.

A mis grandes amigos y hermanos Rafita Pérez y Rolando Peterson por confiar en mí.

A todos mis amigos de la FCI especialmente a mis compañeros de generación: Andrea Reyes, Karla Olvera, Salvador Garza, Sergio González, Pedro Maldonado y Rafael Marroquín. A mis amigas y amigos de la preparatoria No. 4 en particular a Alejandra, Elvia, Lucy, María, Mónica, Sergio y Gaspar por el gran cariño que siempre me han demostrado.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	<i>i</i>
LISTA DE TABLAS	<i>viii</i>
RESUMEN	<i>ix</i>
ABSTRACT	<i>xi</i>
Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Localización del área de estudio	3
Capítulo 2 GEOLOGÍA	5
2.1 Introducción	5
2.2 Geología Regional	5
2.2.1 Estratigrafía	6
2.2.2 Tectónica	12
2.3 Geología del campo petrolero estudiado	12
2.3.1 Antecedentes Exploratorios	12
2.3.2 Estratigrafía	15
2.3.3 Geología Estructural	15
2.3.4 Geología Petrolera	16
2.4 Resumen	18
Capítulo 3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS	19
3.1 Introducción	19
3.2 Propiedades petrofísicas	19
3.3 Propiedades electromagnéticas	24
3.4 Modelos de formaciones arcillosas	33
3.5 Características petrofísicas previas del campo de estudio	44
3.6 Resumen	45
Capítulo 4 REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN	46
4.1 Introducción	46
4.2 Herramientas eléctricas convencionales y de inducción	46
4.2.1 Herramienta Normal	46
4.2.2 Herramienta Lateral	47
4.2.3 Herramienta de Inducción	48
4.3 Problema directo 2-D para las herramientas eléctricas convencionales	51
4.4 Problema directo 2-D para las herramientas de inducción	63
4.5 Resumen	76

Capítulo 5	INVERSIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN	77
5.1	Introducción	77
5.2	Problema Inverso	77
5.3	Sistema <i>INVERLOG</i>	89
5.3.1	Módulo <i>SYNTHETIC</i>	91
5.3.2	Módulo <i>INVERSIÓN</i>	94
5.4	Resumen	97
Capítulo 6	INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN DEL CAMPO PETROLERO ESTUDIADO	98
6.1	Introducción	98
6.2	Ejemplos de inversión de registros eléctricos convencionales y de inducción	98
6.2.1	Inversión de registros eléctricos convencionales	100
6.2.2	Inversión de registros de inducción	110
6.3	Evaluación y comparación de las propiedades petrofísicas a partir de datos de resistividad aparente sin y con la aplicación del sistema <i>INVERLOG</i>	116
6.4	Resumen	132
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
	BIBLIOGRAFÍA	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Localización del campo de estudio. No a escala (Cortesía PEMEX)	4
Figura 2	Localización de la Provincia denominada Cuenca de Burgos (ECHANOVE, 1986)	6
Figura 3	Subdivisión de la Cuenca de Burgos de occidente a oriente en franjas denominadas en esta misma dirección como Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Plioceno y Pleistoceno (modificado de ECHANOVE, 1986)	7
Figura 4	Secuencia estratigráfica del Terciario en la Provincia de Burgos (ECHANOVE, 1986)	8
Figura 5	Plano que muestra la distribución de los pozos del campo petrolero del cual se adquirió la información de registro de pozos utilizada en este trabajo (elaborado en base a datos de campo proporcionados por PEMEX; se omiten coordenadas). No a escala	14
Figura 6	Registro Compuesto que muestra las características eléctricas de las principales arenas productoras de hidrocarburo (●) del campo petrolero estudiado, las cuales corresponden a la Formación Frío Marino (elaborado en base a datos de campo proporcionados por PEMEX)	17
Figura 7	Tipos de porosidad. a) <i>Porosidad primaria</i> , producida durante la depositación de la roca. <i>Porosidad secundaria</i> : b) Vugular, provocada por la acción que ejerce una solución sobre la roca y c) Por fracturamiento, originada cuando la roca se somete a una presión (elaborado con base en HALLIBURTON, 1993)	21
Figura 8	Sección transversal de un pozo identificando las zonas que se generan en	

el proceso de invasión. (1) **Enjarre.**- R_{mc} es la resistividad del enjarre; (2) **Zona Lavada.**- R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo y S_{xo} , R_{xo} y d_j son respectivamente saturación, resistividad y diámetro de la zona; (3) **Zona Invasada.**- R_z es la resistividad del fluido presente en esta zona y S_i , R_i y d_i son respectivamente saturación, resistividad y diámetro de la zona; (4) **Zona Virgen.**- R_t es la resistividad verdadera de la formación y S_w y R_w son la saturación y la resistividad del agua de formación. El diámetro del pozo es d_h , R_m es la resistividad del lodo y R_{sh} representa la resistividad de una formación arcillosa (elaborado en base a HILCHIE, 1978) 23

- Figura 9** Diagrama de fases de dos componentes, donde P es el punto crítico, C_b es el punto máximo de ebullición y C_t es el punto máximo de condensación (elaborado con base en NORTH, 1985) 25
- Figura 10** Perfil de resistividad por efecto de invasión. R_m – resistividad del lodo, R_{mc} – resistividad del enjarre, R_{xo} – resistividad de zona lavada, R_i – resistividad en zona invadida, R_t – resistividad verdadera de la formación (elaborado con base en HALLIBURTON, 1993) 27
- Figura 11** Mediciones del SP en el pozo. a) Elementos que conforman la medición de la curva SP. b) Tendencia general de la curva SP en horizontes arcillosos y arenosos para $R_w < R_{mf}$ (elaborado en base a SCHLUMBERGER, 1958) 32
- Figura 12** División de una arena arcillosa en el modelo de Doble Agua (DEWAN, 1983) 43
- Figura 13** Herramienta Normal para realizar mediciones de resistividad en el pozo, cortesía de SCHLUMBERGER (DEWAN, 1983) 47
- Figura 14** Herramienta Lateral para realizar mediciones de resistividad en el pozo, cortesía de SCHLUMBERGER (DEWAN, 1983) 48

Figura 15	Principio de la herramienta de Inducción de dos bobinas (ELLIS, 1987)	50
Figura 16	Configuración geométrica de un medio en 2-D (elaborado con base en ANGUIANO, 1991)	52
Figura 17	Esquema diferencial (elaborado con base en ANGUIANO, 1991)	55
Figura 18	Configuración de la malla en el modelado directo 2-D de las herramientas eléctricas (elaborado con base en ANGUIANO, 1991)	56
Figura 19	Toroide de material de la formación (elaborado con base en ANGUIANO, 1991)	58
Figura 20	Nodos de la malla que colindan en forma radial y vertical (elaborado con base en ANGUIANO, 1991)	59
Figura 21	Configuración de la malla en el modelado directo 2-D de las herramientas de inducción (elaborado con base en ANGUIANO, 1995)	69
Figura 22	Diagrama del sistema <i>INVERLOG</i>	91
Figura 23	Estructura del archivo de Control	92
Figura 24	Diagrama de la secuencia de operación del módulo <i>SYNTHETIC</i>	93
Figura 25	Diagrama de la secuencia de operación del módulo <i>INVERSION</i>	95
Figura 26	Tiempo de cálculo de la curva sintética: a) en el módulo <i>SYNTHETIC</i> , y b) en el módulo <i>INVERSION</i> , para una iteración (realizado en base a datos proporcionados por GMARP del IMP)	97

Figura 27	Sección de los pozos A-21, A-44, A-29 y A-3. El primero de ellos posee datos de un registro de inducción y los siguientes tres de registros eléctricos, cuyas profundidades fueron modificadas para presentación de este trabajo (elaborado en base a datos proporcionados por el IMP)	99
Figura 28	Datos de campo del registro eléctrico del pozo A-44 conformado por las herramientas NC, NL, LAT y SP	101
Figura 29	Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta NC del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando	101
Figura 30	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NC del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando	103
Figura 31	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NL del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando	103
Figura 32	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta LAT del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando	104
Figura 33	Tres principales ventajas alcanzadas mediante la aplicación del sistema <i>INVERLOG</i> : a) Incremento en la resistividad de los modelos obtenidos de la inversión de las herramientas NC, NL y LAT del intervalo estudiado en el pozo A-44. b) Delimitación de estratos. c) Corrección de la herramienta NL por efecto de reversión de curva	105
Figura 34	Datos de campo del registro eléctrico del pozo A-29 conformado por las	

	herramientas NC, NL y SP	107
Figura 35	Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta NC del pozo A-29. Las flechas indican la escala que se está utilizando	107
Figura 36	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NC del pozo A-29. Las flechas indican la escala que se está utilizando	109
Figura 37	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NL del pozo A-29. Las flechas indican la escala que se está utilizando	109
Figura 38	Datos de campo del registro eléctrico del pozo A-3 conformado por las herramientas NC, NL y SP	111
Figura 39	Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta NC del pozo A-3. Las flechas indican la escala que se está utilizando	111
Figura 40	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NC del pozo A-3. Las flechas indican la escala a utilizar	112
Figura 41	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NL del pozo A-3. Las flechas indican la escala que se está utilizando	112
Figura 42	Datos de campo del registro de inducción del pozo A-21 conformado por las herramientas ILd, ILM y GR	114

Figura 43	Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta ILM del pozo A-21. Las flechas indican la escala que se está utilizando	114
Figura 44	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta ILM del pozo A-21. Las flechas indican la escala a utilizar	115
Figura 45	Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta ILd del pozo A-21. Las flechas indican la escala que se está utilizando	115
Figura 46	Interpretación de los registros del pozo A-44 sin aplicar inversión, utilizando el programa ERA	119
Figura 47	Interpretación de los registros del pozo A-44 aplicando inversión, utilizando el programa ERA	120
Figura 48	Interpretación de los registros del pozo A-29 sin aplicar inversión, utilizando el programa ERA	123
Figura 49	Interpretación de los registros del pozo A-29 aplicando inversión, utilizando el programa ERA	124
Figura 50	Interpretación de los registros del pozo A-3 sin aplicar inversión, utilizando el programa ERA	128
Figura 51	Interpretación de los registros del pozo A-3 aplicando inversión, utilizando el programa ERA	129
Figura 52	Datos de registros geofísicos del pozo A-21. El registro de rayos gamma	

(GR) está constituido por la curva GR; el registro de resistividad (DIL) queda conformado por las curvas ILd e ILM; el registro de litodensidad (LDL) consta de las curvas DT, RHOB y NPHI; además cuenta con un calibrador (CAL)	131
Figura 53 Interpretación de los registros del pozo A-21 sin aplicar inversión, utilizando el programa CUVENLOG	133
Figura 54 Interpretación de los registros del pozo A-21 aplicando inversión, utilizando el programa CUVENLOG	134

LISTA DE TABLAS

Tabla I	Información de registros geofísicos de pozos disponibles del campo petrolero estudiado (elaborado en base a datos proporcionados por el IMP) ..	15
Tabla II	Valores de resistividad para algunos materiales y formaciones (ELLIS, 1987)	26
Tabla III	Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHIe-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_{wTOTAL}) sin y con inversión, mediante el programa ERA en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-44	121
Tabla IV	Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHIe-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_{wTOTAL}) con y sin inversión, mediante el programa ERA en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-29	126
Tabla V	Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHIe-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_{wTOTAL}) con y sin inversión, mediante el programa ERA en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-3	130
Tabla VI	Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHIe-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_{wTOTAL}) con y sin inversión, mediante el programa CUVENLOG en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-21	135
Tabla VII	Comparación entre las evaluaciones con y sin inversión	136

RESUMEN

La resistividad verdadera de la formación almacenadora de hidrocarburos, derivada de registros geofísicos de pozos, es un parámetro clave en la estimación de reservas de un yacimiento. La resistividad depende no sólo del tipo de roca, sino también del tipo y distribución de los fluidos que contiene. Una técnica que permite obtener la resistividad verdadera de la formación para mejorar la interpretación a partir de los registros de resistividad, es la inversión iterativa de los datos utilizando modelos de dos dimensiones (2-D) que resultan más adecuados por las condiciones del medio en que dichos datos se toman.

En este trabajo se aplica el sistema *INVERLOG* para la inversión de datos de registros eléctricos convencionales y de inducción de un campo petrolero ubicado dentro de la Cuenca de Burgos. La base de datos fue proporcionada por el Centro de Cómputo y Procesado de Registros Geofísicos del Instituto Mexicano del Petróleo de la Cd. de Reynosa, Tamps. El procesamiento de los datos y la preparación de la tesis fueron realizados con equipo del IMP, dentro de la Subdirección de Exploración y Producción, Gerencia de Geofísica en el Distrito Federal.

El sistema *INVERLOG*, que realiza inversión iterativa, corrige simultáneamente algunos de los principales factores ambientales que afectan a los datos de resistividad obtenidos a partir de registros eléctricos convencionales y de inducción. Dichas correcciones logran mejorar el cálculo de la resistividad y una delimitación de capas más precisa, permitiendo una mejor estimación de los parámetros petrofísicos.

La interpretación de los parámetros petrofísicos (saturación de agua y porosidad efectiva) en cuatro pozos del área de estudio se realizó con programas desarrollados en el Instituto Mexicano del Petróleo, tales como: ERA (para evaluación de registros limitados) y CUVENLOG (para evaluación de formaciones donde el efecto de arcilla se corrige a través de la Capacidad de Intercambio Catiónico por unidad de volumen poroso).

Los resultados obtenidos muestran que el cálculo de la porosidad efectiva no presenta variaciones significantes en las interpretaciones sin y con inversión, mientras que la saturación de agua disminuye fuertemente a partir de los datos de resistividad obtenidos de inversión. Esto indica que el porcentaje de hidrocarburos es mayor que el obtenido a partir de la evaluación hecha directamente de los datos de registros de pozos.

Para la presentación del estudio realizado y de sus resultados, se ha dividido esta tesis en seis capítulos. El primero de ellos contiene la introducción así como los objetivos planteados.

El segundo capítulo trata sobre la geología regional y local, las cuales constituyen una parte indispensable en la comprensión del comportamiento de las diferentes curvas que conforman los registros geofísicos del campo estudiado.

En el tercero, se incluye la definición de los parámetros petrofísicos empleados posteriormente en la evaluación y la relación de éstos con los parámetros del campo eléctrico y electromagnético, así como los principales modelos utilizados en dicha evaluación, de acuerdo a las condiciones geológicas presentes y al rango de los parámetros petrofísicos encontrados en el área de estudio.

El capítulo cuarto comprende la explicación del funcionamiento de las herramientas eléctricas convencionales y de inducción; además presenta el modelado directo en 2-D mediante diferencias finitas, tanto para las herramientas eléctricas convencionales como para las de inducción. En este caso, el modelado en 2-D representa un medio con estratos horizontales atravesados por un pozo vertical, llevando a la generación de una curva sintética de resistividad aparente, que viene a formar el modelo inicial requerido en el sistema *INVERLOG*.

En el quinto capítulo se describe la solución del problema inverso, mediante el cual se tratan de 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. Posteriormente dentro de este mismo capítulo se presentan las características y la forma en que está estructurado el sistema *INVERLOG*.

En el capítulo sexto se describe la metodología a seguir durante la aplicación del sistema *INVERLOG* a los registros eléctricos convencionales y de inducción, así como los principales beneficios que se adquieren con éste, empleando para ello datos de registros de pozos del área de estudio. Además, se evalúa la porosidad y la saturación de agua a partir de datos de resistividad aparente sin y con la aplicación del sistema *INVERLOG* y se hace una comparación entre ambas interpretaciones.

Posteriormente se incluyen las conclusiones y recomendaciones obtenidos de este trabajo. Como parte final se presenta la bibliografía empleada durante el desarrollo de esta tesis.

ABSTRACT

The true resistivity of the storing formation of hydrocarbons, derivatives from geophysical well logs being a key parameter for estimated deposit reserves. Resistivity depends not only on the rock type, but also on the type and distribution of the fluids it has. A technique that permits to get the true resistivity of a formation in order to improve the interpretation from the resistivity logs is the recurrent inversion of data using two dimension models which are a more suitable result about conditions of the taken medium data.

INVERLOG system is applied in this research to the inversion of data of conventional electric logs and to induction logs in an oil field located on the Cuenca de Burgos. Database was provided by the Center of Computation and Processing of Geophysical Well Logs of Mexican Oil Institute from Reynosa, Tamps. The data processing and the preparation of this thesis were made using IMP equipment from the Subdirection of Exploration and Production, Management Department of Geophysics in Distrito Federal.

INVERLOG system that does an iterative inversion also simultaneously corrects some of the main environmental factors that affect the resistivity data that has been obtained from the conventional electric and induction logs. Such corrections have improved the resistivity calculation and a more accurate delimitation of layers allowing a better estimate of petrophysics parameters.

Interpretation of petrophysic parameters (water saturation and effective porosity) in four wells within the research area have been made with programs developed by Mexican Oil Institute, such as: ERA (for an evaluation of limited logs) and CUVENLOG (for an evaluation of formation where the clay effect is corrected through the cation exchange capacity by unit of porous volume.

The results show that the effective porosity calculation does not present significant change in the interpretations with and without inversion, while water saturation strongly decreased based on the resistivity data obtained from inversion. This indicates that the hydrocarbon percentage is higher than the one yield by the evaluation made directly from the data of well logs.

The written presentation of this research and its results have been divided into six chapters. The first one includes the introduction as well as the goals set.

The second chapter deals with the regional and local geology that compose an essential part in the understanding of the behavior of different curves that constitute the geophysical logs of this research field.

In the third chapter the petrophysics parameters are included. They will be used later in the evaluation and connection within these and the electric and electromagnetic field parameters such as the main models used in the evaluation, according to the present geological conditions and the level of the petrophysics parameters found in the studied area.

The fourth chapter covers the explanation on running the electrical conventional and induction tools. In addition, it presents the 2-D direct modeling by finite differences, for to the conventional electrical tools as well as for the induction ones. In this case the 2-D modeling represents a medium with horizontal layers ran through by a vertical well, taking to the generation of a synthetic curve of apparent resistivity, forming the initial model that the *INVERLOG* system requires.

In the fifth chapter the solution of the inversion problem is described. Through this technique it is attempted to find the values of the parameters of the formation that minimize the discrepancy between the field log and the synthetic log which were gotten from the direct problem. Later in this chapter the form and the characteristics of *INVERLOG* system structure are presented.

The sixth chapter describes the methodology to follow during the *INVERLOG* system application to the electric conventional and induction logs, and the main benefits that are obtained by this method, using the same data of the well logs in the research area. Besides these, the porosity and saturation of the water are evaluated based on the apparent resistivity with and with out the *INVERLOG* system application and then a comparison between both interpretations is made.

Later the conclusions and recommendations obtained in this work are included. As a final part a bibliography used during the thesis development is presented.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La resistividad verdadera de la formación almacenadora de hidrocarburos, derivada de registros geofísicos de pozos, es un parámetro clave en la estimación de reservas de un yacimiento. Esta resistividad es muy variable debido a que no sólo depende del tipo de roca, sino también del tipo y distribución de los fluidos que contiene. Por lo general, la resistividad aparente obtenida como respuesta de las herramientas eléctricas y electromagnéticas representa solamente una aproximación de la resistividad verdadera de la formación, ya que este parámetro se ve afectado por factores ambientales (diámetro de pozo, zonas invadidas, estratos adyacentes, resistividad del fluido de perforación, etc.). Los datos obtenidos a partir de registros geofísicos de pozos tradicionalmente son corregidos mediante nomogramas aplicados en una secuencia predeterminada, considerando cada efecto en forma independiente con influencia lineal, por lo que en casos complicados no logran representar correctamente los valores de la resistividad específica de las formaciones con interés petrolero. Una técnica que permite mejorar la interpretación de los registros de resistividad es la inversión iterativa de los datos, utilizando modelos de dos dimensiones (2-D) que resultan más adecuados por las condiciones del medio en que dichos datos se toman.

Gracias al interés de Petróleos Mexicanos por hacer un uso más eficiente de la información obtenida a partir de registros geofísicos de pozos, se aprobó el proyecto FIDPEMEX, “Inversión de Registros Eléctricos y Electromagnéticos”, desarrollado por el Dr. Pedro Anguiano Rojas y su grupo de trabajo en el Instituto Mexicano del Petróleo. Dentro del marco de dicho proyecto se realizó el modelado e inversión de las respuestas de las principales herramientas eléctricas y electromagnéticas de registros de pozos utilizadas en México; además se construyeron y pusieron en marcha algoritmos computacionales con la finalidad de mejorar la interpretación de registros de pozos. Como resultado de este proyecto surgió el sistema *INVERLOG*.

Este sistema corrige simultáneamente algunos de los principales factores ambientales que afectan a los datos de resistividad obtenidos a partir de registros eléctricos convencionales y de inducción, los cuales constituyen la única información disponible de una cantidad considerable de campos petroleros antiguos de México. Además, permite que yacimientos de gas subestimados o ignorados en el pasado por diferentes causas (por ejemplo, bajo costo) puedan ser reinterpretados, logrando con ello un ahorro considerable al evitar la exploración o perforación adicional de pozos.

La parte esencial de esta tesis es la evaluación de los parámetros petrofísicos (porosidad ϕ y saturación de agua S_w) sin y con la aplicación del sistema *INVERLOG*, en un campo petrolero antiguo ubicado dentro de la Cuenca de Burgos. Geológicamente este campo petrolero está formado por una alternancia de capas delgadas de areniscas y lutitas.

El campo de estudio cuenta únicamente con datos de registros eléctricos convencionales (*ES*), ocasionalmente acompañados por registros litológicos (*SP*, *GR*) y/o por registros de porosidad (*BHC*, *GNT*, *CNL*, *LDL*); además cuenta con algunos registros electromagnéticos (*IL*, *DIL*) y mecánicos (*CAL*). La información de registro de pozos del área de estudio fue proporcionada por el Instituto Mexicano del Petróleo. Es importante mencionar que las coordenadas de la ubicación del campo petrolero estudiado, el nombre y posición de los pozos, y las profundidades de los tramos procesados fueron cambiados únicamente para su presentación en esta tesis.

Cabe señalar que el desarrollo de esta tesis fue posible gracias al trabajo que desempeñé como intérprete de registros geofísicos de pozos en el Centro de Cómputo y Procesado de Registros Geofísicos del IMP de la Cd. de Reynosa Tamps., de Enero a Septiembre de 1998 y a la estancia otorgada por el IMP dentro de la Subdirección de Exploración y Producción, Gerencia de Geofísica, de Enero a Diciembre de 1999, en la cual tuve la oportunidad de participar con el grupo de trabajo que creó el sistema *INVERLOG* y que actualmente se encarga de su optimización.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es llevar a cabo la caracterización petrofísica de la arena FI-10 (porosidad ϕ , saturación de agua S_w) en cuatro pozos del campo de estudio en base a inversión de datos de registros eléctricos convencionales y de inducción.

Otro objetivo es comparar la interpretación de datos de registros eléctricos convencionales e inducción del campo estudiado sin y con la aplicación del sistema *INVERLOG*, para determinar la eficiencia e importancia de inversión en la interpretación de registros.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo de estudio se localiza al noreste del estado de Tamaulipas, aproximadamente a 40 km al sur de la ciudad de Reynosa Tamps., entre los municipios de Río Bravo y Valle Hermoso (Figura1) y cubre un área de aproximadamente 86 km².

Cabe destacar que este campo petrolero está circundado por varios campos actualmente productores de gas y condensado (líquido ligeramente café o rojizo constituido por aceite y gas), de gran importancia económica (VÁZQUEZ, 1971).

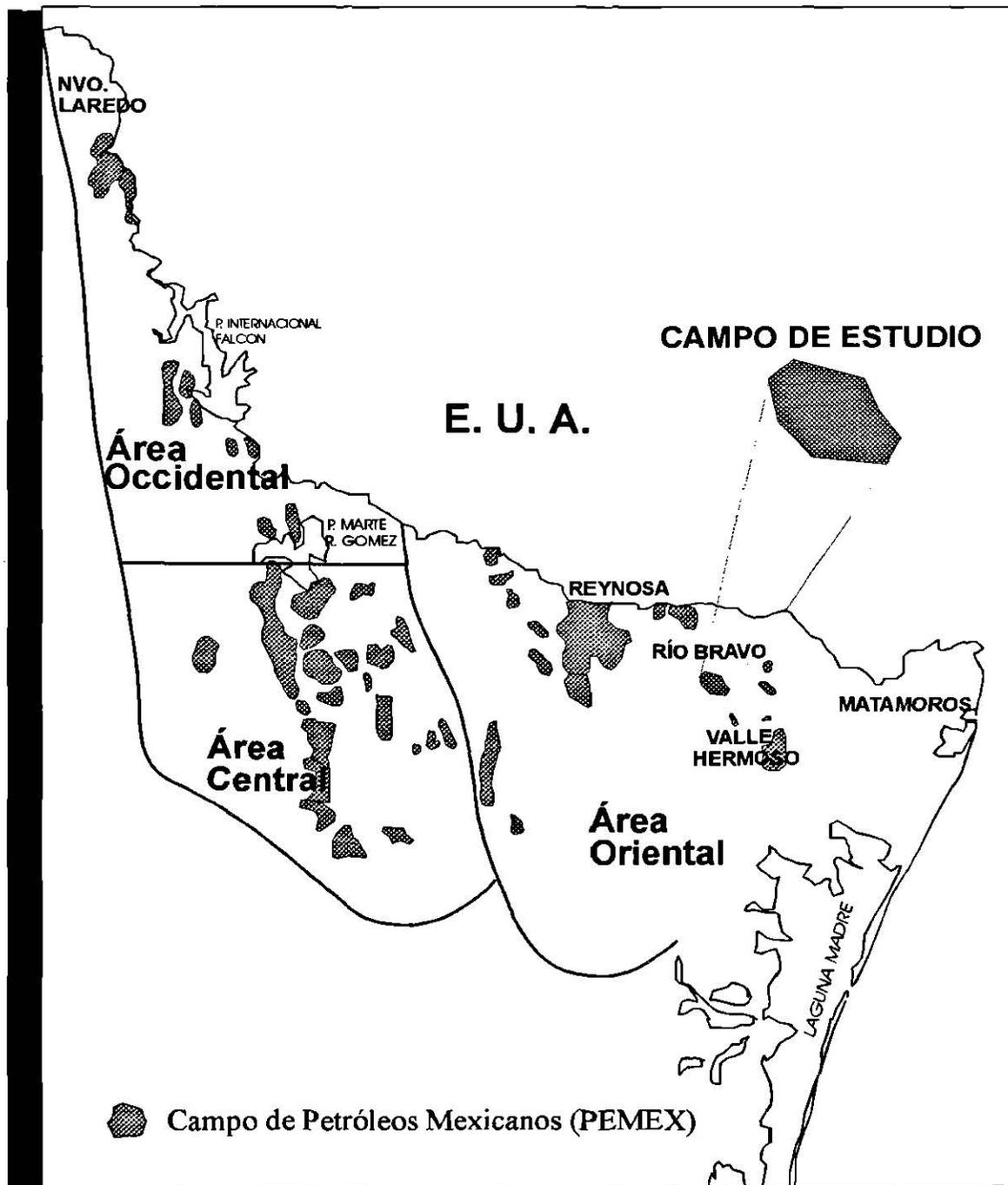


Figura 1. Localización del Campo de Estudio. No a escala (Cortesía PEMEX).

Capítulo 2

GEOLOGÍA

2.1 INTRODUCCIÓN

El campo petrolero del cual se adquirió la información de registros de pozos (eléctricos convencionales y de inducción) empleada en este trabajo de tesis, se ubica dentro de la denominada Cuenca de Burgos. Esta cuenca contiene un potente espesor de sedimentos de edad terciaria y está considerada hoy en día como una provincia petrolera en franco desarrollo, donde la mayoría de los campos descubiertos producen hidrocarburos.

En este capítulo se describe la geología y tectónica de las formaciones presentes en el periodo terciario, por representar la zona de principal interés para la explotación de hidrocarburos en la Cuenca de Burgos. Además, se hará mención de la información geológica y geofísica con que cuenta el área de estudio. Cabe señalar que el conocimiento detallado de las condiciones geológicas es indispensable para la comprensión del comportamiento de las respuestas obtenidas por los registros geofísicos de pozos.

2.2 GEOLOGÍA REGIONAL

La provincia geológica Cuenca de Burgos se localiza al noreste de la República Mexicana (ECHANOVE, 1986), y fisiográficamente pertenece a la Planicie Costera del Golfo (SPP, 1981).

La Cuenca de Burgos comprende la porción norte del estado de Tamaulipas y noreste de Nuevo León. Está limitada al norte por el Río Bravo, al oriente por el Golfo de México, al sur por el paralelo 24° 30' de latitud norte y al Poniente por el contacto geológico superficial Cretácico/Terciario, representado por una línea imaginaria que inicia al oriente de Piedras Negras, Coahuila y se extiende hacia el sureste, hasta el litoral del Golfo de México (Figura 2). La cuenca cubre una superficie de aproximadamente 49,800 km² (ECHANOVE, 1986).

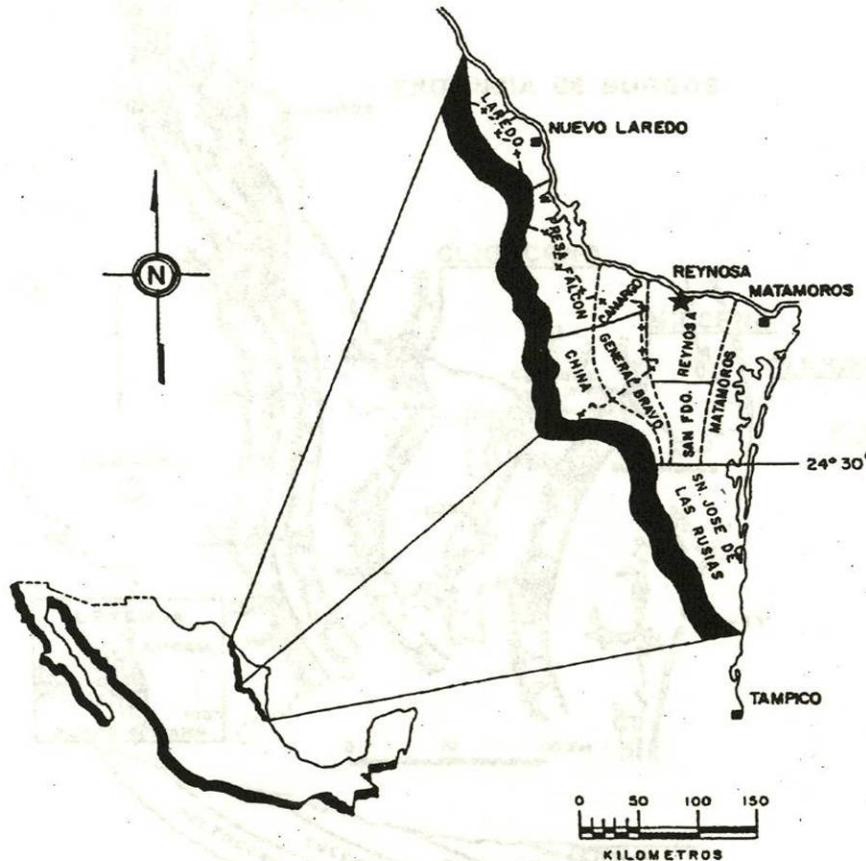


Figura 2. Localización de la Provincia denominada Cuenca de Burgos (ECHANOVE, 1986).

2.2.1 Estratigrafía

La Cuenca de Burgos está constituida por sedimentos de carácter terrígeno, de edades que varían del Paleoceno al Reciente (Figura 3), expuestos a manera de franjas orientadas con un rumbo general NNW–SSE y dispuestas de tal forma que estratigráficamente las capas más antiguas yacen en la porción occidental.

Litológicamente los depósitos están representados por una alternancia de lutitas y areniscas que varían en su composición de acuerdo al ambiente de depósito y a la presencia de fallas de crecimiento. La sedimentación se efectuó en una fase eminentemente regresiva, interrumpida por cortos periodos transgresivos, en un ambiente que variaba del salobre al batial (SCHLUMBERGER, 1984).

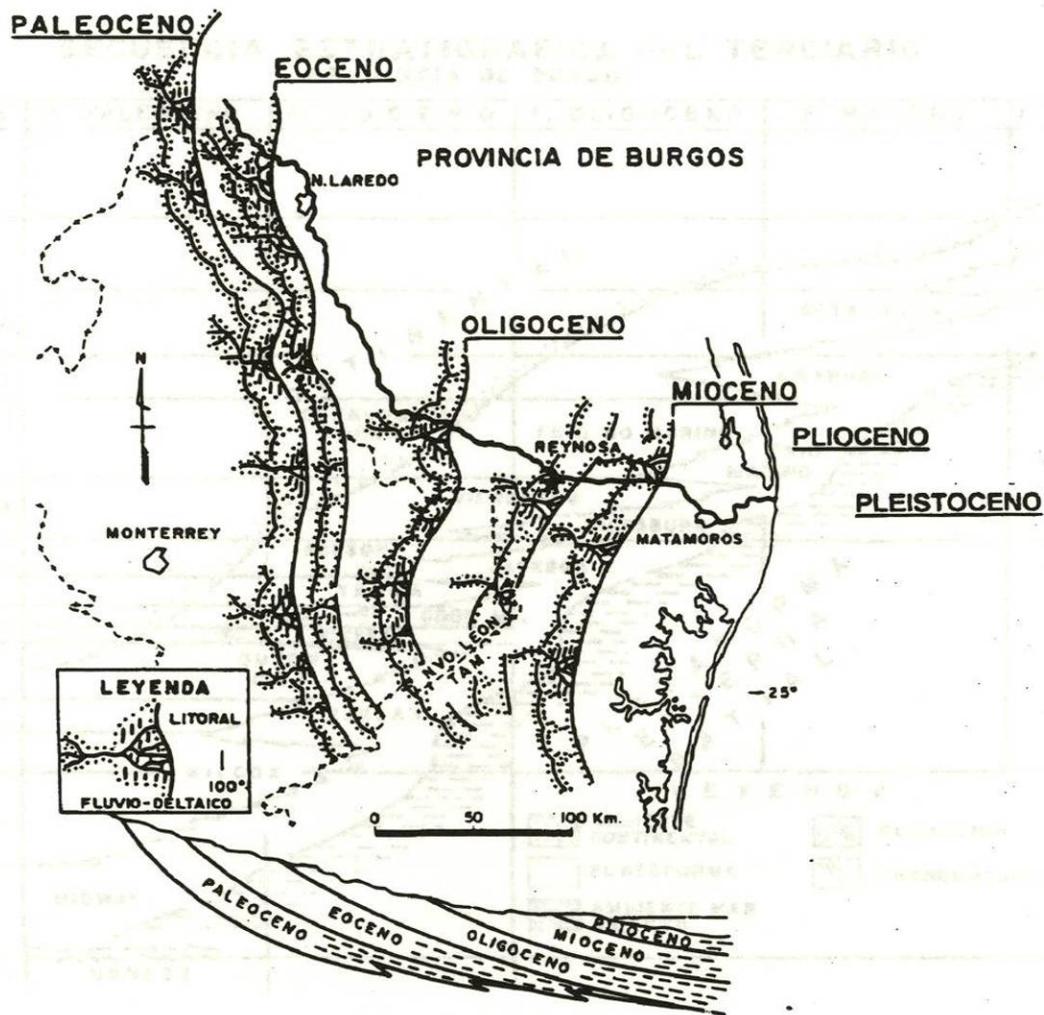


Figura 3. Subdivisión de la Cuenca de Burgos de occidente a oriente en franjas denominadas en esta misma dirección como Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Plioceno y Pleistoceno (modificada de ECHANOVE, 1986).

Las características litológicas sobresalientes de las formaciones terciarias y cuaternarias del noreste de México (Figura 4) fueron tomadas de RODRÍGUEZ-SANTANA (1969), LÓPEZ-RAMOS (1980) y ECHANOVE (1986) y se describen a continuación:

TERCIARIO

Paleoceno

Las rocas del Paleoceno producen gas y condensado en algunos campos ubicados hacia el occidente de la cuenca, situación que no se logra apreciar hacia el oriente debido a que en

SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DEL TERCIARIO PROVINCIA DE BURGOS

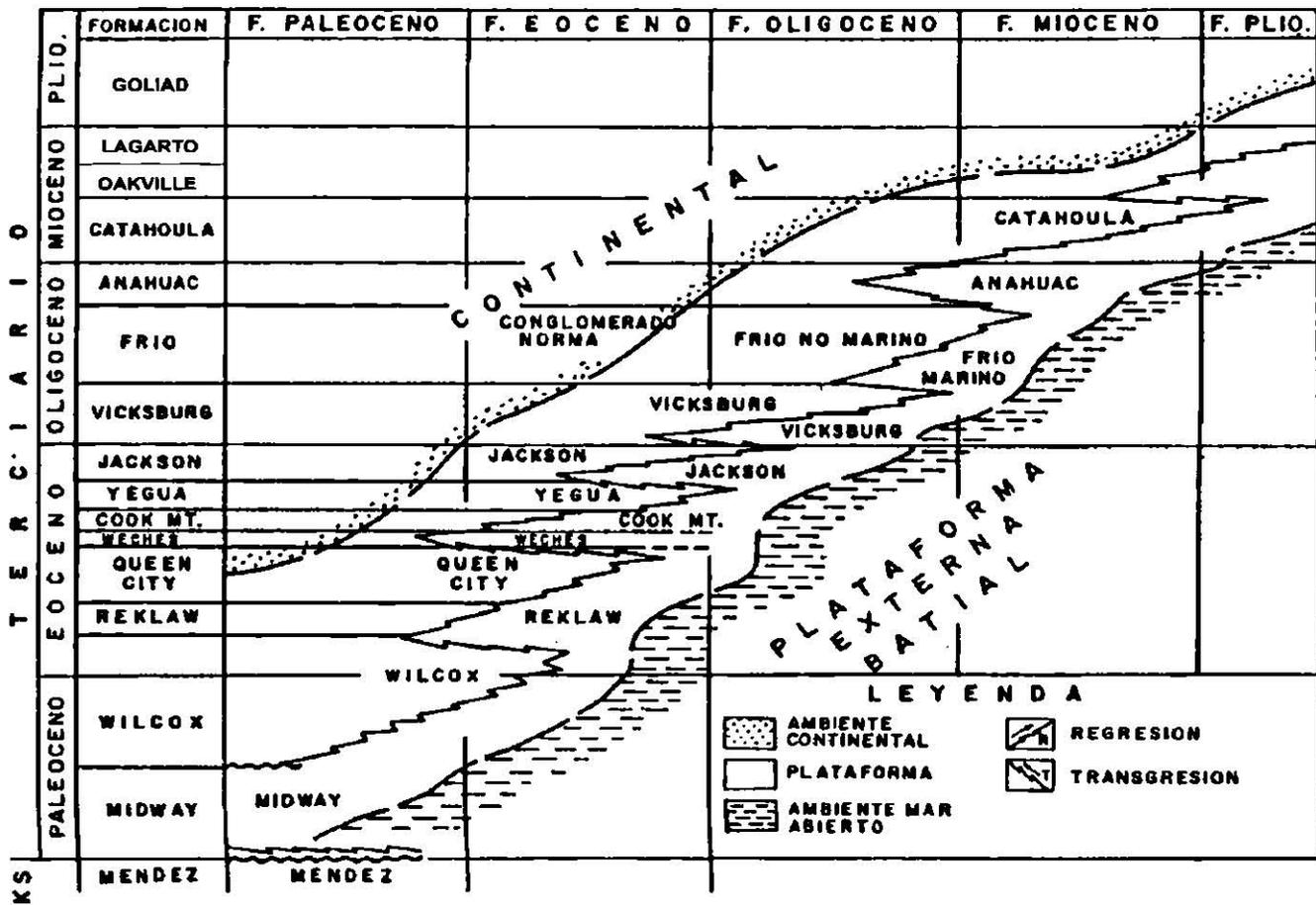


Figura 4. Secuencia estratigráfica del Terciario en la Cuenca de Burgos (modificada de ECHANOVE, 1986).

esta dirección dichos sedimentos se encuentran a profundidad considerable, por lo que los pozos no alcanzan atravesar. Esta época incluye las siguientes formaciones:

Formación Midway.- Su parte inferior está representada por sedimentos de litoral, tales como arenas y areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas con fósiles re TRABAJADOS (especialmente foraminíferos del Cretácico). Por otro lado, los estratos superiores consisten de sedimentos marinos de aguas profundas, representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas. El espesor de esta formación varía de 400-1,000 m.

Formación Wilcox.- Sus sedimentos descansan discordantemente sobre la formación *Midway*. Está constituida por capas delgadas de lutitas y areniscas arcillosas dispuestas en alternancia. En ocasiones se encuentran bancos gruesos de arenisca con micas, intercalados

con estratificación cruzada y capas gruesas de colores gris y rojo. En la parte media de esta formación se tienen capas de yeso y de material lignítico. Su espesor varía de 800 a 1,300 m.

Eoceno

Esta época geológica está conformada por las siguientes formaciones:

Grupo Mount Selman.- Su espesor varía de 250 a 1,200 m y se conforma por los miembros *Weches*, *Queen City* y *Reklaw*, diferenciables litológica y paleontológicamente. *Reklaw*, es el miembro inferior y está constituido por arenas interestratificadas con lutitas y arcillas de color verde, rosa y púrpura, ferruginosa a veces con yeso y trazas de azufre, y con lutitas carbonosas que sugieren un origen subcontinental. *Queen City*, se compone de arenas de grano fino a medio de color gris, interestratificado con lechos de lutitas y arcillas con foraminíferos de aguas salobres. *Weches*, es el miembro superior y esta representado por depósitos esencialmente marinos constituidos por arenas de color gris, lutitas de colores café, gris y rojizo, con abundancia de foraminíferos microfósiles; en sus partes superiores presenta concreciones ferruginosas de color oscuro.

Formación Cook Mountain.- Se conforma principalmente por una serie de areniscas glauconíticas de color gris verdoso que alternan con capas delgadas de arcillas de colores café y gris, muy fosilíferas, y que por intemperismo toman un color amarillo intenso. Su espesor va de 250 a 1,000 m.

Formación Yegua.- Consiste de una potente serie de arcillas de colores gris y verde, con intercalaciones de lutitas carbonosas, dispuestas entre dos cuerpos de areniscas de color gris, conocidas como arenisca Mier (parte inferior) y arenisca Alamo (parte superior). Entre las arcillas se encuentran lechos de ostras. Esta formación tiene importancia económica debido a que en algunos campos petroleros de la Cuenca de Burgos aparece como productora de hidrocarburos. Su espesor varía de 100 a 1,000 m.

Formación Jackson.- Tiene un espesor que va de 300 a 2,000 m, y está formada por arenas y areniscas interestratificadas con lutitas arenosas de colores gris y verde, fosilíferas

(abundante fauna de foraminíferos), con capas de ceniza volcánica y madera silicificada en la parte media y superior. Esta formación varía de una facie predominantemente arenosa y tobácea en el norte, a un complejo más lutítico hacia el sur. De acuerdo a los fósiles presentes se divide en tres miembros: *Whitsett*, *Mc Elroy* y *Cadell*. Al igual que la formación anterior esta formación contiene hidrocarburos.

Oligoceno

En la actualidad, todas las formaciones del Oligoceno de la Cuenca de Burgos son productoras de hidrocarburos, constituyendo la base del desarrollo petrolero de esta provincia geológica. En esta época se encuentran las formaciones que a continuación se describen.

Formación Vicksburg.- Representa la base del Oligoceno y está formada por sedimentos marinos y salobres, arcillas y arenas de grano fino que se alternan con lechos de ceniza volcánica, conteniendo abundantes microfósiles. Su espesor alcanza hasta 3,000 m.

Formación Frío.- Yace concordantemente sobre la formación *Vicksburg* y en discordancia bajo el *Conglomerado Norma* y la formación *Catahoula*. Está formada por lutitas de colores gris y rojizo, bentoníticas, con escasos lentes arenosos. Cabe señalar que dicha formación no se encuentra presente en la porción occidental de la Cuenca de Burgos por no depósito o por erosión. Se divide en dos miembros: *Frío Marino* (parte inferior), cuyo espesor varía de 30 a 1,000 m y compuesto principalmente de lutitas de colores gris, verde y café con abundantes foraminíferos; y *Frío No Marino* (parte superior), el cual carece de fauna y está compuesto por lutitas de colores café rojizo, gris y verde, fragmentos de anhidrita y yeso y varios cuerpos arenosos, su espesor llega a ser hasta de 2,000 m. Es importante destacar que un horizonte arenoso perteneciente a esta formación, marcado como productor en algunos pozos del campo petrolero estudiado, será la base del análisis de datos de este trabajo de tesis.

Conglomerado Norma.- Éste es un depósito continental de distribución local que cubre a la formación *Frío* y está cubierto a su vez por la formación *Catahoula*. Está formado por un abanico de clastos gruesos de hasta 40 cm de diámetro provenientes de rocas ígneas,

areniscas, lutitas, calizas y pedernal depositados por una corriente fluvial. Su espesor va de 75 a 300 m.

Formación Anáhuac.- Se tiene únicamente en los pozos de la parte oriental de la Cuenca de Burgos y esta representada por sedimentos marinos, lutitas de colores café y café rojizo, y arenas de grano fino de colores café a gris, las cuales predominan en el oriente y presentan menor profundidad hacia el occidente, indicando una transgresión en esta dirección. Paleontológicamente se subdivide en tres miembros llamados, *Zona Marginulina*, *Zona Heterostegina* y *Zona Discorbis*. Su espesor varía de 80 a 120 m.

Mioceno

Formación Catahoula.- Se compone de lutitas y arenas con abundante material tobáceo. Las lutitas son de color gris verde, las arenas son de textura fina y presentan colores gris claro, gris verdoso y verde. Los sedimentos de esta formación están en general bien estratificados, no presentan fauna, y parecen haber sido depositados a lo largo de una zona costera de aguas poco profundas.

Formaciones Oakville y Lagarto, constituidas por arenas, areniscas, gravas y arcillas, materiales dispuestos en capas que frecuentemente presentan estratificación cruzada. En la formación *Oakville* se tienen fragmentos de ostreas y microfósiles retrabajados del Cretácico. La formación *Lagarto* está casi totalmente cubierta por caliche. El espesor de estas formaciones varía de 20 a 3,000 m.

Plioceno

Representado por la *formación Goliad*, constituida por sedimentos de origen continental tales como: gravas, arenas y arcillas con trazas de material yesífero. Los sedimentos probablemente fueron depositados por ríos y arroyos caudalosos sobre la superficie del Mioceno en forma de grandes abanicos deltáicos. Su espesor varía de 15 a 35 m.

2.2.2 Tectónica

Según YZAGUIRRE (1969), hacia fines del periodo Cretácico y principio del Terciario la Orogenia Laramide alcanzó su mayor intensidad, poniendo fin a la depositación Cretácica, elevando, plegando y afallando los grandes depósitos del Geosinclinal Mexicano. Simultáneamente a los plegamientos se originaba un marcado hundimiento hacia el Oriente, iniciando así una franca regresión marina que dio lugar a la gran depositación Terciaria, la cual se extiende en el noreste de México a lo largo de la planicie costera del Golfo. Junto a los movimientos orogénicos principales ocurrieron otros menos importantes, ocasionados por compactaciones diferenciales y reajustes de la propia cuenca, lo que provocó suaves pulsaciones en los fondos marinos y fluctuaciones de las líneas de costa, produciendo interdigitaciones notables en la sedimentación, produciendo un complejo patrón de depósito.

El aspecto estructural más notable en la Cuenca de Burgos es la ocurrencia de fallas normales que interrumpen a los sedimentos del Oligoceno y que presentan un rumbo general norte-sur con su bloque oriental caído. Este fallamiento se debe principalmente al peso de los sedimentos que permite reacomodos del subsuelo a lo largo de líneas de debilidad. Se logran distinguir dos tipos de fallas: las fallas post-depositacionales, importantes debido a los numerosos bloques afallados, que bajo condiciones estratigráficas favorables pueden formar trampas para la acumulación de hidrocarburos; y las fallas de crecimiento originadas durante la depositación, llegando a producir gruesos espesores de sedimentos en los bloques caídos, que al plegarse producen estructuras anticlinales de gran importancia comercial (RODRÍGUEZ SANTANA, 1969).

2.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO PETROLERO ESTUDIADO

2.3.1 Antecedentes exploratorios

De acuerdo a la información proporcionada por PEMEX, el campo petrolero del cual se adquirió la información de registro de pozos utilizada en este trabajo, fue descubierto a fines de la década de los 40's. Este campo tiene aproximadamente 60 pozos, los cuales fueron

realizados prácticamente en tres épocas de perforación; entre los años 50's se hicieron perforaciones cuya profundidad media era de 2,300 m; en los 60's las perforaciones se realizaron con una profundidad media de 3,000 m; y por último a fines de los 60's se perforaron pozos hasta una profundidad de 3,100 m, en una zona que fue considerada como otro campo petrolero. Posteriormente, el análisis geológico hecho en base a datos de estas perforaciones reveló que todos los pozos están dentro de una misma estructura anticlinal, razón por la que actualmente se considera como un sólo campo petrolero (VÁZQUEZ, 1971).

En la Figura 5 se presenta la distribución aproximada de los primeros 51 pozos perforados, representados por la letra **A**, separados aproximadamente 800 m unos de otros, y los últimos 13 representado por la letra **B**, con una separación entre ellos que varía de 1,200 a 1,600 m.

Por la época en que este campo petrolero se desarrolló, la principal información de registro de pozos proviene de registros eléctricos convencionales (*ES*), ocasionalmente acompañados por registros litológicos (*SP*, *GR*) y/o por registros de porosidad (*BHC*, *GNT*, *CNL*, *LDL*). Además, se tienen algunos registros electromagnéticos (*IL*, *DIL*) y mecánicos (*CAL*).

Cabe señalar que frecuentemente la información digitalizada de los registros geofísicos de pozos correspondientes a este campo (la cual representa la base de datos de este trabajo) se encuentra incompleta, debido a que el Centro de Cómputo y Procesado de Registros Geofísicos del IMP realiza la adquisición de datos de acuerdo a los requerimientos de PEMEX (ver Tabla I).

Entre la información sísmica del campo estudiado se tienen 20 líneas sísmicas trazadas en dirección norte-sur y este-oeste. Algunas de éstas son extensiones recientes de líneas antiguas. Además se han realizado estudios geológicos muy completos, dentro de los cuales destaca una serie de mapas estructurales de las principales arenas productoras existentes en el campo. Sin embargo, tanto la información geológica como la sísmica son exclusivas de PEMEX.

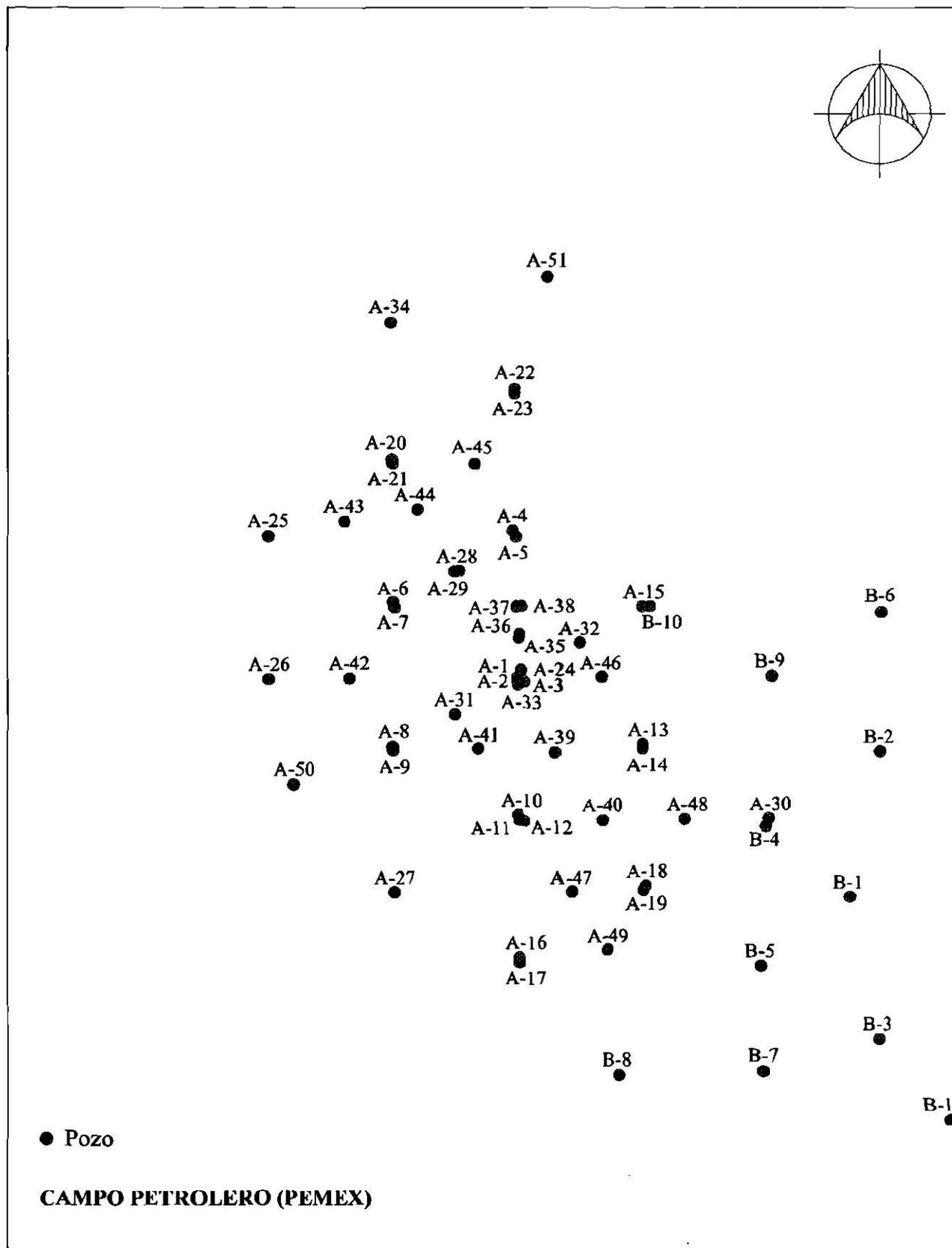


Figura 5. Plano que muestra la distribución de los pozos del campo petrolero del cual se adquirió la información de registro de pozos utilizada en este trabajo (elaborado en base a datos de campo proporcionados por PEMEX; se omiten coordenadas). No a escala.

TABLA I

Información de registros geofísicos de pozos disponibles del campo petrolero estudiado
(elaborado en base a datos proporcionados por el IMP).

INFORMACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS			
Información	Registro	Curvas	Cantidad de pozos que cuentan con esta curva digitalizada
Litología	SP	SP	61
	GR	GR	31
Resistividad	ES	NL	53
		NC	61
		LAT	1
	IL	IL (6FF40)	9
	DIL	ILD	2
		ILM	2
Porosidad	BHC	DT	12
	GNT	NEUTRON	30
	CNL	CNL	1
	LDL	RHOB	1
		DRHO	1
		DPHI	1
		PEF	1
Mecánicos	CAL	CAL	2

2.3.2 Estratigrafía

Los pozos perforados en el área de estudio atraviesan depósitos de lutitas y arenas, que de acuerdo a un análisis Micro-Paleontológico corresponden a formaciones del Oligoceno Medio al Pleistoceno. El Oligoceno esta representado por tres formaciones denominadas *Formación Frío* (subdividida en dos miembros *Frío Marino*, y *Frío No Marino*), *Conglomerado Norma* y *Formación Anáhuac*. El Mioceno está constituido por las formaciones *Oakville* y *Catahoula*. En el Plioceno se presenta la formación *Goliad*, y el Pleistoceno queda conformado por las formaciones *Lissie* y *Beaumont* (VÁZQUEZ, 1971).

2.3.3 Geología Estructural

En forma general, la estructura geológica que presenta este campo petrolero consiste de un anticlinal asimétrico con su eje orientado de NW-SE, con un buzamiento pequeño que varía

de 1° a 8°, con inmersión al NW. La zona de máximo buzamiento se presenta entre los pozos A-49 y A-17. Además del aumento de la inmersión hacia el pozo A-17, es notorio un engrosamiento de los estratos en la misma dirección. Los límites de esta estructura no han sido definidos completamente con los datos de registros de pozos perforados en el área (VÁZQUEZ, 1971).

2.3.4 Geología Petrolera

Geológicamente el campo petrolero se localiza en la porción central de la provincia de Burgos, sobre la parte septentrional de la franja del Oligoceno, y es principalmente productor de gas y condensado y en menor proporción de aceite ligero. De los pozos perforados dentro del área, 28 resultaron productores sencillos y 5 dobles. La profundidad que logran alcanzar dichos pozos varía de 2,200 a 3,490 m.

Los yacimientos presentes se sitúan en los flancos y en la cima del anticlinal, y están definidos por la distribución de los desarrollos arenosos y la actividad de los sistemas de fallamiento contemporáneo y posdeposición que originaron el entrapamiento de los hidrocarburos (BUSCH, 1971).

A partir de los 2,200 m de profundidad se pueden apreciar horizontes productores, pero las principales arenas productoras corresponden a la formación Frío Marino (Figura 6) que se encuentran en un rango que va de 2,600 a 3,100 m. Es importante mencionar, que se han descubierto horizontes por debajo de esta profundidad con características similares a arenas actualmente productoras, por lo cual se analizan para su posible explotación.

Dentro del campo petrolero estudiado es posible observar una continuidad a lo largo de todos los horizontes profundos pertenecientes a la formación Frío Marino, excepto en los pozos A-34, A-21, A-7 y A-9 en los cuales se interrumpe la columna sedimentaria por la presencia de una falla que se extiende en dirección norte-sur a través de los pozos mencionados.

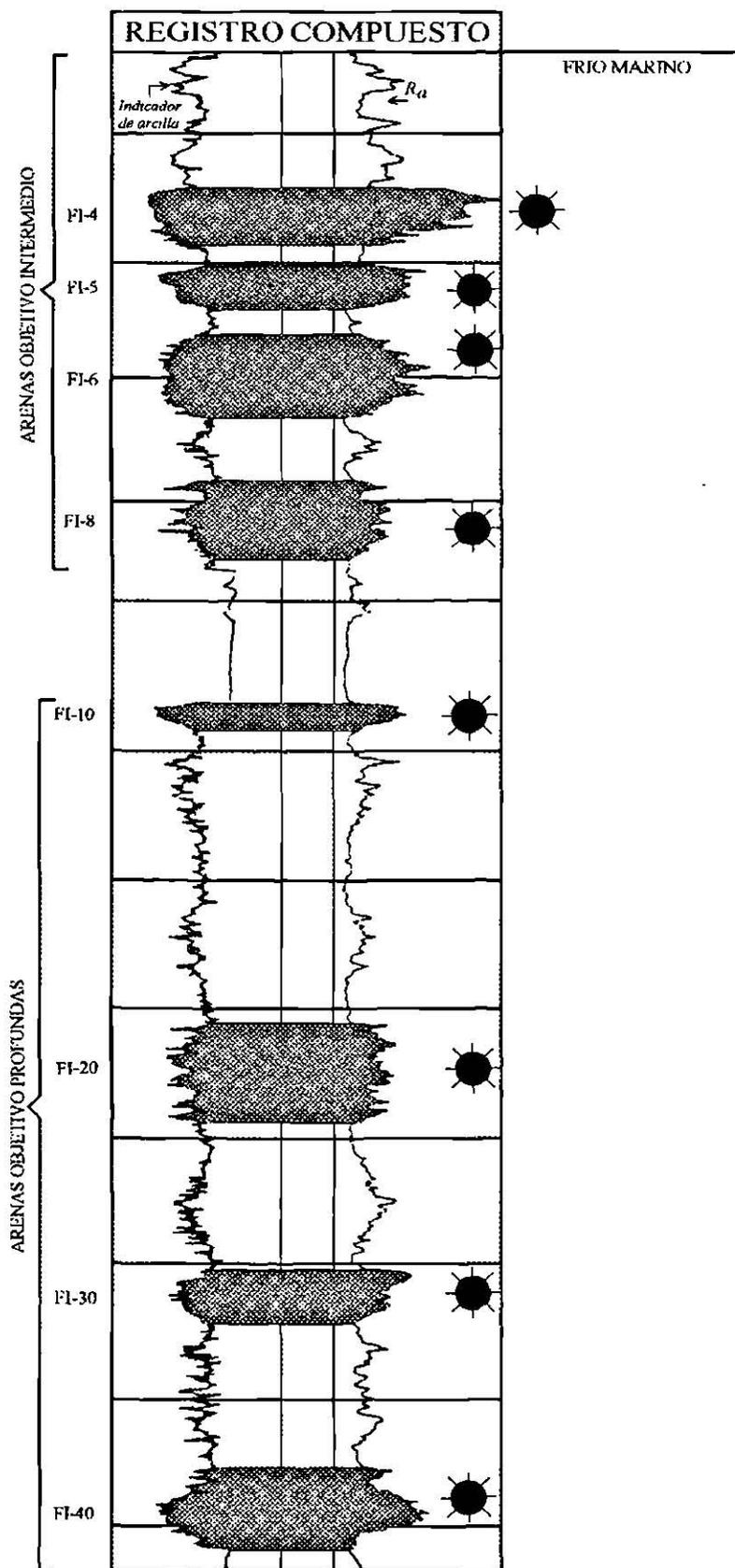


Figura 6. Registro Compuesto que muestra las características eléctricas de las principales arenas productoras de hidrocarburo (☀) del campo petrolero estudiado, las cuales corresponden a la Formación Frio Marino (elaborado en base a datos de campo proporcionados por PEMEX).

De las principales arenas productoras destacan cuatro horizontes denominados arena FI-10, arena FI-20, arena FI-30 y arena FI-40, los cuales proporcionan el mayor porcentaje de producción. Dichas arenas se encuentra delimitadas por zonas de baja permeabilidad (arcillas). En forma general, estas cuatro arenas son productoras en la mayoría de los pozos localizados a lo largo del anticlinal buzante al noroeste, y se adelgazan y cambian de facie a lutítica hacia el oriente al aproximarse al eje del anticlinal. Este cambio también ocurre hacia el occidente con la presencia de la falla de crecimiento. Estos son los factores geológicos que controlan la distribución de los desarrollos arenosos en el área (BUSCH, 1971).

Para llevar a cabo las evaluaciones desarrolladas en este trabajo se eligieron tramos de registros geofísicos (eléctricos y electromagnéticos) de pozos donde el horizonte de principal interés corresponde a la arena FI-10. Cabe señalar que dentro del área petrolera el término “arena” es puramente técnico y se refiere a una arenisca.

2.4 RESUMEN

El conocimiento de la geología, tanto regional como local, del área de estudio resulta de vital importancia en la evaluación de formaciones a partir de registros geofísicos de pozos. Otros factores que poseen igual importancia son la comprensión de las principales propiedades petrofísicas que intervienen durante la evaluación de reservas de un yacimiento, así como el conocimiento de los principales métodos que pueden ser empleados para llevar a cabo la evaluación del campo petrolero estudiado. Todos estos factores se presentan en el siguiente capítulo.

Capítulo 3

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS

3.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta la definición de las principales propiedades petrofísicas que serán tratadas durante el desarrollo de este trabajo y su relación con los parámetros del campo electromagnético. También se mencionan algunos métodos para calcular porosidad y saturación de agua (propiedades utilizadas durante la evaluación de un yacimiento) y valores representativos de estas propiedades en el área de estudio.

El parámetro resistividad (leído en este caso a partir de registros eléctricos y de inducción) será descrito con más detalle, dada la estrecha relación que existe entre éste y la saturación de agua, parámetro indispensable para el cálculo de reservas de hidrocarburos. Cabe señalar que los modelos de evaluación que aquí se presentan son algunos de los más recomendables para determinar las propiedades petrofísicas del campo petrolero estudiado.

3.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las principales características petrofísicas requeridas en la evaluación de reservas en un yacimiento son la porosidad (ϕ), la permeabilidad hidráulica (k) y la saturación (S).

Porosidad

La porosidad se define como el volumen de espacio de la roca “vacío”, disponible para acumular algún fluido (agua, gas o aceite). La porosidad total (ϕ_t) se expresa como

$$\phi_t = V_p / V_t, \quad (1)$$

donde V_p es el volumen de espacio ocupado por un fluido y V_t es el volumen total de la roca.

Geológicamente, la porosidad se divide en primaria y secundaria dependiendo de los procesos que intervienen en la formación de la roca (Figura 7). La primera, también conocida como intergranular, es consecuencia de los espacios vacíos que se crean entre las partículas durante la depositación de los sedimentos. La segunda, se debe a la acción del agua de formación o a fuerzas tectónicas que actuaron sobre la roca después de la depositación (SCHLUMBERGER, 1984).

En forma empírica se ha encontrado que la porosidad varía con el tamaño, forma, arreglo y distribución de los elementos sólidos que constituyen una muestra, con el tipo de cementación y con el efecto de compactación.

En México, las areniscas del Terciario manifiestan porosidad primaria, mientras que en los yacimientos carbonatados, comercialmente más importantes, la porosidad secundaria determina sus características de producción. Generalmente, los yacimientos de interés comercial presentan valores de porosidad que varían de 10 a 30 % (SCHLUMBERGER, 1984).

En la evaluación de reservas de un yacimiento se emplea el termino de *porosidad efectiva* (ϕ_e) para definir la cantidad de espacios vacíos interconectados que permiten el flujo de fluidos y que excluye el volumen de poros aislados, así como el volumen ocupado por el agua ligada a partículas de arcillas (ARROYO Y ROIG, 1987).

Permeabilidad hidráulica

La permeabilidad hidráulica (k) es la medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos y emplea como unidad de medición el darcy (D).

Considerando la velocidad real (v_e) de un fluido a través de un medio poroso dada por $v_e = (v/\phi)\tau$ (donde v es la velocidad del volumen del fluido que atraviesa la sección transversal de un medio poroso, ϕ la porosidad y τ la tortuosidad) y la ley de Darcy donde $v = -(k/\eta)(dp/dL)$, la permeabilidad hidráulica queda expresada como

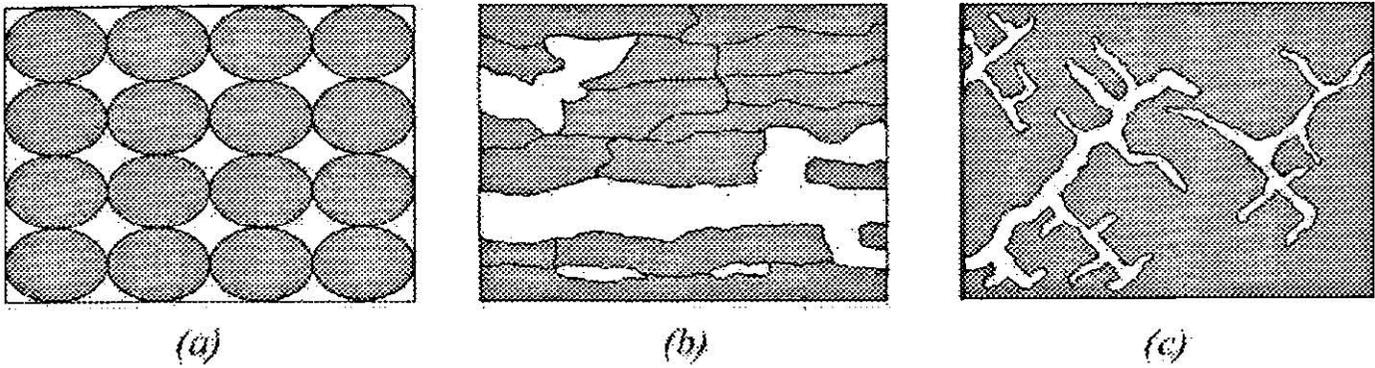


Figura 7. Tipos de porosidad. a) *Porosidad primaria*, producida durante la depositación de la roca. *Porosidad secundaria*: b) *Vugular*, provocada por la acción que ejerce una solución sobre la roca y c) por fracturamiento, originada cuando la roca se somete a una presión (elaborado con base en HALLIBURTON, 1993).

$$k = - \frac{v_r \eta \phi}{\tau (dp/dL)}, \quad (2)$$

donde η es la viscosidad del fluido y dp/dL es el gradiente de la presión (BASSIOUNI, 1994).

La permeabilidad de una roca se ve afectada por varios factores, tales como el tamaño de los granos, la forma y tamaño de las partículas, el tipo de cementante y la cantidad de arcillas.

La permeabilidad hidráulica se divide en *absoluta*, si la roca está 100 % saturada por un fluido; *efectiva*, que representa la habilidad de una roca para transmitir un fluido en presencia de otro, cuando dichos fluidos no se mezclan; y *relativa*, la cual establece una relación ente la *permeabilidad efectiva* de un fluido específico y la *permeabilidad absoluta* (ARROYO Y ROIG, 1987).

Generalmente a mayor porosidad mayor permeabilidad; sin embargo, ésto no es una regla ya que por ejemplo, las arcillas presentan buena porosidad pero no son permeables debido a que el tamaño de sus partículas es menor a 1/256 mm, reduciendo el tamaño de los poros. Por otro lado, los carbonatos son rocas de porosidad primaria baja que incrementan notablemente su permeabilidad al verse afectados por fracturas, fisuras o por efecto de lixiviación (SCHLUMBERGER, 1989).

Las rocas sedimentarias poseen un amplio rango de permeabilidad que varía de valores muy bajos, menores a 1 μD correspondiente a sedimentos arcillosos, hasta valores muy altos como el que presentan las arenas, de hasta 1 D.

Saturación

La saturación (S) de una roca se define como la fracción del volumen del poro de una roca ocupado por algún fluido, y es dada por

$$S = V_f / V_p . \quad (3)$$

donde V_f es el volumen del fluido y V_p es el volumen de poros.

El cálculo de la saturación de agua (S_w) se realiza por medios indirectos, a través de técnicas establecidas que hacen uso de datos de registros geofísicos de pozos y de modelos físicos. La importancia de la estimación adecuada del valor de S_w se debe a que a partir de este parámetro se estima la saturación de hidrocarburos (S_h) del yacimiento, mediante

$$(1 - S_w) = S_h . \quad (4)$$

En la Figura 8 se muestra que el proceso de perforación crea una invasión cilíndrica dentro de la formación, la cual depende principalmente de la porosidad (ϕ) y la permeabilidad. Otros factores adicionales que influyen en el desarrollo de la zona de invasión son: el tipo de lodo, el tiempo requerido para perforar el pozo y la diferencia de presión entre el lodo de perforación y los poros de la formación.

Haciendo un corte transversal de la formación afectada por la presencia de un pozo, se logran distinguir cuatro zonas: *Enjarre*, que surge por la diferencia de presión entre la columna del lodo y la formación, obligando al filtrado del lodo a entrar en la formación permeable depositando las partículas sólidas del lodo en la pared del agujero; *Zona Lavada*, donde el filtrado desplaza la mayor parte del agua de formación y de los hidrocarburos,

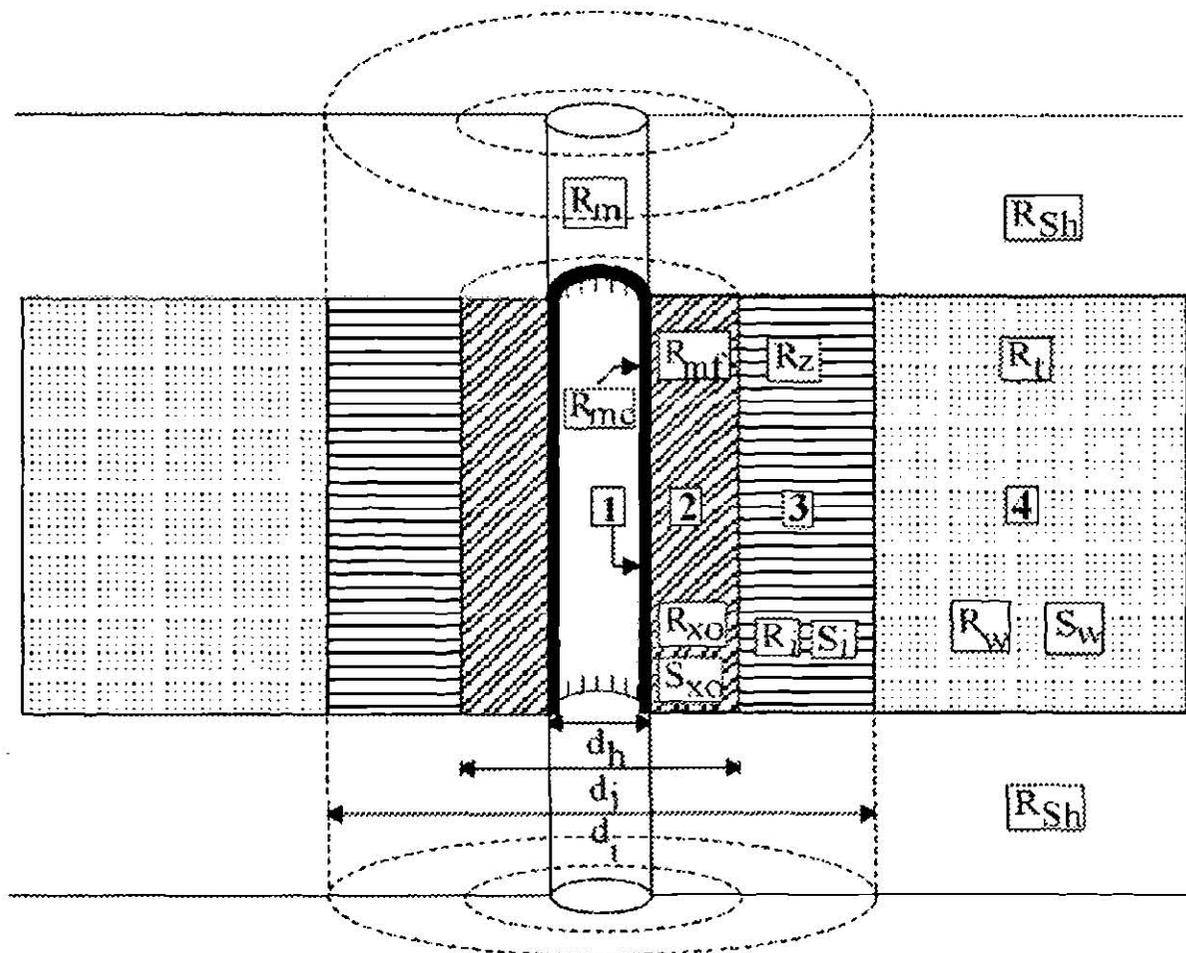


Figura 8. Sección transversal de un pozo identificando las zonas que se generan en el proceso de invasión.

- (1) **Enjarre.** - R_{mc} es la resistividad del enjarre;
- (2) **Zona Lavada.** - R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo y S_{xo} , R_{xo} y d_j son respectivamente saturación, resistividad y diámetro de la zona;
- (3) **Zona Invasada.** - R_z es la resistividad del fluido presente en esta zona y S_i , R_i y d_i son respectivamente saturación, resistividad y diámetro de la zona;
- (4) **Zona Virgen.** - R_l es la resistividad verdadera de la formación y S_w y R_w son la saturación y la resistividad del agua de formación. El diámetro del pozo es d_h , R_m es la resistividad del lodo y R_{sh} representa la resistividad de una formación arcillosa (elaborado en base a HILCHIE, 1978).

conteniendo únicamente filtrado del lodo; **Zona Invasada** (o de transición), en la cual se puede observar una transición de la saturación del filtrado del lodo a la saturación original de los fluidos de la formación (S_i); y **Zona Virgen** (o no contaminada), saturada únicamente con los fluidos propios de la formación (SCHLUMBERGER, 1989).

Otros factores: Presión y Temperatura

La producción de hidrocarburos de un yacimiento se ve afectada directamente por el cambio de presión (P) y temperatura (T), debido a que éstos controlan la viscosidad y solubilidad de los fluidos presentes (agua, petróleo y gas). Estos factores también afectan directamente a la resistividad de las rocas, como se verá más adelante. La Figura 9 presenta un diagrama de fase de dos componentes (petróleo/gas) a diferentes condiciones de presión y temperatura. Se puede ver que a medida que la presión baja el gas tiende a salir de la solución y junto al gas libre puede llegar a formar una capa de gas sobre el petróleo. Si la presión permanece constante y se tiene un aumento de la temperatura, el escape del gas se realiza con facilidad. Cuando el punto efervescente se eleva al máximo (C_b) el yacimiento contiene únicamente líquido, pero al seguir incrementándose la temperatura éste declina nuevamente. Por otro lado, si se tiene una temperatura muy elevada y se logra alcanzar el punto máximo de condensación (C_t), todos los fluidos llegarán a evaporarse (NORTH, 1985).

3.3 PROPIEDADES ELECTROMAGNÉTICAS

Las propiedades electromagnéticas de las rocas se expresan por medio de magnitudes físicas tales como la resistividad eléctrica (R), la constante dieléctrica (ϵ), la permeabilidad magnética (μ), y por el potencial espontáneo (SP). Debido a la gran importancia que posee en evaluación de propiedades petrofísicas, el parámetro de resistividad se tratará con más detalle que los otros parámetros.

Resistividad eléctrica

Se define como una medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra al circular a través de un material. Emplea como unidad de medición el ohm-m ($\Omega\text{-m}$) y se determina por

$$R = r \frac{A}{L}, \quad (5)$$

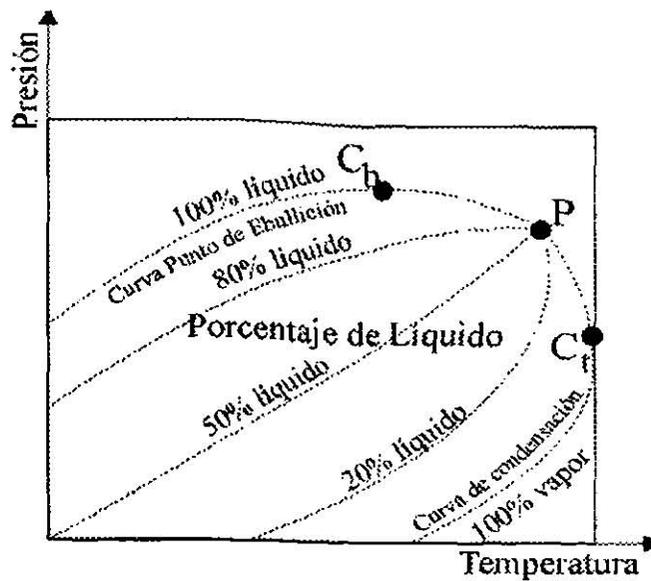


Figura 9. Diagrama de fases de dos componentes, donde P es el punto crítico, C_b es el punto máximo de ebullición y C_c es el punto máximo de condensación (elaborado con base en NORTH, 1985).

donde A y L son respectivamente el área transversal y la longitud del conductor y r es la resistencia del conductor expresada como $r = V/I$, donde V es la diferencia de potencial e I es la corriente eléctrica. La tabla II ilustra la resistividad de algunos materiales y formaciones; en el agua salada, la sal disuelta es NaCl (ELLIS, 1987).

Las rocas sedimentarias en las cuales ocurren los yacimientos petroleros, pueden considerarse como medios de matriz sólida en los que existe una red intergranular irregular y tortuosa, llena de electrolito que determina la conductividad, incrementándose a medida que aumenta la concentración de la sal disuelta en la solución (comúnmente NaCl). La matriz de las rocas básicamente está formada por minerales que se comportan como dieléctricos (calcita, cuarzo, silicatos, etc.) con resistividades muy altas, generalmente superiores a $10^7 \Omega\cdot\text{m}$. Las inclusiones con conductividad electrónica no son típicas en las formaciones de interés petrolero. Por lo tanto, la conductividad en las rocas sedimentarias es iónica y depende del número de iones en la solución, de la velocidad a la que éstos se mueven y de la carga que poseen, determinada por el tipo de sal (BASSIOUNI, 1994).

La resistividad de las rocas decrece con el aumento de la temperatura debido al aumento de la movilidad de los iones. En interpretación de registros eléctricos resulta indispensable corregir las mediciones de resistividad a temperatura de formación mediante

TABLA II

Valores de resistividad para algunos materiales y formaciones (ELLIS, 1987).

VALORES TÍPICOS DE RESISTIVIDAD	
Materiales y Formaciones Típicas	Resistividad ($\Omega\text{-m}$)
Petróleo	2×10^{14}
Agua Destilada	5×10^3
Agua Salada (15° C)	
2,000 ppm	3.40
10,000	0.72
20,000	0.38
100,000	0.09
200,000	0.06
Arcilla/Lutita	2 – 10
Arena con agua salada	0.5 – 10
Arena con petróleo	$5 - 10^3$
Caliza	10^3

ecuaciones empíricas que involucran las temperaturas medidas en la superficie y en el fondo del pozo y el tipo de sal presente.

El efecto de la presión sobre la resistividad de las rocas es menor que el de la temperatura. Según experimentos (PARKHOMENKO, 1967), la mayor variación de resistividad observada a presiones muy elevadas no excede del 70%, mientras que por efecto de temperatura ésta puede ser de varios órdenes de magnitud. Sin embargo, el estudio de la variación de la resistividad de las rocas en función de la presión permite realizar una adecuada interpretación de registros eléctricos en zonas petrolíferas, ya que las rocas sedimentarias se vuelven más resistivas con el aumento de la presión. El incremento de la resistividad depende de la cantidad y naturaleza del cemento, del volumen relativo y forma geométrica de los poros más pequeños, los cuales son los primeros en cerrarse por el efecto de presión, afectando gradualmente la conexión por enlazar a los poros más grandes (ORELLANA, 1982).

En la práctica, el cálculo de la resistividad verdadera de la formación (R_t) a partir de registro eléctricos y de inducción se ve distorsionado por la invasión del lodo que rodea al pozo, donde el agua de la formación es parcial o totalmente desplazada. A raíz de este efecto se originan varias zonas, que determinan el carácter de distribución radial de la resistividad en el área cercana al pozo (Figura 10).

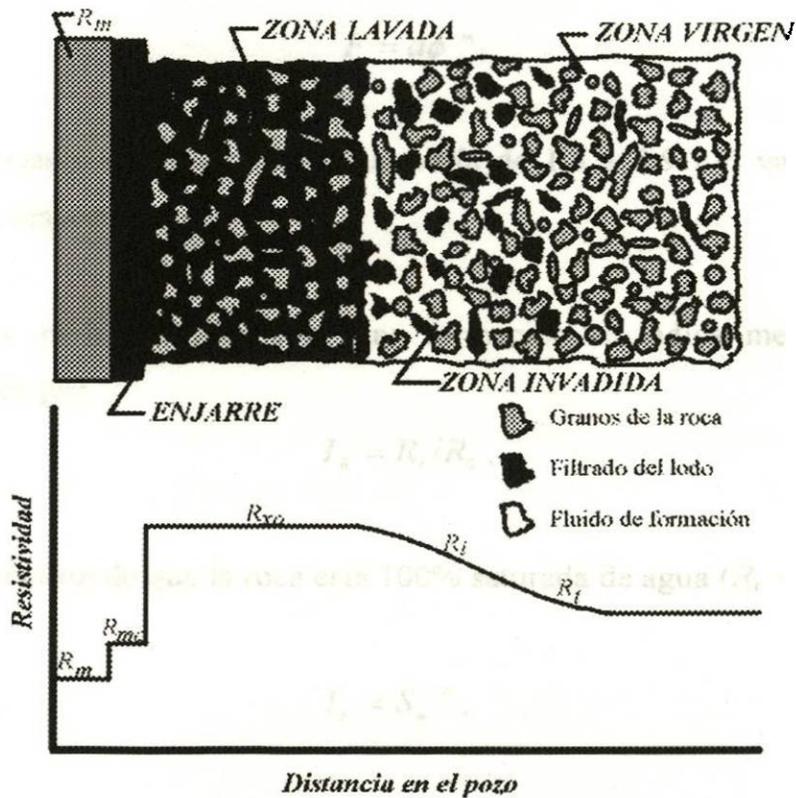


Figura 10. Perfil de resistividad por efecto de invasión. R_m - resistividad del lodo, R_{mc} - resistividad del enjarre, R_{xo} - resistividad de zona lavada, R_i - resistividad en zona invadida, R_i - resistividad verdadera de la formación (elaborado con base en HALLIBURTON, 1993).

La importancia de R_i radica en que a partir de éste es posible calcular la saturación de agua en un yacimiento. Para formaciones limpias, S_w se determina a partir de la ecuación de ARCHIE (1942), expresada como

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_i}, \tag{6}$$

donde F es el Factor de formación, R_w es la resistividad del agua de formación y n es el exponente de la saturación. El factor de formación representa una medida del grado de la complejidad geométrica de los canales construidos por los poros interconectados en la roca y está dado por

$$F = R_0/R_w, \tag{7}$$

donde R_0 es la resistividad de la roca saturada 100% de agua. En general F se expresa como

$$F = a\phi^{-m}, \quad (8)$$

donde m es el exponente de cementación que varía de 1.5 a 2.9 y a varía de 0.6 a 1, para arenas y carbonatos respectivamente.

La presencia de hidrocarburos en una formación se indica mediante el índice de resistividad (I_R), dado por

$$I_R = R_t/R_o, \quad (9)$$

si se hace la consideración de que la roca está 100% saturada de agua ($R_t = R_o$) se tiene que

$$I_R = S_w^{-n}, \quad (10)$$

donde n es el exponente de saturación que varía de 1 a 2.5. Realizando una serie de sustituciones en esta ecuación se obtiene

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t}. \quad (11)$$

Para formaciones con arcilla se han desarrollado ecuaciones más complejas que involucran mayor cantidad de parámetros con la finalidad de obtener valores petrofísicos (S_w y ϕ) que se aproximen más a los reales bajo estas condiciones.

Constante Dieléctrica

La aplicación de un campo eléctrico a una roca origina uno o varios tipos de polarización: *electrónica*, debida al desplazamiento de los electrones, de cada átomo, de su posición de equilibrio con respecto a su núcleo; *dipolar*, producida por la orientación de las moléculas cuando éstas poseen momentos eléctricos permanentes y pueden considerarse como dipolos; *iónica*, por desplazamiento de los iones respecto a su posición de equilibrio en la red cristalina (originándose en formaciones arcillosas, en rocas con porosidad intergranular y en fracturas); e *interfacial*, producida por la acumulación de cargas en las superficies límites entre materiales diferentes (ORELLANA, 1982).

Existe una relación lineal entre los vectores de la intensidad del campo eléctrico \mathbf{E} y la polarización eléctrica \mathbf{P} . Esta relación está en función del tipo de material, si se considera un material isotrópico

$$\mathbf{P} = \chi_e \varepsilon_0 \mathbf{E}, \quad (12)$$

donde χ_e es la susceptibilidad eléctrica y $\varepsilon_0 = (36\pi \times 10^9)^{-1}$ farad/metro = 8.854 pF/m, se define como la constante dieléctrica en el vacío. Si se considera además que el desplazamiento eléctrico \mathbf{D} (inducción electrostática) es dado por

$$\mathbf{D} = \varepsilon_0 \mathbf{E} + \mathbf{P}, \quad (13)$$

se llega a

$$\mathbf{D} = \varepsilon_R \varepsilon_0 \mathbf{E} = \varepsilon \mathbf{E} \quad (14)$$

donde $\varepsilon_R = \chi_e + 1$ es la permitividad relativa y $\varepsilon = \varepsilon_R \varepsilon_0$ es la permitividad eléctrica o constante dieléctrica (HAYT, 1991).

El valor de la constante dieléctrica está determinado por la composición mineralógica de la formación, su temperatura y por el contenido de líquido y gas. La mayoría de los minerales que conforman las rocas tiene $4 < \varepsilon < 10$ unidades relativas; el petróleo tiene $2 < \varepsilon < 5$ unidades relativas. Para formaciones que contienen agua ε varía de 16 a 25 unidades relativas, mientras que para formaciones saturadas con hidrocarburo ε varía de 6 a 8 unidades relativas; de este modo, la constante dieléctrica es un buen indicador de los diferentes fluidos contenidos en una formación. Debido a que la constante dieléctrica del agua es casi insensible a la salinidad, las formaciones que contienen hidrocarburos pueden diferenciarse de aquella que contienen agua de baja salinidad, situación que no puede identificarse en términos de resistividad (GORBACHEV, 1995).

La determinación de diferentes formaciones de acuerdo a su constante dieléctrica es la base de la interpretación de registros dieléctricos. Estas herramientas funcionan en un rango de frecuencia de 0.5 GHz a 1.0 GHz (altas frecuencias). El campo electromagnético tiene en estas

frecuencias un atenuación grande, por lo que las herramientas dieléctricas tienen una profundidad de investigación relativamente pequeña (5-10 cm) y se corren pegados a la pared del pozo.

Permeabilidad Magnética

Existe una relación entre los vectores de inducción magnética \mathbf{B} , la intensidad del campo magnético \mathbf{H} y la magnetización \mathbf{M} , dada por

$$\mathbf{B} = \mu_0 (\mathbf{H} + \mathbf{M}), \quad (15)$$

donde $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ (H/m), es la permeabilidad magnética en el vacío. Si se considera además que la magnetización \mathbf{M} para un medio lineal e isotópico es

$$\mathbf{M} = \chi_m \mathbf{H}, \quad (16)$$

donde χ_m es la susceptibilidad magnética. Mediante una serie de sustituciones se llega a que

$$\mathbf{B} = \mu_0 \mu_R \mathbf{H} = \mu \mathbf{H}, \quad (17)$$

donde $\mu_R = 1 + \chi_m$ es la permeabilidad relativa y $\mu = \mu_0 \mu_R$ es la permeabilidad magnética (HAYT, 1991).

Los cuerpos se clasifican de acuerdo a sus propiedades magnéticas, en diamagnéticos ($\mu < 0$), paramagnéticos ($\mu > 0$) y ferromagnéticos ($\mu \gg 0$). Debido a que la susceptibilidad magnética de los minerales es casi siempre muy pequeña (-10^{-4} a $+7 \times 10^{-4}$), lo es también la de las rocas. Por ejemplo para rocas sedimentarias χ_m varía de 10^{-5} a 10^{-4} , por consiguiente $\mu_R \approx 1$ y $\mu = \mu_0$. Esta magnitud física prácticamente no se utiliza en registros geofísicos de pozo con fines petroleros (GORBACHEV, 1995).

Potencial Espontáneo

En la figura 11 se muestra esquemáticamente el potencial espontáneo (SP) definido como la diferencia de potencial entre un electrodo colocado en la superficie del terreno y un electrodo móvil en el lodo dentro del pozo. El SP que se desarrolla en el pozo, es un fenómeno natural que toma lugar cuando la salinidad del fluido de perforación difiere de la correspondiente al agua de formación ($R_w \neq R_{mf}$). La diferencia de potencial, medida en mV, entre el electrodo de la sonda y el electrodo en la superficie, generalmente muestra dos características útiles: una línea recta frente a las arcillas impermeables y deflexiones hacia valores más negativos frente a estratos permeables, cuando $R_w < R_{mf}$.

Las deflexiones de la curva SP resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo. Estas corrientes se deben a fuerzas electromotrices en las formaciones, originadas por los potenciales electroquímico y electrocinético.

El *potencial electroquímico* E_c , se genera cuando dos soluciones de diferente concentración (donde NaCl es la única sal presente) se ponen en contacto. Colocando un voltímetro se puede medir una diferencia de potencial a través del límite que separa ambas soluciones. WYLLIE (1949) demostró que

$$E_c = -K \log_{10} \left(\frac{a_w}{a_{mf}} \right) \quad (18)$$

donde a_w y a_{mf} son las actividades químicas del agua de formación y del filtrado de lodo respectivamente y $K = 64 + 0.23 T$, es un coeficiente de proporcionalidad, donde T está dada en grados centígrados.

El potencial electroquímico se puede dar en dos formas, cuando el límite que separa las dos soluciones es una membrana permeable e inerte (potencial de difusión, E_d) o cuando se tiene como límite de separación una lutita (potencial de membrana, E_m). La suma de los potenciales de difusión y de membrana forman el potencial electroquímico total PEF , que para diferentes temperaturas se puede calcular por

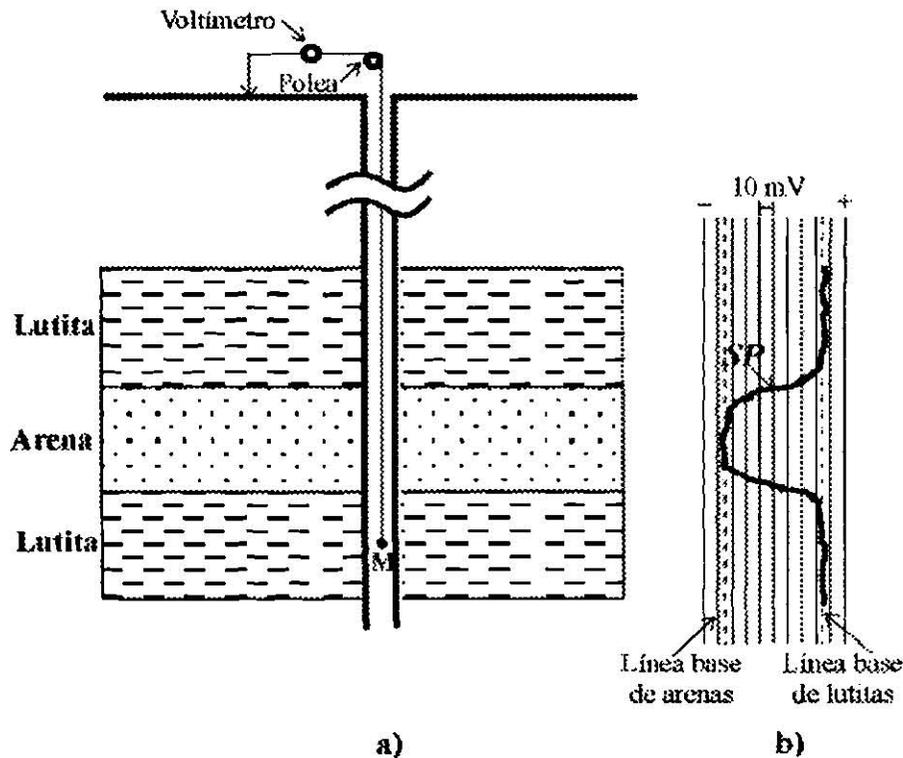


Figura 11. Mediciones del SP en el pozo. a) Elementos que conforman la medición de la curva SP. b) Tendencia general de la curva SP en horizontes arcillosos y arenosos para $R_w < R_{mf}$ (elaborado en base a SCHLUMBERGER, 1958).

$$SP = E_d + E_m = -K \log \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right), \quad (19)$$

el cual dentro de la evaluación de registro de pozos se conoce como potencial estático (SSP).

El *potencial electrocinético*, es también llamado de electrofiltración o potencial de corriente (GÓMEZ RIVERO, 1975), se origina cuando el filtrado del lodo se pone en contacto con el enjarre (membrana *permeable*). Cuando se hace pasar un electrolito a través de una membrana permeable no metálica se observa una diferencia de potencial. El efecto electrocinético resulta cuando existe un movimiento relativo entre un sólido y un líquido, esta situación se observa cuando se perfora con lodos de alta densidad (1.9 a 2.5 gr/cm^3), que originan un desplazamiento del filtrado del lodo hacia la formación. Generalmente, se considera que los potenciales electrocinéticos creados a través del filtrado del lodo y de las arcillas se cancelan por ser iguales pero de sentido contrario. Este potencial se calcula mediante la expresión (GÓMEZ RIVERO, 1975)

$$E_f = 0.37P\sqrt{R_{mc}h_{mc}Q_f}, \quad (20)$$

donde P es la presión diferencial en cientos de kPa, R_{mc} es la resistividad del enjarre, h_{mc} es el espesor del enjarre en cm, y Q_f es el filtrado del lodo en $\text{cm}^3/30$ min por cada 700 kPa.

Existe además otro potencial conocido como potencial de sedimentación (Efecto Dorn). Surge cuando ciertos fluidos pasan a través de partículas pequeñas bajo la influencia de la gravedad, observándose una diferencia de potencial entre dos electrodos colocados a diferentes niveles dentro de las partículas por los cuales circula una corriente (WYLLIE, 1949). La contribución de este potencial no excede el 1 % del total de la curva SP.

La forma del registro SP se ve afectado por varios factores tales como: la diferencia de salinidades del agua de formación con la del filtrado del lodo, el espesor de las capas permeables, el contenido de arcilla dentro de las capas arenosas, entre otros. El SP es un buen identificador del límite entre capas permeables e impermeables, lo que se observa en los puntos de inflexión de la curva, siempre y cuando los espesores de las capas sean cuando menos 2 veces el espesor del radio del pozo y las capas adyacentes sean también gruesas; en caso contrario, el punto de inflexión estará ligeramente movido de los límites (DOLL, 1948).

Con lodos ordinarios, donde la fase líquida es agua, el SP permite: diferenciar entre capas permeables e impermeables, determinar límites de estratos, correlacionar capas, obtener la resistividad del agua intersticial de la formación (si R_w y R_{mf} contiene como electrolito únicamente NaCl) y conocer en forma cuantitativa el contenido de lutita de las capas.

3.4 MODELOS DE FORMACIONES ARCILLOSAS

ARCHIE (1942) propuso una ecuación para calcular la saturación de agua (S_w) en formaciones limpias. Ésta 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.

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 ha recibido una solución satisfactoria (DOLL, 1950; MC CARDELL et al., 1953; WINSAUER y MC CARDELL, 1953; PERKINS et al., 1954; y WYLLIE y SOUTHWICK, 1954). Ésto 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 ϕ , calculados únicamente a partir de datos de registros eléctricos y de potencial natural, entre ellos se encuentran el método de Schlumberger (POUPON et al., 1954) y el método de Halliburton (WHITE, 1954).

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 del 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 Capacidad de Intercambio Catiónico (*CEC*) por unidad de volumen poroso Q_v (WAXMAN y SMITS, 1968). 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. A continuación se describen algunos métodos para el cálculo de S_w , los cuales son más recomendables de acuerdo a las condiciones geológicas del área de estudio, al tipo y cantidad de información de registros geofísicos con que se cuenta y a la estabilidad de cálculo. Los primeros tres métodos constituyen la base teórica del programa ERA (desarrollado por el IMP) y se aplican cuando sólo se dispone de registros de resistividad acompañado por algún indicador de arcilla (SP y/o GR) para obtener S_w y ϕ . El modelo de Waxman-Smits con Q_v normalizada representa la base teórica del programa CUVENLOG (desarrollado por el IMP) empleado para evaluar S_w y ϕ en uno de los pozos procesados en este trabajo. Se incluye además la descripción del modelo de Doble Agua, aún cuando éste no será empleado, por la

gran utilidad que tiene en la determinación de parámetros petrofísicos de formaciones arenarcillosas, situación que ocurre en el área de estudio.

Método de las Montañas Rocallosas

Este método fue desarrollado por TIXIER (1949) y permite calcular S_w a partir de análisis de registros eléctricos, cuando no se conocen los valores de R_o , R_w y F , situación que ocurre con frecuencia. 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 que a yacimientos de arenas. El cálculo de S_w es dado por

$$S_w = \left\{ \frac{\frac{R_{x_0}}{R_t} [(1-z)] + z \frac{R_{mf}}{R_w}}{\frac{R_{mf}}{R_w}} \right\}^{\left(\frac{x}{mx-n}\right)} \quad (21)$$

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 ($S_{x_0} = S_w^{1/x}$); 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 mediante la ecuación (19). La ecuación (21) reemplaza el uso del factor de formación F por la expresión

$$F = \frac{R_t S_w^n}{R_w}, \quad (22)$$

a partir de la ecuación (6). Mediante una serie de sustituciones se llega a que

$$\phi = 10^{\frac{A-m}{Bm}} F^{-\frac{1}{m}}, \quad (23)$$

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, 1976).

Método de Schlumberger

El cálculo de S_w en este método considera el hecho de que la arena arcillosa está constituida por pequeñas capas alternadas de arena limpia y lutita pura (POUPON et al., 1954), y se determina por

$$S_w = S_{x_0} 10^{\frac{SSP}{nK} \left(\frac{R_{x_0}}{R_t} \right)^{\frac{SSP}{nPSP}}}, \quad (24)$$

donde K es el coeficiente de Nernst; $n = 2$, es el exponente de saturación; $S_{x_0} = S_w^{1/x}$ con $x = 2$; SSP es el SP estático dado por la ec. (17), 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 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

$$PSP = -K \log \left(\frac{R_{oxo}}{R_o} \right), \quad (25)$$

donde R_{oxo} es la resistividad de la zona lavada 100% saturada 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 ϕ para las capas de arena se realiza mediante

$$\phi = \frac{1}{S_{x_0}} 10^{\frac{A-m}{Bm} \left[\frac{R_{mf}}{R_{x_0}} 10^{\frac{SSP(1-\alpha)}{K}} \right]^{\frac{1}{m}}}, \quad (26)$$

donde $A = 1.8$ y $B = 1.29$ en arenas (GÓMEZ-RIVERO, 1976) y α es el factor de reducción del SP , dado por

$$\alpha = \frac{PSP}{SSP}. \quad (27)$$

Para calcular la porosidad efectiva (ϕ_e), se requiere utilizar el valor de α en función de la fracción del contenido de lutita p_{sh} dado por

$$\alpha = \frac{\log \frac{R_t}{R_{xo}}}{\log \left[\frac{\frac{R_t}{R_{xo}} - p_{sh} \frac{R_t}{R_{sh}}}{1 - p_{sh} \frac{R_t}{R_{sh}}} \right]} \quad (28)$$

Despejando p_{sh} , se tiene que

$$p_{sh} = \frac{\left(\frac{R_t}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{\alpha}-1} - 1}{\frac{R_{xo}}{R_{sh}} \left[\left(\frac{R_t}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{\alpha}} - 1 \right]} \quad (29)$$

y por lo tanto,

$$\phi_e = \phi(1 - p_{sh}). \quad (30)$$

Método de Halliburton

Este es un método aplicable al caso de arenas que contienen arcilla en forma dispersa (WHITE, 1954). Para el cálculo de la saturación de agua, se parte de la ecuación obtenida por PERKINS et al. (1954), similar a la ecuación (25)

$$PSP = K \log \left(\frac{R_{oxo}}{R_o} \right), \quad (31)$$

Considerando $R_o = R_t S_w^n$ y $R_{oxo} = R_{xo} S_{xo}^n$ en la ec. (31) y despejando S_w , donde $S_{xo} = S_w^{1/x}$ se obtiene

$$S_w = \left[\frac{\left(\frac{R_{xo}}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}}{10^{\frac{PSP}{nK}}} \right]^{\frac{x}{x-1}}, \quad (32)$$

donde K es el coeficiente de Nernst; $n = 2$, es el exponente de saturación; x es el exponente de relación ($S_{xo} = S_w^{1/x}$); R_{xo} es la resistividad de la zona lavada, obtenido a partir de la curva NC; y PSP es el SP pseudo-estático dado por la ecuación (31).

Para el cálculo de ϕ se aplica la ecuación (7) a una arena arcillosa invadida de agua salada de formación

$$R_o = F_a R_w, \quad (33)$$

donde F_a es un factor de resistividad aparente, puesto que se trata de una arena arcillosa. De igual forma, en la zona invadida por el filtrado del lodo de la misma arena, se tiene

$$R_{oxo} = F_{axo} R_{mf}. \quad (34)$$

Sustituyendo (33) y (34) en la ecuación (31), se tiene

$$PSP = K \log \left(\frac{F_{axo} R_{mf}}{F_a R_w} \right), \quad (35)$$

restando la ecuación (35) a la ecuación (19), queda

$$SSP - PSP = K \log \left(\frac{F_a}{F_{axo}} \right). \quad (36)$$

Por otra parte, PERKINS et al. (1954) encontraron,

$$\frac{F - F_{axo}}{F - F_a} = \left(\frac{R_{oxo}}{R_o} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (37)$$

Eliminando F_a , realizando una serie de sustituciones entre las ecuaciones (36) y (37), se llega

a

$$F = \frac{F_{axo} - F_{axo} 10^{\frac{SSP-PSP}{K}} \left(\frac{R_{oxo}}{R_o} \right)^{\frac{1}{2}}}{1 - \left(\frac{R_{oxo}}{R_o} \right)^{\frac{1}{2}}} \quad (38)$$

Considerando que

$$\left(\frac{R_{oxo}}{R_o} \right)^{\frac{1}{2}} = 10^{\frac{PSP}{2K}} \quad (39)$$

y sustituyendo la ecuación (39) en la ecuación (38) se tiene en zonas con hidrocarburos que

$$F = \frac{F_{xo} \left(1 - 10^{\frac{2SSP-PSP}{2K}} \right)}{S_{xo} \left(1 - 10^{\frac{PSP}{2K}} \right)}, \quad (40)$$

donde $F_{xo} = R_{xo}/R_{mf}$, es el factor de resistividad de la formación en la zona lavada; $S_{xo} = S_w^{1/x}$, es la saturación de la zona lavada; y SSP es el SP estático calculado a partir de la ecuación (25). En este método se considera el valor absoluto de las lecturas del SSP y del PSP.

Finalmente, se tiene que

$$\phi = 10^{\frac{A-m}{Bm} F^{-\frac{1}{m}}} \quad (41)$$

donde $A = 1.8$ y $B = 1.29$ en el caso de arenas (GÓMEZ-RIVERO, 1976)

Modelo de Waxman-Smits con Q_v normalizada (Q_{vn})

En el modelo de WAXMAN y SMITS (1968) se supone que la conductividad de los cationes de la arcilla y la de los electrolitos del cloruro de sodio (NaCl) actúan en forma independiente en el espacio poroso y poseen trayectorias de conducción paralelas. En este caso la ecuación de S_w es similar a la ecuación de Archie

$$S_{wt} = \left(\frac{R_t}{\phi_t^{-m} R_{we}} \right)^{1/n}, \quad (42)$$

en donde

$$\frac{1}{R_{we}} = C_{we} = C_w + \frac{BQ_v}{S_{wt}}. \quad (43)$$

Donde C_{we} es la conductividad total del agua; C_w es la conductividad del agua libre en los poros; B es un término dado en cm^3/meq por ohm/m que convierte Q_v a unidades de conductividad eléctrica. A partir de las ecuaciones (42) y (43) se llega a

$$\frac{\phi_t^{-m}}{R_t} = \frac{S_{wt}^n}{R_w} + BQ_v S_{wt}^{n-1}. \quad (44)$$

La ecuación de Waxman–Smits normalizada es la ecuación de Waxman-Smits en la cual se sustituye BQ_v por datos que pueden obtenerse de registros de pozos. Puesto que Q_{vn} se define como cualquier indicador de arcilla expresado en fracción de la porosidad total, dividido entre su valor en lutitas, se puede escribir que

$$Q_{vn} = \frac{\frac{V_{sh}}{\phi_t}}{\left(\frac{V_{sh}}{\phi_t} \right)_{sh}}. \quad (45)$$

Pero en lutitas $V_{sh}=1$, resultando que

$$Q_{vn} = \frac{\frac{V_{sh}}{\phi_t}}{\frac{1}{\phi_{tsh}}} = \frac{V_{sh} \phi_{tsh}}{\phi_t}, \quad (46)$$

donde ϕ_{tsh} es la porosidad total en las arcillas. Otra equivalencia es $Q_{vn} = Q_v/Q_{vsh}$, por lo tanto

$$BQ_v = Q_{vn} BQ_{vsh}. \quad (47)$$

De acuerdo con la ecuación de Waxman-Smiths dada en la expresión (44), en lutitas

$$BQ_{vsh} = C_{wsh} - C_w = \frac{1}{R_{wsh}} - \frac{1}{R_w} \quad (48)$$

Finalmente sustituyendo la ecuación anterior en la ecuación de Waxman-Smiths dada en la expresión (44) y haciendo una serie de sustituciones, se llega a

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_{wt}^n}{\phi_t^{-m}} \left[\frac{1}{R_w} + \frac{V_{sh}\phi_{tsh}}{S_{wt}\phi_t} \left(\frac{1}{R_{wsh}} - \frac{1}{R_w} \right) \right], \quad (49)$$

donde S_{wt} es la saturación de agua total y ϕ_{tsh} es la porosidad de las arcillas. La cantidad dentro del paréntesis rectangular es la conductividad total del agua (C_{we}), que a su vez está en función de la conductividad del agua de formación ($1/R_w$) y de la conductividad del agua de la lutita ($1/R_{wsh}$). Realizando una serie de sustituciones se tiene

$$S_{wt} = \left[\frac{\phi_t^{-m}}{R_t} \cdot \frac{S_{wt} R_{wsh} R_w}{R_w Q_{vn} + (S_{wt} - Q_{vn}) R_{wsh}} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (50)$$

Para obtener la porosidad y la saturación efectiva, ϕ_e y S_{we} , se considera que la cantidad de “agua de arcilla”, forma parte de la matriz de la roca

$$\phi_e = \phi_t (1 - Q_{vn}) \quad (51)$$

y

$$S_{we} = \frac{S_{wt} - Q_{vn}}{1 - Q_{vn}} \quad (52)$$

Modelo de Doble Agua

Este modelo esta basado en el modelo de WAXMAN-SMIT (1968) y considera que la conducción se restringe al agua ligada a las arcillas, la cual está limitada por el agua libre. La conductividad efectiva del agua en una muestra saturada al 100%, es

$$C_{we} = C_w(1 - S_{wsh}) + C_{wsh}S_{wsh} \quad (53)$$

donde C_{wsh} es la conductividad del agua ligada; S_{wsh} es la fracción del espacio poroso ocupada por el agua ligada y C_w es la conductividad del agua libre que permanece en el espacio poroso.

El modelo de Doble Agua considera que la arcilla consiste de dos componentes, minerales de arcilla eléctricamente inertes y agua adherida a través de la cual ocurre la conductividad eléctrica ($C_{wsh} = 6.8 \text{ S/m}$ a 77° F) que se supone independiente del tipo de arcilla (Figura 12). La cantidad de agua adherida varía de acuerdo con el tipo de arcilla y es mayor para arcillas finas (con mayores áreas de superficie) como la montmorilonita y menor para arcillas gruesas como la kaolinita.

En este modelo, la conductividad de la arcilla se debe a su capacidad de intercambio catiónico (*CEC*), que en arcillas puras es proporcional al área superficial de las arcillas. Además, se considera que en soluciones salinas, los aniones se excluyen de una capa de agua alrededor de la superficie del grano. El espesor de esta capa está en función de la salinidad (expandiéndose al decrecer la salinidad de la solución) y de la temperatura.

Cuando los hidrocarburos desplazan el agua libre de la formación, ocurre un cambio en las cantidades relativas de agua ligada y de agua libre, resultando

$$C_{we} = C_w(1 - S_{wsh} / S_{wt}) + C_{wsh}S_{wsh} / S_{wt}, \quad (54)$$

donde S_{wt} es la fracción del espacio de poros total que contiene agua para una formación arcillosa. La conductividad de la arena que contiene hidrocarburo es dada por

$$C_t = (S_{wt}\phi_t)^2 [C_w(1 - S_{wsh} / S_{wt}) + C_{wsh}S_{wsh} / S_{wt}], \quad (55)$$

donde ϕ_t es la porosidad total (ocupada por agua ligada, agua libre e hidrocarburo).

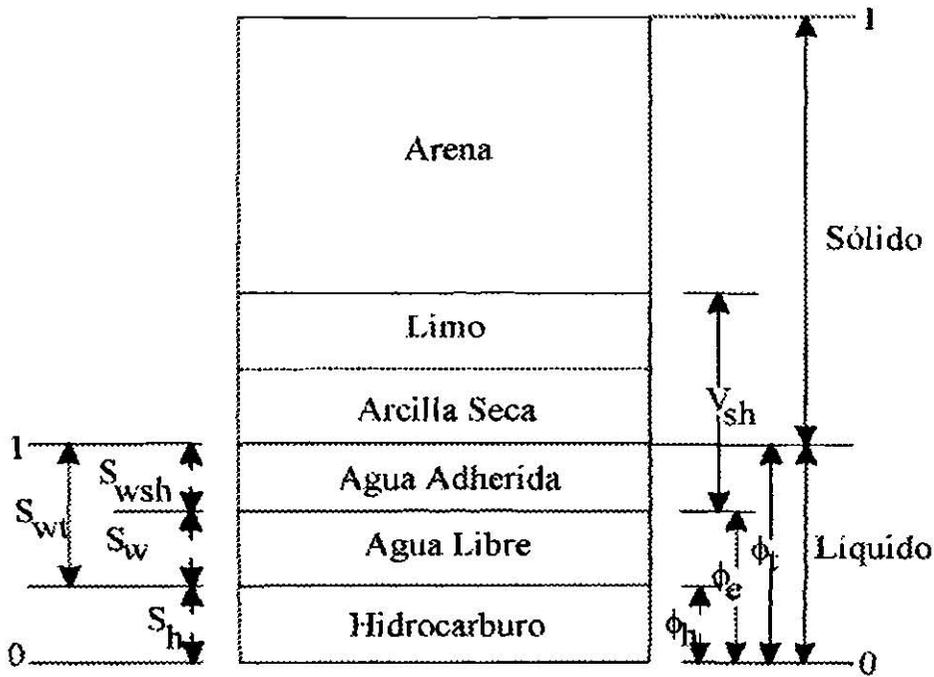


Figura 12. División de una arena arcillosa en el modelo de Doble Agua (DEWAN, 1983).

Debido a que el cálculo de la conductividad se restringe a la fracción del espacio poroso, el modelo de Doble Agua permite predecir que la conductividad del agua ligada es

$$C_{wsh} = B/W, \quad (56)$$

donde W es la cantidad de agua ligada a la arcilla o agua libre de aniones. Usando la relación

$$S_{wsh} = WQ_v, \quad (57)$$

la ecuación de conductividad de la arena que contiene hidrocarburo, se convierte en

$$C_t = (S_{wt} \phi_t)^2 [C_w (1 - WQ_v / S_{wt}) + BQ_v / S_{wt}]. \quad (58)$$

La porosidad (ϕ) y la saturación de agua (S_w) de la fase arena de la formación, se obtienen restando la fracción del volumen de agua ligada (ϕS_{wsh}). Por lo tanto, la porosidad efectiva es

$$\phi_e = \phi_t (1 - S_{wsh}) \quad (59)$$

y la saturación de agua es

$$S_w = S_{wt} - S_{wsh} / (1 - S_{wsh}) \quad (60)$$

3.5 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS PREVIAS DEL CAMPO DE ESTUDIO

Las formaciones geológicas atravesadas por los pozos dentro del área de estudio están constituidas principalmente por depósitos de lutitas y areniscas. Con base en lecturas de resistividad aparente tomadas directamente de los registros eléctricos y de inducción se obtuvo que la resistividad de las lutitas del campo varía de 1.5 a 2.5 Ω -m y la resistividad de las areniscas de 4.0 a 15 Ω -m.

De acuerdo a la información del campo de estudio con que se cuenta y a los programas computacionales desarrollados por el IMP para evaluar formaciones, los modelos específicamente utilizados en esta tesis son: el modelo de POUPON et al. (1954), el cual representa una de las opciones para el cálculo de S_w y ϕ mediante el programa *ERA*, empleado cuando únicamente se tienen datos de registros eléctricos convencionales acompañados por algún indicador de arcilla (RG y/o SP); y el modelo de Waxman-Smits con Q_v normalizada que viene a formar la base teórica del programa *CUVENLOG* utilizado cuando además de contar con datos de registros eléctricos se tiene información de registros de porosidad.

Para evaluar los intervalos de los pozos presentados en este trabajo, se utilizaron valores de R_m que varían de 0.57 a 0.7 Ω -m y valores de R_w que varían de 0.28 a 110°C hasta 0.33 Ω -m a 94°C, con una salinidad de 6,600 ppm. Estos datos actúan como parámetros de entrada en los programas de evaluación aplicados y fueron calculados a temperatura de formación (T_f) para cada uno de los pozos.

La arenisca FI-10, zona de principal interés en los intervalos de registros de pozos que aquí se presentan, se tiene una saturación de agua (S_w) que varía de 30 a 70% y una porosidad efectiva (ϕ_e) que va de 8 a 16 % (de acuerdo a cálculos realizados con base en registros

eléctricos). Cabe señalar que en 8 del total de pozos perforados en el área de estudio esta arenisca aparece como productora de gas y condensado.

3.6 RESUMEN

Es indispensable saber cuales son las principales propiedades petrofísicas requeridas durante la determinación de reservas de un yacimiento, comprender la relación que existe entre éstas y el campo electromagnético, además de conocer los diversos modelos de evaluación que pueden utilizarse de acuerdo a las características geológicas del área de estudio y a la información disponible. Del mismo modo, es de gran importancia entender el funcionamiento de las herramientas eléctricas y de inducción (herramientas a partir de las cuales se adquirieron los datos utilizados en este trabajo), mismo que se convierte en una pieza clave para la generación del modelado directo de dichas herramientas, el cual será explicado en el siguiente capítulo.

Capítulo 4

REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

Desde que se corrió el primer registro eléctrico en 1927 hasta los años cincuenta, todas las mediciones de resistividad fueron hechas con arreglos de electrodos simples (Normal y Lateral). Dichos registros son los únicos disponibles en una gran cantidad de pozos antiguos, los cuales continuamente son revisados para realizar nuevas perforaciones o prospectos de producción. Por esta razón es indispensable la comprensión del principio de medición de tales herramientas, aún cuando una continua sucesión de modelos ha reemplazado las primeras versiones, ahora ya obsoletas (SCHLUMBERGER, 1989).

Este capítulo presenta la configuración y funcionamiento de las herramientas eléctricas convencionales (constituida por los dispositivos de resistividad: normal corta, normal larga y lateral) y de inducción, a partir de las cuales fue adquirida la información utilizada en este trabajo. Además, se describe el modelado en 2-D para cada una de estas herramientas.

4.2 HERRAMIENTAS ELÉCTRICAS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN

4.2.1 Herramienta Normal

En el dispositivo normal (Figura 13) una corriente de intensidad constante pasa entre dos electrodos (A y B). Una diferencia del potencial se mide entre los electrodos M y N. Los electrodos A y M se encuentran en la sonda y en teoría B y N se localizan en el infinito. En la práctica B es el blindaje del cable y N es un electrodo ubicado en el extremo inferior de éste. A la distancia AM se le conoce como espaciamiento (16 pulgadas para la normal corta, 64 pulgadas para la normal larga) y el punto donde se asigna la medición está a la mitad de la distancia entre A y M, representado por la letra O (SCHLUMBERGER, 1989).

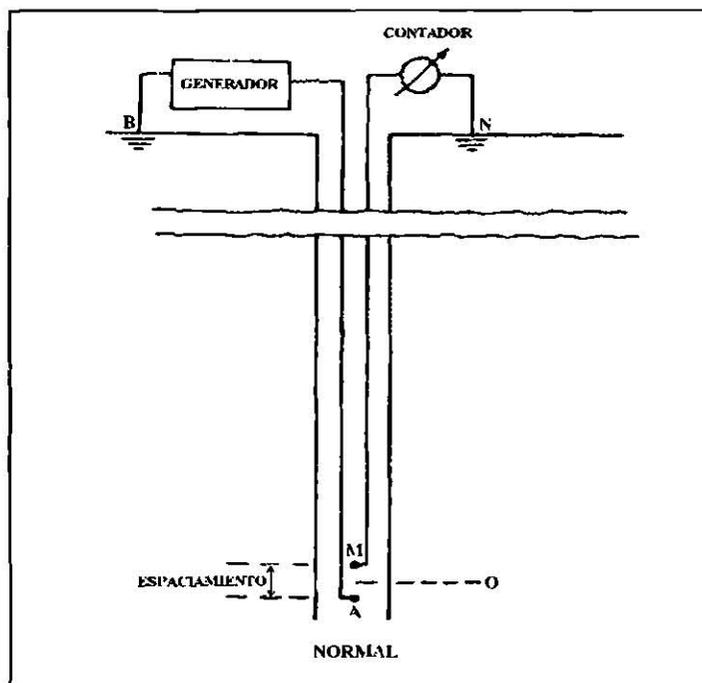


Figura 13. Herramienta Normal para realizar mediciones de resistividad en el pozo, cortesía de SCHLUMBERGER (DEWAN, 1983).

Es importante mencionar que la presencia del pozo normalmente lleno de fluido conductivo provoca dos problemas en la herramienta normal corta:

- La corriente tiende a fluir más por el lodo que por la formación y debido a que la resistividad aparente se deduce de la corriente inyectada, el voltaje resultante no refleja la resistividad exacta de dicha formación.
- El lodo conductivo del pozo representa una vía fácil para la corriente debido a que posee una resistividad menor (R_m) a la resistividad de la formación de interés (R_f). Por esta razón, la resistividad aparente no representa a las capas resistivas, sino a la zona lavada de menor resistividad.

En el intento por mejorar la resolución entre los límites de capa, la herramienta normal corta evoluciona a la herramienta lateral (ELLIS, 1987).

4.2.2 Herramienta Lateral

En el dispositivo Lateral (Figura 14) una corriente constante pasa entre los electrodos A y B y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos M y N. De este modo, el voltaje medido es proporcional al gradiente del potencial entre M y N. El punto donde se asigna la

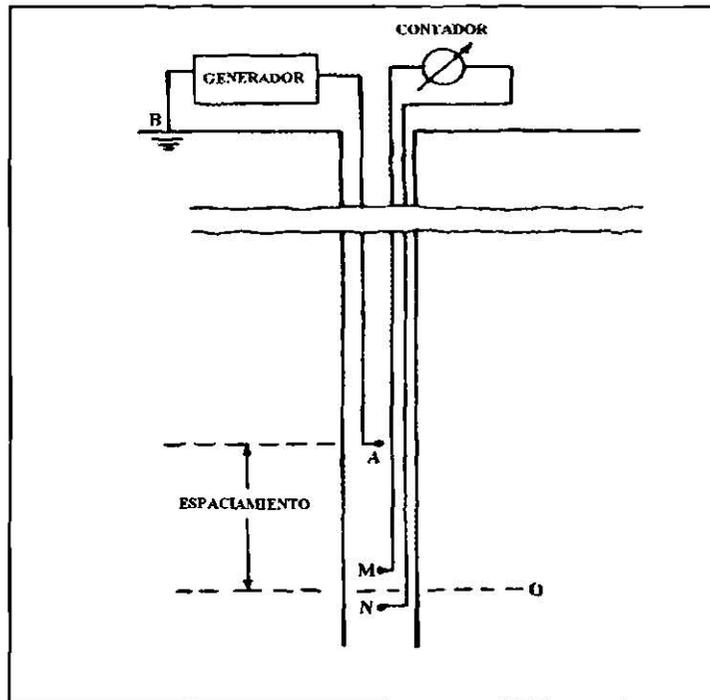


Figura 14. Herramienta Lateral para realizar mediciones de resistividad en el pozo, cortesía de SCHLUMBERGER (DEWAN, 1983).

medición está en el punto O, a la mitad de la distancia entre M y N. El espaciamiento AO es de 18 pies y 8 pulgadas (SCHLUMBERGER, 1989).

La resistividad aparente registrada por cada dispositivo se ve fuertemente afectada por la resistividad y dimensiones geométricas del medio que lo rodea. Ésto dificulta la interpretación de los registros ES, haciendo indispensable la corrección por efecto de pozo, espesor de capa y por resistividad de capas adyacentes.

En los registros ES el principal problema consiste en que la corriente tiende a fluir por las zonas menos resistivas, tales como el lodo y las capas de menor resistividad debido a que la dirección de la corriente no está controlada (DEWAN, 1983).

4.2.3 Herramienta de Inducción

El registro de Inducción predice la conductividad de la formación. Dichos registros tienen un buen funcionamiento en pozos llenos de aire, gas o con lodos base aceite (donde la

resistividad del lodo R_m , es mayor que la resistividad de la formación R_f , condiciones bajo las cuales otras herramientas de resistividad no pueden emplearse (DEWAN, 1983).

Para comprender el principio de medición se considera una sonda con una sola bobina transmisora y otra receptora. Una corriente alterna de alta frecuencia (20 kHz) y de intensidad constante alimenta a una bobina transmisora (Figura 15). Ésta genera un campo magnético primario alterno que ocasiona una corriente circular que fluye en el medio. Dicha corriente circula creando un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. El voltaje inducido es aproximadamente proporcional a la conductividad circundante. De este voltaje se deriva la conductividad de la formación y en consecuencia su resistividad.

El primer paso a considerar es la excitación de la bobina transmisora por la corriente alterna transmitida I_t

$$I_t = I_o e^{-i\omega t} \quad (61)$$

donde I_o es la amplitud de la corriente. Una bobina transmisora pequeña puede ser considerada como un dipolo de oscilación magnética el cual crea en la formación una inducción magnética B_t , cuya componente vertical es proporcional a I_t

$$(B_t)_z \propto I_o e^{-i\omega t} \quad (62)$$

Si se considera un anillo de material de formación cuyo eje de simetría axial es paralelo con el eje de la herramienta, éste formará el perímetro de una superficie a través de la cual pasa un campo magnético variable en el tiempo. De la Ley de Faraday, un campo eléctrico E será creado, su magnitud será proporcional a la derivada con respecto al tiempo de la componente vertical de B_t

$$E \propto -\frac{\partial(B_t)_z}{\partial t} \propto i\omega I_o e^{-i\omega t} \quad (63)$$

El campo eléctrico que circula alrededor del eje vertical, genera una densidad de corriente en el anillo de la formación y su magnitud será proporcional a la conductividad de la formación

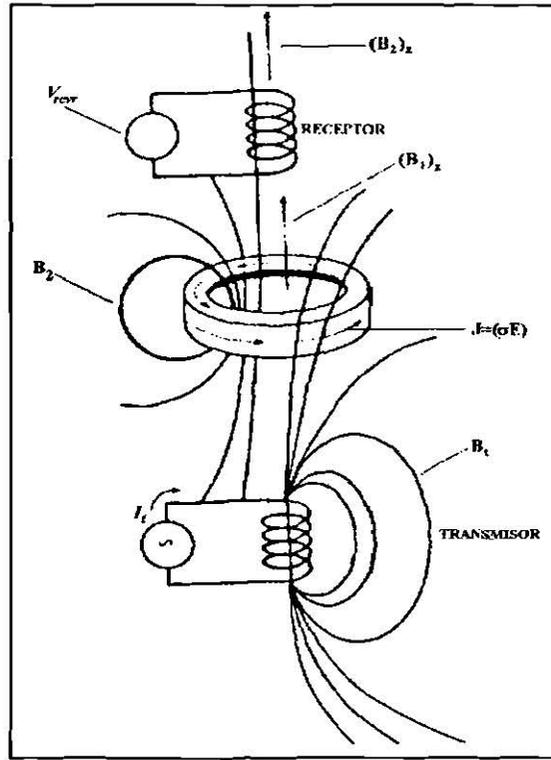


Figura 15. Principio de la herramienta de Inducción de dos bobinas (ELLIS, 1987).

$$J = \sigma E \propto i\omega I_o e^{-i\omega t} \quad (64)$$

El anillo de formación conducirá la corriente del mismo modo que una bobina transmisora; esto es, creará su propia inducción magnética B_2 . La componente vertical del segundo campo magnético $(B_2)_z$ tiene la misma dependencia *del* tiempo que la densidad de corriente en la espira

$$(B_2)_z \propto i\omega I_o e^{-i\omega t} \quad (65)$$

y su dependencia del tiempo inducirá un voltaje V_{rcvr} en la bobina receptora

$$V_{rcvr} \propto -\frac{\partial(B_2)_z}{\partial t} \propto \omega^2 \sigma I_o e^{-i\omega t} \quad (66)$$

El resultado final indica que el voltaje detectado en la bobina receptora variará directamente proporcional con la conductividad de la formación y con el cuadrado de la frecuencia de excitación.

4.3 PROBLEMA DIRECTO 2-D PARA LAS HERRAMIENTAS ELÉCTRICAS CONVENCIONALES

A continuación se describe el principio del modelado numérico para un medio de dos dimensiones (2-D) mediante el método de diferencias finitas, utilizado en el sistema *INVERLOG* (ANGUIANO, 1991). En este caso, el modelado directo para la sonda eléctrica consiste en la generación de curvas sintéticas de resistividad aparente, dando los parámetros de un medio geoelectrico.

El modelo 2-D considerado en este capítulo posee simetría axial y extensión radial infinita (ver Figura 16); además presenta simultáneamente variaciones de resistividad verticales y radiales, donde las variaciones verticales vienen a representar las capas horizontales y las variaciones radiales están relacionadas con la presencia del pozo, la zona invadida y la zona virgen. Éste es el modelo que se acerca más a la realidad de acuerdo a las condiciones geológicas presentes en el área de estudio.

Cabe señalar que el modelo de tres dimensiones (3-D) se aplica en casos más complicados, por ejemplo cuando se tienen pozos direccionados y capas inclinadas. Por otro lado, los modelos unidimensionales (1-D) sirven para verificar métodos numéricos y para comprender el comportamiento físico de modelos específicos. Por ejemplo el modelo 1-D para capas cilíndricas, considera un medio que posee un límite infinito, representado por un pozo que atraviesa un estrato con espesor mayor a la longitud de la sonda y con la zona invadida completamente ausente o presente a gran distancia. El modelo 1-D para capas estratificadas considera que el espaciamiento entre los electrodos de medición es mucho mayor que el radio del pozo, es decir, que no se tiene influencia del pozo en el medio.

Principios Físicos

El flujo de corriente eléctrica que pasa a través de una superficie cerrada, la cual tiene inmersa una fuente, es dado por

$$\oint_S \mathbf{J} \cdot d\mathbf{s} = - \int_v \frac{\partial \delta^{ext}}{\partial t} dv, \quad (67)$$

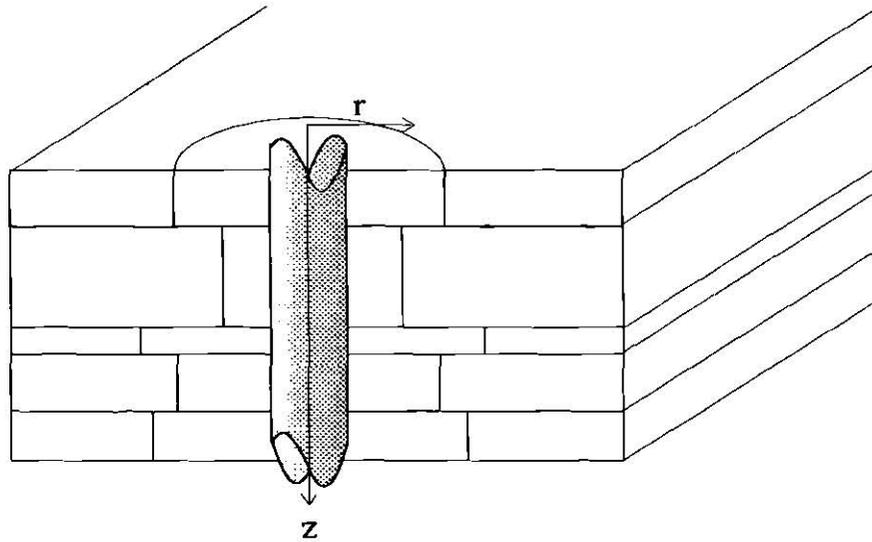


Figura 16. Configuración geométrica de un medio en 2-D (elaborado con base en ANGUIANO, 1991).

donde \mathbf{J} es el vector de densidad de corriente, δ^{ext} es la densidad de carga de una fuente externa, S es la superficie que envuelve al electrodo fuente y v es el volumen del medio considerado.

Utilizando el teorema de Gauss

$$\int_v \nabla \cdot \mathbf{J} = - \int_v \frac{\partial \delta^{ext}}{\partial t} dv, \quad (68)$$

donde debido a que la superficie que envuelve al electrodo se considera arbitraria (por ejemplo, de dimensiones lo suficientemente grandes que logra cubrir al electrodo), se tiene

$$\nabla \cdot \mathbf{J} = - \frac{\partial \delta^{ext}}{\partial t}. \quad (69)$$

Usando la ley de Ohm

$$\nabla \cdot (\sigma \mathbf{E}) = - \frac{\partial \delta^{ext}}{\partial t}, \quad (70)$$

y debido a que

$$\nabla \times \mathbf{E} = \mathbf{0} \quad (71)$$

se tiene que

$$\mathbf{E} = \nabla U, \quad (72)$$

donde U es un potencial escalar, se llega a

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla U) = -\frac{\partial \delta^{ext}}{\partial t}. \quad (73)$$

La expresión anterior es la ecuación de continuidad, la cual controla el flujo de corriente eléctrica en estado estacionario dentro de un medio heterogéneo y puede reescribirse como

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla U) + i^{ext} = 0, \quad (74)$$

donde σ es la conductividad del medio en (S/m), U es el potencial eléctrico en volts e i^{ext} es la magnitud de la densidad de corriente eléctrica en (Am^{-3}) que es igual a cero en todos los puntos, excepto en aquellos casos donde el medio estudiado incluye una fuente.

Considerando la geometría y la simetría axial de la figura (16), la ecuación (74) puede expresarse en coordenadas cilíndricas como

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\sigma \frac{\partial U}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial U}{\partial z} \right) + \frac{\sigma}{r} \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right) + i^{ext} = 0, \quad (75)$$

donde $\sigma = \sigma(r, z)$ y $U = U(r, z)$.

Condiciones de Frontera

La expresión (75) define el potencial eléctrico producido por una fuente de corriente en un medio con conductividad eléctrica $\sigma(r, z)$ y debe satisfacer las siguientes condiciones de frontera (SCHÖN y WELLER, 1984).

1.- Debido a la simetría axial alrededor del eje z , se cumple que

$$\left. \frac{\partial U}{\partial r} \right|_{r=0} = 0, \quad (76)$$

excepto en la fuente.

2.- A medida que se va incrementado la distancia entre la fuente de corriente y el punto de medición, el potencial se aproxima a cero

$$\lim_{r, z \rightarrow \infty} U(r, z) = 0. \quad (77)$$

El tercer término de la ecuación (75), para $r = 0$ puede obtenerse expandiendo la serie de Taylor,

$$\left[\frac{1}{r} \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right) \right]_{r \rightarrow 0} = \frac{\partial^2 U}{\partial r^2}. \quad (78)$$

Solución Numérica

La ecuación de continuidad dada por la expresión (75) se resuelve numéricamente mediante el método de separación de variables, en el cual, si σ puede expresarse como el producto de una función que depende del radio por otra que depende de la profundidad, la función del potencial también puede expresarse de esta forma,

$$U = f(r)Z(z) \quad (79)$$

Este método permite obtener una solución analítica a partir de la ecuación (75), tanto para límites de planos paralelos como para límites coaxiales cilíndricos.

El Método de Diferencias Finitas

El método de Diferencias Finitas resulta conveniente y de fácil aplicación computacional debido a la simetría axial y a la geometría de los límites del problema y para poder utilizarlo requiere de la discretización del medio. La figura (17) muestra el esquema diferencial de menor orden utilizado (LAPIDUS Y PINDER, 1982), que tiene la ventaja de transformar la ecuación de continuidad en una malla eléctrica análoga representada por fuentes y resistores.

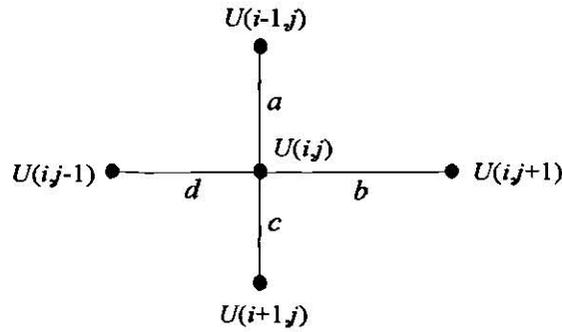


Figura 17. Esquema diferencial (elaborado con base en ANGUIANO, 1991).

La Malla

Es conveniente que la malla utilizada sea finamente dividida en las partes más cercanas al eje del pozo y a los electrodos de la herramienta, de tal forma que la corriente se disperse uniformemente como ocurre en la tierra (DAKHNOV, 1962). Por otro lado, para disminuir el tiempo de cómputo se requiere incrementar gradualmente el espaciamiento de la malla conforme nos vamos alejando del eje del pozo, utilizando para ésto una progresión geométrica similar a la propuesta por KIM (1986)

$$r(j) = \frac{\Delta r(1)(\alpha^j - 1)}{\alpha - 1}; \quad j = 0, \dots, j_{\max}; \quad \alpha > 1, \quad (80)$$

donde $\Delta r(1)$ es el primer incremento radial y α es el coeficiente de progresión geométrica. El mismo principio se aplica a coordenadas verticales, donde la malla es más densa cerca de los electrodos de medición y el espaciamiento de la malla se va incrementado progresivamente conforme aumenta la distancia a partir de estos electrodos. Dicha progresión es dada por

$$z(i) = \pm \frac{\Delta z(i_0)(\beta^{|i_0-i|} - 1)}{\beta - 1}; \quad i = 1, \dots, i_{\max}; \quad \beta > 1, \quad (81)$$

donde $\Delta z(i_0)$ es el incremento vertical más pequeño y β es la razón de expansión en dirección axial. Debido a la simetría axial del modelo, solamente es necesario discretizar la mitad del corte transversal de la malla estudiada (Figura 18).

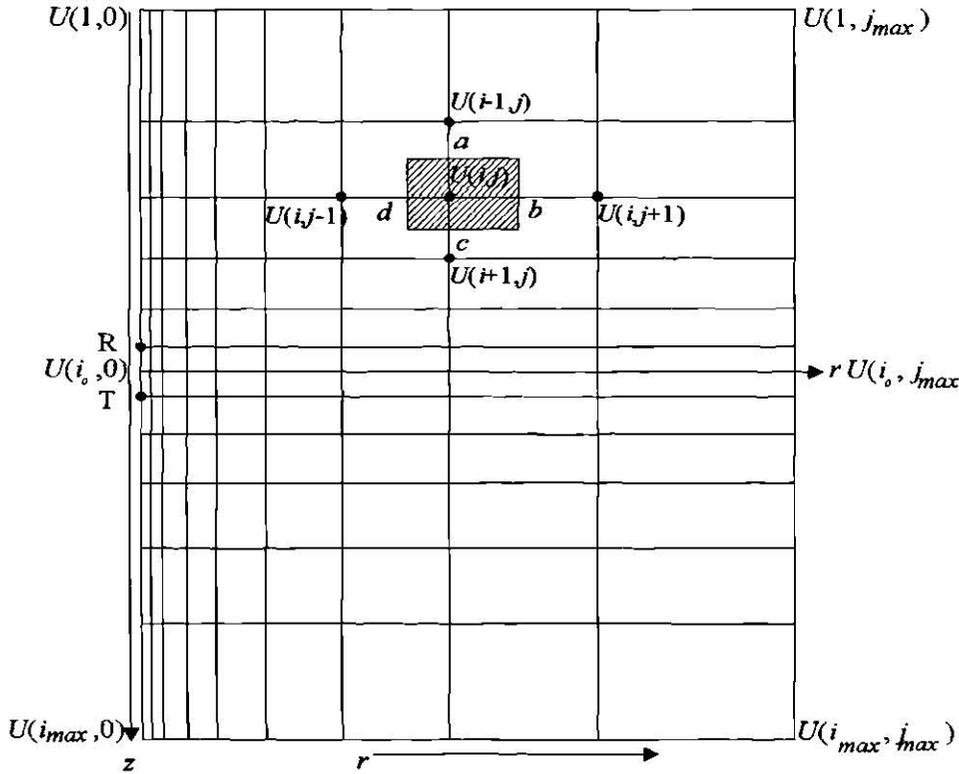


Figura 18. Configuración de la malla en el modelado directo 2-D de las herramientas eléctricas (elaborado con base en ANGUIANO, 1991).

Esquema de Diferencias

Utilizando la malla mostrada anteriormente (Figura 18) y el esquema diferencial de menor orden (Figura 17) es posible obtener una ecuación equivalente a la expresión (75) mediante diferencias finitas, dada por

$$\begin{aligned}
 & \frac{2}{b+d} \left[\frac{U(i,j+1) - U(i,j)}{\rho(i,j+b/2)b} - \frac{U(i,j) - U(i,j-1)}{\rho(i,j-d/2)d} \right] + \\
 & \frac{2}{a+c} \left[\frac{U(i+1,j) - U(i,j)}{\rho(i+c/2,j)c} - \frac{U(i,j) - U(i-1,j)}{\rho(i-a/2,j)a} \right] + \\
 & \frac{U(i,j+1) - U(i,j-1)}{r(i,j)\rho(i,j)(b+d)} + i^{ext} = 0,
 \end{aligned} \tag{82}$$

donde $\rho(i,j) = 1/\sigma(i,j)$, $\forall i,j$ (la resistividad eléctrica).

Coefficientes de Resistencia

El área rectangular considerada es rotada un ángulo de 2π alrededor del eje de simetría (KIM, 1986) y el volumen de este anillo puede calcularse mediante

$$V(i, j) = 2\pi r(i, j) \left(\frac{a+c}{2} \right) \left(\frac{b+d}{2} \right). \quad (83)$$

Multiplicando la ecuación (82) por el volumen del segmento del disco, se obtiene

$$\begin{aligned} & \frac{U(i-1, j) - U(i, j)}{R_a} + \frac{U(i, j+1) - U(i, j)}{R_b} + \\ & \frac{U(i+1, j) - U(i, j)}{R_c} + \frac{U(i, j-1) - U(i, j)}{R_d} + I^{ext}(i, j) = 0, \end{aligned} \quad (84)$$

donde

$$R_a = \frac{\rho(i-a/2, j)}{\pi r(i, j)} \frac{a}{b+d}, \quad (85)$$

$$R_b = \frac{1}{\pi(a+c)} \left[\frac{r(i, j)}{\rho(i, j+b/2)b} + \frac{1}{2\rho(i, j)} \right]^{-1}, \quad (86)$$

$$R_c = \frac{\rho(i+c/2, j)}{\pi r(i, j)} \frac{c}{b+d}, \quad (87)$$

$$R_d = \frac{1}{\pi(a+c)} \left[\frac{r(i, j)}{\rho(i, j-d/2)d} - \frac{1}{2\rho(i, j)} \right]^{-1}, \quad (88)$$

$$I^{ext}(i, j) = 2\pi r(i, j) i^{ext}(i, j) \left(\frac{a+c}{2} \right) \left(\frac{b+d}{2} \right). \quad (89)$$

$R_a, R_b, R_c,$ y R_d son los coeficientes de resistencia (KIM, 1986) e $I^{ext}(i, j)$ es la cantidad total de corriente. Cabe señalar que el problema que aquí se presenta es la evaluación de resistividades en puntos intermedios, por ejemplo $\rho(i, j + b/2)$, debido a que la resistividad no varía linealmente.

Malla de Resistencias Análogas

En la figura (19) se muestra un anillo conductor de material de la formación, el cual tiene una resistividad constante ρ . La resistencia que presenta este anillo a un flujo eléctrico radial puede ser evaluada por (DAKHNOV,1962)

$$R_r = \int_{r_i}^{r_f} \frac{\rho dl}{A} = \int_{r_i}^{r_f} \frac{\rho dr}{2\pi \Delta z r} = \frac{\rho}{2\pi(z_f - z_i)} \ln\left(\frac{r_f}{r_i}\right) \tag{90}$$

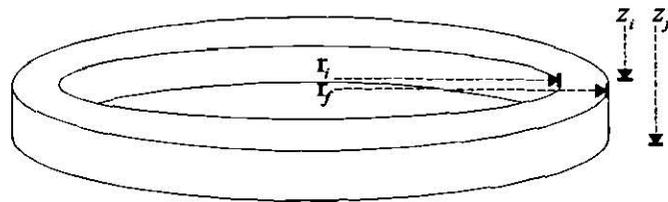


Figura 19. Toroide de material de la formación (elaborado con base en ANGUIANO, 1991).

De la misma forma es posible obtener la resistencia del anillo para un flujo de corriente vertical mediante

$$R_v = \int_{z_i}^{z_f} \frac{\rho dl}{A} = \int_{z_i}^{z_f} \frac{\rho dz}{\pi(r_f^2 - r_i^2)} = \frac{\rho(z_f - z_i)}{\pi(r_f^2 - r_i^2)} \tag{91}$$

Utilizando estas dos fórmulas básicas, se puede calcular fácilmente cualquier resistencia en una malla de nodos. En la figura (20) se presentan cinco puntos alrededor del sistema considerado.

La resistencia radial entre los nodos W y X es dada por

$$R_d = R_{r_{wx}} = \frac{\rho_w}{2\pi\left(\frac{a+c}{2}\right)} \ln\left(\frac{r_x}{r_w}\right) \tag{92}$$

De la misma manera, la resistencia radial entre los nodos X y E es

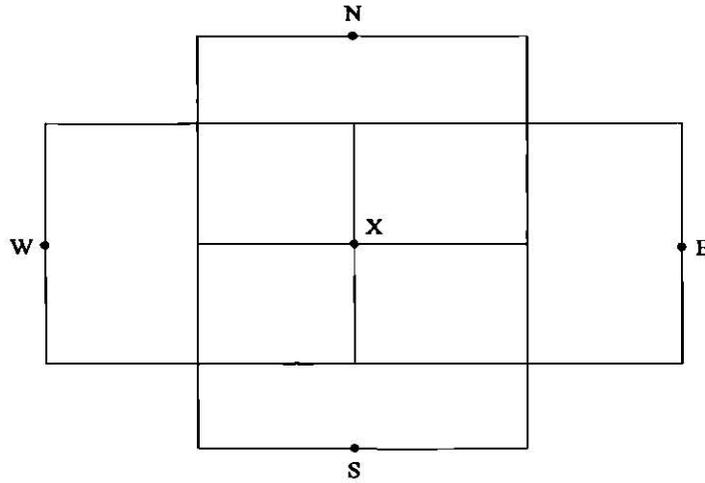


Figura 20. Nodos de la malla que colindan en forma radial y vertical (elaborado con base en ANGUIANO, 1991).

$$R_b = R_{r_{xe}} = \frac{\rho_e}{2\pi \left(\frac{a+c}{2}\right)} \ln\left(\frac{r_e}{r_x}\right). \quad (93)$$

Ahora, para el caso vertical, la resistencia entre los nodos X y N es

$$R_a = R_{v_{xn}} = \frac{a\rho_n}{2\pi \left[(r_x + b/2)^2 - (r_x - d/2)^2 \right]}. \quad (94)$$

Y la resistencia para el flujo eléctrico del nodo X al nodo S puede obtenerse mediante

$$R_c = R_{v_{xs}} = \frac{c\rho_s}{2\pi \left[(r_x + b/2)^2 - (r_x - d/2)^2 \right]}. \quad (95)$$

De esta manera las ecuaciones (85), (86), (87) y (88) son sustituidas por las respectivas resistencias que existen entre los nodos, haciendo con ésto posible el empleo de la expresión (84).

Condiciones de Frontera para la Malla de Resistencias

A lo largo del pozo las condiciones de frontera son de tipo Neumann. En la expresión (76) el flujo de corriente es igual a cero en el eje del pozo, excepto en aquel punto donde se

encuentra ubicado el electrodo fuente. El diámetro de la sonda también es igual a cero cuando se consideran electrodos puntuales.

Para los límites verticales, el potencial eléctrico se determina de acuerdo a la condición de frontera de Dirichlet (LAPIDUS Y PINDER, 1982) ilustrado en la ecuación (77), la cual especifica que lejos del electrodo fuente el potencial se aproxima a cero.

Solución al Sistema Lineal de Ecuaciones

El tratamiento usado anteriormente transforma el problema de diferencias finitas en una malla eléctrica, permitiendo que la ecuación (84) se exprese como

$$\begin{aligned}
 &U(i, j) \left[\frac{1}{R_a} + \frac{1}{R_b} + \frac{1}{R_c} + \frac{1}{R_d} \right] - U(i-1, j) \left[\frac{1}{R_a} \right] - \\
 &U(i, j+1) \left[\frac{1}{R_b} \right] - U(i+1, j) \left[\frac{1}{R_c} \right] - U(i, j-1) \left[\frac{1}{R_d} \right] = I_{i,j} .
 \end{aligned} \tag{96}$$

Esta última ecuación genera un sistema de ecuaciones lineales de tipo

$$\mathbf{Gx} = \mathbf{i} \tag{97}$$

donde \mathbf{G} es la matriz de coeficientes, \mathbf{x} es el vector de potenciales desconocidos e \mathbf{i} es el vector que incluye a la fuente y a las condiciones de frontera. El orden de \mathbf{G} es $(j_{max} + 1)(i_{max}) \times (j_{max} + 1)(i_{max})$ y los vectores \mathbf{x} e \mathbf{i} tienen el orden $(1) \times (j_{max} + 1)(i_{max})$. El sistema se expresa como

$$\begin{bmatrix}
 + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 \\
 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots \\
 \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \ddots & \ddots & \ddots \\
 0 & \dots & \ddots & \ddots & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + \\
 + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 \\
 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots \\
 \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \ddots & \ddots & \ddots \\
 0 & \dots & \ddots & \ddots & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + \\
 + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 \\
 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots & 0 & + & 0 & \dots \\
 \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \ddots & \ddots & \ddots & \dots & \ddots & \ddots & \ddots
 \end{bmatrix}
 \mathbf{x} =
 \begin{bmatrix}
 0 \\
 \vdots \\
 \vdots \\
 \vdots \\
 0 \\
 \vdots \\
 0 \\
 \vdots \\
 \vdots \\
 \vdots \\
 \vdots \\
 0
 \end{bmatrix}
 \tag{97.a}$$

donde $(i_0, 0)$ son las coordenadas del electrodo fuente, I es la corriente eléctrica de la fuente y el símbolo (+) indica elementos diferentes de cero.

De acuerdo a las ecuaciones (92), (93), (94) y (95), se puede ver que $R_b(i,j) = R_a(i,j + 1)$ y que $R_c(i,j) = R_a(i + 1,j)$, lo que demuestra que la matriz \mathbf{G} es simétrica, es decir

$$g_{ij} = g_{ji}; \quad \forall i,j; \quad i=1, \dots, i_{\max}; \quad j=0, \dots, j_{\max}. \quad (98)$$

De la ecuación (96) todas las líneas diagonales de la matriz \mathbf{G} son positivas,

$$g_{ii} > 0; \quad \forall i. \quad (99)$$

También se tiene que,

$$g_{ii} \geq \sum_{i \neq j} |g_{ji}|. \quad (100)$$

Así para cualquier solución $\mathbf{x} \neq 0$, se puede encontrar que \mathbf{G} es una matriz positiva definida, ésto es,

$$\mathbf{x}^T \mathbf{G} \mathbf{x} > 0. \quad (101)$$

Como se mostró \mathbf{G} es una matriz simétrica de cinco diagonales cuyos elementos dependen de los parámetros de formación (resistividad, espesor de las capas, radio de invasión, radio del pozo, etc.) y también es una matriz positiva definida.

Para resolver el sistema de ecuaciones se utiliza el método del gradiente conjugado, el cual es un método rápido en el que se utiliza la factorización incompleta de Cholesky. La idea de este método, como el de muchos otros, es reducir el espectro del valor característico para lograr una rápida convergencia.

En el caso del método del gradiente conjugado si $\mathbf{G}^{-1} = \mathbf{I} + \mathbf{B}_n$, \mathbf{G} es una matriz simétrica $n \times n$, positiva definida y la fila $B = r$; este método converge en la mayoría de los

pasos de r y las condiciones previas aumentan dicha convergencia. La idea de incluir el concepto de condiciones previas es de algún modo limitar el factor Cholesky en la matriz original.

Una ventaja importante de los métodos iterativos es que éstos aceptan la introducción de un punto inicial “supuesto”, donde la mejor de las suposiciones iniciales es aquella que permite que el método converja más rápido. Esta ventaja puede ser utilizada para cargar en memoria únicamente la información adecuada que existe de un punto a otro en el muestreo de la sonda sintética.

Evaluación de la Resistividad Aparente a partir de la Distribución del Potencial

La expresión de la resistividad aparente para las herramientas de registros de pozos se obtiene con la fórmula de cuatro electrodos (KELLER y FRISCHKICHTT, 1966).

$$\rho_a = \frac{4\pi}{\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} - \frac{1}{BM} + \frac{1}{BN}} \frac{(U_M - U_N)}{I}, \quad (102)$$

donde AM , AN , BM y BN son las distancias marcadas en las figuras (13) y (14), I es la corriente eléctrica, ρ_a es la resistividad aparente en (Ω -m) y U_M y U_N son los potenciales eléctricos en los puntos M y N , respectivamente.

En el caso de un arreglo normal, las distancias AN , BM y BN son consideradas como infinitas y U_N es igual a cero debido a la distancia infinita de la fuente ubicada en el punto N . De esta forma la ecuación (102) se transforma en

$$\rho_a = 4\pi AM \frac{U_M}{I}. \quad (103)$$

Para el arreglo lateral los potenciales son medidos en los electrodos M y N . Se puede ver que BM , $BN \rightarrow \infty$ y la fórmula (102) se transforma en

$$\rho_a = \frac{4\pi}{\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN}} \frac{(U_M - U_N)}{I} \quad (104)$$

o

$$\rho_a = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{AN - AM} \frac{(U_M - U_N)}{I}, \quad (105)$$

Pero $AN-AM = MN$, así que

$$\rho_a = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \frac{(U_M - U_N)}{I}. \quad (106)$$

4.4 PROBLEMA DIRECTO 2-D PARA LAS HERRAMIENTAS DE INDUCCIÓN

A continuación se describe el principio del modelado numérico para un medio 2-D mediante el método de diferencias finitas, utilizado en el sistema *INVERLOG* (ANGUIANO, 1995). El modelado directo para la sonda de inducción electromagnética al igual que para los registros eléctricos convencionales consiste en la generación de curvas sintéticas de resistividad aparente, dando la distribución física de resistividades en un medio homogéneo e isotrópico.

El modelo considerado para el problema 2-D posee simetría axial y consiste de variaciones de resistividad tanto verticales como radiales; donde las variaciones verticales representan estratos horizontales y las variaciones radiales están relacionadas con la simulación del pozo, la zona invadida y la zona virgen de la formación.

Cabe señalar que la teoría que a continuación se presenta fue tomada de ANGUIANO (1995).

Principios Físicos

El campo electromagnético en un medio homogéneo e isotrópico obedece a las ecuaciones de Maxwell, las cuales tiene la forma

$$\nabla \times \mathbf{E} = -\mu \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial t}, \quad (107)$$

$$\nabla \times \mathbf{H} = \sigma \mathbf{E} + \varepsilon \frac{\partial \mathbf{E}}{\partial t} + \delta \mathbf{J}^{ext} \quad (108)$$

y debido a que se está considerando un espacio libre, sin fuente

$$\nabla \cdot \mathbf{E} = 0 \quad (109)$$

y

$$\nabla \cdot \mathbf{H} = 0 \quad (110)$$

donde \mathbf{E} y \mathbf{H} son vectores del campo eléctrico y magnético respectivamente, σ es la conductividad de la región considerada, μ es la permeabilidad magnética, ε es la permitividad eléctrica del medio, δ es la delta de Kronecker (la cual es cero en todos lados, excepto en la fuente donde es igual a uno) y \mathbf{J}^{ext} es la densidad de corriente de la fuente externa, la cual no depende del medio.

Cuando la corriente de la bobina fuente cambia como una función $e^{-i\omega t}$, donde $\omega=2\pi f$ es la frecuencia angular, f la frecuencia y t el tiempo, las primeras dos ecuaciones de Maxwell se pueden escribir de la siguiente manera:

$$\nabla \times \mathbf{E} = i\mu\omega\mathbf{H} \quad (111)$$

y

$$\nabla \times \mathbf{H} = (\sigma - i\varepsilon\omega)\mathbf{E} + \delta \mathbf{J}^{ext}. \quad (112)$$

Debido a que en registros de inducción se utilizan frecuencias de 20,000 hertz, $\varepsilon\omega \ll \sigma$, es posible despreciar el término $-i\varepsilon\omega\mathbf{E}$, lo cual es equivalente a no considerar las corrientes de desplazamiento en el fenómeno electromagnético. A esto se le conoce como *aproximación casi-estacionaria*, donde se considera que el campo electromagnético se propaga instantáneamente, así que únicamente se tiene el fenómeno de difusión. Por esta razón, la segunda ecuación de Maxwell toma la forma

$$\nabla \times \mathbf{H} = \sigma \mathbf{E} + \delta \mathbf{J}^{ext}. \quad (113)$$

Ya que resulta difícil solucionar cuatro ecuaciones y dos campos vectoriales (6 componentes) es necesario emplear una función que relacione tanto al campo magnético como al eléctrico, de tal forma que únicamente se tenga que resolver una función. Para lograr esto, se define el vector de potencial eléctrico (\mathbf{A}) como

$$\mathbf{H} = \nabla \times \mathbf{A}, \quad (114)$$

ya que $\nabla \cdot \mathbf{H} = 0$.

Haciendo uso de la primera ecuación de Maxwell, se tiene que

$$\nabla \times \mathbf{E} = i\mu\omega \nabla \times \mathbf{A} \quad (115)$$

o

$$\nabla \times (\mathbf{E} - i\mu\omega \mathbf{A}) = \mathbf{0}. \quad (116)$$

Esto significa que existe una función U escalar arbitraria, tal que

$$\mathbf{E} - i\mu\omega \mathbf{A} = -\nabla U \quad (117)$$

o

$$\mathbf{E} = i\mu\omega \mathbf{A} - \nabla U. \quad (118)$$

Sustituyendo ésta en la segunda ecuación de Maxwell, se obtiene

$$\nabla \times \nabla \times \mathbf{A} = i\mu\omega\sigma \mathbf{A} - \sigma \nabla U + \delta \mathbf{J}^{ext}. \quad (119)$$

Ahora, haciendo uso de una identidad de cálculo bien conocida,

$$\nabla \times \nabla \times \mathbf{A} = \nabla \nabla \cdot \mathbf{A} - \nabla^2 \mathbf{A}, \quad (120)$$

se llega a

$$\nabla \nabla \cdot \mathbf{A} - \nabla^2 \mathbf{A} = i\mu\omega\sigma \mathbf{A} - \sigma \nabla U + \delta \mathbf{J}^{ext}. \quad (121)$$

Para simplificar la ecuación anterior se puede aplicar la siguiente relación entre las funciones \mathbf{A} y U

$$U = \frac{1}{\sigma} \nabla \cdot \mathbf{A} . \quad (122)$$

Esta expresión es conocida como condición de calibración (o condición de Lorentz), por lo tanto,

$$\nabla^2 \mathbf{A} + k^2 \mathbf{A} = -\delta(s - s_0) \mathbf{J}^{ext} \quad (123)$$

donde k se conoce como constante de propagación aunque realmente no es una constante, trae información del medio y depende de ω ($k^2 = i\mu\omega\sigma$), s es la posición del punto considerado y s_0 es la posición de la fuente.

Tomando en cuenta la simetría axial, la ausencia de cargas eléctricas superficiales en las fronteras y el hecho de que la fuente de corriente tiene solamente componente tangencial \mathbf{J}_ϕ^{ext} , es posible ver que el campo eléctrico tiene únicamente componente tangencial, es decir,

$$\mathbf{E} = (0, E_\phi, 0), \quad (124)$$

además

$$\mathbf{H} = (H_r, 0, H_z), \quad (125)$$

De las ecuaciones (118) y (124) (KAUFMAN Y KELLER, 1989), se puede observar que el vector de potencial eléctrico tiene solamente componente tangencial

$$\mathbf{A} = (0, A_\phi, 0) \quad (126)$$

donde $A_\phi = A_\phi(r, z)$.

La divergencia de un campo vectorial tiene la siguiente expresión en coordenadas cilíndricas,

$$\nabla \cdot \mathbf{A} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rA_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial A_\phi}{\partial \phi} + \frac{\partial A_z}{\partial z} \quad (127)$$

entonces

$$\nabla \cdot \mathbf{A} = \frac{\partial A_\phi}{\partial \phi}(r, z) = 0. \quad (128)$$

Por lo tanto, la ecuación de calibración dada por la expresión (122), toma la forma

$$U = \frac{1}{\sigma} \nabla \cdot \mathbf{A} = 0, \quad (129)$$

lo que lleva a

$$\mathbf{E} = i\mu\omega \mathbf{A}, \quad (130)$$

o simplemente

$$E_\phi = i\mu\omega A_\phi. \quad (131)$$

Dada la geometría y la simetría axial (Figura 16) la ecuación (123) puede expresarse en coordenadas cilíndricas como

$$\frac{\partial^2 A_\phi}{\partial z^2} + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r A_\phi) \right) + k^2 A_\phi = -\delta(z - z_T) \delta(r - r_T) J_\phi^{ext} \quad (132)$$

o

$$\frac{\partial^2 A_\phi}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 A_\phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial A_\phi}{\partial r} + \left(k^2 - \frac{1}{r^2} \right) A_\phi = -\delta(z - z_T) \delta(r - r_T) J_\phi^{ext}, \quad (133)$$

donde z_T y r_T son las coordenadas de la bobina transmisora.

Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera para la función del potencial vectorial dada en la ecuación anterior pueden ser obtenidas de la relación que existe entre el campo eléctrico y el potencial, y son las siguientes:

1.- A grandes distancias a partir de la fuente de corriente, el potencial vectorial tiende a cero

$$\lim_{r, z \rightarrow \infty} A_{\phi}(r, z) = 0. \quad (134)$$

2.- En el eje z , A_{ϕ} puede estimarse a partir de E_{ϕ} , el cual es cero ya que en $r = 0$ no existe una sección transversal que sea atravesada por el flujo magnético y que pueda inducir un campo eléctrico E_{ϕ} . De esta manera,

$$A_{\phi}(r, z)|_{r=0} = 0. \quad (135)$$

La Malla

Cuando se aplica el método de diferencias finitas el medio debe ser discretizado y, debido a que se requiere tener un mejor conocimiento del comportamiento de la corriente cerca de las bobinas de la herramienta, es necesario que la malla sea finamente espaciada cerca del eje del pozo para obtener una mejor resolución. Por otro lado, es conveniente incrementar el espaciamiento entre nodos en forma gradual conforme se va aumentando la distancia a partir del eje del pozo, ésto con la finalidad de minimizar el tiempo de cómputo.

El esquema seleccionado para resolver este problema tiene un espaciamiento constante hasta una cierta distancia del centro de la herramienta, que no es mayor al espaciamiento entre las bobinas transmisora y receptora (Figura 21); a partir de esta distancia el espaciamiento crece como una progresión geométrica, en otras palabras, para la coordenada vertical se tiene

$$z_i = \begin{cases} (i - i_0)\Delta z & i_0 - n_r/2 \leq i \leq i_0 + n_r/2 \\ \text{sgn}(i - i_0) \left[z(i_0 + n_r/2) + \frac{\Delta z(\alpha^{|i-i_0|^{n_r/2}} - 1)}{\alpha - 1} \right] & i_0 - n_r/2 > i > i_0 + n_r/2, \end{cases} \quad (136)$$

para $i = 1, 2, \dots, i_{max}$. Donde $n_r/2$ es el número de nodos en dirección radial y vertical con distancia constante entre nodos consecutivos, empezando desde el centro de la herramienta.

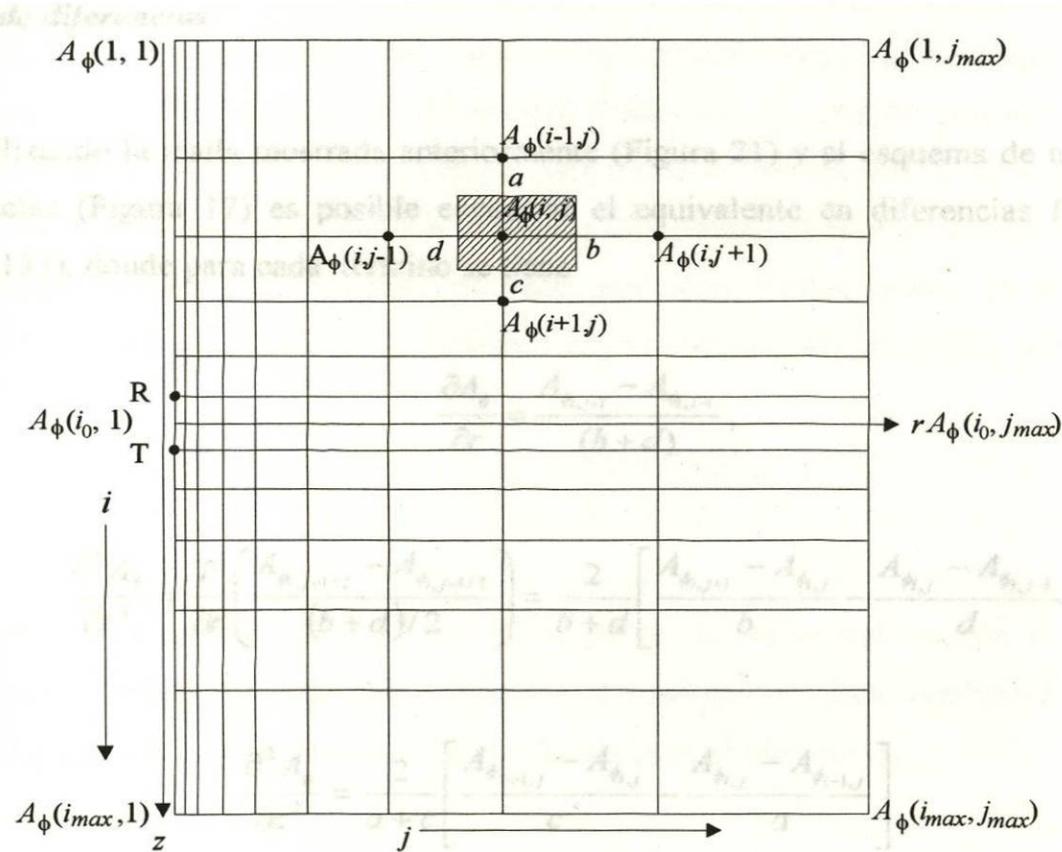


Figura 21. Configuración de la malla en el modelado directo 2-D de las herramientas de inducción (elaborado con base en ANGUIANO, 1995).

Δz es el incremento vertical más pequeño y α es el factor de expansión en la dirección axial ($\alpha > 1$). Para la dirección radial se puede emplear una definición similar

$$r_j = \begin{cases} j\Delta r & j \leq n_r / 2 \\ j \left[r(n_r / 2 + \frac{\Delta r(\beta^{j-n_r/2} - 1)}{\beta - 1}) \right] & j > n_r / 2, \end{cases} \quad (137)$$

para $j = 1, 2, \dots, j_{max}$; donde Δr es el incremento radial base y β es el coeficiente de la progresión geométrica ($\beta > 1$). Debido a que el modelo posee simetría axial, únicamente es necesario discretizar la mitad de la sección transversal del medio para realizar el modelado (Figura 21).

Esquema de diferencias

Utilizando la malla mostrada anteriormente (Figura 21) y el esquema de menor orden en diferencias (Figura 17) es posible encontrar el equivalente en diferencias finitas de la ecuación (133), donde para cada término se tiene

$$\frac{\partial A_\phi}{\partial r} = \frac{A_{\phi_{i,j+1}} - A_{\phi_{i,j-1}}}{(b+d)}, \quad (138)$$

$$\frac{\partial^2 A_\phi}{\partial r^2} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{A_{\phi_{i,j+1/2}} - A_{\phi_{i,j-1/2}}}{(b+d)/2} \right) = \frac{2}{b+d} \left[\frac{A_{\phi_{i,j+1}} - A_{\phi_{i,j}}}{b} - \frac{A_{\phi_{i,j}} - A_{\phi_{i,j-1}}}{d} \right] \quad (139)$$

y

$$\frac{\partial^2 A_\phi}{\partial z^2} = \frac{2}{a+c} \left[\frac{A_{\phi_{i+1,j}} - A_{\phi_{i,j}}}{c} - \frac{A_{\phi_{i,j}} - A_{\phi_{i-1,j}}}{a} \right] \quad (140)$$

Con lo anterior, la ecuación (133) puede expresarse como

$$\begin{aligned} & \frac{2}{a+c} \left[\frac{A_{\phi_{i+1,j}} - A_{\phi_{i,j}}}{c} - \frac{A_{\phi_{i,j}} - A_{\phi_{i-1,j}}}{a} \right] + \frac{2}{b+d} \left[\frac{A_{\phi_{i,j+1}} - A_{\phi_{i,j}}}{b} - \frac{A_{\phi_{i,j}} - A_{\phi_{i,j-1}}}{d} \right] \\ & + \frac{1}{r_j} \left(\frac{A_{\phi_{i,j+1}} - A_{\phi_{i,j-1}}}{b+d} \right) + \left(k^2 - \frac{1}{r_j^2} \right) A_{\phi_{i,j}} = -\delta(z - z_T) \delta(r - r_T) J_\phi^{ext}. \end{aligned} \quad (141)$$

Sistema lineal de Ecuaciones

El potencial A_ϕ es constante a lo largo de cualquier trayectoria horizontal de radio constante, por esta razón, cuando se pasa de la forma diferencial de la expresión (133) a la forma de diferencias finitas se puede ahorrar el trabajo de calcular la componente ϕ . Ésto transforma el problema a uno de dos dimensiones. Por lo tanto, con una malla de dos dimensiones se puede resolver dicho problema completamente.

Es importante notar que en la expresión (133) se indica a la fuente como una densidad de corriente, pero es más conveniente trabajar con corriente eléctrica, esto significa que se debe de multiplicar la ecuación de diferencias finitas por la sección transversal de cada toroide, $(a + c)/2 \cdot (b + d)/2$. Al mismo tiempo, para tomar en consideración las dimensiones de cada toroide, se tiene que multiplicar la ecuación de diferencias finitas en cada nodo por la longitud tangencial de cada toroide, es decir por $2\pi r_j$. Concluyendo, la expresión de diferencias finitas en cada nodo es multiplicada por el volumen del toroide asociado al nodo, dado por

$$V_{ij} = 2\pi r_j \left(\frac{a+c}{2} \right) \left(\frac{b+d}{2} \right). \quad (142)$$

Cuando la ecuación (141) se multiplica por el volumen del toroide se obtiene un sistema de ecuaciones lineales con estructura pentadiagonal. Los coeficientes para los términos diferentes de cada ecuación del sistema son: para el término $A_{\phi_{i,j}}$

$$C_a = \pi r_j \frac{b+d}{a}; \quad (143)$$

para el término $A_{\phi_{i,j+1}}$

$$C_b = \pi r_j (a+c) \left[\frac{1}{b} + \frac{1}{2r_j} \right]; \quad (144)$$

para el término $A_{\phi_{i+1,j}}$

$$C_c = \pi r_j \frac{b+d}{c}; \quad (145)$$

para el término $A_{\phi_{i,j-1}}$

$$C_d = \pi r_j (a+c) \left[\frac{1}{d} - \frac{1}{2r_j} \right]; \quad (146)$$

para el término $A_{\phi_{i,j}}$

$$C_0 = -C_a - C_b - C_c - C_d - \frac{\pi r_j (b+d)(a+c)}{2} \left[\frac{1}{r_j^2} - i\mu\omega\sigma \right]; \quad (147)$$

y el vector del lado derecho es cero en todos los puntos, excepto en la fuente donde

$$-V_T J_\phi^{ext} = -2\pi r_T I_\phi^{ext}, \quad (148)$$

I_ϕ^{ext} es la corriente de la bobina, V_T y r_T son el volumen y el radio del nodo del toroide asociado con la bobina transmisora, respectivamente.

Solución del Sistema de Ecuaciones Lineales

El método de diferencias finitas aplicado a este problema da como resultado un sistema lineal de ecuaciones. Este sistema es ralo (pentadiagonal) y simétrico, con una diagonal principal con valores complejos. La forma matricial del sistema de ecuaciones es

$$(\mathbf{A} + i\mathbf{D})(\mathbf{x}_r + i\mathbf{x}_i) = \mathbf{b}_r + i\mathbf{b}_i. \quad (149)$$

Una forma de expresar este problema es mediante el uso de dos subsistemas, dados por

$$\begin{aligned} \mathbf{A}\mathbf{x}_i + \mathbf{D}\mathbf{x}_r &= \mathbf{b}_i \\ \mathbf{A}\mathbf{x}_r - \mathbf{A}\mathbf{x}_i &= \mathbf{b}_r \end{aligned} \quad (150)$$

donde \mathbf{x}_r y \mathbf{x}_i son la parte real y la parte imaginaria del potencial vectorial, \mathbf{A}_ϕ , \mathbf{b}_r y \mathbf{b}_i son las partes real e imaginaria de la fuente, \mathbf{A} es una matriz pentadiagonal relacionada con la parte real de los coeficientes del sistema y \mathbf{D} es una matriz diagonal que contiene la parte imaginaria de las ecuaciones.

Es importante destacar que la matriz \mathbf{A} contiene información relacionada con la geometría de la malla, mientras que \mathbf{D} tiene información sobre las propiedades del medio. La ecuación (150) puede expresarse como

$$\begin{bmatrix} \mathbf{D} & \mathbf{A} \\ -\mathbf{A} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{x}_r \\ \mathbf{x}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{b}_i \\ -\mathbf{b}_r \end{bmatrix}. \quad (151)$$

Se puede ver que el sistema es asimétrico y si se cambian los signos de la segunda ecuación matricial, entonces la matriz no es positiva definida; esto último en general limita la aplicación de los métodos de gradiente conjugado. El método seleccionado para la solución del sistema es el de minimización de residuales por descomposición LU.

Evaluación de la Resistividad Aparente a partir de la Distribución del Potencial

La fuerza electromotriz total inducida (ξ) en la bobina receptora es dada por

$$\xi = n_R \oint \mathbf{E} \cdot d\mathbf{l} = 2\pi r_R n_R \mathbf{E}_\phi, \quad (152)$$

donde r_R es el radio de la bobina receptora, n_R es el número de vueltas de la bobina receptora. En términos del potencial vectorial, usando la ecuación (130),

$$\xi = i\mu\omega 2\pi a n_R A_\phi(a, L). \quad (153)$$

donde L es la distancia entre la fuente y el receptor y en general $r_R = r_T = a$ (a es el radio de la bobina); y r_T es el radio de la bobina transmisora.

En el caso de un medio homogéneo, A_ϕ tiene una solución conocida (MORAN Y KUNZ, 1962), dada por

$$A_\phi = \frac{n_T I (\pi a^2)}{2\pi} \frac{r}{R^3} e^{ikr} (1 - ikR), \quad (154)$$

donde n_T es el número de vueltas del transmisor, e I es la corriente en la bobina fuente (lo que anteriormente se denotó como I_ϕ^{ext}).

Introduciendo esta última ecuación dentro de la expresión de la *fem* en el receptor, se llega a

$$\xi = i\mu\omega \frac{n_T n_R (\pi a^2)^2 I}{2\pi L^3} e^{ikL} (1 - ikL) \quad (155)$$

0

$$\xi = \frac{i\mu\omega M_T M_R}{2\pi L^3} e^{ikL} (1 - ikL), \quad (156)$$

donde $M_R = n_R \pi \alpha^2$ es el momento dipolar magnético del receptor y $M_T = In_T \pi \alpha^2$ es el momento dipolar magnético del transmisor. Por otro lado, la fuerza electromotriz inducida en el receptor en el vacío (donde $\sigma = 0$), es

$$\xi = \xi_0 e^{ikL} (1 - ikL). \quad (157)$$

La parte real de la fuerza electromotriz es

$$\text{Re } \xi = -|\xi_0| \text{Im } \xi_n, \quad (158)$$

donde $\text{Im } \xi_n = \text{Im} [e^{ikL} (1 - ikL)]$ en el caso de un medio uniforme.

Se puede definir la razón de la conductividad aparente medida en un medio no uniforme, con respecto a la conductividad en un medio homogéneo e isotrópico (uniforme), como el cociente de lo que se mide en un medio no uniforme con respecto a lo que se mide en un medio uniforme, es decir,

$$\frac{\sigma_a}{\sigma} = \frac{\text{Re } \xi_{meas}}{\text{Re } \xi_{unif}}. \quad (159)$$

donde ξ_{meas} y ξ_{unif} son la fuerza electromotriz inducida en el receptor en un medio no uniforme y uniforme, respectivamente.

Usando la primera aproximación de ξ^{unif} (DOLL, 1949)

$$\text{Re } \xi^{unif} \approx -|\xi_0| \frac{\mu\omega\sigma L^2}{2}, \quad (160)$$

de esta forma

$$\frac{\sigma_a}{\sigma} = \frac{-|\xi_0| \operatorname{Im} \xi_n^{meas}}{-|\xi_0| \frac{\mu\omega\sigma L^2}{2}}, \quad (161)$$

por lo que

$$\frac{\sigma_a}{\sigma} = \frac{2}{\mu\omega\sigma L^2} \operatorname{Im} \xi_n^{meas} \quad (162)$$

finalmente

$$\sigma_a = \frac{2}{\mu\omega L^2} \operatorname{Im} \xi_n^{meas}. \quad (163)$$

Como ξ_n^{meas} es una forma normalizada, es posible reescribir la conductividad aparente en la siguiente forma

$$\sigma_a = \frac{2}{\mu\omega L^2 |\xi_0|} \operatorname{Re} \xi^{meas} = -\frac{\operatorname{Re} \xi^{meas}}{K}, \quad (164)$$

donde K (constante geométrica de la sonda) es dada por

$$K = \frac{(\mu\omega)^2 M_T M_R}{4\pi L}. \quad (165)$$

El hecho de que Doll considere una aproximación de $\operatorname{Re} \xi^{unif}$ en la ecuación (160) significa que la conductividad aparente medida en un medio uniforme no es necesariamente igual a la conductividad verdadera del medio (en el caso de sondas de electrodos la resistividad aparente en un medio uniforme es exactamente igual a la resistividad del medio).

También se puede notar de la expresión (153) que

$$\xi^{meas} = i\mu\omega 2\pi a n_r (\operatorname{Re} A_s + i \operatorname{Im} A_s) \quad (166)$$

y

$$\operatorname{Re} \xi^{meas} = -\mu\omega 2\pi a n_r \operatorname{Im} A_s \quad (167)$$

4.5 RESUMEN

La revisión de la configuración y los principios de medición de las herramientas eléctricas y de inducción es requerida durante el modelado de las respuestas de las herramientas eléctricas y de inducción mediante el método de diferencias finitas. En este caso, el problema directo en 2-D se resuelve usando el potencial eléctrico y las condiciones de frontera que cumple el campo eléctrico en un medio con capas estratificadas horizontalmente, atravesadas por un pozo vertical y las diferentes zonas invadidas que surgen durante el proceso de perforación. Como existe simetría radial, el problema del modelado del medio puede representarse con una malla de dos dimensiones. La solución al sistema de ecuaciones que resulta de estas consideraciones proporciona los valores del potencial y el campo eléctrico en todos los nodos de la malla. A continuación se presenta la teoría del problema inverso así como la descripción del sistema *INVERLOG* aplicado a los registros eléctricos y de inducción para llevar a cabo el proceso de inversión en este trabajo.

Capítulo 5

INVERSIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se ha mencionado, el objetivo esencial del análisis de registro de pozos es la determinación de las propiedades físicas reales del medio. Una forma de obtener la mejor estimación de estas propiedades es mediante la inversión de datos. En este capítulo se presenta la teoría del problema inverso con base en LINES Y TREITEL (1984) así como la descripción del sistema *INVERLOG* utilizado en este trabajo para llevar a cabo la inversión de los datos de registros de pozo (eléctricos y de inducción) del campo petrolero estudiado.

En este capítulo se analizará el proceso conocido como regularización de LEVENBERG (1944) y MARQUARDT (1963), el cual es utilizado en la inversión por amortiguamiento iterativo de mínimos cuadrados.

5.2 PROBLEMA INVERSO

El objetivo del problema inverso es estimar los parámetros de un modelo en un intento por ajustar la respuesta del modelo con los datos observados. Pero, debido a que los datos geofísicos son de extensión finita y siempre contiene componentes que no pueden explicarse en términos geológicos, la inversión nunca es única; es decir, la solución satisface las observaciones con un error prescrito.

Inversión de Mínimos Cuadrados Lineal

La estrategia básica en la inversión lineal de mínimos cuadrados estándar es minimizar la suma de cuadrados de los errores entre las observaciones y la respuesta del modelo. Para explicar esto, se considera un conjunto de datos de la tierra compuesto de n observaciones, los cuales son representados por el vector

$$\mathbf{y} = \text{col}(y_1, y_2, \dots, y_n), \quad (168)$$

la respuesta del modelo es

$$\mathbf{f} = \text{col}(f_1, f_2, \dots, f_n). \quad (169)$$

El modelo es una función de p parámetros, los cuales son elementos del vector

$$\boldsymbol{\theta} = \text{col}(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_p), \quad (170)$$

donde θ_j^0 es la estimación inicial de los parámetros θ_j , ($j = 1, 2, \dots, p$) y \mathbf{f}^0 es la respuesta del modelo inicial. Si la respuesta del modelo f es una función lineal de los parámetros, una perturbación de la respuesta del modelo en $\boldsymbol{\theta}^0$ puede representarse mediante la expansión de Taylor de primer orden,

$$\mathbf{f} = \mathbf{f}^0 + \sum_{j=1}^p \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \theta_j} \bigg|_{\boldsymbol{\theta}=\boldsymbol{\theta}^0} (\theta_j - \theta_j^0), \quad (171)$$

o en notación matricial

$$\mathbf{f} = \mathbf{f}^0 + \mathbf{Z}\boldsymbol{\delta}, \quad (172)$$

donde \mathbf{Z} es la matriz Jacobiana con $n \times p$ elementos de derivadas parciales,

$$Z_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial \theta_j}, \quad (173)$$

y $\boldsymbol{\delta} = \boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^0$ es el vector de cambios del parámetro con elementos δ_j que representan los cambios o perturbaciones en los parámetros θ_j , esto es

$$\delta = \theta_j - \theta_j^0 \quad (j = 1, \dots, p). \quad (174)$$

La elección de perturbación en $\boldsymbol{\theta}$ se realiza tal que se minimiza la suma del cuadrado de los errores entre la respuesta del modelo y los datos observados. El vector de errores \mathbf{e} expresa la diferencia entre la respuesta del modelo \mathbf{f} y los datos observados \mathbf{y}

$$\mathbf{y} - \mathbf{f} = \mathbf{e}. \quad (175)$$

Combinando las ecuaciones (172) y (175) se produce

$$\mathbf{y} - (\mathbf{f}^0 + \mathbf{Z}\delta) = \mathbf{e} \quad (176)$$

o

$$\mathbf{y} - \mathbf{f}^0 = \mathbf{Z}\delta + \mathbf{e} \quad (177)$$

El vector $\mathbf{y} - \mathbf{f}^0$, contiene la diferencia entre la respuesta del modelo inicial y los datos observados, es llamado vector de discrepancia \mathbf{g} , tal que

$$\mathbf{g} = \mathbf{y} - \mathbf{f}^0 \quad (178)$$

y

$$\mathbf{e} = \mathbf{g} - \mathbf{Z}\delta. \quad (179)$$

Es importante enfatizar que los problemas inversos geofísicos generalmente no son bien planteados, ya que la matriz Jacobiana \mathbf{Z} (matriz de sensibilidad) de $n \times p$ usualmente es mal condicionada. De hecho la mayoría de estos problemas son sobredeterminados, es decir, el número de datos excede al número de parámetros del modelo ($n > p$).

En mínimos cuadrados estándar o aproximación de Gauss-Newton se busca minimizar el error cuadrático acumulativo $S = \mathbf{e}^T \mathbf{e}$ con respecto al vector de cambio del parámetro δ . A partir de la ecuación (179), se tiene que

$$S = \mathbf{e}^T \mathbf{e} = (\mathbf{g} - \mathbf{Z}\delta)^T (\mathbf{g} - \mathbf{Z}\delta). \quad (180)$$

La minimización de S con respecto a δ requiere que

$$\frac{\partial S}{\partial \delta} = 0. \quad (181)$$

Sustituyendo la ecuación (180) en la ecuación (181) resulta

$$\frac{\partial}{\partial \delta} (\delta^T Z^T Z \delta - \mathbf{g}^T Z \delta - \delta^T Z^T \mathbf{g} + \mathbf{g}^T \mathbf{g}) = 0. \quad (182)$$

Realizando la diferenciación con respecto a δ , obtenemos las ecuaciones normales

$$Z^T Z \delta = Z^T \mathbf{g}, \quad (183)$$

cuya solución para el vector de cambio del parámetro δ es

$$\delta = (Z^T Z)^{-1} Z^T \mathbf{g}, \quad (184)$$

la cual es también conocida como solución de Gauss-Newton.

El valor nuevo del error de mínimos cuadrados \hat{S} resulta de la sustitución de la solución de mínimos cuadrados (184) en la ecuación (180)

$$\hat{S} = (Z\hat{\delta} - \mathbf{g})^T (Z\hat{\delta} - \mathbf{g}), \quad (185)$$

donde $\hat{\delta}$ es la solución de mínimos cuadrados dada en la expresión (184). Sustituyendo el valor de $\hat{\delta}$ en la ecuación anterior y utilizando álgebra matricial, se tiene que

$$\hat{S} = \mathbf{g}^T (\mathbf{I}_n - Z Z_L^{-1}) \mathbf{g}, \quad (186)$$

donde $Z_L^{-1} = (Z^T Z)^{-1} Z^T$. La matriz Z_L^{-1} de $p \times n$ es la inversa generalizada o pseudoinversa e \mathbf{I}_n es la matriz identidad. Se puede ver que \hat{S} es pequeña siempre y cuando el producto de $Z^T Z$ se aproxime a \mathbf{I}_n .

Ocurre una dificultad cuando la inversa de $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ no existe, esto es, cuando la matriz $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ es singular. Aún si la matriz $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ existe, puede ocurrir una convergencia lenta si la estimación inicial del modelo \mathbf{f}_0 es deficiente. De igual forma, si $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ es casi singular, los elementos del vector de solución δ tienden a crecer sin límite y los parámetros del vector se disparan en $\theta = \theta^0 + \delta$ alejándose de una solución aceptable.

Método de Marquardt-Levenberg

Para reducir las dificultades cuando la matriz $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ es casi singular, se puede resolver un problema de mínimos cuadrados alterno, en el cual se establece como condición de restricción que la suma de los cuadrados del vector de cambio del parámetro δ está limitada por una cantidad finita, digamos, δ_0^2 . El efecto de dicha condición suaviza el vector de cambio del parámetro δ . Esta aproximación fue introducida por LEVENBERG (1944) y posteriormente descrita a detalle por MARQUARDT (1963).

La solución de mínimos cuadrados con restricción se obtiene resolviendo un problema de multiplicadores de Lagrange, en el cual $\mathbf{e}^T\mathbf{e}$ se minimiza al estar sujeto a que $\delta^T\delta = \delta_0^2$. De esta forma se elige δ para minimizar una función de costo $\mathbf{S}(\delta, \beta)$,

$$\mathbf{S}(\delta, \beta) = \mathbf{e}^T\mathbf{e} + \beta(\delta^T\delta - \delta_0^2), \quad (187)$$

donde β es un multiplicador de Lagrange.

La diferenciación con respecto al vector δ produce una forma modificada de las ecuaciones normales

$$(\mathbf{Z}^T\mathbf{Z} + \beta\mathbf{I})\delta = \mathbf{Z}^T\mathbf{g}, \quad (188)$$

tal que

$$\delta = (\mathbf{Z}^T\mathbf{Z} + \beta\mathbf{I})^{-1}\mathbf{Z}^T\mathbf{g}. \quad (189)$$

Comparando la ecuación (186) con la expresión (189) se puede notar que la condición de restricción ha producido un método para evitar singularidades o casi singularidades en la

matriz $\mathbf{Z}^T \mathbf{Z}$. Al añadir una constante, β , a la diagonal principal de $\mathbf{Z}^T \mathbf{Z}$ se logra que ninguno de los valores característicos de esta matriz desaparezca. LEVENBERG (1944) llamó al multiplicador de Lagrange β “factor de amortiguamiento” ya que efectivamente éste amortigua el cambio del parámetro $\boldsymbol{\theta}$ limitando la discrepancia en $\boldsymbol{\delta}$.

La solución (189) se considera híbrida debido a que combina el método de “descenso escalonado” con el método de mínimos cuadrados. La solución del descenso escalonado es normal para un contorno de la función de costo, para la cual $S(\boldsymbol{\theta}) = \mathbf{e}^T \mathbf{e} = a$ una constante o $dS(\boldsymbol{\theta}) = 0$. Esta condición es satisfecha por el vector columna del descenso escalonado con p componentes

$$\boldsymbol{\delta}_g = -\nabla S(\boldsymbol{\theta}), \quad (190)$$

donde ∇ es el operador de gradiente $\partial/\partial\theta_j, j = 1, \dots, p$. Se puede notar que $+\nabla S(\boldsymbol{\theta})$ es el vector de ascenso escalonado. Entonces,

$$S(\boldsymbol{\theta}) = \mathbf{e}^T \mathbf{e} = \sum_{i=1}^n e_i^2, \quad (191)$$

el j -ésimo elemento del vector columna $\nabla S(\boldsymbol{\theta})$ es

$$\frac{\partial S}{\partial \theta_j} = 2 \sum_{i=1}^n \frac{\partial e_i}{\partial \theta_j} e_i, \quad j = 1, \dots, p. \quad (192)$$

Debido a que $e_i = y_i - f_i$ (ver ecuación 175) se tiene

$$\frac{\partial S}{\partial \theta_j} = -2 \sum_{i=1}^n \frac{\partial f_i}{\partial \theta_j} e_i \quad j = 1, \dots, p. \quad (193)$$

y entonces el vector columna $\boldsymbol{\delta}_g = -\nabla S(\boldsymbol{\theta})$ es

$$\boldsymbol{\delta}_g = 2 \mathbf{Z}^T \mathbf{e} \quad (194)$$

$$\delta_{\mathbf{g}} = 2 \mathbf{Z}^T (\mathbf{y} - \mathbf{f}), \quad (195)$$

Las iteraciones empiezan con un modelo inicial cuya respuesta es $\mathbf{f} = \mathbf{f}^0$, tal que

$$\delta_{\mathbf{g}} = 2 \mathbf{Z}^T (\mathbf{y} - \mathbf{f}^0). \quad (196)$$

Ya que $\mathbf{y} - \mathbf{f}^0 = \mathbf{g}$ (ecuación 178), el vector de la pendiente descendente es,

$$\delta_{\mathbf{g}} = 2 \mathbf{Z}^T \mathbf{g}. \quad (197)$$

Debido a que $\delta_{\mathbf{g}}$ está en la dirección de decremento de S , tiende a ocurrir la convergencia, aunque generalmente a baja velocidad. Además, pueden ocurrir problemas computacionales cuando el tamaño de paso de $\delta_j = \theta_j - \theta_j^0$ es muy grande. El método de descenso escalonado es óptimo cuando $S(\boldsymbol{\theta})$ es grande, mientras el método de mínimos cuadrados es efectivo cuando $S(\boldsymbol{\theta})$ es pequeño.

Una elección particular de β en la ecuación (189) permite que tanto el método de mínimos cuadrados como el método de descenso escalonado controlen el parámetro buscado. La consideración de que $\beta = 0$ implica que el método de mínimos cuadrados lineal predomina, mientras que si se tiene un incremento de β la técnica aplicada es el método de descenso escalonado. Inicialmente β es un valor grande positivo, haciendo posible que entre en juego una buena convergencia inicial a partir del método de descenso escalonado. Entonces β es reducida al ser multiplicado por un valor constante < 1 , de esta forma el método de mínimos cuadrados puede tomar una solución dentro de una región cerrada. Si la divergencia ocurre durante una iteración, β es multiplicado una vez más por este factor hasta que el error disminuye y se reanuda la convergencia.

Marquardt mostró como determinar una matriz diagonal \mathbf{D} tal que \mathbf{ZD}^{-1} ponga unos a lo largo de la diagonal principal de la matriz $(\mathbf{ZD}^{-1})^T (\mathbf{ZD}^{-1})$. El elemento d_i de \mathbf{D} es igual a la raíz media de la suma de cuadrados (r.m.s.) de los elementos de la i -ésima columna de la matriz Jacobiana \mathbf{Z} no escalada. El resultado de la solución de $\delta^{(D)}$ debe ser entonces

$$\delta = \mathbf{D}^{-1}\delta^{(0)}. \quad (198)$$

Se puede concluir que la solución de la ecuación (189) minimiza la función de costo $S(\delta, \beta)$ dada en la expresión (187) porque $(\mathbf{Z}^T\mathbf{Z} + \beta\mathbf{I})$ es positiva definida (MARQUARDT, 1963). Sin embargo, DENNIS (1977) muestra que ésto ocurre únicamente si los errores son funciones lineales de los parámetros del modelo. En particular, se puede notar que $\partial S/\partial\delta=0$ es una condición necesaria más no suficiente para la minimización de S . Para establecer ésto, se requiere del conocimiento de la segunda derivada o matriz Hessiana, cuyos elementos son

$$\mathbf{H}_{jk} = \frac{\partial^2 S}{\partial\theta_j\partial\theta_k}. \quad (199)$$

La matriz de \mathbf{H} debe ser positiva definida para que S sea mínima. Si se escribe

$$S = \sum_{i=1}^n e_i^2 \quad (200)$$

y

$$\frac{\partial S}{\partial\theta_j} = 2\sum_{i=1}^n e_i \frac{\partial e_i}{\partial\theta_j}, \quad j = 1, \dots, p, \quad (201)$$

entonces \mathbf{H}_{jk} puede ser expresado en la forma

$$\mathbf{H}_{jk} = \frac{\partial^2 S}{\partial\theta_j\partial\theta_k} = 2\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial e_i}{\partial\theta_j} \frac{\partial e_i}{\partial\theta_k} + e_i \frac{\partial^2 e_i}{\partial\theta_j\partial\theta_k} \right). \quad (202)$$

A partir de la ecuación (175) se tiene que

$$\frac{\partial e_i}{\partial\theta_j} = -\frac{\partial f_i}{\partial\theta_j} \quad (203)$$

y entonces

$$\mathbf{H}_{jk} = 2 \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f_i}{\partial \theta_j} \frac{\partial f_i}{\partial \theta_k} + e_i \frac{\partial^2 e_i}{\partial \theta_j \partial \theta_k} \right) = 2 \sum_{i=1}^n \left(\mathbf{z}_{ij} \mathbf{z}_{ik} + e_i \frac{\partial^2 e_i}{\partial \theta_j \partial \theta_k} \right). \quad (204)$$

la cual puede ser escrita en forma matricial

$$\mathbf{H} = 2\mathbf{Z}^T\mathbf{Z} + 2\mathbf{H}'. \quad (205)$$

Si los errores son lineales en el parámetro de cambio, $2\mathbf{H}'$ tiende a cero y la matriz Hessianiana es simplemente $\mathbf{Z}\mathbf{Z}^T$. En este caso, lo positivo definido de $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ asegura la minimización global de S ; si los errores son no lineales en el parámetro de cambio, el segundo término \mathbf{H}' de la ecuación (205) no desaparece y por lo tanto no necesariamente ocurre la minimización.

Una de las principales ventajas del método de inversión de mínimos cuadrados es su aplicación a una gran cantidad de problemas para los cuales un modelo puede ser construido. Es generalmente más fácil resolver “el problema directo” que transforma a los parámetros del modelo en datos sintéticos. Una vez escogido el método para encontrar la respuesta del modelo \mathbf{f} de los parámetros $\boldsymbol{\theta}$, se debe calcular la matriz Jacobiana de derivada parciales, $\mathbf{z}_{ij} = \partial f_i / \partial \theta_j$. Dichas derivadas pueden ser determinadas por diferenciación formal si el modelo es bastante simple, y en caso contrario las derivadas parciales deben ser aproximadas por diferencias finitas. Esto puede extenderse en forma computacional debido a la necesidad de determinar dos respuestas del modelo para cada valor de θ_j , entonces se puede utilizar la fórmula de diferenciación directa más simple, la cual es aproxima a $\partial f_i / \partial \theta_j$ por

$$\frac{f_i(\theta_j - \Delta\theta_j) - f_i(\theta_j)}{\Delta\theta_j}. \quad (206)$$

Descomposición de Valores Singulares

Como se mostró anteriormente es posible encontrar la solución de mínimos cuadrados lineales resolviendo las ecuaciones normales (expresión 183). Esta solución requiere que tanto

$\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ y $\mathbf{Z}^T\mathbf{g}$ sean formadas por multiplicación de matrices. $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ es una matriz no negativa definida, simétrica, que puede ser hecha positiva definida mediante el uso del factor de amortiguamiento de Marquardt. Sin embargo, para resolver la ecuación (183) se puede utilizar la descomposición de Cholesky, de tal forma que no sea necesario calcular la matriz explícitamente (LAWSON y HANSON, 1974).

La formación de $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$ y $\mathbf{Z}^T\mathbf{g}$ involucra inexactitudes numéricas, que pueden ser un problema para valores grandes de n y de p . GOLUB y REINSCH (1970) identificaron este problema y propusieron que en lugar de relacionarse con la ecuación anterior era mejor intentar una solución a partir de un sistema rectangular

$$\mathbf{Z}\boldsymbol{\delta} = \mathbf{g} , \quad (207)$$

donde la matriz Jacobiana \mathbf{Z} es generalmente $n \times p$. La solución formal de la expresión anterior es

$$\boldsymbol{\delta} = \mathbf{Z}^{-1}\mathbf{g} , \quad (207.a)$$

pero la inversa convencional \mathbf{Z}^{-1} únicamente existe si \mathbf{Z} es cuadrada ($n = p$) y no singular. En la mayoría de los problemas geofísicos $n \gg p$ y en este caso la inversa de \mathbf{Z}^{-1} es identificada como inversa natural o inversa generalizada (LANCZOS, 1961).

GOLUB y REINSCH (1970) desarrollaron un algoritmo eficiente para resolver la fórmula (207), el cual hace uso de la descomposición de valores singulares (DVS). Este procedimiento factoriza a \mathbf{Z} en un producto de tres matrices

$$\mathbf{Z} = \mathbf{U}\boldsymbol{\Lambda}\mathbf{V}^T , \quad (208)$$

donde \mathbf{U} es una matriz de $n \times p$ cuyas columnas contienen p del total de n vectores característicos ortonormalizados "observaciones" \mathbf{u}_i , los cuales no están asociados con al menos $n - p$ valores característicos nulos de $\mathbf{Z}\mathbf{Z}^T$. El \mathbf{u}_i satisface

$$\mathbf{Z}\mathbf{Z}^T\mathbf{u}_i = \lambda_i^2\mathbf{u}_i \quad i = 1, 2, \dots, p, p+1, \dots, n \quad (209)$$

para el cual $\lambda_{p+1} = \lambda_{p+2} = \dots = \lambda_n = 0$. Por otro lado, \mathbf{V} es una matriz de $p \times p$ cuyas columnas contiene p vectores característicos ortonormales “parámetros” \mathbf{v}_i que satisface

$$\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}\mathbf{v}_i = \lambda_i^2\mathbf{v}_i. \quad (210)$$

Finalmente Λ es una matriz diagonal de $p \times p$, la cual contiene a lo más p valores singulares no nulos $+\lambda_i$ de $\mathbf{Z}^T\mathbf{Z}$. Mediante el uso de DVS, se puede notar que $\mathbf{U}^T\mathbf{U}=\mathbf{V}^T\mathbf{V}=\mathbf{V}\mathbf{V}^T=\mathbf{I}_p$, donde \mathbf{I} es la matriz identidad $p \times p$.

Debido a que \mathbf{U} no contiene los vectores característicos \mathbf{u}_i asociados con al menos $n - p$ valores singulares nulos $\mathbf{U}\mathbf{U}^T$; no necesariamente se tiene que $\mathbf{U}\mathbf{U}^T=\mathbf{I}_n$. Rescribiendo la ecuación $\mathbf{Z}\delta = \mathbf{g}$ en términos de \mathbf{U} y de \mathbf{V} , se obtiene que

$$\mathbf{U}\Lambda\mathbf{V}^T\delta = \mathbf{g}. \quad (211)$$

Premultiplicando ambos lados por \mathbf{U}^T , se llega a

$$\Lambda\mathbf{V}^T\delta = \mathbf{U}^T\mathbf{g}. \quad (212)$$

WIGGINS et al. (1976), expresaron que esta ecuación puede dividirse en términos de valores singulares no nulos λ_i y de vectores característicos \mathbf{u}_i y \mathbf{v}_i . En otras palabras, la expresión anterior puede reescribirse en la forma de p relaciones del producto interno de vectores

$$\lambda_i\mathbf{v}_i^T\delta = \mathbf{u}_i^T\mathbf{g} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, p \quad (213)$$

El producto punto $\mathbf{v}_i^T\delta$ es la magnitud de la proyección del vector de cambio del parámetro δ en el i -ésimo vector característico de parámetros \mathbf{v}_i . En forma similar el producto punto $\mathbf{u}_i^T\mathbf{g}$ es la magnitud de la proyección del vector de discrepancia \mathbf{g} en el i -ésimo vector

característico \mathbf{u}_i . Las magnitudes de proyección no son independientes unas de otras para $i = 1, \dots, p$; más bien hay conexión a través del i -ésimo valor singular λ_i como se indica en la ecuación (213). Cuando $\mathbf{u}_i^T \mathbf{g}$ es pequeño, se puede concluir que el i -ésimo vector característico de observación \mathbf{u}_i contribuye muy poco en la solución de δ .

Para los casos donde $n > p$ no existe una inversa de \mathbf{Z} en el sentido usual. Para esos casos, la descomposición de $\mathbf{Z} = \mathbf{U}\mathbf{\Lambda}\mathbf{V}^T$ sugiere el uso de la inversa de Lanczos

$$\mathbf{Z}_L^{-1} = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^{-1}\mathbf{U}^T \quad (214)$$

para resolver $\mathbf{Z}\delta = \mathbf{g}$ (JACKSON, 1972). Se obtiene

$$\delta = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^{-1}\mathbf{U}^T \mathbf{g} = \mathbf{Z}_L^{-1} \mathbf{g}. \quad (215)$$

Esta solución es de hecho la solución de mínimos cuadrados (184), que escrita en términos de la descomposición de valores singulares (208) es dada por

$$\begin{aligned} \delta &= (\mathbf{Z}^T \mathbf{Z})^{-1} \mathbf{Z}^T \mathbf{g} = (\mathbf{V}\mathbf{\Lambda}\mathbf{U}^T \mathbf{U}\mathbf{\Lambda}\mathbf{V}^T)^{-1} \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}\mathbf{U}^T \mathbf{g} = (\mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^2 \mathbf{V}^T)^{-1} \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}\mathbf{U}^T \mathbf{g} \\ &= \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^{-2} \mathbf{V}^T \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}\mathbf{U}^T \mathbf{g} = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^{-1} \mathbf{U}^T \mathbf{g} = \mathbf{Z}_L^{-1} \mathbf{g}, \end{aligned} \quad (216)$$

la cual es la expresión (215). Es posible tomar una consideración de la forma DVS para la solución $\delta = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda}^{-1}\mathbf{U}^T \mathbf{g}$, la cual puede ser expresada como la suma ponderada del producto de vectores

$$\delta = \frac{1}{\lambda_1} \mathbf{v}_1 \mathbf{u}_1^T \mathbf{g} + \frac{1}{\lambda_2} \mathbf{v}_2 \mathbf{u}_2^T \mathbf{g} + \dots + \frac{1}{\lambda_p} \mathbf{v}_p \mathbf{u}_p^T \mathbf{g}. \quad (217)$$

Se puede ver que la solución del vector δ es la suma ponderada del vector característico \mathbf{v}_i del parámetro p con peso α_i / λ_i . En particular si α_i / λ_i es pequeño, el término $(\alpha_i / \lambda_i) \mathbf{v}_i$ tiene relativamente poca influencia en la solución de δ .

Mínimos Cuadrados Iterativos y Problemas No Lineales

La aproximación de inversión no lineal utiliza mínimos cuadrados restringidos iterativamente para actualizar el vector del parámetro para un modelo geofísico dado. Aunque el modelo es frecuentemente una función no lineal de alguno o de todos los parámetros, θ_i es posible estimar el vector del parámetro θ mediante una secuencia de mínimos cuadrados lineales restringidos.

Los cambios de parámetros estimados son determinados a partir de la relación fundamental dada en la ecuación (197). Dichos parámetros pueden ser utilizados para estimar la respuesta de un nuevo modelo. En cada paso se calcula la suma de cuadrados del error entre la respuesta del modelo y los valores observados. La búsqueda iterativa para la estimación de los parámetros termina cuando cualquier error cuadrado o cambio relativo en el error cuadrado es menor al valor especificado. Después de haber satisfecho el criterio de convergencia se puede decir que la estimación de los parámetros del modelo geofísico ha producido un modelo ajustado a nuestras especificaciones. Sin embargo, una buena semejanza entre el modelo y las observaciones no garantiza necesariamente que se ha encontrado la solución correcta.

5.3 SISTEMA *INVERLOG*

El Sistema *INVERLOG* surgió como resultado del proyecto FIDPEMEX “Inversión de Registros Eléctricos y Electromagnéticos”, iniciado en Septiembre de 1995 y desarrollado por el Grupo de Modelado y Análisis de Registros de Pozos (GMARP) del Instituto Mexicano de Petróleo (IMP), dirigido por el Dr. Pedro Anguiano Rojas.

El objetivo de este Sistema es obtener la resistividad específica de formaciones, a partir de registros eléctricos convencionales y de inducción para modelos 2-D con simetría axial, es decir, tomando en consideración todos los efectos ambientales simultáneamente (diámetro de pozo, zona invadida, estratos adyacentes, resistividad del fluido de perforación). La interpretación tradicional que consiste en corregir la resistividad aparente mediante cartas o nomogramas (considerando cada efecto en forma independiente con influencia lineal) no logra

representar correctamente la resistividad verdadera de las formaciones con interés petrolero, provocando la mayoría de las veces una subestimación de la saturación de hidrocarburo (S_h), especialmente en estratos delgados.

El Sistema *INVERLOG* mejora la estimación de reservas mediante la reinterpretación de registros convencionales antiguos, evitando la inversión de grandes cantidades de dinero en exploración, perforación y en la toma adicional de registros sumamente costosos. Actualmente este sistema se aplica a los registros eléctricos obtenidos de las herramientas Normal (NC, NL), Lateral (LAT), Laterolog (LLs, LLd), Microesférico Enfocado (MSFL) e Inducción (6FF40, ILd, IIm).

El sistema *INVERLOG*, diseñado en lenguaje C, se ejecuta en el sistema operativo Unix (Linux) y realiza el modelado e inversión de registros de pozos mediante los módulos denominados *SYNTHETIC* e *INVERSION* respectivamente (Figura 22). Tanto los archivos de entrada como los de salida están en código ASCII.

Para la ejecución de este sistema se teclea: `INVERLOG_ver*.* <archivo.ctl>`. El archivo.ctl es el archivo de control que contiene la designación de las variables (una por renglón) para el funcionamiento del programa *INVERLOG*. Es posible escribir comentarios empezando con el carácter “#”. Los términos ANNEAL, GRADIENT y GUESS indican a que método corresponden exclusivamente esas variables (Figura 23).

A continuación se describen en forma general los pasos a seguir durante la ejecución de cada uno de los módulos del Sistema *INVERLOG* con base en el manual de operación “*INVERLOG* Reference Manual A System to Model and Invert Well Logs” (ANGUIANO, 1999).

Debido a la necesidad de introducir un modelo inicial al sistema *INVERLOG*, se aplica la técnica de **ZONIFICACIÓN** de curvas (digitalizadas a una tasa de muestreo de 0.25 m), en la cual se hace una delimitación preliminar de “zonas” que corresponden a las unidades geoelectricas (estratigráficas) en el intervalo a procesar, de acuerdo a la resolución de la herramienta. El sistema *INVERLOG* logra obtener automáticamente este modelo zonificado.

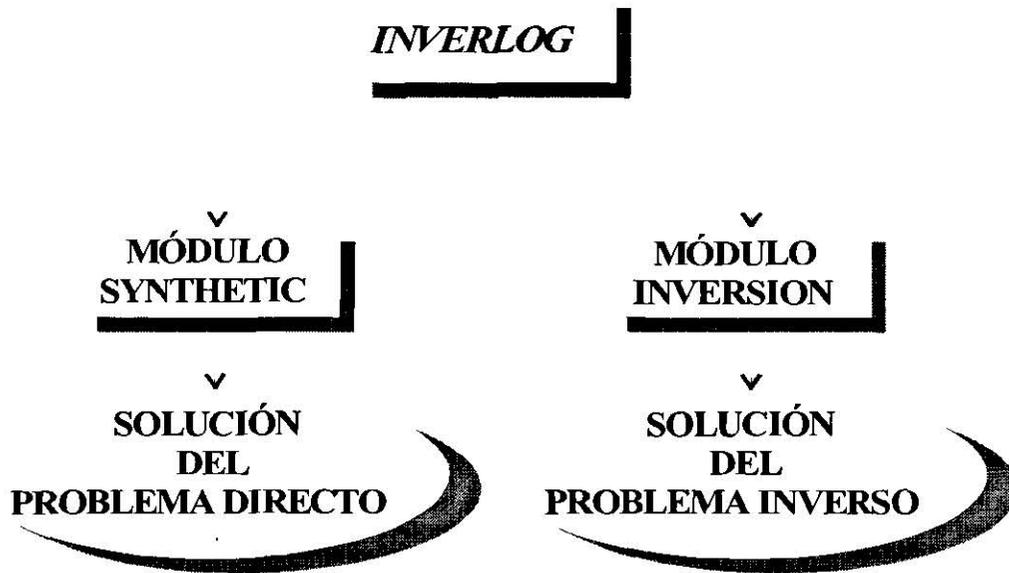


Figura 22. Diagrama del sistema *INVERLOG*.

Por lo general, del grupo de curvas que conforman el registro de campo se zonifica la que posee mayor resolución vertical.

5.3.1 Módulo *SYNTHETIC*

El módulo *SYNTHETIC* resuelve el problema directo para modelos 2D y simula las respuestas de las herramientas. Para esto, el usuario describe las principales características del modelo, tales como delimitación de espesores de estratos, resistividades verdaderas (R_t), diámetro de invasión (d_i), resistividad de las zonas invadidas (R_{xo}), resistividad del fluido de perforación (R_m), diámetro de la sonda (d_s) y diámetro de la barrena (d_h). Además se incluye un parámetro relacionado con el espaciamiento estándar entre electrodos de acuerdo al tipo de herramienta que se esté utilizando.

El programa *SYNTHETIC* consta del módulo Diferencias Finitas 2-D para registros eléctricos e inducción, el cual resuelve el problema directo en dos dimensiones a través del método de diferencias finitas. La figura 24 presenta en forma esquemática la secuencia de procesos en este módulo y los archivos que intervienen durante su ejecución.

CONTROL FILE OF INVERLOG

INPUT/OUTPUT and GENERAL PARAMETERS

name of output file: acceptable value.- alphanumeric style (e. gs8)
units: acceptable value (m / ft)
processing start: acceptable value.- real type value (e. 2700.00)
processing stop: acceptable value.- real type value (e. 2850.25)
processing sample interval: acceptable value.- real type value (e. 0.25)
shifted: acceptable value (yes / no)

INITIAL MODEL PARAMETERS

(ANNEAL)**maximum thin bed length:** acceptable value.- real type value (e. 2.5)
(ANNEAL)**minimum bed length:** acceptable value.- real type value (e. 0.75)
(ANNEAL)**weightave:** acceptable value.- integer positive value (e. 1)
(ANNEAL)**temperature initialization factor:** acceptable value.- positive real type value (e. 0.01)
(ANNEAL)**number of boundaries fixed:** acceptable value (yes / no)
(ANNEAL)**number of boundaries:** acceptable value.- integer positive value (e. 20)
(ANNEAL)**temperature reduction factor:** acceptable value.- positive real type value (e. 0.5)
(ANNEAL)**error input file:** acceptable value.- alphanumeric value (e. A21.err)
(ANNEAL)**depth and rt columns in error file:** acceptable value.- two integer values of positive type separated by a blank space (e. 1 2)

SYNTHETIC PARAMETERS

ds: acceptable value.- positive real type value (e. 3.50)
dh: acceptable value.- positive real type value (e. 5.625)
Rm: acceptable value.- positive real type value (e. 0.6)

DEVICE DEPENDENCE PARAMETERS

device: acceptable value (short / long / lateral / ild / ilm / 6f4)
model input file: acceptable value.- alphanumeric type (e. A21.S00)
depth and rt columns of model input file: acceptable value.- two integer values of positive type separated by a blank space (e. 1 2)
rxo and di columns in the model input file: acceptable value.- two integer values of positive type separated by a blank space (e. 1 3)
synthetic input file: acceptable value.- alphanumeric type (e. nc.A21.F00)
depth and rt columns of synthetic input file: acceptable value.- two integer values of positive type separated by a blank space (e. 1 2)
field data file: acceptable value.- alphanumeric type (e. A21.txt)
depth and measurement columns of field data: acceptable value.- two integer values of positive type separated by a blank (e. 1 3)
depth, min resistivity, max resistivity: acceptable value.- three values of real type separated by a blank space (e. 2850.00 1.0 100.0)

INVERSION PARAMETERS

number of devices to do inversion: acceptable value.- integer positive value (e. 1)
number of iterations: acceptable value.- integer positive value (e. 10)
inversion method: acceptable values (gradient / synthetic / guess)
inversion type: acceptable values (single / common)
(Gradient)**model parameter(s) to be fixed:** acceptable value (depth / rt / none)
#(GUESS)**model type:** acceptable values (square / continuous)

INVERSION PARAMETERS dependence on device

(SYNTHETIC)**synthetic method:** acceptable value(fd2d)
(Gradient)**tool influence distance for derivative:** acceptable value.- real type value (e. 4.0)
(Gradient)**gradient computation method:** acceptable value (fd2d)

GUESS PARAMETERS dependence on device

(GUESS)**tool influence distance for window:** acceptable value.- real type (e. 4.0)
(GUESS CONTINUOS)**percentage of power to leave for low pass filter:** acceptable value.- real type (e. 12.0)
(GUESS CONTINUOS)**window length for low pass filter:** acceptable value.- real type (e. 4.0)
(GUESS SQUARE)**maximum thin bed length:** acceptable value.- real type (e. 0.05)

Figura 23. Estructura del archivo de Control.

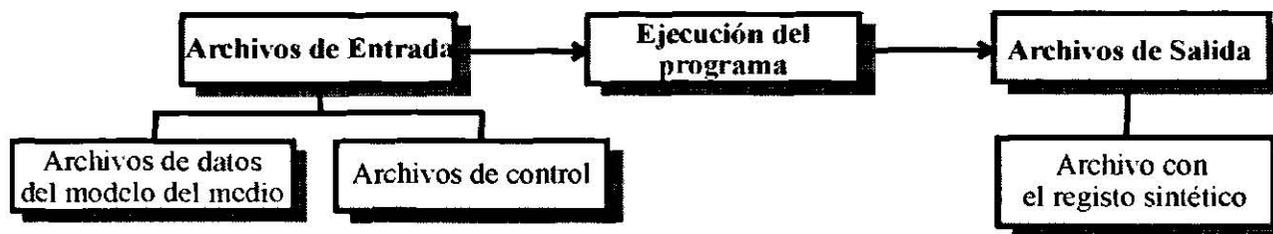


Figura 24. Diagrama de la secuencia de operación del módulo *SYNTHETIC*.

Archivos de Entrada

Archivo de datos del modelo del medio. Contiene los datos del modelo inicial del medio (modelo zonificado) y consta de cuatro columnas:

1°	2°	3°	4°
<i>Prof. (metros o pies)</i>	$R_t (\Omega\text{-m})$	$R_{zo} (\Omega\text{-m})$	$d_i (\text{pulgadas})$

la 1ª columna incluye la profundidad de la base de cada uno de los estratos; la 2ª, a la resistividad verdadera que posee cada uno de ellos; la 3ª, a la resistividad de la zona invadida y la 4ª, al diámetro de invasión. Si no se considera el efecto de invasión, el archivo estará conformado únicamente por las dos primeras columnas.

Archivo de control. Contiene los parámetros requeridos para la ejecución del programa y comentarios para facilitar la descripción de cada uno de ellos (Figura 23).

Archivos de Salida

Archivo con registro sintético. Contiene la curva sintética generada a partir del modelado directo y está conformado por cuatro columnas:

1°	2°	3°	4°
<i>Prof. (metros o pies)</i>	$R_a (\Omega\text{-m})$	$R_{zo} (\Omega\text{-m})$	$d_i (\text{pulgadas})$

la 1ª columna corresponde a la profundidad base de cada uno de los estratos; la 2ª, a la resistividad aparente de cada uno de ellos; la 3ª, a la resistividad de la zona invadida y la 4ª, al diámetro de invasión. Al igual que el archivo de datos del modelo del medio, cuando no se considera al efecto de invasión el archivo queda formado por las dos primeras columnas.

El nombre del archivo se genera automáticamente y tiene la siguiente estructura: <herramienta>.<nombre>.FXX (donde XX indica el número de iteración). La herramienta queda representada por las iniciales nc, nl, lat, ild, ilm, 6f4 o sfl, de acuerdo al tipo de curva a simular: Normal Corta, Normal Larga, Lateral, Inducción Profunda, Inducción Somera, Inducción 6FF40, o Microesférico Enfocado respectivamente.

Para visualizar el registro sintético obtenido en cada una de las iteraciones y compararlo con el registro de campo se puede utilizar el programa de graficación GNUPLOT.

5.3.2 Módulo *INVERSION*

El módulo *INVERSION* da solución al problema inverso, el cual consiste en recrear las condiciones del subsuelo, es decir, estimar los parámetros físicos reales del medio (R_t , R_{xo} , d_i , espesores de capa, etc.) que minimizan la discrepancia, en forma iterativa, entre el registro sintético (obtenido del módulo *SYNTHETIC*) y los datos. Se trata de resolver un problema de optimización en el que se usa la norma euclidiana para medir el error en la aproximación, lo que produce un problema de mínimos cuadrados. El Sistema *INVERLOG* resuelve el problema inverso utilizando dos métodos de optimización: Gradiente Conjugado (opción GRADIENT) o regularización (opción GUESS). Este sistema permite interpretar en forma individual o conjunta las respuestas (curvas) de las herramientas que conforman el registro eléctrico convencional, así como las respuestas (curvas) de las herramientas que constituyen el registro de inducción.

Debido al proceso iterativo del Sistema *INVERLOG*, se requiere un modelo inicial del medio, a priori, proporcionado por el usuario a través de un archivo tipo texto, el cual contiene información sobre el espesor de las capas, la resistividad de la zona virgen (R_t), la resistividad de la zona invadida (R_{xo}), y el diámetro de invasión (d_i). Si se considera el efecto de invasión, al realizar la inversión es conveniente contar con las tres curvas de campo (NC, NL, LAT) que conforman el registro eléctrico convencional. La figura 25 presenta en forma esquemática la secuencia de operación del módulo *INVERSION* y los archivos que intervienen durante su ejecución, descritos a continuación.

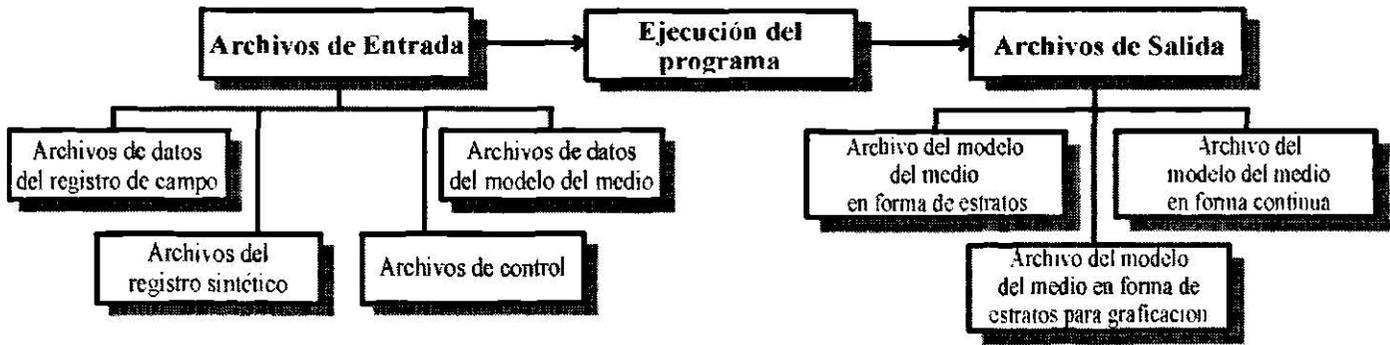


Figura 25. Diagrama de la secuencia de operación del módulo *INVERSION*.

Archivos de Entrada

Archivo del registro de campo. Contiene los valores obtenidos por cada una de las herramientas que fueron corridas en el pozo y la profundidad en que fueron tomados. Se deben llenar dos columnas:

1°	2°
<i>Prof. (metros o pies)</i>	<i>R_t (Ω-m)</i>

la 1ª corresponde a la profundidad a la que fue tomada cada una de las mediciones de la herramienta y la 2ª, a la resistividad obtenida por la herramienta.

Archivo del modelo inicial del medio. Contiene los datos del modelo que da inicio al proceso iterativo del Sistema *INVERLOG* y consta de cuatro columnas:

1°	2°	3°	4°
<i>Prof. (metros o pies)</i>	<i>R_t (Ω-m)</i>	<i>R_{vo} (Ω-m)</i>	<i>d_i (pulgadas)</i>

la 1ª corresponde a la profundidad base de cada uno de los estratos; la 2ª a la resistividad verdadera para cada uno de ellos; la 3ª y 4ª, a la resistividad y diámetro de la zona invadida. Si no se considera el efecto de invasión, el archivo queda formado únicamente por las dos primeras columnas.

Archivo del registro sintético. Este archivo contiene el registro sintético que surge como resultado del módulo *SYNTHETIC*.

Archivo de control. Contiene los parámetros requeridos para la ejecución del programa y comentarios para facilitar la descripción de cada uno de ellos (Figura 23).

Archivos de Salida

Los nombres de los archivos son generados automáticamente durante el proceso de inversión y tienen la siguiente estructura: <herramienta>.<nombre>.<formato>. La herramienta queda representada por las iniciales nc, nl, lat, ild, ilm, 6f4, o sfl, de acuerdo al tipo de herramienta que se este invirtiendo.

Archivo del modelo del medio en forma de estratos. Este archivo caracteriza el modelo del medio en forma de capas o estratos. Su formato es *.SXX (donde XX indica el número de iteración) y la distribución de sus columnas es la siguiente:

1 ^o	2 ^o	3 ^o	4 ^o
Prof. (metros o pies)	R_t ($\Omega\text{-m}$)	R_{vo} ($\Omega\text{-m}$)	d_i (pulgadas)

en la 1^a columna se anota la profundidad de la base de cada uno de los estratos; en la 2^a, la resistividad verdadera para cada uno de ellos; en la 3^a y 4^a, la resistividad y el diámetro de la zona invadida. Si no se considera el efecto de invasión, el archivo se conforma únicamente con las primeras dos columnas.

Archivo del modelo del medio continuo. Archivo que caracteriza el modelo del medio en forma continua, donde la especificación de la tasa de muestreo es dada por el usuario. Su formato es *.MXX y posee la misma distribución de columnas que el archivo *.SXX.

Archivo del medio para graficación. Este archivo caracteriza el modelo del medio en forma de capas o estratos y se utiliza para generar la gráfica del modelo. Su formato es *.CXX y posee la misma distribución de columnas que el archivo *.SXX.

Para visualizar la inversión obtenida en cada una de las iteraciones y compararla con el registro de campo se puede utilizar el programa de graficación *GNU PLOT*.

En la figura 26 (a) se muestra el tiempo que tarda el cálculo de la curva sintética en un tramo de 300 metros con 264 capas, a una tasa de muestreo de 0.25 metros, en un sistema Pentium II a 450 MHz y en (b) el tiempo que tarda una iteración en el proceso de inversión bajo las mismas condiciones. Por lo general la inversión de registros involucra varias iteraciones, provocando que el tiempo se incremente considerablemente en este proceso.

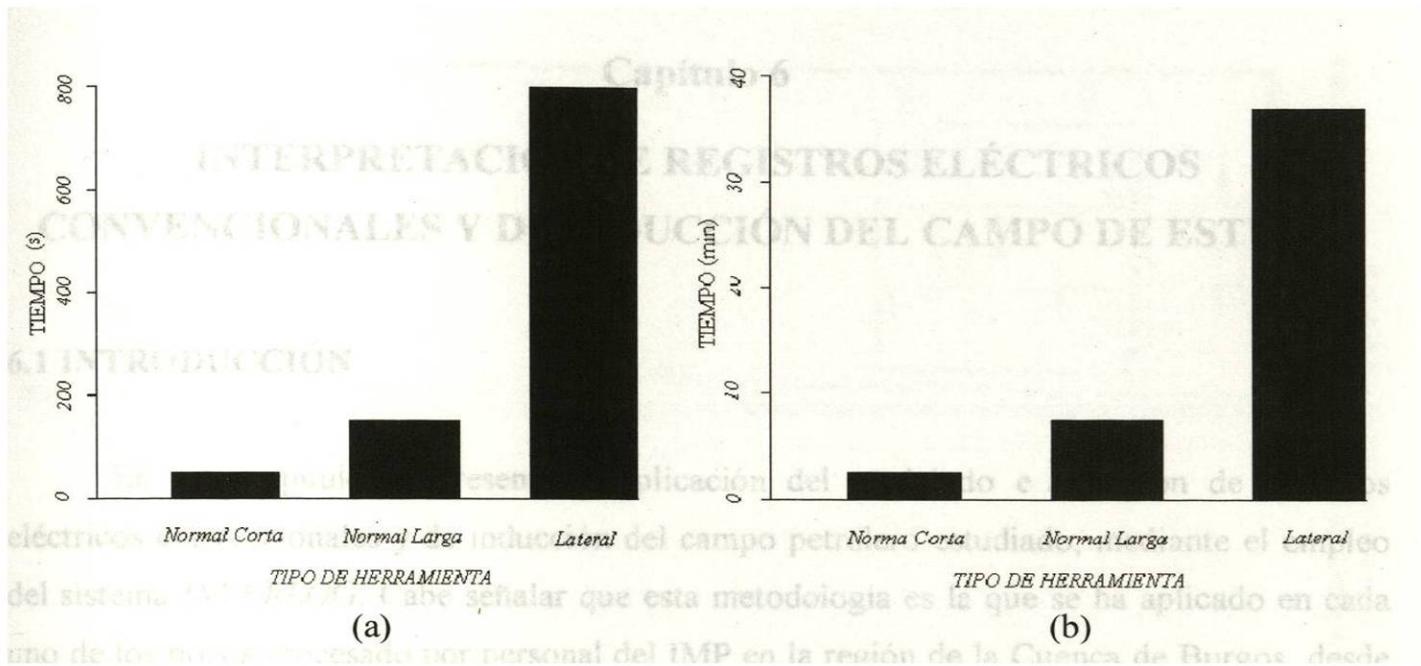


Figura 26. Tiempo de cálculo de la curva sintética: a) en el módulo *SYNTHETIC*, y b) en el módulo *INVERSION*, para una iteración (realizado en base a datos proporcionados por GMARP del IMP).

5.4 RESUMEN

En el intento por mejorar la determinación de las propiedades físicas reales del medio, a partir de registros geofísicos de pozos, se ha hecho uso de la técnica de inversión de datos. Este capítulo presentó la teoría del problema inverso, así como una descripción de la estructura del Sistema *INVERLOG*. A continuación se presenta la aplicación del modelado e inversión de registros eléctricos convencionales y de inducción del campo petrolero estudiado, mediante el empleo del Sistema *INVERLOG*; además se realiza la evaluación de parámetros petrofísicos (S_w y ϕ) a partir de métodos de cálculo generales para arenas arcillosas, haciendo uso de programas computacionales desarrollados en el IMP

Capítulo 6

INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta la aplicación del modelado e inversión de registros eléctricos convencionales y de inducción del campo petrolero estudiado, mediante el empleo del sistema *INVERLOG*. Cabe señalar que esta metodología es la que se ha aplicado en cada uno de los pozos procesado por personal del IMP en la región de la Cuenca de Burgos, desde el año de 1998 hasta la fecha. Se incluye además la evaluación de parámetros petrofísicos (S_w y ϕ) a partir de métodos de cálculo generales para arenas arcillosas, haciendo uso de programas computacionales desarrollados en el IMP tales como *ERA* (Evaluación de Registros Limitados) y *CUVENLOG* (corrige por efecto de arcilla a través de Q_v). Por último, se hace una comparación de los diferentes cálculos de S_w y ϕ sin y con la aplicación del sistema *INVERLOG*.

Para los objetivos planteados se procedió a escoger una arena de interés para el campo, denominada FI-10 (Figura 6) que aparece como productora en algunos pozos y cuyo espesor, según datos geológicos (núcleos) no excede 15 m y pertenece a la formación Frío Marino (Oligoceno Superior). En la figura 27 se presenta una sección con los pozos A-21, A-44, A-29 y A-3, localizados en el área de estudio de NW a SE en este orden, a los cuales corresponde la información que aquí se presenta y cuyas profundidades fueron modificadas únicamente para presentación de este trabajo de tesis.

6.2 EJEMPLOS DE INVERSIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES Y DE INDUCCIÓN

Antes de dar inicio al proceso de inversión de registros se realiza la validación de los datos de campo utilizados, lo cual consiste en graficar y comparar las curvas digitalizadas con

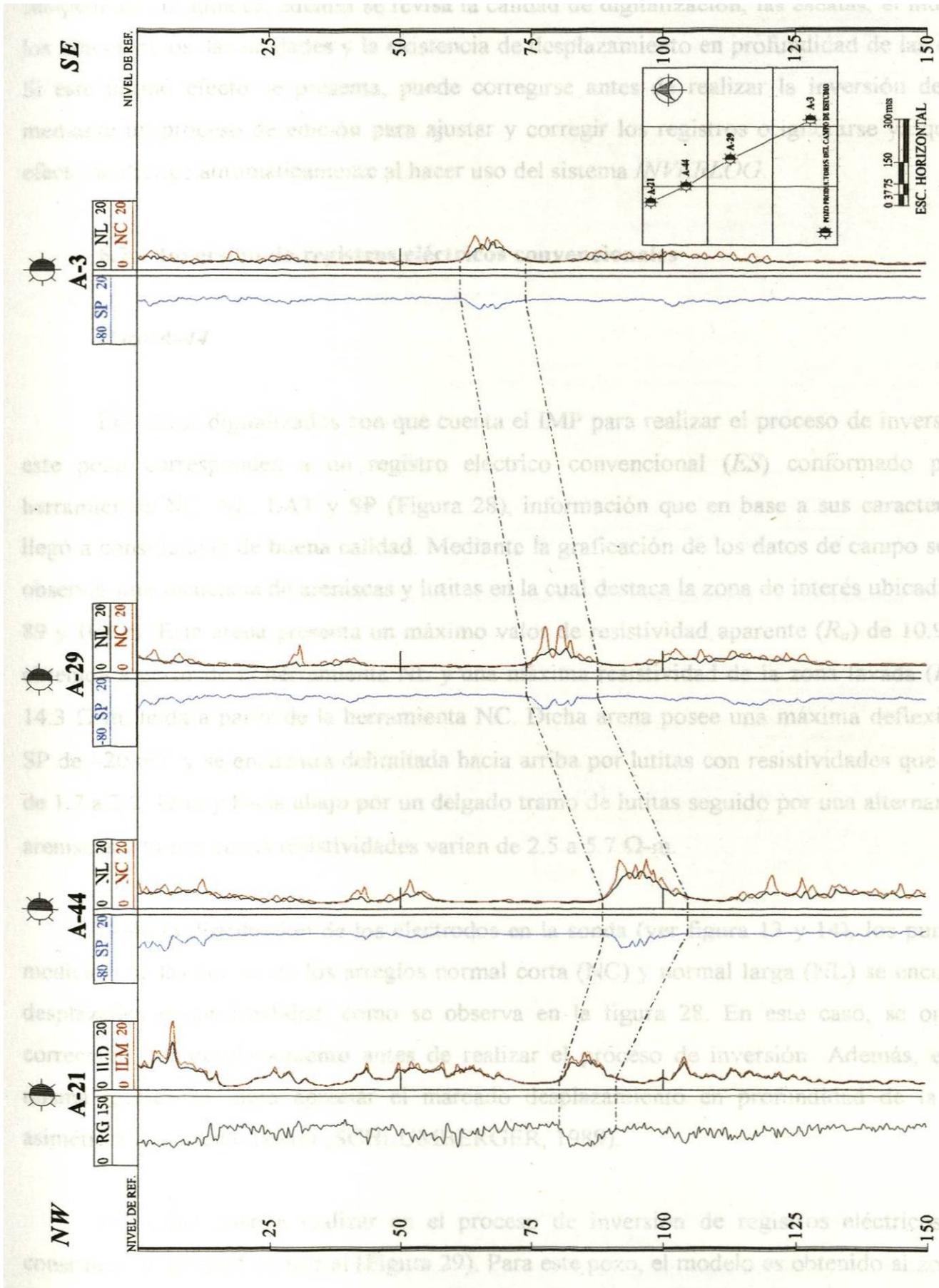


Figura 27. Sección de los pozos A-21, A-44, A-29 y A-3. El primero de ellos posee datos de un registro de inducción y los siguientes tres de registros eléctricos, cuyas profundidades fueron modificadas para presentación de este trabajo (elaborado en base a datos proporcionados por el IMP).

sus películas originales; además se revisa la calidad de digitalización, las escalas, el muestreo, los mnemónicos, las unidades y la existencia de desplazamiento en profundidad de las curvas. Si este último efecto se presenta, puede corregirse antes de realizar la inversión de datos mediante un proceso de edición para ajustar y corregir los registros o ignorarse ya que este efecto se corrige automáticamente al hacer uso del sistema *INVERLOG*.

6.2.1 Inversión de registros eléctricos convencionales

Pozo A-44

Los datos digitalizados con que cuenta el IMP para realizar el proceso de inversión en este pozo corresponden a un registro eléctrico convencional (*ES*) conformado por las herramientas NC, NL, LAT y SP (Figura 28), información que en base a sus características llegó a considerarse de buena calidad. Mediante la graficación de los datos de campo se logra observar una secuencia de areniscas y lutitas en la cual destaca la zona de interés ubicada entre 89 y 104 m. Esta arena presenta un máximo valor de resistividad aparente (R_a) de 10.9 Ω -m, obtenida a partir de la herramienta NL y una máxima resistividad de la zona lavada (R_{xo}) de 14.3 Ω -m, leída a partir de la herramienta NC. Dicha arena posee una máxima deflexión del SP de -20 mV y se encuentra delimitada hacia arriba por lutitas con resistividades que varían de 1.7 a 2.2 Ω -m y hacia abajo por un delgado tramo de lutitas seguido por una alternancia de areniscas y lutitas cuyas resistividades varían de 2.5 a 5.7 Ω -m.

Dada la distribución de los electrodos en la sonda (ver figura 13 y 14), los puntos de medición de las curvas de los arreglos normal corta (NC) y normal larga (NL) se encuentran desplazados en profundidad, como se observa en la figura 28. En este caso, se omite la corrección por desplazamiento antes de realizar el proceso de inversión. Además, en esta misma gráfica se logra apreciar el marcado desplazamiento en profundidad de la curva asimétrica del arreglo lateral (SCHLUMBERGER, 1989).

El primer paso a realizar en el proceso de inversión de registros eléctricos es la construcción del modelo inicial (Figura 29). Para este pozo, el modelo es obtenido al zonificar la curva de campo de la herramienta NC, por ser la que posee mayor resolución de las tres

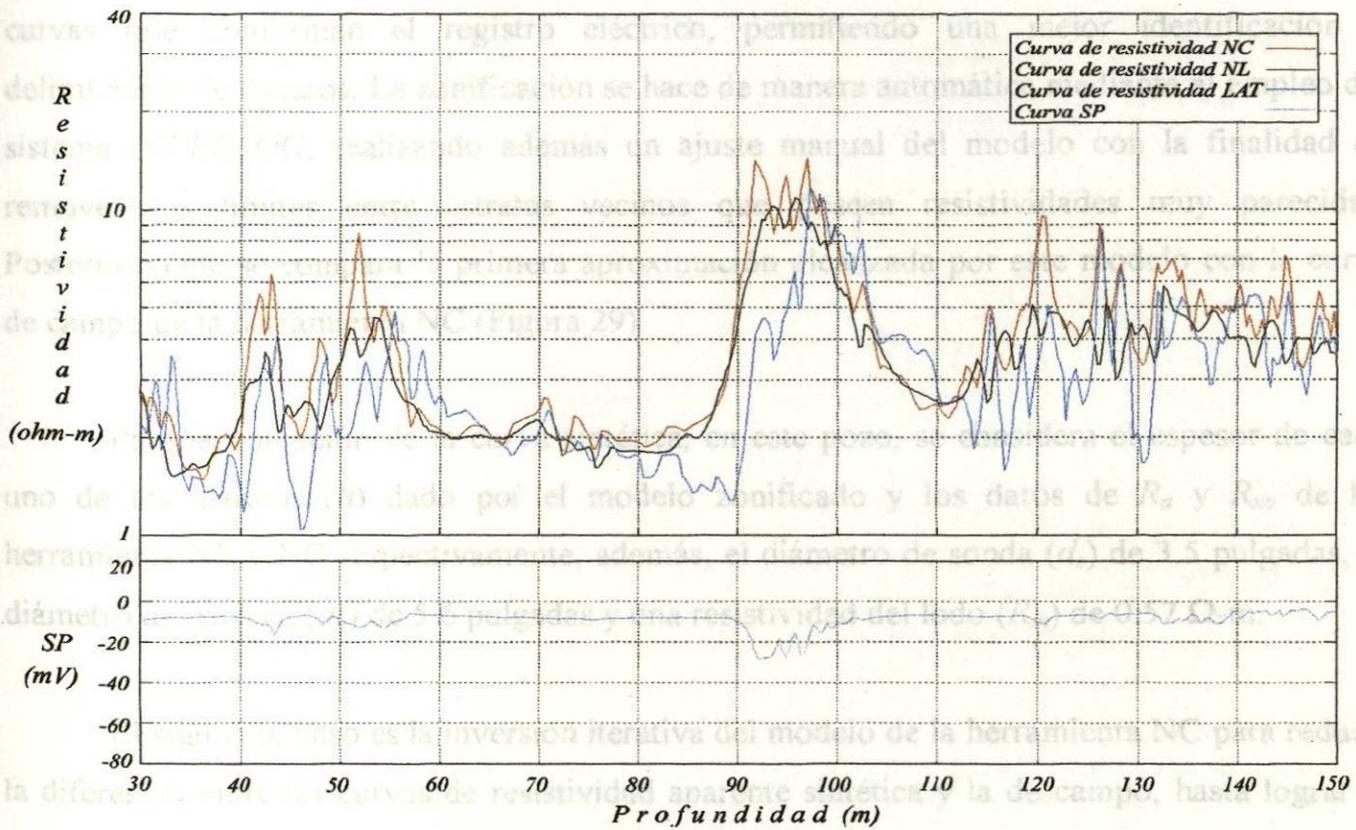


Figura 28. Datos de campo del registro eléctrico del pozo A-44 conformado por las herramientas NC, NL, LAT y SP.

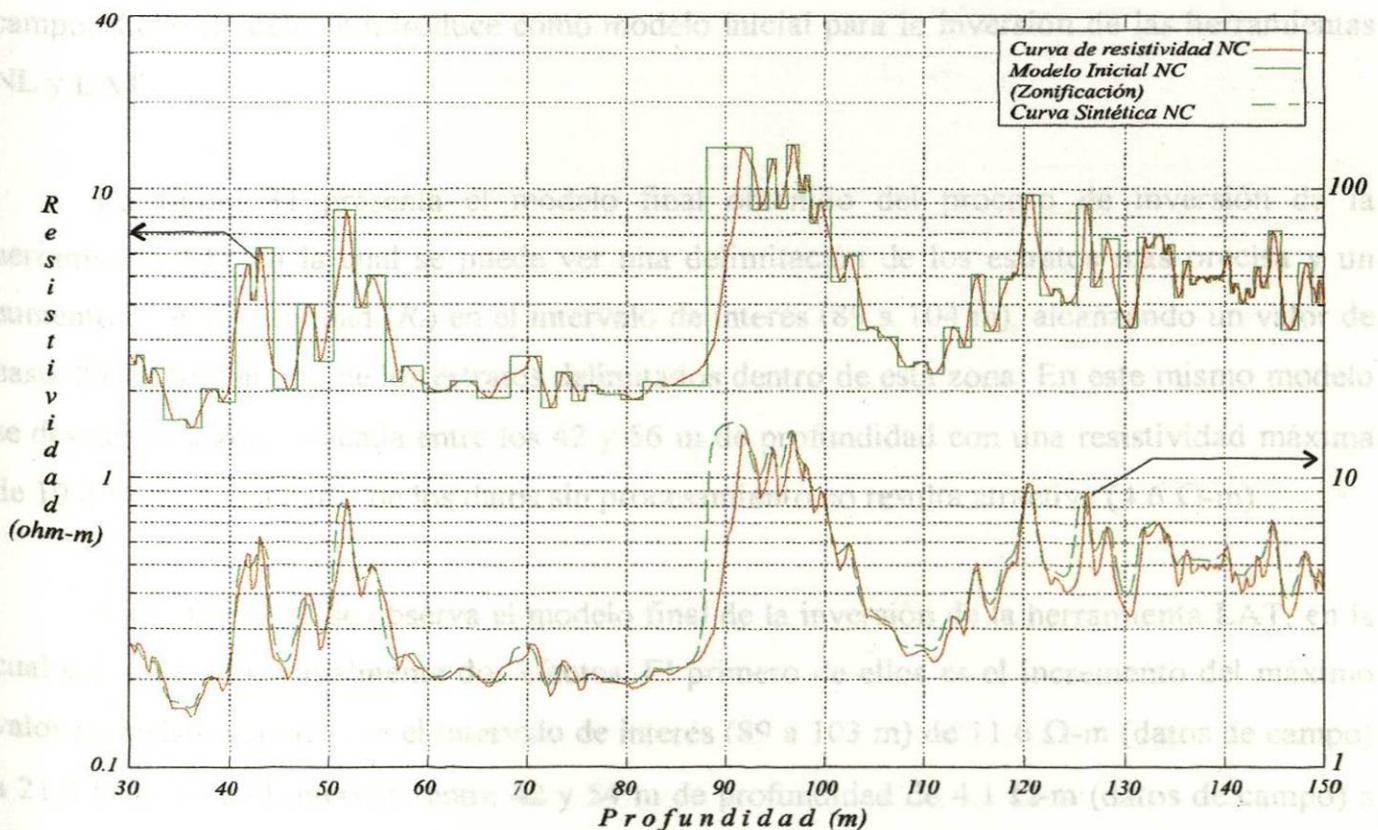


Figura 29. Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta NC del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

curvas que conforman el registro eléctrico, permitiendo una mejor identificación y delimitación de estratos. La zonificación se hace de manera automática mediante el empleo del sistema *INVERLOG*, realizando además un ajuste manual del modelo con la finalidad de remover los límites entre estratos vecinos que poseen resistividades muy parecidas. Posteriormente se compara la primera aproximación alcanzada por este modelo con la curva de campo de la herramienta NC (Figura 29).

Para la obtención de la curva sintética, en este pozo, se considera el espesor de cada uno de los estratos (h) dado por el modelo zonificado y los datos de R_a y R_{xo} de las herramientas NL y NC respectivamente; además, el diámetro de sonda (d_s) de 3.5 pulgadas, el diámetro de barrena (d_h) de 5.6 pulgadas y una resistividad del lodo (R_m) de $0.57 \Omega\text{-m}$.

El siguiente paso es la inversión iterativa del modelo de la herramienta NC para reducir la diferencia entre las curvas de resistividad aparente sintética y la de campo, hasta lograr la mejor aproximación posible (Figura 30). El modelo que surge como resultado final de esta fase permite una mejor delimitación de estratos no detectables a simple vista en el registro de campo, dicho modelo se introduce como modelo inicial para la inversión de las herramientas NL y LAT.

La figura 31 presenta el modelo final obtenido del proceso de inversión de la herramienta NL, en la cual se puede ver una delimitación de los estratos más precisa y un aumento de la resistividad (R_t) en el intervalo de interés (89 a 104 m), alcanzando un valor de hasta $25.4 \Omega\text{-m}$ en uno de los estratos delimitados dentro de esta zona. En este mismo modelo se destaca una zona ubicada entre los 42 y 56 m de profundidad con una resistividad máxima de $10.4 \Omega\text{-m}$, que a partir de los datos sin procesamiento no resulta atractiva ($4.6 \Omega\text{-m}$).

En la figura 32 se observa el modelo final de la inversión de la herramienta LAT, en la cual sobresalen principalmente dos efectos. El primero de ellos es el incremento del máximo valor de resistividad (R_t) en el intervalo de interés (89 a 103 m) de $11.6 \Omega\text{-m}$ (datos de campo) a $21.5 \Omega\text{-m}$ y en el intervalo entre 42 y 54 m de profundidad de $4.1 \Omega\text{-m}$ (datos de campo) a $6.3 \Omega\text{-m}$. El segundo, es el desplazamiento en profundidad que sufre el modelo de la

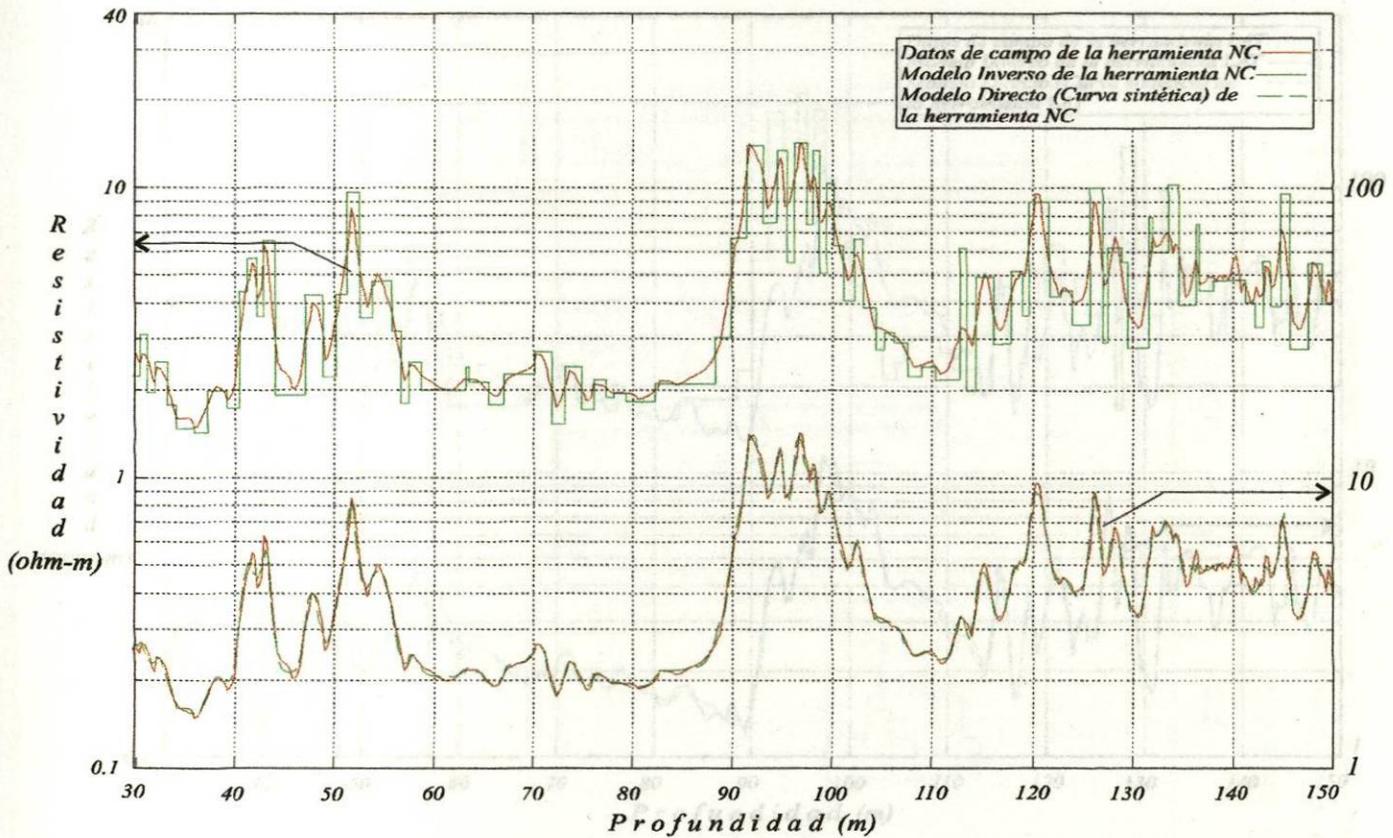


Figura 30. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NC del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

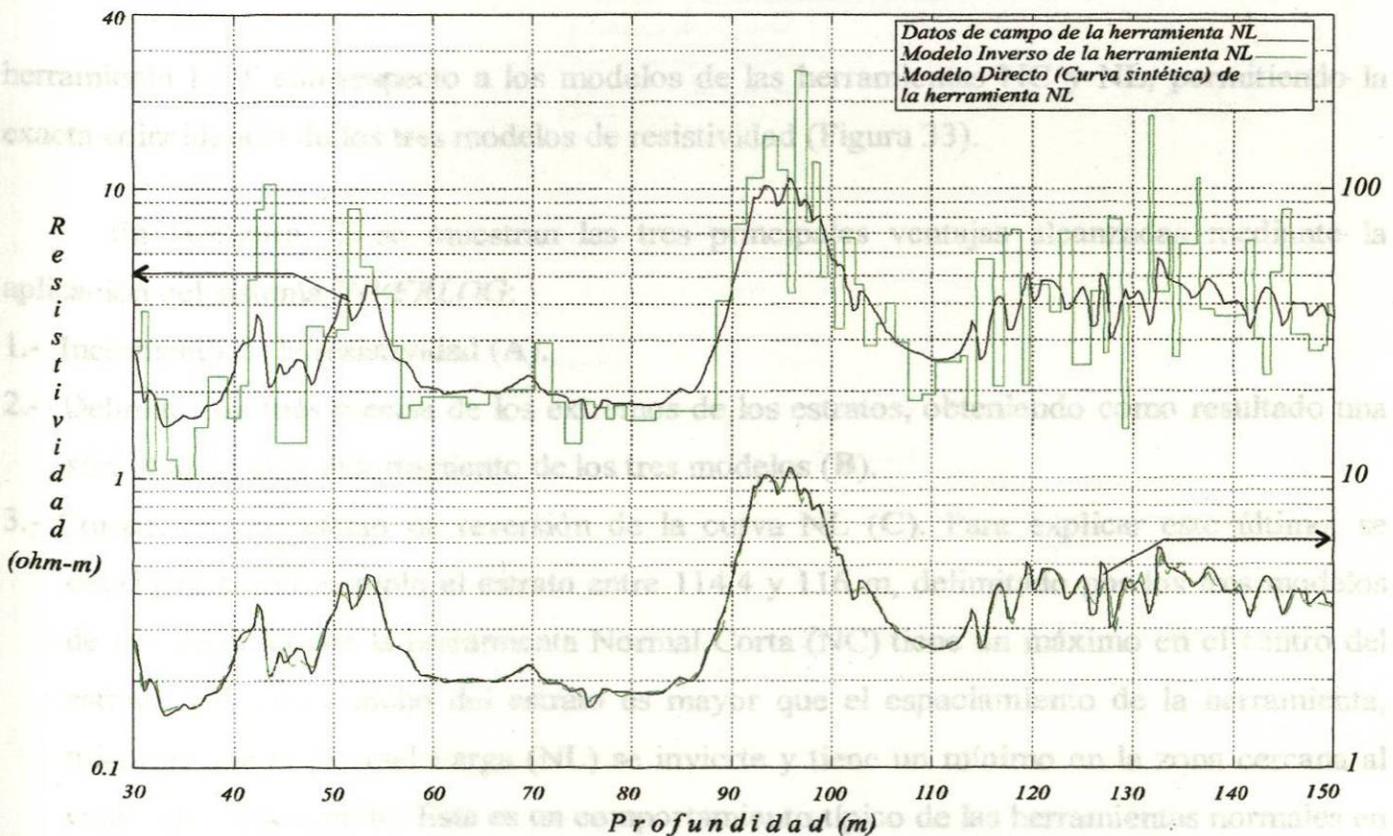


Figura 31. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NL del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

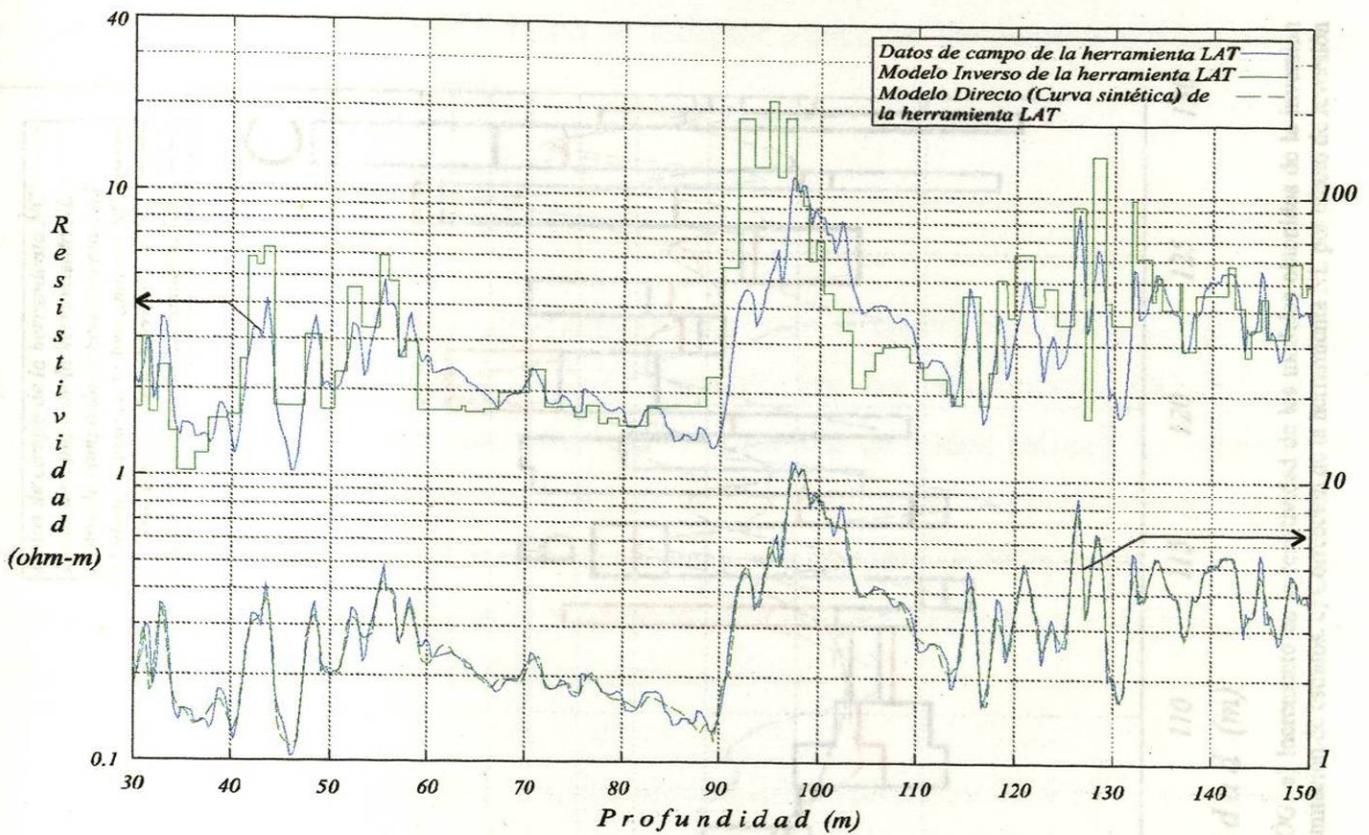


Figura 32. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta LAT del pozo A-44. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

herramienta LAT con respecto a los modelos de las herramientas NC y NL, permitiendo la exacta coincidencia de los tres modelos de resistividad (Figura 33).

En la figura 33 se muestran las tres principales ventajas alcanzadas mediante la aplicación del sistema *INVERLOG*:

- 1.- Incremento de la resistividad (A).
- 2.- Delimitación más precisa de los extremos de los estratos, obteniendo como resultado una similitud en el comportamiento de los tres modelos (B).
- 3.- Corrección por efecto de reversión de la curva NL (C). Para explicar este último, se considera como ejemplo el estrato entre 114.4 y 116 m, delimitado por los tres modelos de inversión, donde la herramienta Normal Corta (NC) tiene un máximo en el centro del estrato, ya que el ancho del estrato es mayor que el espaciado de la herramienta, mientras que la Normal Larga (NL) se invierte y tiene un mínimo en la zona cercana al centro de dicho estrato. Éste es un comportamiento típico de las herramientas normales en estratos con espesor menor a su espaciado (SCHLUMBERGER, 1989) y se debe a

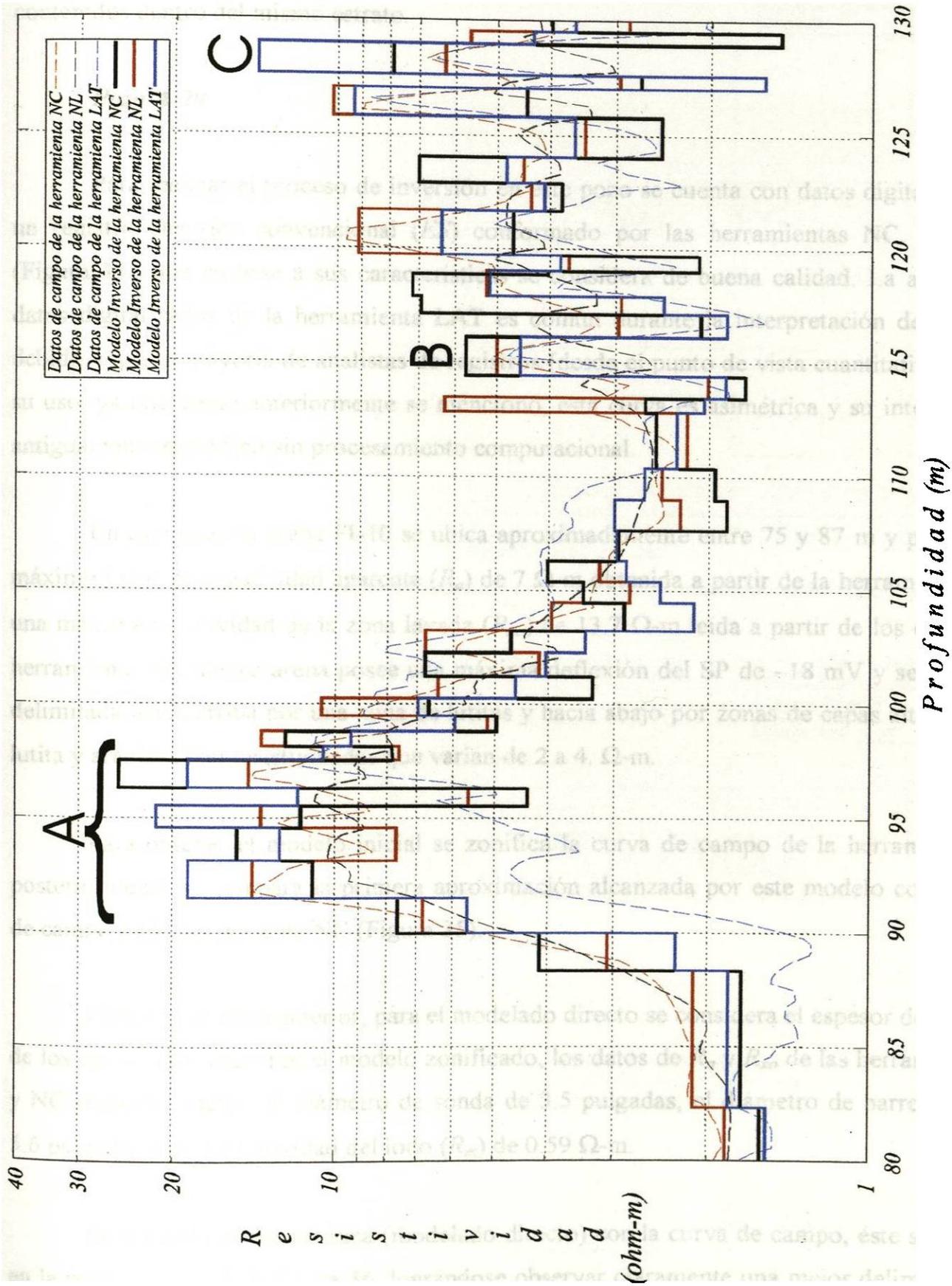


Figura 33. Tres principales ventajitas alcanzadas mediante la aplicación del sistema INVERLOG: a) Incremento en la resistividad de los modelos obtenidos de la inversión de las herramientas NC, NL y LAT del intervalo estudiado en el pozo A-44. b) Delimitación de estratos. c) Corrección de la herramienta NL por efecto de reversión de curva.

que tanto el electrodo transmisor como el receptor nunca se encuentran simultáneamente contenidos dentro del mismo estrato.

Pozo A-29

Para realizar el proceso de inversión en este pozo se cuenta con datos digitalizados de un registro eléctrico convencional (*ES*) conformado por las herramientas NC, NL, y SP (Figura 34), que en base a sus características se considera de buena calidad. La ausencia de datos digitalizados de la herramienta LAT es común durante la interpretación de registros, debido a que la mayoría de analistas de registros (desde el punto de vista cuantitativo) omiten su uso, ya que como anteriormente se mencionó, esta curva es asimétrica y su interpretación antiguamente era difícil sin procesamiento computacional.

En este pozo la arena FI-10 se ubica aproximadamente entre 75 y 87 m y presenta un máximo valor de resistividad aparente (R_a) de 7 Ω -m obtenida a partir de la herramienta NL y una máxima resistividad de la zona lavada (R_{xo}) de 13.7 Ω -m leída a partir de los datos de la herramienta NC. Dicha arena posee una máxima deflexión del SP de -18 mV y se encuentra delimitada hacia arriba por una zona de lutitas y hacia abajo por zonas de capas alternadas de lutita y arenisca con resistividades que varían de 2 a 4. Ω -m.

Para obtener el modelo inicial se zonifica la curva de campo de la herramienta NC, posteriormente se compara la primera aproximación alcanzada por este modelo con la curva de campo de la herramienta NC (Figura 35).

Como en el pozo anterior, para el modelado directo se considera el espesor de cada uno de los estratos (h) dado por el modelo zonificado, los datos de R_a y R_{xo} de las herramienta NL y NC respectivamente, el diámetro de sonda de 3.5 pulgadas, el diámetro de barrena (d_h) de 5.6 pulgadas y una resistividad del lodo (R_m) de 0.59 Ω -m.

Se ajusta la curva sintética (modelado directo) con la curva de campo, éste se presenta en la parte inferior de la figura 36, lográndose observar claramente una mejor delimitación de estratos que a simple vista no se observan en el registro de campo. El modelo que surge como

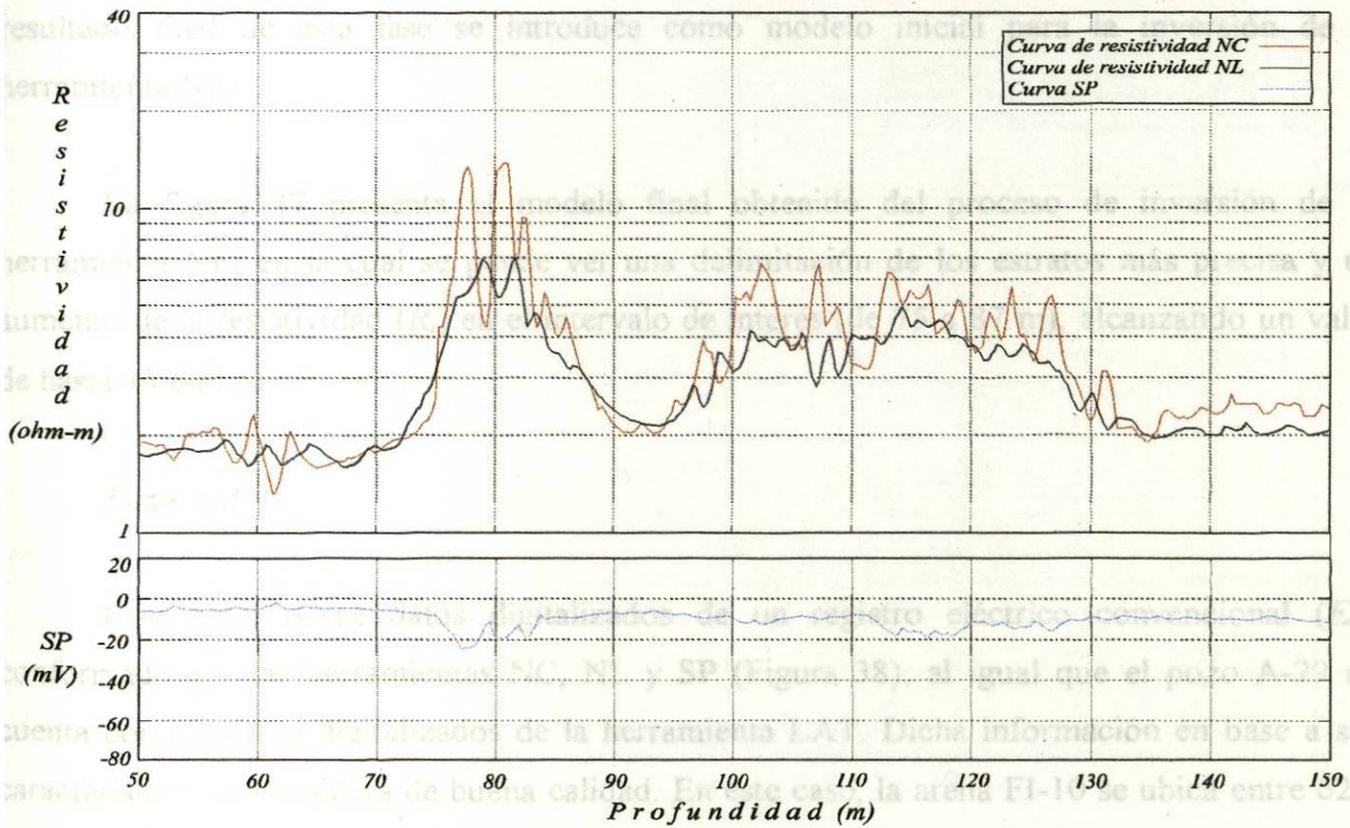


Figura 34. Datos de campo del registro eléctrico del pozo A-29 conformado por las herramientas NC, NL y SP.

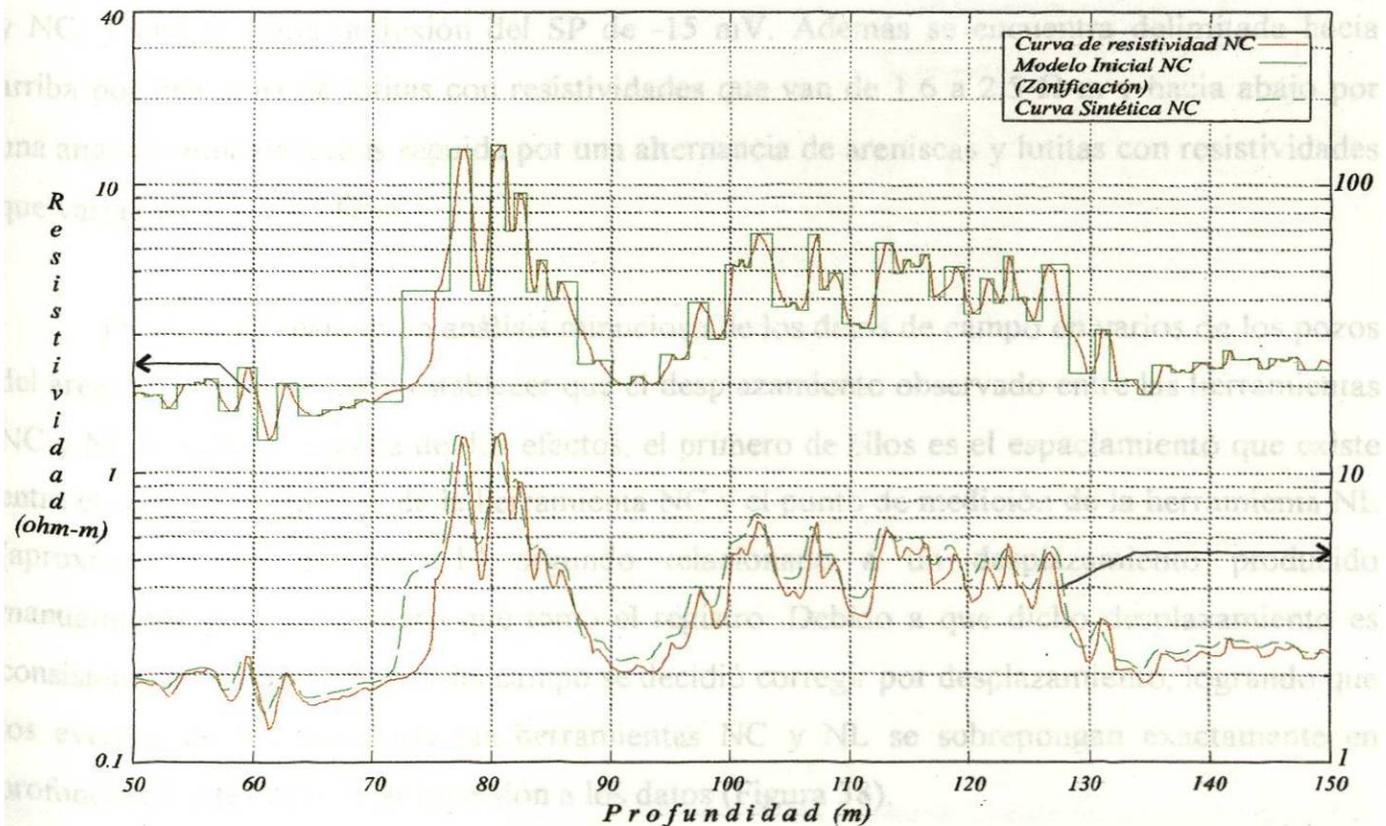


Figura 35. Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta NC del pozo A-29. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

resultado final de esta fase se introduce como modelo inicial para la inversión de la herramienta NL.

La figura 37 presenta el modelo final obtenido del proceso de inversión de la herramienta NL, en la cual se puede ver una delimitación de los estratos más precisa y un aumento de la resistividad (R_t) en el intervalo de interés (de 75 a 87 m), alcanzando un valor de hasta 13.6 Ω -m.

Pozo A-3

Este pozo posee datos digitalizados de un registro eléctrico convencional (*ES*) conformado por las herramientas NC, NL y SP (Figura 38), al igual que el pozo A-29 no cuenta con los datos digitalizados de la herramienta LAT. Dicha información en base a sus características se considera de buena calidad. En este caso, la arena FI-10 se ubica entre 62 y 73 m, y presenta un máximo valor de resistividad aparente (R_a) de 7.9 Ω -m y de resistividad de la zona lavada (R_{xo}) de 9.7 Ω -m obtenidos respectivamente a partir de las herramientas NL y NC, y una máxima deflexión del SP de -15 mV. Además se encuentra delimitada hacia arriba por una zona de lutitas con resistividades que van de 1.6 a 2.5 Ω -m y hacia abajo por una angosta zona de lutitas seguida por una alternancia de areniscas y lutitas con resistividades que varían de 1.9 a 4.7 Ω -m.

Después de realizar un análisis minucioso de los datos de campo en varios de los pozos del área de estudio, se pudo establecer que el desplazamiento observado entre las herramientas NC y NL se debe a la suma de dos efectos, el primero de ellos es el espaciamiento que existe entre el punto de medición de la herramienta NC y el punto de medición de la herramienta NL (aproximadamente 61 cm). El segundo relacionado a un desplazamiento producido manualmente por el ingeniero que tomó el registro. Debido a que dicho desplazamiento es consistente en todos los pozos del campo se decidió corregir por desplazamiento, logrando que los eventos de las curvas de las herramientas NC y NL se superpongan exactamente en profundidad antes de aplicar inversión a los datos (Figura 38).

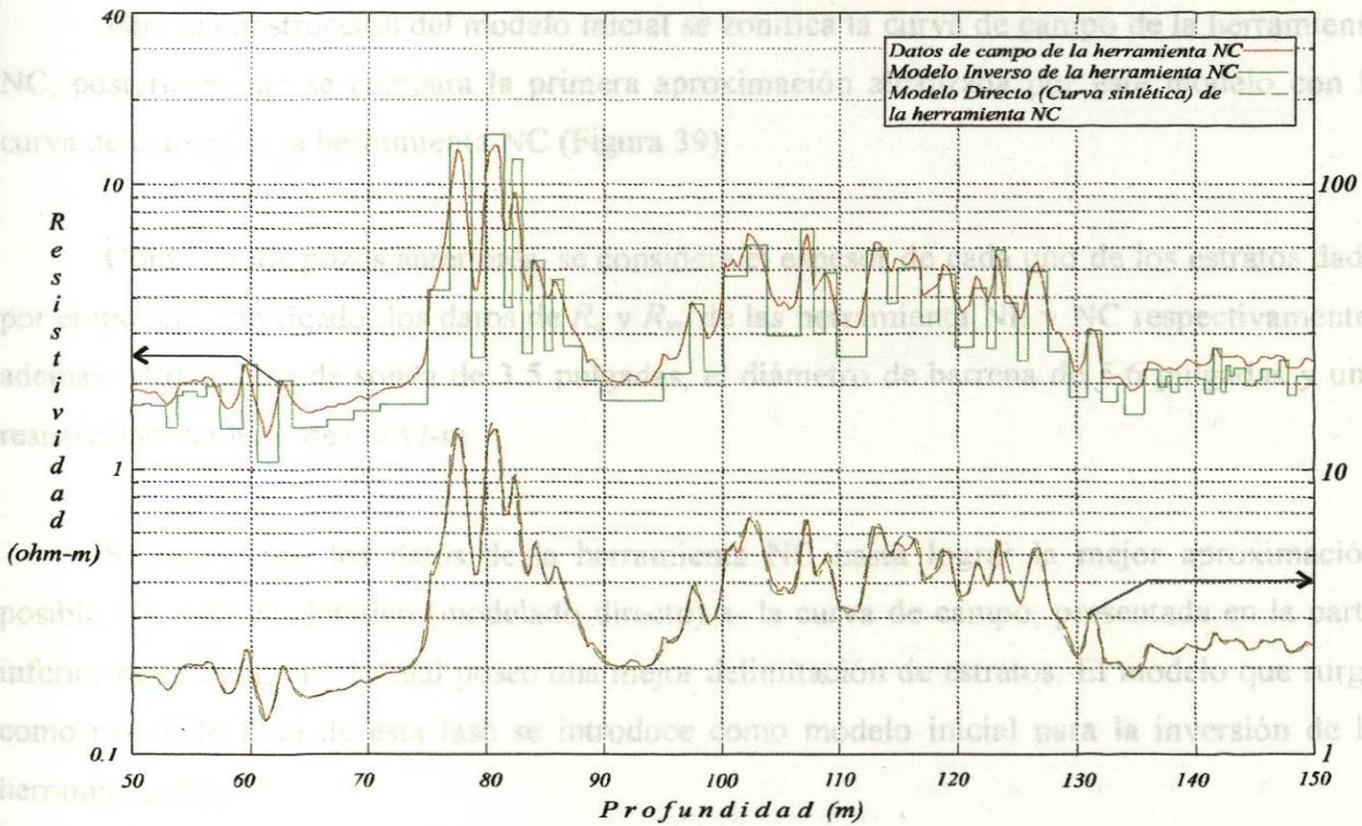


Figura 36. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NC del pozo A-29. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

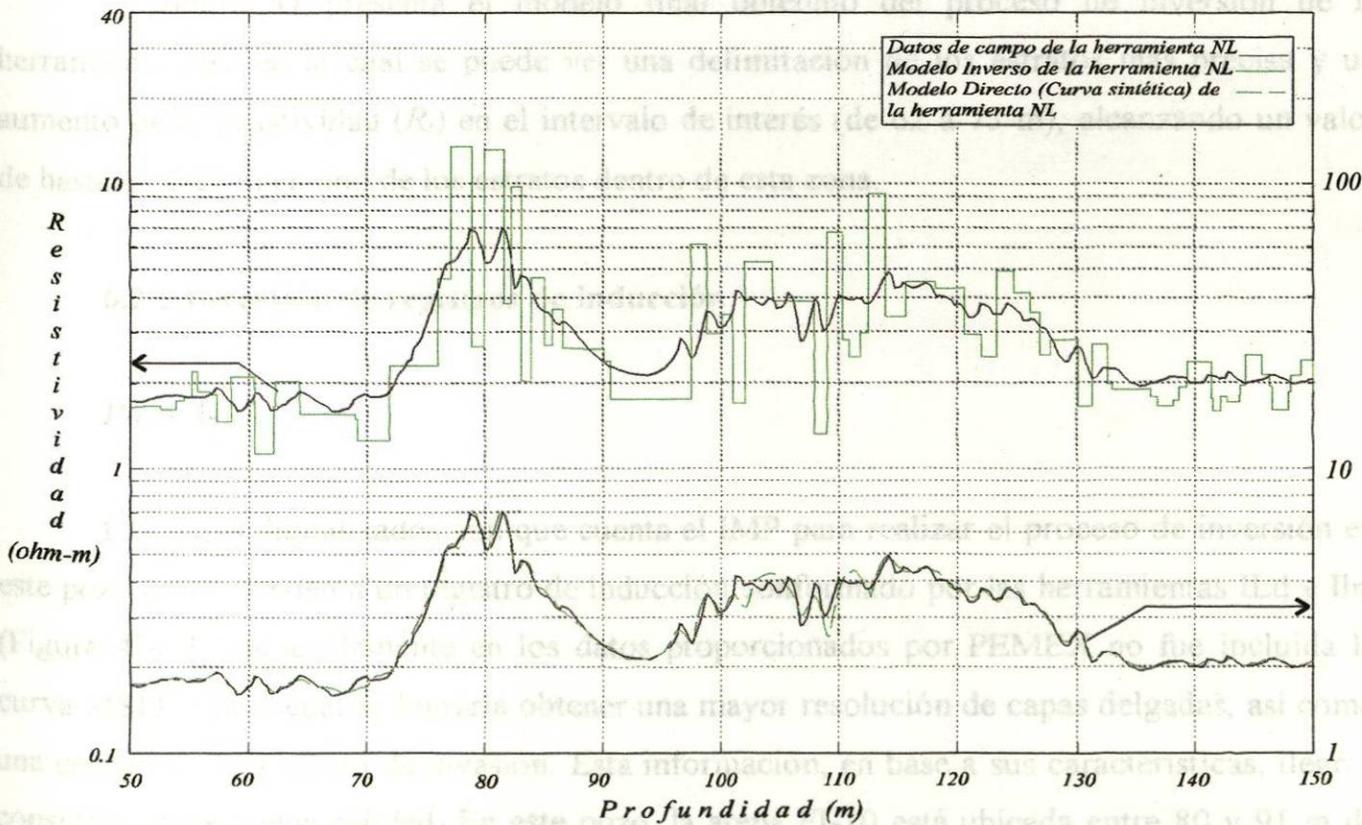


Figura 37. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NL del pozo A-29. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

Para la construcción del modelo inicial se zonifica la curva de campo de la herramienta NC, posteriormente se compara la primera aproximación alcanzada por este modelo con la curva de campo de la herramienta NC (Figura 39).

Como en los pozos anteriores, se considera el espesor de cada uno de los estratos dado por el modelo zonificado, los datos de R_a y R_{xo} de las herramienta NL y NC respectivamente; además, el diámetro de sonda de 3.5 pulgadas, el diámetro de barrena de 5.6 pulgadas y una resistividad del lodo de $0.7 \Omega\text{-m}$.

Se invirtieron los datos de la herramienta NC hasta lograr la mejor aproximación posible del registro sintético (modelado directo) a la curva de campo, presentada en la parte inferior de la figura 40, la cual posee una mejor delimitación de estratos. El modelo que surge como resultado final de esta fase se introduce como modelo inicial para la inversión de la herramienta NL.

La figura 41 presenta el modelo final obtenido del proceso de inversión de la herramienta NL, en la cual se puede ver una delimitación de los estratos más precisa y un aumento de la resistividad (R_t) en el intervalo de interés (de 62 a 73 m), alcanzando un valor de hasta $11.2 \Omega\text{-m}$ en uno de los estratos dentro de esta zona.

6.2.2 Inversión de registros de inducción

Pozo A-21

Los datos digitalizados con que cuenta el IMP para realizar el proceso de inversión en este pozo corresponden a un registro de inducción conformado por las herramientas ILd e Ilm (Figura 42). Desgraciadamente en los datos proporcionados por PEMEX no fue incluida la curva MSFL con la cual se lograría obtener una mayor resolución de capas delgadas, así como una corrección por efecto de invasión. Esta información, en base a sus características, llegó a considerarse de buena calidad. En este pozo, la arena FI-10 está ubicada entre 80 y 91 m de profundidad, y posee un máximo valor de resistividad aparente (R_a) de $8.9 \Omega\text{-m}$ obtenida a partir de la herramienta ILd y una máxima resistividad de la zona lavada (R_{xo}) de $11.1 \Omega\text{-m}$

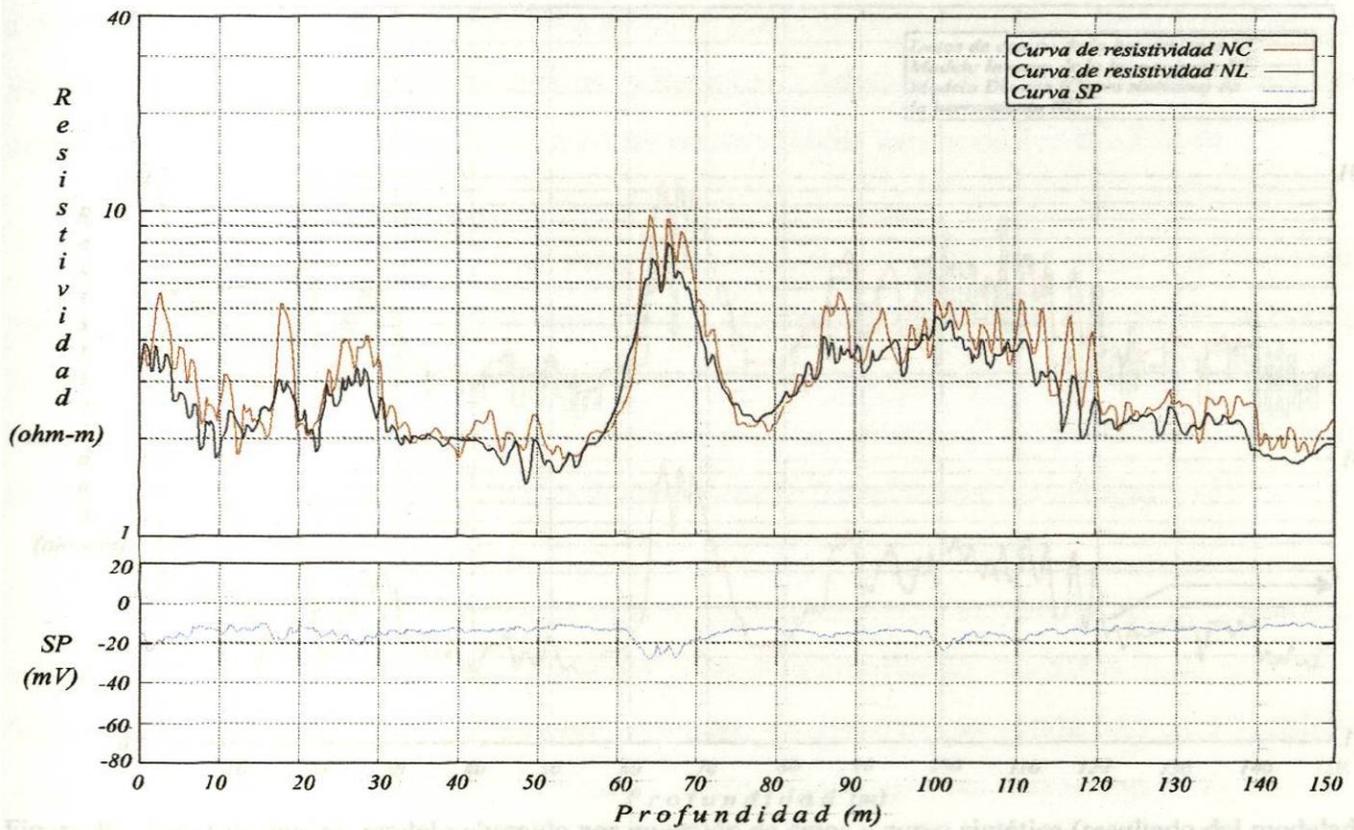


Figura 38. Datos de campo del registro eléctrico del pozo A-3 conformado por las herramientas NC, NL y SP.

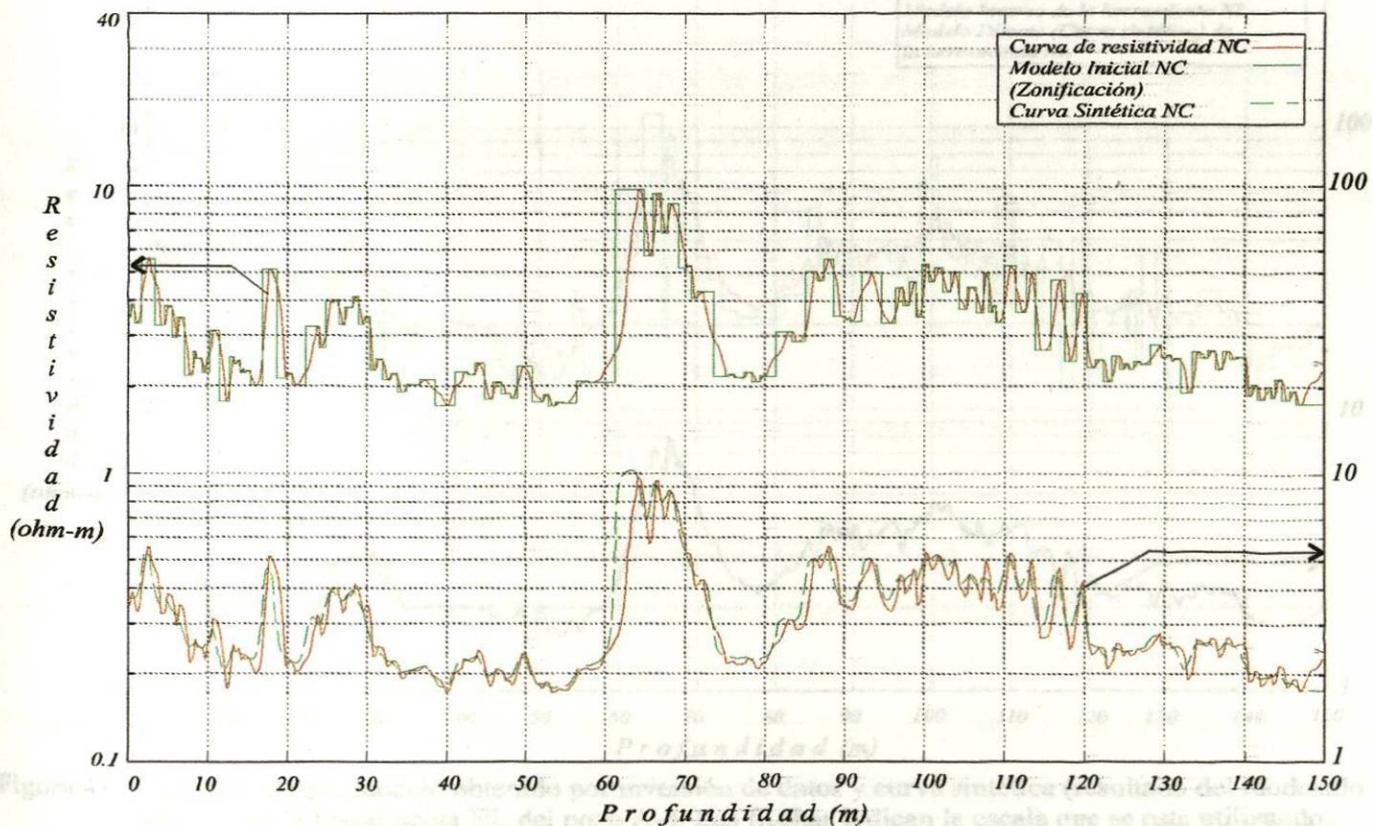


Figura 39. Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta NC del pozo A-3. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

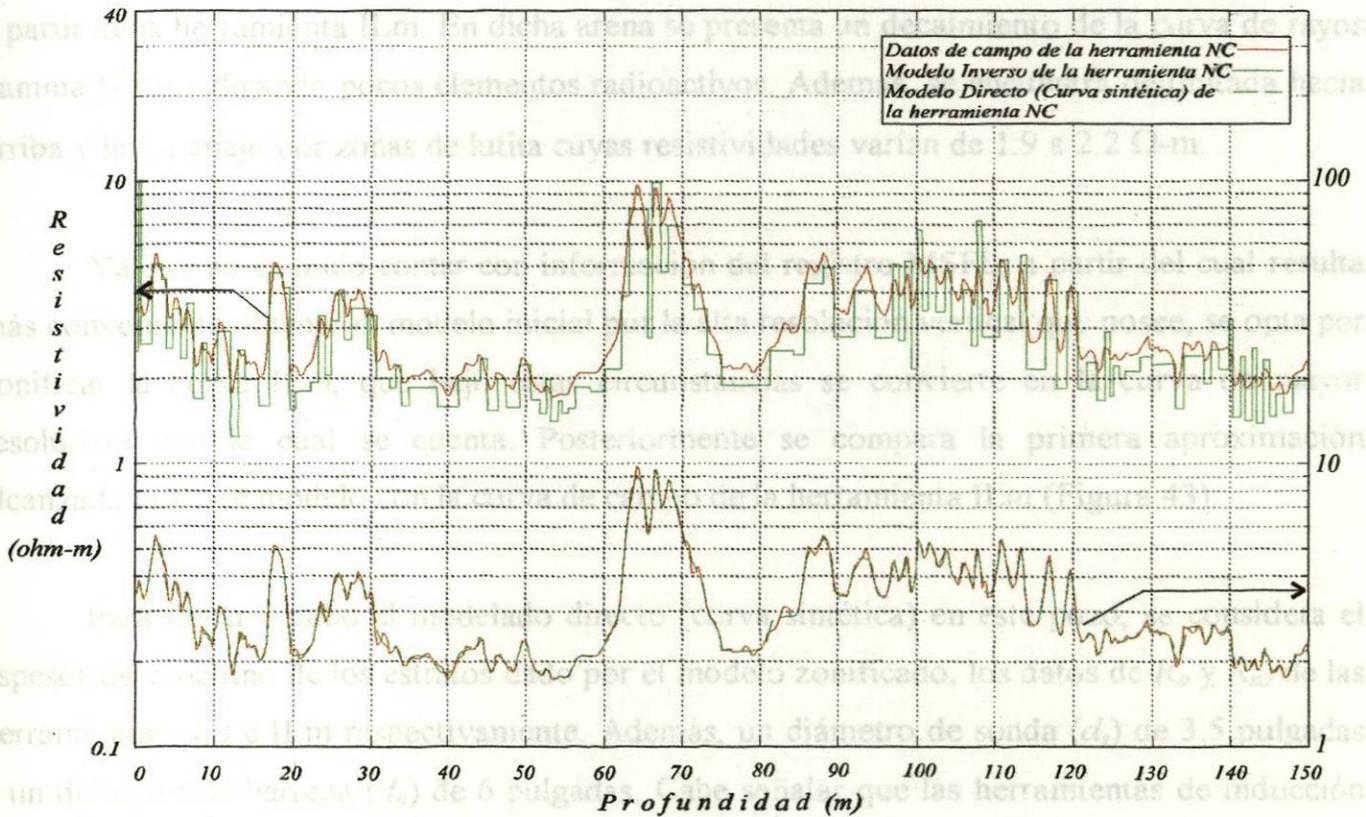


Figura 40. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NC del pozo A-3. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

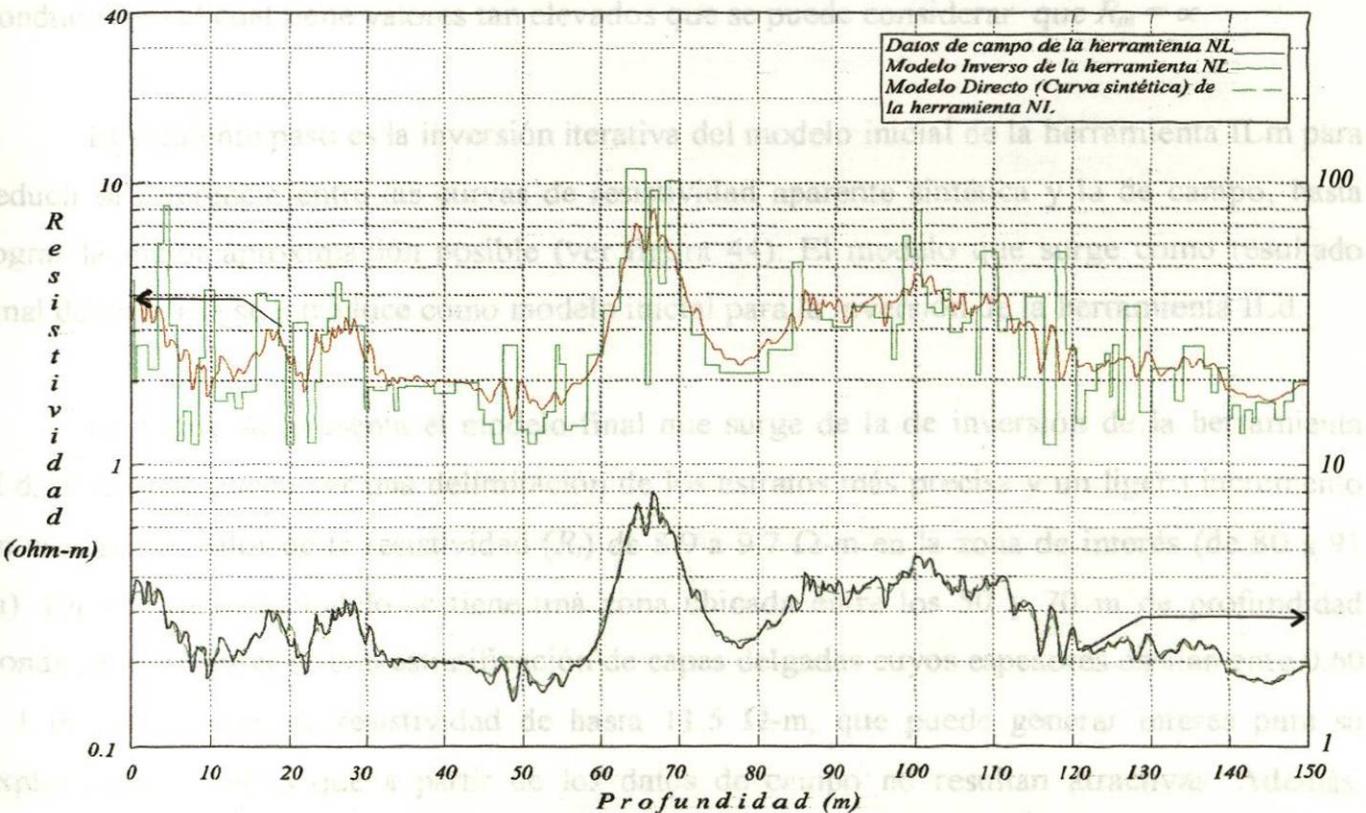


Figura 41. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta NL del pozo A-3. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

a partir de la herramienta ILM. En dicha arena se presenta un decaimiento de la curva de rayos gamma (RG) indicando pocos elementos radioactivos. Además, se encuentra delimitada hacia arriba y hacia abajo por zonas de lutita cuyas resistividades varían de 1.9 a 2.2 Ω -m.

Ya que no se pudo contar con información del registro MSFL, a partir del cual resulta más conveniente obtener el modelo inicial por la alta resolución vertical que posee, se opta por zonificar la curva ILM, que bajo estas circunstancias se convierte en la curva de mayor resolución con la cual se cuenta. Posteriormente se compara la primera aproximación alcanzada por este modelo con la curva de campo de la herramienta ILM (Figura 43).

Para llevar a cabo el modelado directo (curva sintética) en este pozo, se considera el espesor de cada uno de los estratos dado por el modelo zonificado, los datos de R_a y R_{xo} de las herramientas ILd e ILM respectivamente. Además, un diámetro de sonda (d_s) de 3.5 pulgadas y un diámetro de barrena (d_h) de 6 pulgadas. Cabe señalar que las herramientas de inducción se corren en pozos perforados con lodos de emulsión inversa (lodos base aceite, no conductivos) el cual tiene valores tan elevados que se puede considerar que $R_m = \infty$.

El siguiente paso es la inversión iterativa del modelo inicial de la herramienta ILM para reducir la diferencia entre las curvas de resistividad aparente sintética y la de campo, hasta lograr la mejor aproximación posible (ver figura 44). El modelo que surge como resultado final de esta fase se introduce como modelo inicial para la inversión de la herramienta ILd.

La figura 45 presenta el modelo final que surge de la de inversión de la herramienta ILd, en ésta se puede ver una delimitación de los estratos más precisa y un ligero incremento en el máximo valor de la resistividad (R_t) de 8.9 a 9.7 Ω -m en la zona de interés (de 80 a 91 m). En este mismo modelo se tiene una zona ubicada entre los 50 y 70 m de profundidad donde se logra apreciar una estratificación de capas delgadas cuyos espesores oscilan entre 0.60 y 1 m con valores de resistividad de hasta 11.5 Ω -m, que puede generar interés para su exploración mientras que a partir de los datos de campo no resultan atractivas. Además, alcanza a destacar un estrato entre 103.2 y 104.6 m de profundidad, con un ligero incremento de resistividad de 8.2 a 10.7 Ω -m.

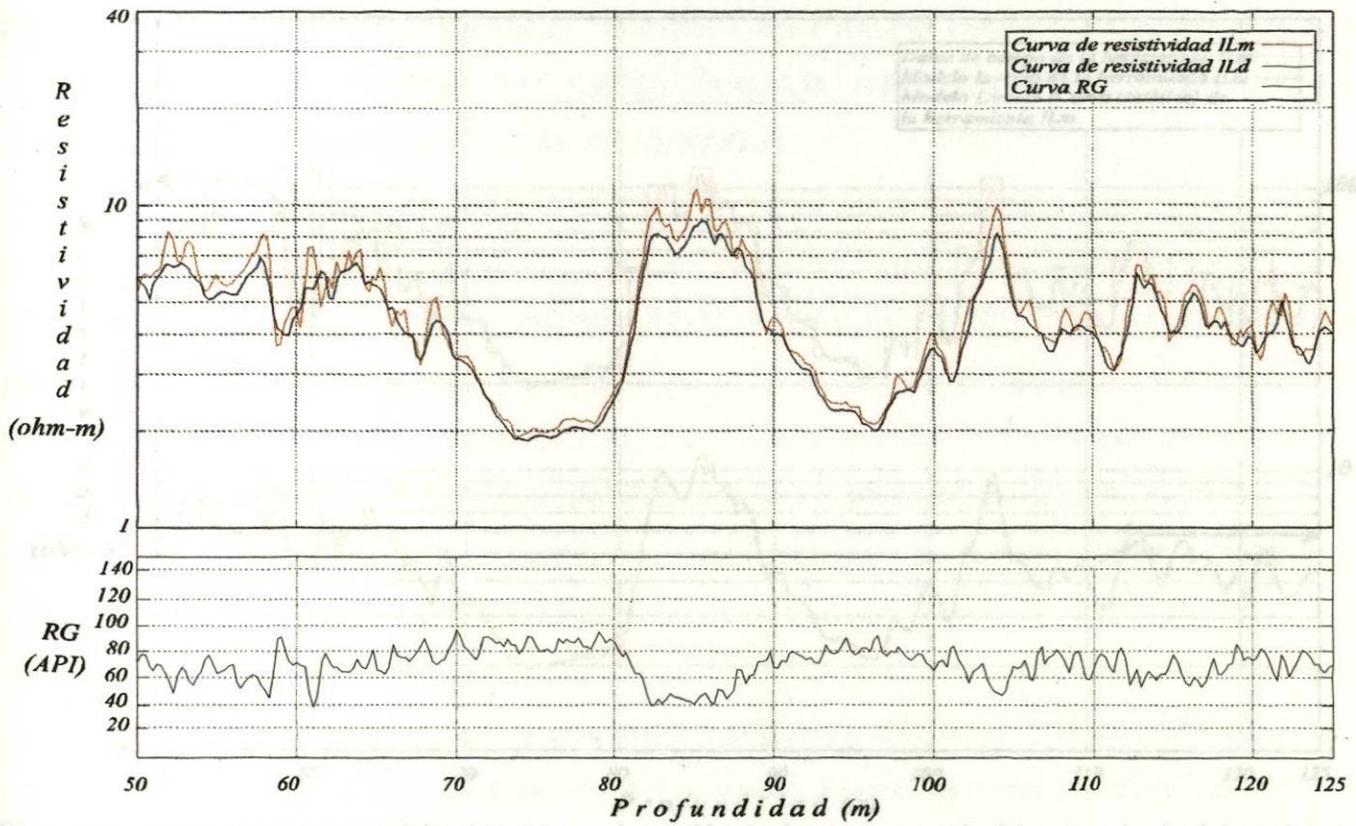


Figura 42. Datos de campo del registro de inducción del pozo A-21 conformado por las herramientas ILM, ILm y GR.

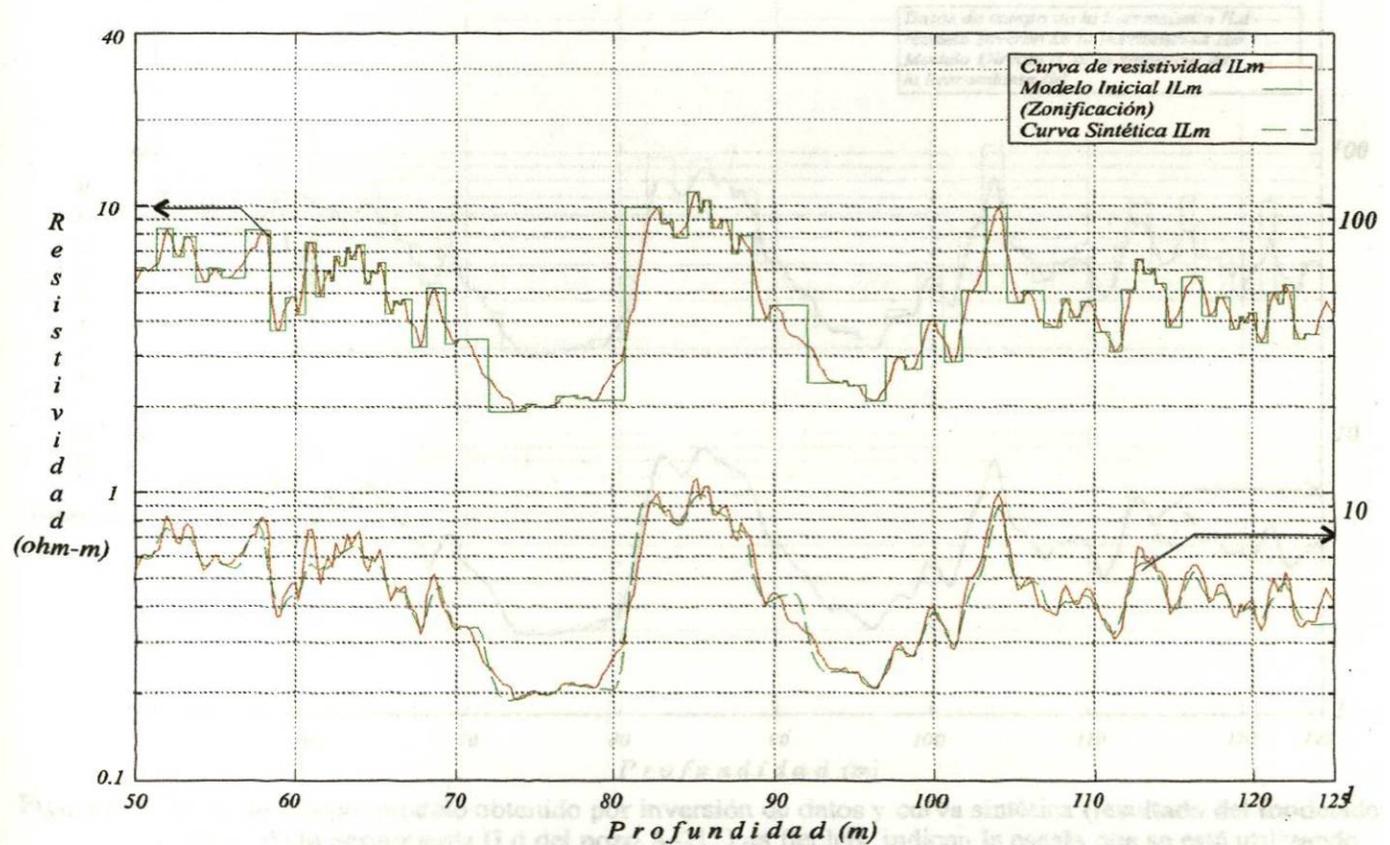


Figura 43. Datos de campo, modelo inicial (zonificación) y curva sintética que surge como resultado del modelado directo de la herramienta ILM del pozo A-21. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

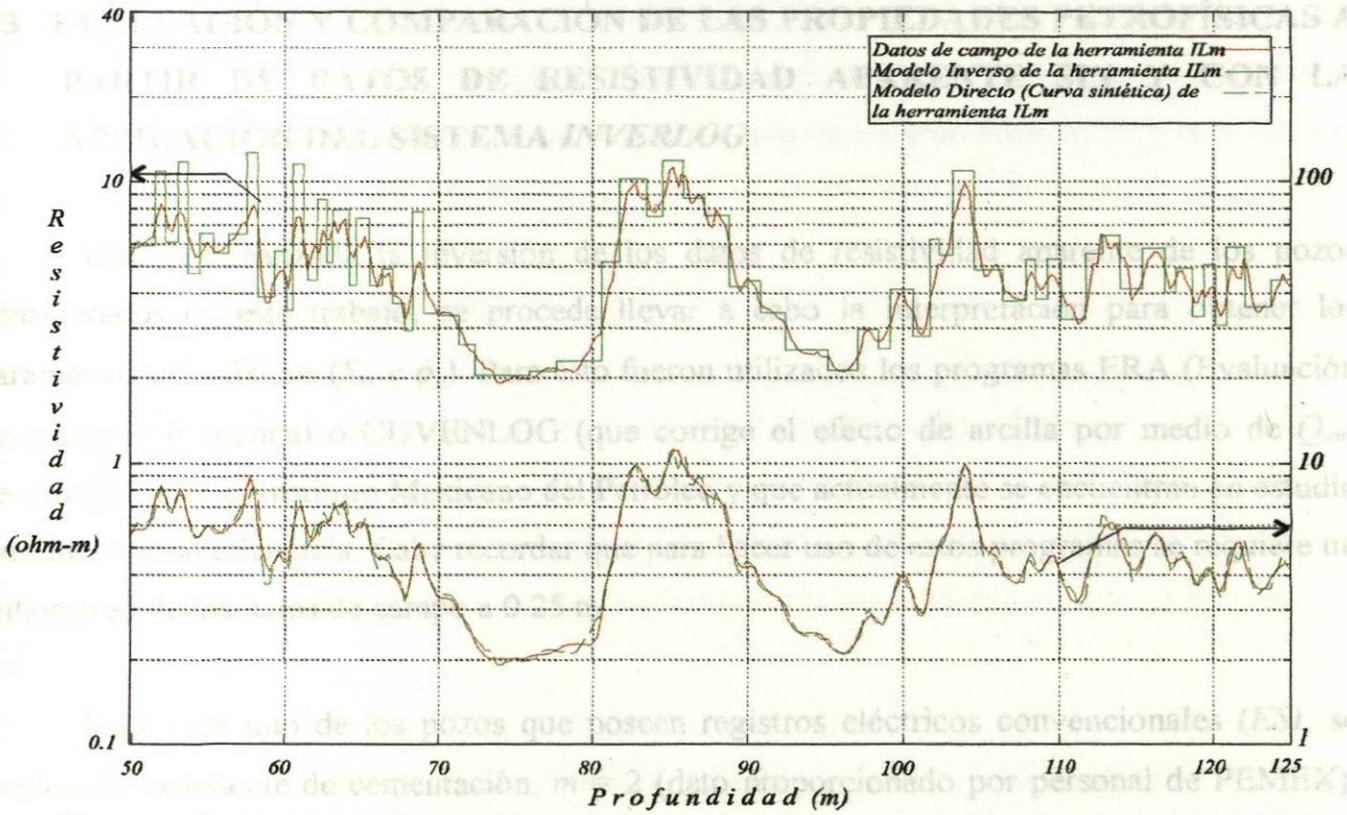


Figura 44. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta ILM del pozo A-21. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

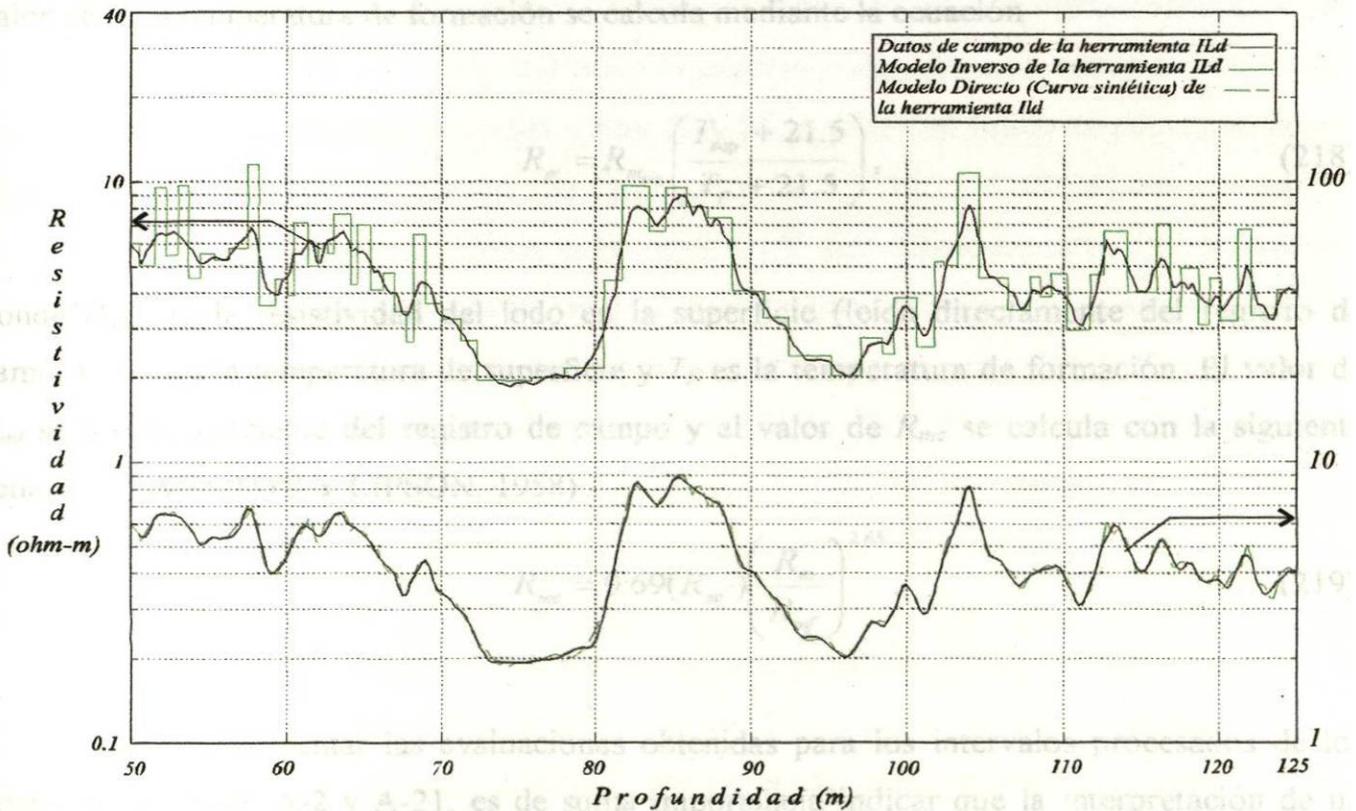


Figura 45. Datos de campo, modelo obtenido por inversión de datos y curva sintética (resultado del modelado directo) de la herramienta ILd del pozo A-21. Las flechas indican la escala que se está utilizando.

6.3 EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS A PARTIR DE DATOS DE RESISTIVIDAD APARENTE SIN Y CON LA APLICACIÓN DEL SISTEMA *INVERLOG*

Una vez realizada la inversión de los datos de resistividad aparente de los pozos considerados en este trabajo, se procede llevar a cabo la interpretación para obtener los parámetros petrofísicos (S_w y ϕ_e). Para esto fueron utilizados los programas ERA (Evaluación de registros limitados) o CUVENLOG (que corrige el efecto de arcilla por medio de Q_{vm}) desarrollados en el Instituto Mexicano del Petróleo y que actualmente se encuentran en estudio para mejorar su eficiencia. Cabe recordar que para hacer uso de estos programas se requiere un remuestreo de los datos de campo a 0.25 m.

Para cada uno de los pozos que poseen registros eléctricos convencionales (ES), se emplea un exponente de cementación, $m = 2$ (dato proporcionado por personal de PEMEX). Además, el cálculo de R_w se hace en base a la carta Gen-9 de SCHLUMBERGER (1994) y el valor de R_m a temperatura de formación se calcula mediante la ecuación

$$R_m = R_{m_{sup}} \left(\frac{T_{sup} + 21.5}{T_F + 21.5} \right), \quad (218)$$

donde $R_{m_{sup}}$ es la resistividad del lodo en la superficie (leída directamente del registro de campo), T_{sup} es la temperatura de superficie y T_F es la temperatura de formación. El valor de R_{mf} se lee directamente del registro de campo y el valor de R_{mc} se calcula con la siguiente ecuación (OVERTON Y LIPSON, 1958)

$$R_{mc} = 0.69(R_{mf}) \left(\frac{R_m}{R_{mf}} \right)^{2.65}. \quad (219)$$

Antes de presentar las evaluaciones obtenidas para los intervalos procesados de los pozos A-44, A-29, A-2 y A-21, es de suma importancia indicar que la interpretación de un grupo de registros sin tener conocimiento sobre el área es sumamente peligrosa. Por este motivo los resultados presentados en este capítulo son preliminares, ya que su confirmación

requeriría de una retroalimentación de datos adicionales referentes a características del yacimiento como: descripción estructural detallada, análisis de núcleos, patrones típicos de invasión, tipo de fluidos presentes, datos de producción de un gran número de pozos del área estudiada, etc.

Evaluación del Pozo A-44

La única información disponible de registros en este pozo consta de un registro *ES* conformado por las herramientas NC, NL, LAT y SP; así como de un registro *GNT* constituido por las herramientas de rayos gamma (GR) y neutrón (NW) cuyos datos se encuentran ausentes debido a que este registro no fue corrido hasta la profundidad en que se encuentra el intervalo procesado.

En base a los datos de resistividad aparente y de potencial espontáneo leídos respectivamente de las herramientas NL y SP, se distinguen a grandes rasgos 4 zonas con un volumen de arcilla variable. La primera de ellas entre 40 y 57 m, con ligeras variaciones del SP y una R_a máxima de 4.6 Ω -m, indicando la existencia de areniscas delgadas intercaladas con una cantidad substancial de arcilla. Entre 60 y 89 m se tienen lutitas cuyas resistividades se mantienen con valores constantes que varían de 1.7 a 2.2 Ω -m y donde a partir del registro de SP se puede definir la línea base de lutitas a -8.4 mV. Por debajo de esta zona hasta 104 m se tiene la región de principal interés, representada por una arenisca con un espesor de 15 m afectada por finas intercalaciones de capas arcillosas con un máximo valor de R_a de 10.9 Ω -m y una máxima deflexión del potencial espontáneo (SP) de -20 mV. Finalmente, de 104 a 150 m se tiene una zona con ligeras variaciones del SP y con una R_a máxima de 5.7 Ω -m que indican la presencia de areniscas delgadas intercaladas con arcillas.

En este pozo, la evaluación de los parámetros petrofísicos (S_w y ϕ_e) fue realizada en base al método de Schlumberger (POUPON et al., 1954) cuyo modelo de interpretación se basa en que la arena lutítica está constituida por pequeñas capas alternadas de arena limpia y lutita pura como se menciona en el capítulo 3. Los valores de saturación de agua (S_w) fueron calculados mediante la ecuación (24) y posteriormente multiplicados por la porosidad efectiva

(ϕ_e) calculada por la ecuación (30), en donde se elimina la fracción de arcilla del volumen total, para finalmente obtener el volumen saturado por agua (VS_w).

Para la evaluación del intervalo sin y con proceso de inversión se tomó una R_m de 0.57 Ω -m, una R_{mf} de 1.3 Ω -m a 111°C, considerada temperatura de fondo, una R_{mc} de 0.10 Ω -m y una R_w de 0.28 Ω -m a una temperatura de formación de 110°C, con una salinidad de 6,600 ppm (dato proporcionado por personal de PEMEX). Además, como valores de R_{xo} y de R_t se consideraron los datos de las herramientas NC y NL respectivamente, tomados directamente del registro para la evaluación de los datos de campo; mientras que para la evaluación de los datos procesados con el sistema *INVERLOG* se consideraron los valores de los modelos obtenidos para cada una de las herramientas.

Para ilustrar la aplicación del programa ERA sin realizar y realizando inversión de registros, las figuras 46 y 47 muestran los resultados de las interpretaciones cuantitativas, así como los datos de campo del registro *ES* y de sus modelos, para facilitar la correlación de información. A partir de los datos de campo dentro del tramo de principal interés (entre 89 y 104 m) el promedio de ϕ_e (PHIe-PROM) es de 8.8 % y el promedio de S_w (S_w -PROM) es de 79.8 % (considerando únicamente aquellos puntos que no se encuentran 100 % saturados de agua), provocando que dicha zona pueda ser categóricamente condenada. Sin embargo, después de aplicar la técnica de inversión a cada una de las curvas de resistividad aparente en el intervalo seleccionado, se puede observar que la arena FI-10 (89 a 104 m) posee un PHIe-PROM de 9.2 % y una S_w -PROM de 33.7 %, mostrando una disminución del volumen saturado por agua, además de presentar una delimitación de estratos más precisa (ver Tabla III).

Evaluación del pozo A-29

Este pozo cuenta únicamente con información de un registro *ES* conformado por las herramientas NL, NC y SP, cuyos datos fueron reproducidos al lado izquierdo de la figura 48. Antes de llevar a cabo la evaluación, se corrige el desplazamiento en profundidad de la curva de la herramienta NL, con la finalidad de tener coincidencia de eventos.

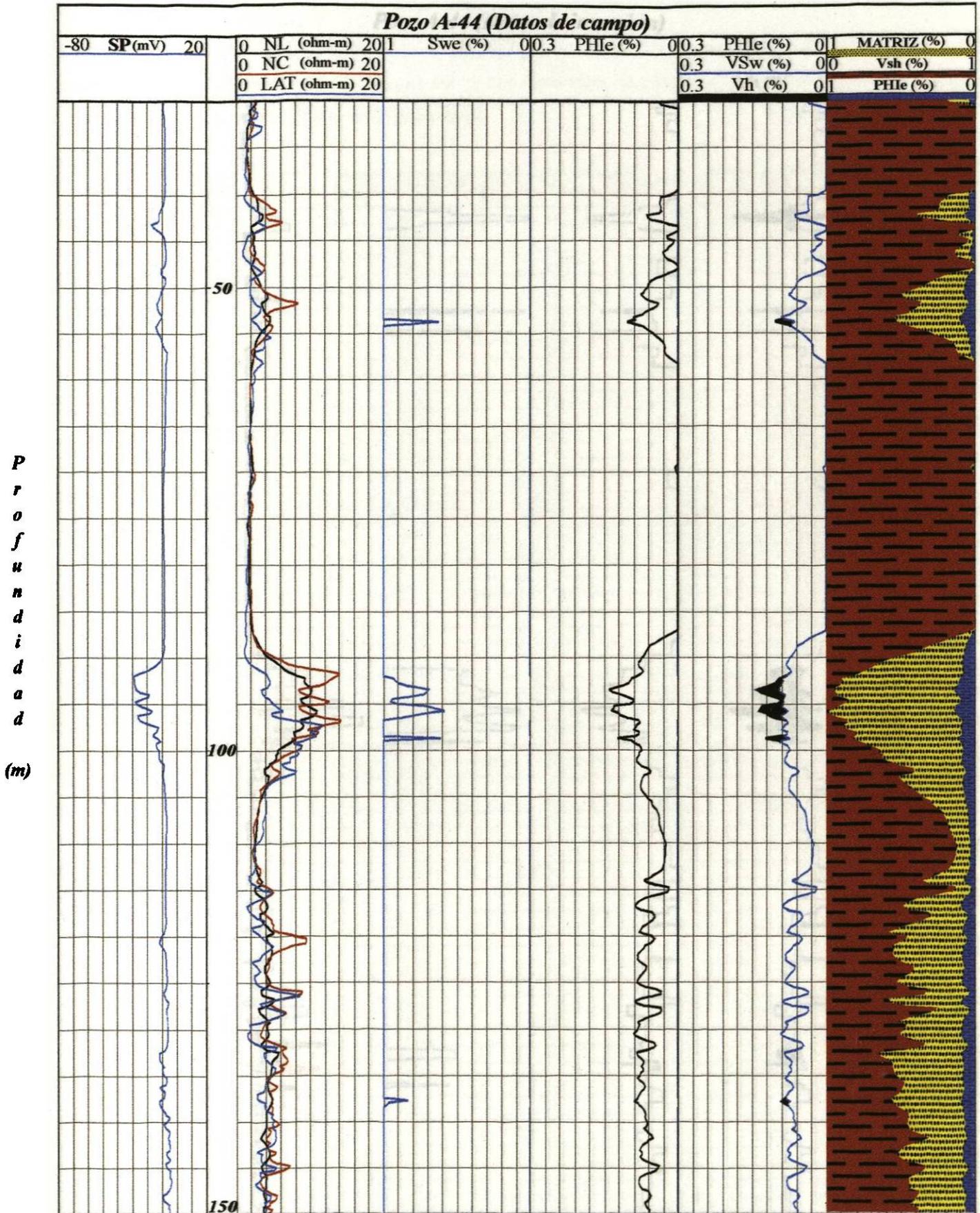


Figura 46. Interpretación de los registros del pozo A-44 sin aplicar inversión, utilizando el programa ERA.

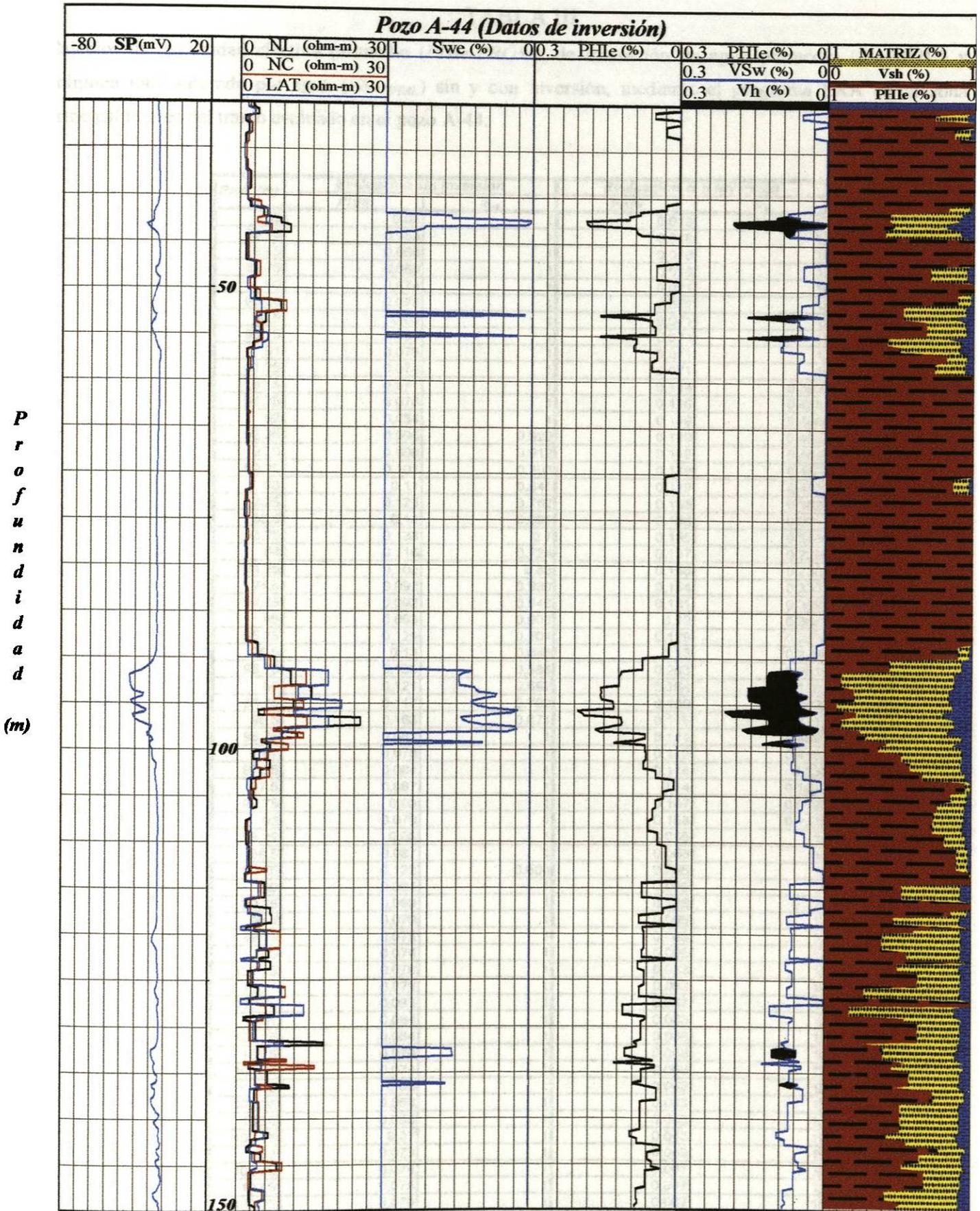


Figura 47. Interpretación de los registros del pozo A-44 aplicando inversión, utilizando el programa ERA.

TABLA III

Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHIe-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_wTOTAL) sin y con inversión, mediante el programa ERA en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-44.

Prof. (m)	Evaluación sin Inversión		Evaluación con Inversión				
	$PHIe$	S_w	$PHIe$	S_w			
89	0.06	1	0.018	1			
89.25	0.063	1	0.018	1			
89.5	0.066	1	0.018	1			
89.75	0.069	1	0.018	1			
90	0.074	1	0.071	1			
90.25	0.076	1	0.071	1			
90.5	0.08	1	0.071	1			
90.75	0.081	1	0.071	1			
91	0.079	1	0.071	1			
91.25	0.074	1	0.071	1			
91.5	0.071	1	0.114	0.393			
91.75	0.076	1	0.116	0.458			
92	0.084	1	0.119	0.485			
92.25	0.095	0.929	0.119	0.485			
92.5	0.098	0.912	0.119	0.484			
92.75	0.101	0.893	0.119	0.483			
93	0.11	0.841	0.119	0.481			
93.25	0.125	0.762	0.156	0.382			
93.5	0.14	0.691	0.156	0.371			
93.75	0.133	0.7	0.155	0.346			
94	0.116	0.724	0.157	0.229			
94.25	0.103	0.83	0.156	0.238			
94.5	0.092	0.939	0.154	0.335			
94.75	0.092	0.948	0.131	0.399			
95	0.098	0.903	0.13	0.388			
95.25	0.129	0.704	0.129	0.353			
95.5	0.13	0.648	0.13	0.279			
95.75	0.135	0.586	0.203	0.081			
96	0.121	0.692	0.194	0.129			
96.25	0.117	0.792	0.189	0.282			
96.5	0.103	0.871	0.115	0.471			
96.75	0.081	1	0.114	0.459			
97	0.078	1	0.113	0.419			
97.25	0.084	1	0.116	0.33			
97.5	0.087	1	0.14	0.101			
97.75	0.09	1	0.167	0.092			
98	0.079	1	0.158	0.151			
98.25	0.08	1	0.065	1			
98.5	0.087	1	0.065	1			
98.75	0.122	0.608	0.065	1			
99	0.094	1	0.085	1			
99.25	0.089	1	0.128	0.32			
99.5	0.079	1	0.065	1			
99.75	0.075	1	0.065	1			
100	0.074	1	0.065	1			
100.25	0.079	1	0.063	1			
100.5	0.079	1	0.063	1			
100.75	0.083	1	0.063	1			
101	0.084	1	0.063	1			
101.25	0.084	1	0.068	1			
101.5	0.079	1	0.068	1			
101.75	0.074	1	0.068	1			
102	0.06	1	0.068	1			
102.25	0.056	1	0.043	1			
102.5	0.058	1	0.043	1			
102.75	0.07	1	0.043	1			
103	0.073	1	0.043	1			
103.25	0.074	1	0.007	1			
103.5	0.075	1	0.007	1			
103.75	0.076	1	0.007	1			
104	0.076	1	0.007	1			
PHIe-PROM=0.0880		S _w -PROM=0.7980		PHIe-PROM=0.0920		S _w -PROM=0.3371	

A partir de los datos de resistividad aparente y de potencial espontáneo leídos de las herramientas NL y SP, respectivamente, se distinguen 4 zonas. Entre 50 y 75 m, se presenta una zona con variaciones del SP y con una R_a que varía de 1.6 a 2.3 Ω -m caracterizando una zona de lutitas, a partir de la cual se define la línea base de lutitas a -5.6 mV. Posteriormente, de 75 a 87 m se tiene la zona de principal interés representada por una arenisca con finas intercalaciones de capas arcillosas, cuyo espesor es de 12 m, con una R_a máxima de 7 Ω -m y una máxima deflexión del potencial espontáneo de -18 mV. Por debajo de esta zona hasta 133 m se tienen ligeras variaciones del SP, con una R_a máxima de 4.9 Ω -m indicando la presencia de areniscas delgadas intercaladas con arcillas. Finalmente el tramo de 133 a 150 m muestra un SP constante y una R_a que va de 1.9 a 2.2 Ω -m, que corresponde a la existencia de lutitas en esta zona.

En este pozo la evaluación de los parámetros petrofísicos (S_w y ϕ_e) fue realizada al igual que en el pozo A-44 con el método de Schlumberger (POUPON et al., 1954) haciendo uso del programa ERA. Para la evaluación del intervalo sin y con proceso de inversión se tomó una R_m de 0.59 Ω -m, una R_{mf} de 1.5 Ω -m a 110°C , considerada como temperatura de fondo, una R_{mc} de 0.09 Ω -m y una R_w de 0.3 Ω -m a una temperatura de formación de 105°C , con una salinidad de 6,600 ppm (dato proporcionado por personal de PEMEX). Además, como valores de R_{xo} y de R_t se consideraron los datos de las herramientas NC y NL respectivamente, tomados directamente del registro para la evaluación de los datos de campo, mientras que para la evaluación de los datos procesados con el sistema *INVERLOG* se consideraron los valores de los modelos obtenidos para cada una de las herramientas.

En las figuras 48 y 49 se muestran los resultados de las interpretaciones cuantitativas aplicando el programa ERA sin realizar y realizando inversión de registros, así como los datos de campo del registro *ES* y de sus modelos para facilitar la correlación de información. A partir de los datos de campo dentro del tramo de principal interés (entre 75 y 87 m) el promedio de ϕ_e (PHIe-PROM) es de 9.9 % y el promedio de S_w (S_w -PROM) es de 79.2 % (tomando en cuenta únicamente aquellos puntos que no se encuentran 100 % saturados de agua), provocando que dicha zona pueda ser categóricamente condenada. Sin embargo, después de aplicar la técnica de inversión a cada una de las curva de resistividad aparente en el

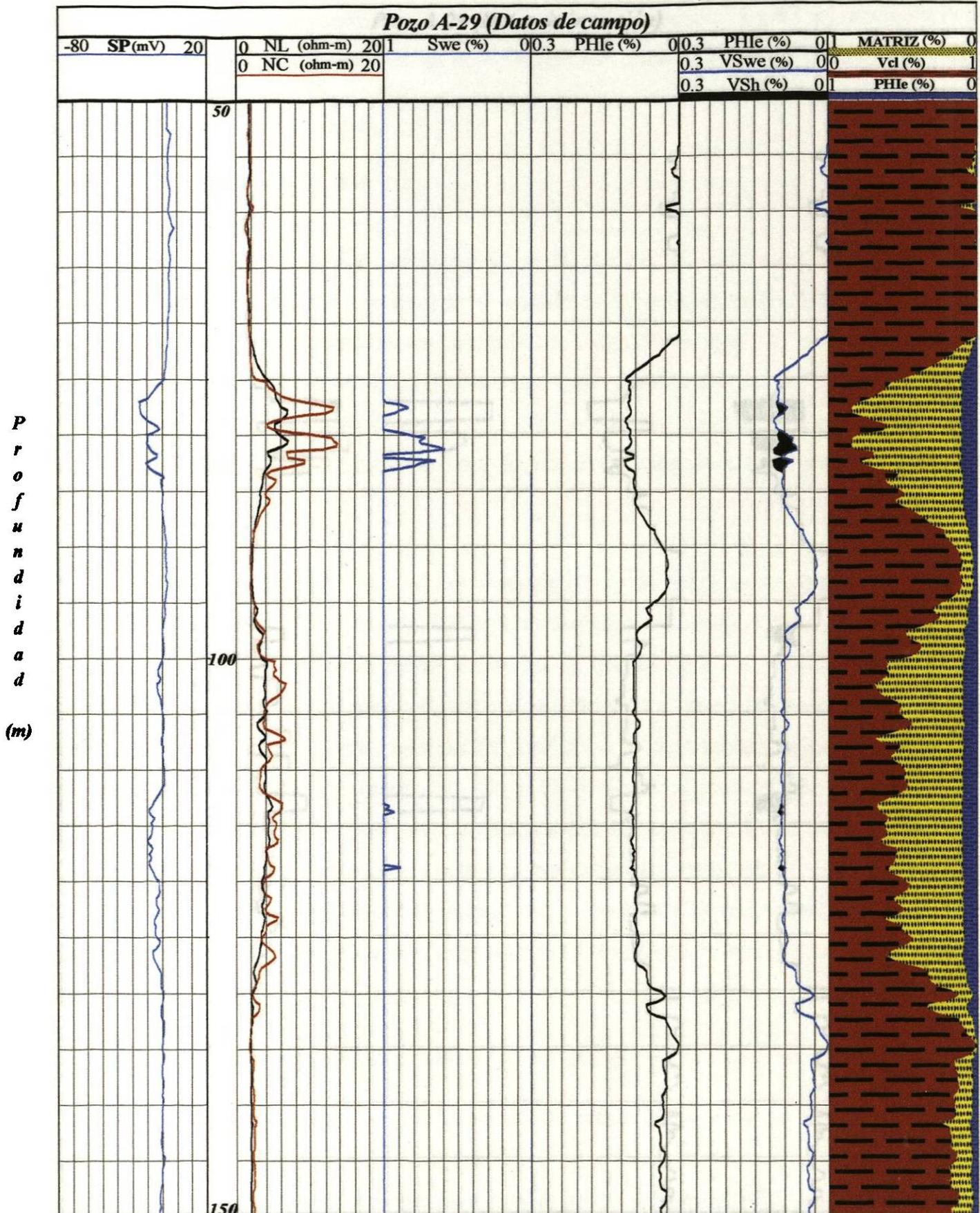


Figura 48. Interpretación de los registros del pozo A-29 sin aplicar inversión, utilizando el programa ERA.

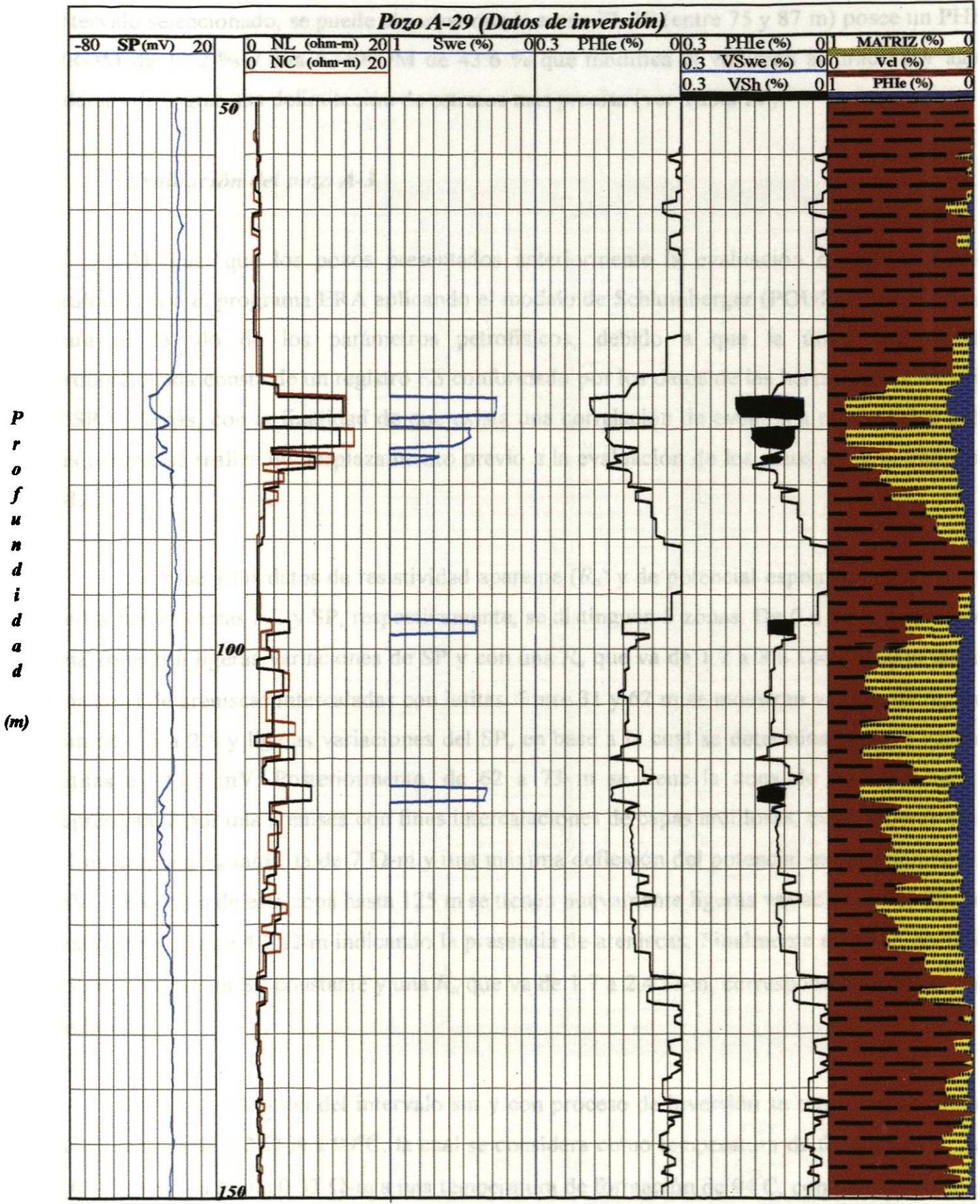


Figura 49. Interpretación de los registros del pozo A-29 aplicando inversión, utilizando el programa ERA.

intervalo seleccionado, se puede observar que la arena FI-10 (entre 75 y 87 m) posee un PHIE-PROM de 12.2 % y una S_w -PROM de 43.6 % que modifica el volumen saturado por agua, además de lograr una delimitación de estratos más precisa (ver Tabla IV).

Evaluación del pozo A-3

Al igual que los pozos presentados anteriormente la evaluación de este pozo fue realizada con el programa ERA aplicando el modelo de Schlumberger (POUPON et al., 1954) para el cálculo de los parámetros petrofísicos, debido a que la única información proporcionada consta de un registro *ES* conformado por los datos de las herramientas NC, NL y SP. Además, con la finalidad de que exista una correlación de eventos a profundidad entre las curvas, se realiza un desplazamiento previo a la evaluación de los datos de la herramienta NL.

En base a los datos de resistividad aparente (R_a) y de potencial espontáneo (SP) leídos de las herramientas NL y SP, respectivamente, se distinguen 5 zonas. De 0 a 31 m se presenta una zona con ligeras variaciones de SP y con una R_a que va de 1.7 a 3.8 Ω -m caracterizando una zona de areniscas intercaladas con lutitas. Entre 31 y 62 m se muestran valores de R_a que van de 1.6 a 2.5 y ligeras variaciones del SP, en base a la cual se determina la línea base de lutitas a -13.2 mV. Posteriormente, de 62 a 73 m se tiene la zona de principal interés representada por una arenisca con finas intercalaciones de capas arcillosas, cuyo espesor es de 11 m, con una R_a máxima de 7 Ω -m y una máxima deflexión del potencial espontáneo de -15 mV. Por debajo de esta zona hasta 125 m se tienen nuevamente ligeras variaciones del SP, con una R_a máxima de 4.7 Ω -m indicando la presencia de areniscas. Finalmente el tramo de 125 a 150 m muestra un SP constante y una R_a que va de 1.7 a 2.4 Ω -m, correspondiente a una zona de lutitas.

Para la evaluación del intervalo sin y con proceso de inversión se tomó una R_m de 0.7 Ω -m, una R_{mf} de 3.2 Ω -m a 99°C, la cual se considera como temperatura de fondo, una R_{mc} de 0.04 Ω -m y una R_w de 0.33 Ω -m a una temperatura de formación de 94°C, con una salinidad de 6,600 ppm (dato proporcionado por personal de PEMEX). Además, como valores de R_{xo} y de

TABLA IV

Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHie-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_wTOTAL) con y sin inversión, mediante el programa ERA en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-29.

Prof. (m)	Evaluación sin inversión		Evaluación con inversión	
	PHie	S _w	PHie	S _w
75	0.11	1	0.031	1
75.25	0.099	1	0.09	1
75.5	0.103	1	0.09	1
75.75	0.103	1	0.09	1
76	0.1	1	0.102	1
76.25	0.1	1	0.179	1
76.5	0.102	1	0.182	1
76.75	0.101	1	0.185	1
77	0.105	0.981	0.116	1
77.25	0.103	0.881	0.188	0.267
77.5	0.101	0.831	0.188	0.267
77.75	0.099	0.889	0.188	0.267
78	0.099	0.92	0.187	0.267
78.25	0.103	1	0.185	0.269
78.5	0.109	1	0.182	0.271
78.75	0.11	1	0.177	0.277
79	0.106	1	0.06	1
79.25	0.106	1	0.059	1
79.5	0.1	1	0.059	1
79.75	0.1	0.888	0.059	1
80	0.102	0.809	0.156	0.445
80.25	0.101	0.718	0.154	0.456
80.5	0.098	0.759	0.154	0.455
80.75	0.099	0.74	0.156	0.444
81	0.103	0.643	0.151	0.475
81.25	0.11	0.586	0.146	0.508
81.5	0.109	0.747	0.14	0.565
81.75	0.094	1	0.091	1
82	0.094	1	0.091	1
82.25	0.112	0.647	0.111	1
82.5	0.11	0.754	0.138	0.661
82.75	0.109	0.791	0.134	0.7
83	0.104	0.882	0.123	0.82
83.25	0.093	1	0.153	1
83.5	0.091	1	0.153	1
83.75	0.092	1	0.11	1
84	0.094	1	0.104	1
84.25	0.094	1	0.104	1
84.5	0.093	1	0.104	1
84.75	0.091	1	0.104	1
85	0.088	1	0.11	1
85.25	0.087	1	0.11	1
85.5	0.088	1	0.062	1
85.75	0.091	1	0.095	1
86	0.091	1	0.095	1
86.25	0.089	1	0.095	1
86.5	0.085	1	0.095	1
86.75	0.082	1	0.062	1
87	0.078	1	0.062	1
	PHie-PROM=0.0990	S _w -PROM=0.7921	PHie-PROM=0.1216	S _w -PROM=0.4361

R_t se consideraron los datos de las herramientas NC y NL respectivamente, tomados directamente del registro para la evaluación de los datos de campo, y para la evaluación de los datos procesados con el sistema *INVERLOG* se consideraron los valores de los modelos obtenidos para cada una de las herramientas.

Para ilustrar la aplicación del programa ERA sin realizar y realizando inversión de registros, se muestran en las figuras 50 y 51 los resultados de la interpretación cuantitativa, así como los datos de campo del registro *ES* y de sus modelos, para facilitar la correlación de información. A partir de los datos de campo dentro del tramo de principal interés (entre 62 y 73 m) el promedio de ϕ_e (PHIe-PROM) es de 9.3 % y el promedio de S_w (S_w -PROM) es de 72.3 % (considerando únicamente aquellos puntos que no se encuentran 100 % saturados de agua), provocando que dicha zona no sea económicamente atractiva. Sin embargo, después de aplicar la técnica de inversión a cada una de las curvas de resistividad aparente en el intervalo seleccionado, se puede observar que la arena FI-10 (62 a 73 m) posee un PHIe-PROM de 10.8 % y una S_w -PROM de 47.9 % obteniendo una disminución del volumen saturado y una delimitación de estratos más precisa (ver Tabla V).

Evaluación del pozo A-21

La figura 52 muestra el juego de algunos registros corridos en el pozo A-21, conformado por un registro de rayos gamma (GR) que proporcionan información sobre la litología; un registro de doble inducción (DIL) que mide la resistividad de la formación; un registro de litodensidad (LDL) a partir del cual se puede determinar la porosidad; y un calibrador (CAL) que permite conocer las irregularidades del diámetro del pozo, así como distinguir entre formaciones consolidadas y no consolidadas.

En base a los datos de resistividad aparente y de rayos gamma leídos respectivamente de la herramientas ILD y GR, se distinguen a grandes rasgos 4 zonas con un volumen de arcilla variable. La primera de ellas entre 50 y 72 m, con ligeras variaciones del registro de rayos gamma (GR) y una R_a que va de 2.6 a 6.8 Ω -m, indicando la existencia de areniscas delgadas intercaladas con arcillas. Entre 72 y 80 m se tienen lutitas cuyas resistividades se mantienen con valores constantes que varían de 1.8 a 2.5 Ω -m. Por debajo de esta zona hasta 91 m se tiene la zona de principal interés representada por una arenisca con un espesor de 11 m afectada por finas intercalaciones de capas arcillosas con un máximo valor de R_a de 8.9 Ω -m y una máxima deflexión de la curva de rayos gamma indicando la presencia de una zona permeable. Finalmente, de 91 a 125 m se tiene una zona con ligeras variaciones de RG y con una R_a máxima de 8.2 Ω -m indicando la presencia de arenas delgadas intercaladas con arcillas.

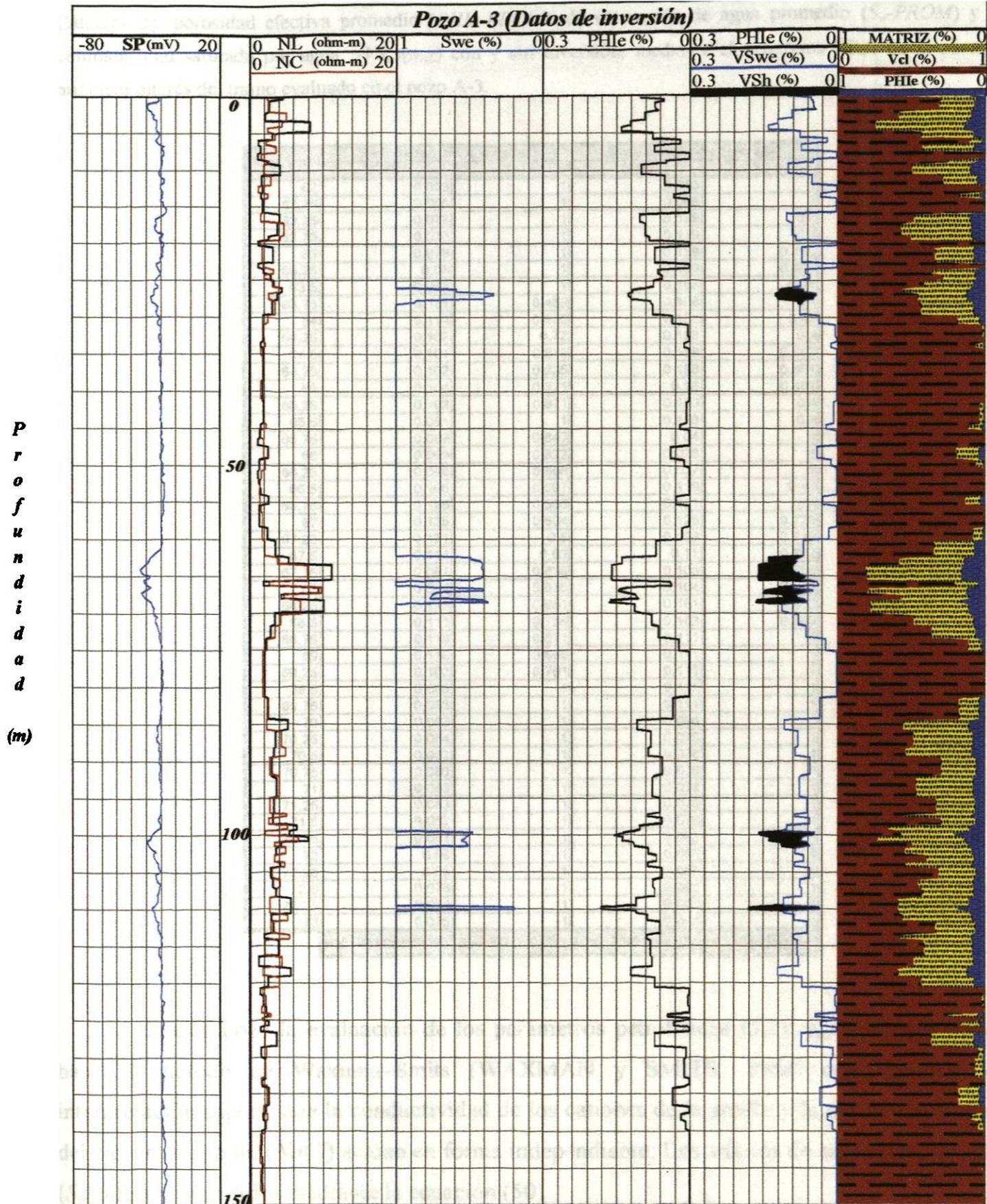


Figura 51. Interpretación de los registros del pozo A-3 aplicando inversión, utilizando el programa ERA.

TABLA V

Cálculos de: porosidad efectiva promedio (PHI_e-PROM), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_{wTOTAL}) con y sin inversión, mediante el programa ERA en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-3.

Prof. (m)	Evaluación sin Inversión		Evaluación con Inversión	
	PHI_e	S_w	PHI_e	S_w
62	0.058	1	0.068	1
62.25	0.066	1	0.068	1
62.25	0.072	1	0.139	0.4
62.75	0.076	1	0.139	0.4
63	0.079	1	0.139	0.403
63.25	0.08	1	0.139	0.401
63.5	0.085	1	0.158	0.41
63.75	0.122	0.459	0.158	0.4
64	0.114	0.605	0.158	0.42
64.25	0.107	0.72	0.158	0.4
64.5	0.101	0.813	0.158	0.402
64.75	0.102	0.835	0.158	0.401
65	0.104	0.821	0.16	0.401
65.25	0.102	0.871	0.159	0.4
65.5	0.091	1	0.158	0.4
65.75	0.099	0.847	0.04	1
66	0.099	0.822	0.038	1
66.25	0.096	0.808	0.037	1
66.5	0.106	0.697	0.119	0.41
66.75	0.126	0.596	0.121	0.4
67	0.125	0.604	0.125	0.725
67.25	0.121	0.6	0.128	0.719
67.5	0.114	0.63	0.11	0.752
67.75	0.091	0.835	0.108	0.758
68	0.094	0.815	0.104	0.768
68.25	0.113	0.651	0.161	0.403
68.5	0.111	0.756	0.163	0.369
68.75	0.119	0.671	0.111	1
69	0.116	0.668	0.111	1
69.25	0.102	0.791	0.111	1
69.5	0.085	1	0.111	1
69.75	0.083	1	0.111	1
70	0.083	1	0.096	1
70.25	0.084	1	0.078	1
70.5	0.082	1	0.078	1
70.75	0.083	1	0.078	1
71	0.083	1	0.078	1
71.25	0.083	1	0.078	1
71.5	0.082	1	0.078	1
71.75	0.081	1	0.063	1
72	0.08	1	0.063	1
72.25	0.08	1	0.063	1
72.5	0.076	1	0.063	1
72.75	0.074	1	0.063	1
73	0.075	1	0.063	1
	$PHI_e-PROM=0.093$	$S_w-PROM=0.723$	$PHI_e-PROM=0.106$	$S_w-PROM=0.479$

En este pozo la evaluación de los parámetros petrofísicos (S_w y ϕ_e) fue realizada en base al método de Waxman-Smits (WAXMAN y SMITS, 1968) cuyo modelo de interpretación supone que la conductividad de los cationes de la arcilla y la de los electrolitos del cloruro de sodio ($NaCl$) actúan en forma independiente. Los valores de saturación de agua (S_w) fueron calculados mediante la ecuación (50).

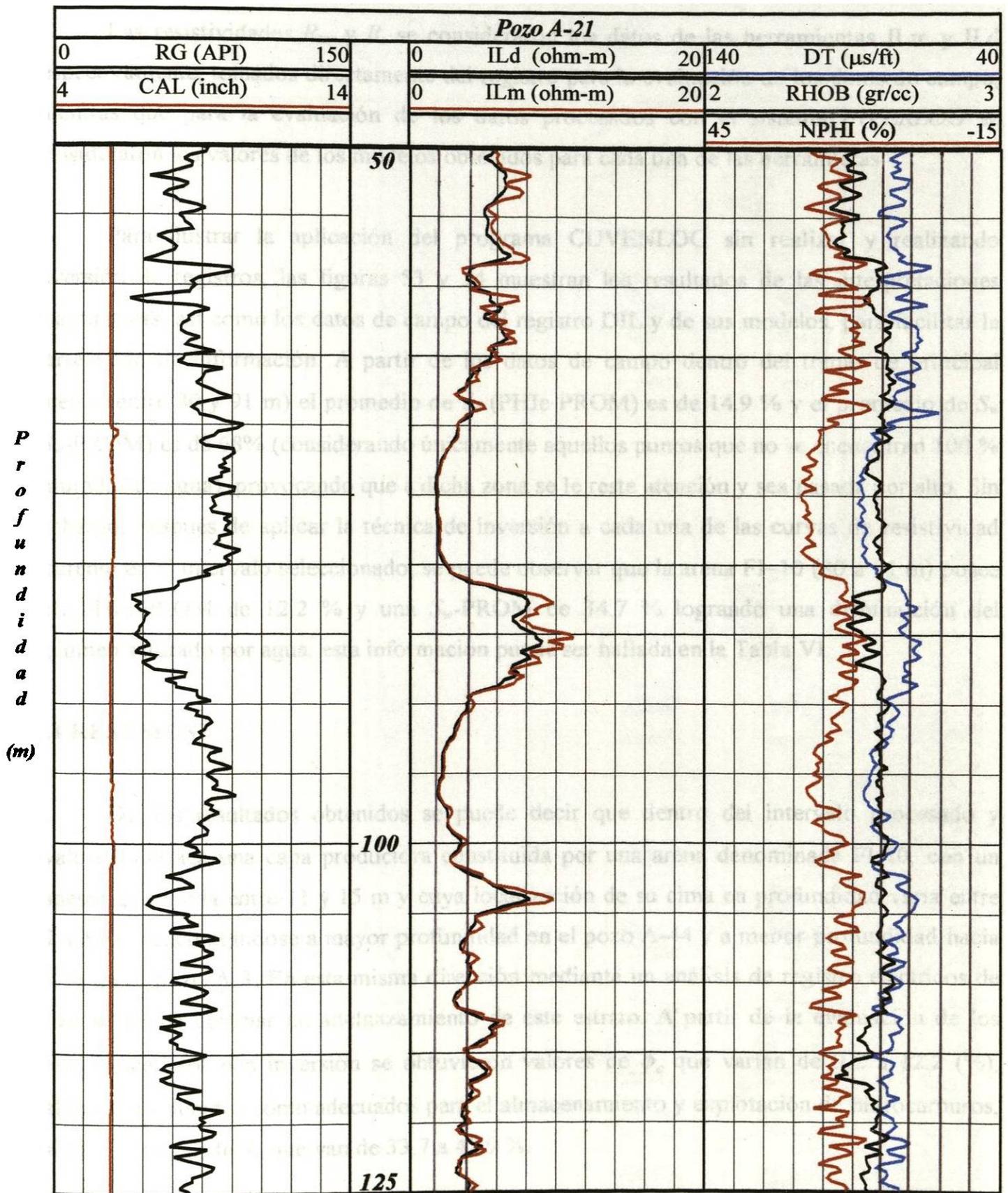


Figura 52. Datos de registros geofísicos del pozo A-21. El registro de rayos gamma (GR) está constituido por la curva GR; el registro de resistividad (DIL) queda conformado por las curvas ILd e ILm; el registro de litodensidad (LDL) consta de las curvas DT, RHOB y NPHI; además cuenta con un calibrador (CAL).

Las resistividades R_{xo} y R_t se consideraron los datos de las herramientas ILM y ILD respectivamente, tomados directamente del registro para la evaluación de los datos de campo, mientras que para la evaluación de los datos procesados con el sistema *INVERLOG* se consideraron los valores de los modelos obtenidos para cada una de las herramientas.

Para ilustrar la aplicación del programa CUVENLOG sin realizar y realizando inversión de registros, las figuras 53 y 54 muestran los resultados de las interpretaciones cuantitativas, así como los datos de campo del registro DIL y de sus modelos, para facilitar la correlación de información. A partir de los datos de campo dentro del tramo de principal interés (entre 80 y 91 m) el promedio de ϕ_e (PHIe-PROM) es de 14.9 % y el promedio de S_w (S_w -PROM) es de 68% (considerando únicamente aquellos puntos que no se encuentran 100 % saturados de agua), provocando que a dicha zona se le reste atención y sea pasada por alto. Sin embargo, después de aplicar la técnica de inversión a cada una de las curvas de resistividad aparente en el intervalo seleccionado, se puede observar que la arena FI-10 (80 a 91 m) posee una PHIe-PROM de 12.2 % y una S_w -PROM de 34.7 % logrando una disminución del volumen saturado por agua, esta información puede ser hallada en la Tabla VI.

6.4 RESUMEN

De los resultados obtenidos se puede decir que dentro del intervalo procesado y evaluado destaca una capa productora constituida por una arena denominada FI-10, con un espesor que oscila entre 11 y 15 m y cuya localización de su cima en profundidad varía entre 62 y 89 m, encontrándose a mayor profundidad en el pozo A-44 y a menor profundidad hacia el *SE* en el pozo A-3. En esta misma dirección mediante un análisis de registro eléctricos de pozo se puede apreciar un adelgazamiento de este estrato. A partir de la evaluación de los datos procesados con inversión se obtuvieron valores de ϕ_e que varían de 9.2 a 12.2 (%), valores considerados como adecuados para el almacenamiento y explotación de hidrocarburos, así como valores de S_w que van de 33.7 a 47.9 %.

En la Tabla VII se hace una comparación entre las evaluaciones, donde se puede ver que los resultados de la interpretación obtenida directamente de los registros de campo hacen que la arena FI-10 aparezca como poco atractiva por presentar valores de S_w altos (de 68 a

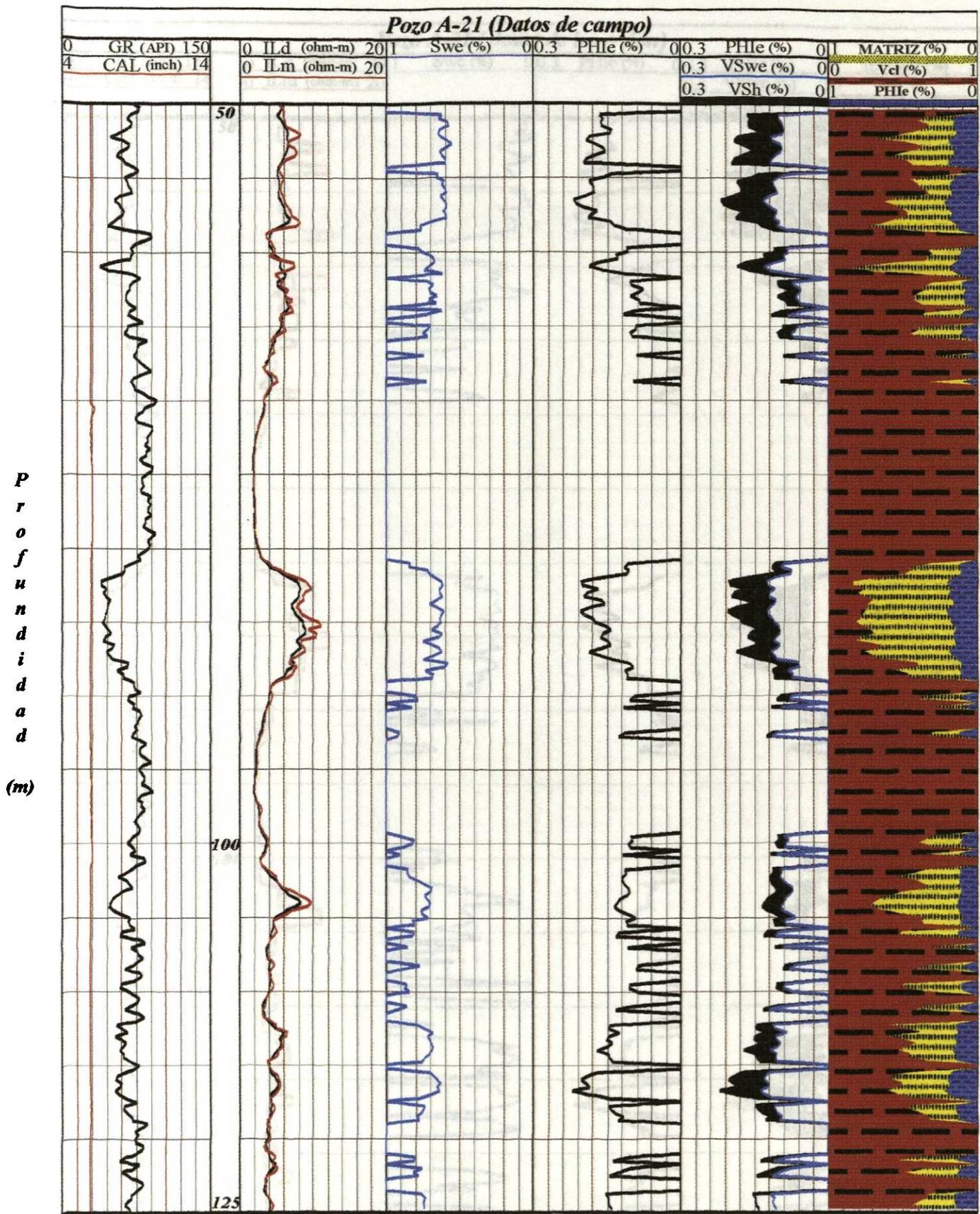


Figura 53. Interpretación de los registros del pozo A-21 sin aplicar inversión, utilizando el programa CUVENLOG.

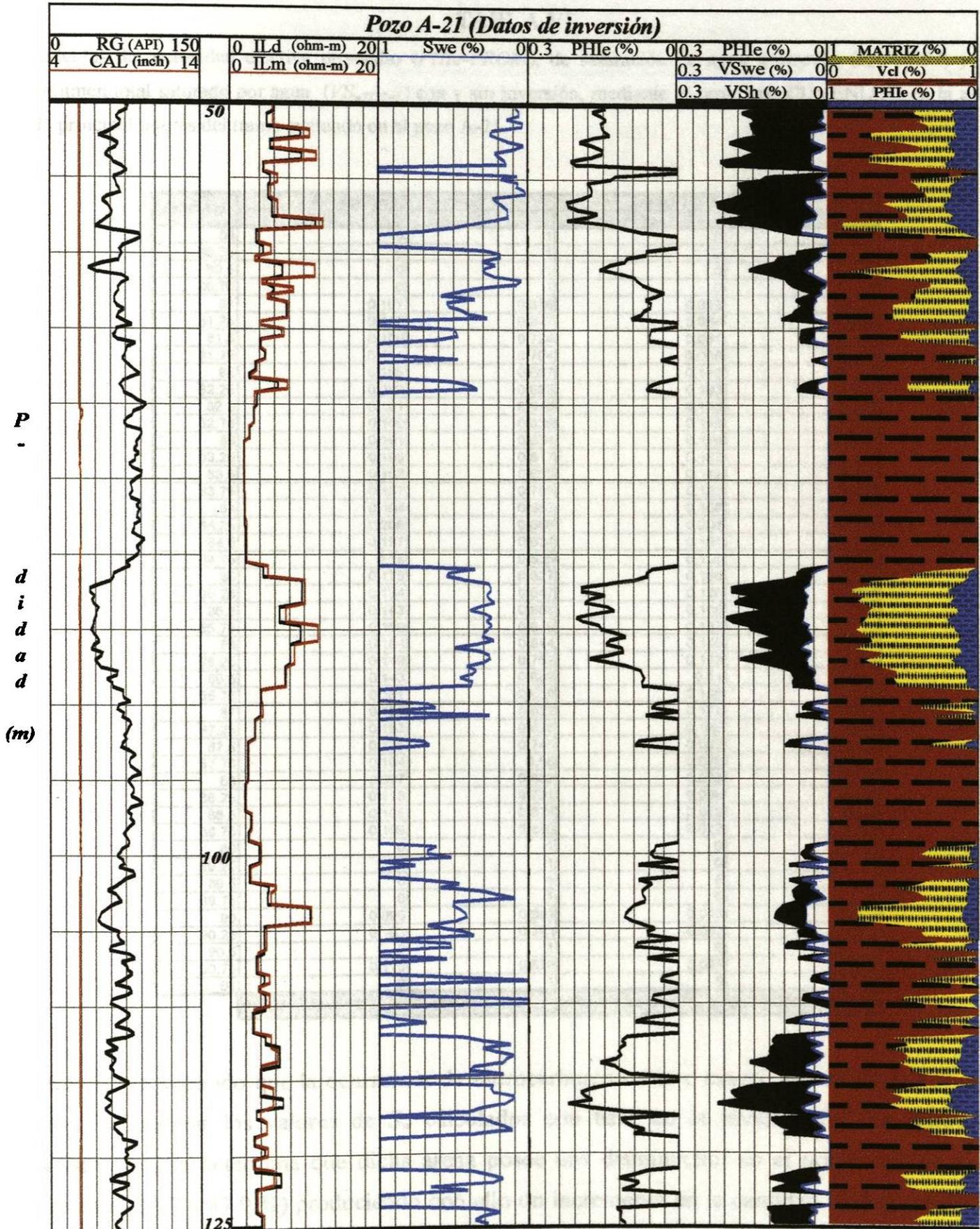


Figura 54. Interpretación de los registros del pozo A-21 aplicando inversión, utilizando el programa CUVENLOG.

TABLA VI

Cálculos de: porosidad efectiva promedio ($PHIe-PROM$), de saturación de agua promedio (S_w-PROM) y de volumen total saturado por agua (VS_{wTOTAL}) con y sin inversión, mediante el programa CUVENLOG en la zona de principal interés del tramo evaluado en el pozo A-21.

Prof. (m)	Evaluación sin inversión		Evaluación con inversión	
	$PHIe$	S_w	$PHIe$	S_w
80	0	1	0	1
80.25	0	1	0	1
80.5	0	1	0	1
80.75	0	1	0	1
81	0.107	0.836	0.053	0.357
81.25	0.115	0.847	0.064	0.53
81.5	0.106	0.724	0.061	0.547
81.75	0.111	0.704	0.088	0.426
82	0.165	0.667	0.142	0.263
82.25	0.203	0.623	0.193	0.252
82.5	0.201	0.616	0.193	0.252
82.75	0.169	0.638	0.148	0.277
83	0.191	0.634	0.176	0.258
83.25	0.198	0.617	0.187	0.224
83.5	0.162	0.655	0.142	0.323
83.75	0.157	0.705	0.128	0.388
84	0.184	0.653	0.168	0.291
84.25	0.206	0.608	0.204	0.246
84.5	0.197	0.624	0.191	0.279
84.75	0.18	0.635	0.159	0.243
85	0.175	0.627	0.155	0.268
85.25	0.154	0.647	0.126	0.297
85.5	0.143	0.688	0.106	0.308
85.75	0.159	0.618	0.137	0.23
86	0.164	0.644	0.145	0.339
86.25	0.149	0.752	0.113	0.494
86.5	0.143	0.683	0.11	0.313
86.75	0.161	0.639	0.139	0.263
87	0.188	0.622	0.177	0.257
87.25	0.163	0.676	0.136	0.302
87.5	0.138	0.745	0.099	0.41
87.75	0.104	0.58	0.076	0.349
88	0.097	0.602	0.073	0.376
88.25	0.113	0.731	0.068	0.459
88.5	0.108	0.679	0.073	0.376
88.75	0.109	0.686	0.072	0.383
89	0	1	0	1
89.25	0	1	0	1
89.5	0	1	0	1
89.75	0	1	0	1
90	0.095	0.801	0.045	0.673
90.25	0.103	0.783	0.053	0.621
90.5	0	1	0	1
90.75	0.115	0.826	0.065	0.261
91	0	1	0	1
$PHIe-PROM=0.1495$	$S_w-PROM=0.6804$	$PHIe-PROM=0.1218$	$S_w-PROM=0.3457$	

79.8 %) provocando que la ocurrencia de hidrocarburos en este estrato sea mínima. Por otro lado, al analizar los valores de S_w calculados con base en la inversión de los datos de resistividad, se determina que dicha arena posee una disminución en el porcentaje de agua presente (33.7 a 47.9 %) produciendo con ello un incremento en la cantidad de hidrocarburos dentro de esta zona. Estos datos pueden explicar porque esta arena produjo más cantidad de hidrocarburos que las calculadas mediante técnicas de evaluación tradicionales.

TABLA VII
Comparación entre las evaluaciones con y sin inversión.

POZO	PROF. (m)	ESPESOR (m)	$R\text{-max}$ ($\Omega\text{-m}$)		ϕ_e (%)		S_w (%)	
			SIN INVERSIÓN	CON INVERSIÓN	SIN INVERSIÓN	CON INVERSIÓN	SIN INVERSIÓN	CON INVERSIÓN
A-44	89-104	15	10.9	25.4	8.8	9.2	79.8	33.7
A-29	75-87	12	7	13.6	9.9	12.2	79.2	43.6
A-3	62-73	11	7.9	11.2	9.3	10.8	72.3	47.9
A-21	80-91	11	8.9	9.7	14.9	12.2	68.0	34.7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en el trabajo realizado se pueden mencionar las siguientes:

Conclusiones

- Dentro de los tramos procesados y evaluados en cada uno de los pozos destaca la arena productora FI-10, con un espesor que oscila entre 11 y 15 m, con valores de ϕ_e que varían de 9.2 % a 12.2 %, y valores de S_w que van de 33.7 a 47.9 % .
- Haciendo una comparación del cálculo de S_w y ϕ_e se tiene una disminución de S_w de un rango de 68.0-79.8 % a partir de los datos de campo, a un rango de 33.7-47.9 % usando la inversión de los datos de resistividad. Esto significa un incremento del contenido de hidrocarburos presentes en esta zona. Por otro lado, el valor ϕ_e cambia de un rango de 8.8 - 14.9 % a partir de los datos sin inversión a un rango de menos discrepancia que va de 9.2 -12.2 % a partir de la inversión de datos.
- Los beneficios obtenidos con el sistema *INVERLOG* son:
 - Delimita con mayor detalle los estratos, permitiendo identificar capas que contienen hidrocarburos, los cuales a simple vista no aparentan tener ningún atractivo económico. Ésto ayuda a elegir con mayor precisión el sitio para perforar la tubería por donde se extrae el hidrocarburo en el caso de estratos productores, logrando con ésto mejores resultados en la simulación de yacimientos y en la terminación de pozos.
 - Determinación de la resistividad verdadera de la formación con mayor precisión.
- Haciendo uso de los datos de resistividad (R_t) y espesores de capa (h) que resultan de inversión se logra cuantitativamente una interpretación más precisa de los parámetros petrofísicos, lo que lleva a un mejor estudio de su distribución y continuidad física a lo largo de todo el yacimiento.

- La estimación de parámetros petrofísicos en capas con espesores de 10 a 15 m muestra que, inclusive bajo estas condiciones, se logra mejorar el cálculo de S_w y ϕ_e . Con base en la experiencia de procesamiento de datos de registro de pozos de varios campos en la cuenca de Burgos (no incluidos en este trabajo) el uso del sistema *INVERLOG* proporciona cambios más significativos e importantes al ser aplicado a capas delgadas (< 3 m) con altas resistividades.
- Se ha logrado conjuntar las diferentes cualidades de dos herramientas que son complementarias. La herramienta NL mide a mayor profundidad horizontal dentro de la formación, pero carece de resolución vertical, mientras que la herramienta NC cuenta con resolución vertical, pero no tiene lecturas tan profundas radialmente como la herramienta NL. Con este método se ha logrado una sinergia constructiva entre dos herramientas que han permitido crear un modelo de resistividad verdadera de la formación más preciso que lo que miden los registros en forma cruda.
- Es importante buscar y redigitalizar los datos de la herramienta lateral (LAT) ya que el problema del marcado desplazamiento en profundidad de esta herramienta con respecto a las herramientas NC y NL se ve corregido mediante la técnica de inversión, logrando una perfecta coincidencia entre los tres modelos, permitiendo una determinación de la resistividad verdadera de la formación en forma más precisa.

Recomendaciones

- Es recomendable reinterpretar capas productoras a partir de inversión de registros de pozos para estimar las propiedades petrofísicas, debido a que, una vez conocida la cantidad de producción de hidrocarburo que existe (información proporcionada por PEMEX), se puede explicar que efectos provocaron una subestimación de reservas de hidrocarburos en dicha zona, y ajustar una metodología de evaluación del campo.
- En base a la experiencia del uso del sistema *INVERLOG*, sería recomendable incluir en este sistema una interfase con la finalidad de que sea más amigable su empleo.

- Se recomienda incluir el parámetro de aproximación entre la curva de campo y la curva teórica obtenida, durante la ejecución de programa *INVERLOG*.
- Se recomienda extender la aplicación de la técnica de inversión a otras herramientas de registro de pozos.
- Se recomienda generar programas de evaluación de parámetros petrofísicos más amigables y en base a modelos teóricos actualmente más aplicados.

BIBLIOGRAFÍA

- ANGUIANO R. P. (1991). *Numerical Modeling in Electrical Logging*. Instituto Mexicano del Petróleo.
- ANGUIANO R. P. (1995). *The Forward and Inverse Problems in Induction Logging*. Ph. D. Thesis. Colorado School of Mines T-4643.
- ANGUIANO, R. P. (1999). *INVERLOG Reference Manual A System to Model and Invert Well Logs*. Grupo de Modelado y Análisis de Registros de Pozos (GMARP) del IMP.
- ARCHIE, G. E. (1942). *The Electric Resistivity Logs as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics*. SEP-AIM Transactions, V. 146, pp 54-62.
- ARROYO, C. F. y ROIG, S. F. (1987). *Apuntes de Introducción a los Registros Geofísicos de Pozos*. Facultad de Ingeniería de la UNAM. México. pp 63.
- BASSIOUNI, Z. (1994). *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*. Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX. pp 354.
- BUSCH D. A. (1971). *Estratigrafía del Oligoceno de la Cuenca de Burgos, Parte III: Continuación del estudio estratigráfico estructural de detalle en las áreas A, B, C y D*. Superintendencia Gral. de Exploración D.F.N.E., Departamento Geológico, Petróleos Mexicanos. Reynosa, Tamaulipas. pp 91-96
- DAKHNOV, V. N. (1962). *Geophysical Well Logging*. Quarterly of the Colorado School of Mines, V. 57, No. 2, pp 446.
- DENNIS, J. (1977). *Nonlinear least squares and equations*. En *The State of the Art of Numerical Analysis*. Ed. D. Jacobs. Academic Press. London.

- DEWAN, J. T. (1983). *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. pp 361.
- DOLL, H. G. (1948). *The SP Log: Theoretical Analysis and Principles of Interpretation*. Transactions AIME. Petroleum Branch, V. 179.
- DOLL, H. G. (1949). *Introduction to Induction Logging and Application to Logging of Wells Drilled with Oil Base Mud*. Journal of Petroleum Technology. Petroleum Transactions AIME. V. 1. pp 148-162.
- DOLL, H. G. (1950). *The SP Log in Shaly Sands*. Petroleum Trans. AIME. V. 189. pp 205-214.
- ECHANOVE, E. O. (1986). *Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte 1 – Consideraciones geológico-petroleras*. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. V. 38, No. 1, pp 3-44.
- ELLIS, D. V. (1987). *Well Logging for earth Scientists*. Elsevier Science Publishers. New York. pp 532.
- GOLUB, G. H. y REINSCH C. (1970). *Singular Value Decomposition and Least Squares Solutions*. Numer. Math., 14, pp 403-420.
- GÓMEZ RIVERO, O. (1975). *Registros de Pozos: Parte I. Teoría e Interpretación*. México.
- GÓMEZ RIVERO, O. (1976). *A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as an aid in Well Log Analysis*. The Log Analyst. V. 17, No. 5 (sept-oct.), pp 8-24.
- GORBACHEV, Y. I. (1995). *Well Logging Fundamentals of Methods*. John Wiley & Sons Chichester. pp 324.

- HALLIBURTON (1993).** *Review of Reservoir Geology*. Halliburton Drilling Systems, USA.
- HAYT, W. H. (1991).** *Teoría Electromagnética*. McGRAW-HILL. México. pp 525.
- HILCHIE, D. W. (1978).** *Applied Openhole Log Interpretation*. D. W. Hilchie Inc., Colorado, USA.
- JACKSON, D. D. (1972).** *Interpretation of inaccurate, insufficient and inconsistent data*. Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society. V. 28. pp 97-109.
- KAUFMAN, A. A. y KELLER G. V. (1989).** *Introduction Logging*. Elsevier, Amsterdam.
- KELLER, G. V. y FRISCHKNECHT, F. C. (1966).** *Electrical Methods in Geophysical Prospecting*. Pergamon Press. New York. pp 519.
- KIM, J. H. (1986).** *Forward Modeling and Inversion of Responses for Borehole Normal and Lateral Electrode Arrangements*. Ph.D. diss. Colorado School of Mines.
- LANCZOS, C. (1961).** *Linear Differential Operators*. Van Nostrand. Princeton. pp 665-679.
- LAPIDUS, L., y PINDER, G. F. (1982).** *Numerical Solutions of Partial Differential Equations in Science and Engineering*. John Wiley & Sons. pp 677.
- LAWSON, C. L. y HANSON, R. J. (1974).** *Solving Least Squares Problems*. Prentice-Hall. Englewood Cliffs. New Jersey.
- LEVENBERG, K. (1944).** *A Method for the Solution of Certain Nonlinear Problems in Least Squares*. Quarterly of Applied Mathematics. V. 2, pp 164-168.
- LINES, L. R., y TREITEL, S. (1984).** *A review of least-squares inversion and its application to geophysical problems*. Geophysical prospecting. V.32, pp 159-186.

- LÓPEZ-RAMOS, E. (1980).** *Geología de México*. Tomo 2, Segunda Edición. México, D.F. pp 244-258.
- MARQUARDT, D. W. (1963).** *An Algorithm for Least Squares Estimation of Nonlinear Parameters*. J. Soc. Indust. Appl. Math., V. 11. pp 431-441.
- MC CARDELL, W. M., WINSAUER W. O. y WILLIAMS, M. (1953).** *Origin of the Electrical Potential Observed in Wells*. Petroleum Trans. AIME. V. 198. pp 41-50.
- MORAN, J. H. y KUNZ, K. S. (1962).** *Basic Theory of Induction Logging and Application to Study of Two-Coil Sonde*. Geophysics. V. 27, pp 829-858.
- NORTH, F. K. (1985).** *Petroleum Geology*. Allen & Unwind. Boston, USA. pp 607.
- ORELLANA, E. (1982).** *Prospección Geoeléctrica en Corriente Continua*. Paraninfo. Madrid. pp 38-103.
- OVERTON H. L. y LIPSON L.B. (1958).** *A correlation of the Electrical Properties of Drilling Fluids with Solids Contents*. Petroleum Transactions of AIME, V. 213.
- PARKHOMENKO, E. I. (1967).** *Electrical Properties of Rocks*. Traducción y suplemento de G. V. Keller. Plenum Press. New York. pp 314.
- PERKINS, F. M., BRANNON, H. R. y WINSAUER, W. O. (1954).** *Interrelation of Resistivity and Potential in Shaly Reservoir Rock*. Pet. Trans. AIME. V. 201. pp 176-181.
- POUPON, A., LOY, M. E. y TIXIER, M. P. (1954).** *A Contribution to Electrical Log Interpretation in Shaly Sands*. Pet. Trans. AIME. V. 201. pp 138-145.
- RODRÍGUEZ-SANTANA . E. (1969).** *Sedimentos del Oligoceno de la Cuenca de Burgos. Aspecto Regional*. pp (2) 1-12. En Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos.

Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1. Instituto Mexicano del Petróleo. México D. F.

SCHLUMBERGER (1958). *Introducción al método de Schlumberger de perfilaje de pozos.* Documento 8. Venezuela. Schlumberger.

SCHLUMBERGER (1984). *Evaluación de Formaciones en México.* Schlumberger. París, Francia. pp 1-12 – 1-14.

SCHLUMBERGER (1989). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros.* Schlumberger. México. pp 198.

SCHÖN, J. y WELLER, A. (1984). *Calculation of Synthetic Resistivity Curves by the Finite-Difference Method.* Communication No. 23 of the Bergakademie Freiberg. pp 6.

SIMANDOUX, P. (1970). *Measures Dielectriques en Milieu Poreux, Application a Measure des Saturations en Eau, Etude du Comportment des Massifs Argileux .* Revue de l'institut Francais du Petrole, Supplementary Issue.

SSP (1981). *Geología de la República Mexicana.* Secretaría de Programación y Presupuesto. pp 82.

TIXIER, A. P. (1949). *Drilling and Production Practice.* Central Committee on Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute. New York. pp 316-328.

VÁZQUEZ A. S. E. (1971). *Aspectos Geológicos de los campos Brasil-Ramírez (Frio Inferior).* Superintendencia de Explotación, Departamento de Ingeniería de Yacimientos D.F.N.E. Reynosa, Tamaulipas.

WAXMAN, M. H. y SMITS, L. J. (1968). *Electrical Conductivities in Oil Bearing Shaly Sands.* Soc. Pet. Engrs. J. V. 8. pp 107-122.

- WHITE, W. E. (1954).** *Here's a New Method of Interpreting Electric Log in Shaly Sands.* The Oil and Gas Journal. Sept. 13. pp 106-179.
- WIGGINS, R. A., LARNER, K.L. y WISECUP, R. P. (1976).** *Residual static analysis as a general linear inverse problem.* Geophysics. V. 41. pp 922-938.
- WINSAUER W. O. y MC CARDELL, W. M. (1953).** *Ionic Double Layer Conductivity in Reservoirs Rock.* Pet. Trans. AIME. V. 198. pp 129-134.
- WYLLIE, M. R. (1949).** *A Quantitative Analysis of Electrochemical Component of the SP Curve.* Petroleum Transactions, AIME.
- WYLLIE, M. R. y SOUTHWICK, P.F. (1954).** *Experimental Investigation of the SP and Resistivity Phenomena in Dirty Sands.* Pet. Trans. AIME. V. 201. pp 43-56.
- YURATICH, M. A. y MEGER, W. J. (1984).** *The Application of Finite Difference Methods to Normal Resistivity Logs.* S.P.W.L.A. Twenty-Fifth Annual Logging Symposium. Paper V. pp 20.
- YZAGUIRRE, L. A. (1969).** *Geología Regional de la Cuenca de Burgos.* pp (1) 1-6. En Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos. Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1. Instituto Mexicano del Petróleo. México D. F.

