

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERIA
POSTGRADO INDIVIDUALIZADO EN CIENCIAS
DE LA
INGENIERIA**



**ESTUDIO DE LAS ANOMALÍAS MAGNÉTICAS ASOCIADAS A
RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA BARINAS-
APURE MEDIANTE MEDIDAS DE SUSCEPTIBILIDAD MAGNÉTICA
Y TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS**

TESIS DOCTORAL presentada ante la
ilustre Universidad Central de Venezuela por
el Lic. Aly Rafael Pérez Pérez para optar al
título de Doctor en Ciencias de la Ingeniería.

Tutora: Lisseta D'Onofrio

CARACAS, ENERO 2012

INDICE DE CONTENIDO

Agradecimientos

Dedicatoria

Resumen

Esquema General

Introducción 11

CAPÍTULOS

CAPÍTULO 1	Antecedentes y Planteamiento de la Investigación	
1.1	Antecedentes.	16
1.2	Planteamiento de la Investigación.	24
CAPÍTULO 2	Características Generales de la Cuenca Barinas–Apure	
2.1	Introducción.	26
2.2	Ubicación Geográfica del Área de Estudio.	26
2.3	Marco Estructural y Estratigráfico Regional.	28
2.4	Marco Estructural.	30
2.5	Eventos y Estilos Tectónicos.	32
2.6	Ambiente Geológico del Área en Estudio.	33
2.7	Sistema Petrolífero.	35
2.8	Sistema Petrolífero de la Cuenca Barinas–Apure.	35
2.9	Formación de Trampas.	37
2.10	Fase de Generación, Expulsión y Migración de Fluido.	37
2.11	Preservación del Hidrocarburo.	38
CAPÍTULO 3	Fundamentos del Magnetismo	
3.1	Introducción.	39
3.2	Origen del Magnetismo en Átomos.	40
3.3	Susceptibilidad Magnética.	44
3.4	Tipos de Magnetismo en la Materia.	45
3.5	Diamagnetismo y Paramagnetismo.	46
3.6	Ferromagnetismo.	49
3.7	Antiferromagnetismo.	51

3.8	Ferromagnetismo y Antiferromagnetismo.	52
3.9	Ferrimagnetismo.	53
3.10	Minerales Magnéticos.	54
3.11	Minerales Magnéticos Encontrados en la Naturaleza.	57
3.11.1	Magnetita.	57
3.11.2	Maghemita.	59
3.11.3	Hematita.	60

CAPITULO 4	Fundamentos y Utilidad de las Técnicas a Emplear
-------------------	---

4.1	Introducción.	62
4.2	Equipo de Medición de Susceptibilidad Magnética.	63
4.3	Espectroscopía Mössbauer de Fe ⁵⁷ .	68
4.3.1	Introducción.	68
4.3.2	Principios Generales.	69
4.3.3	Corrimiento Isomérico (DI).	71
4.3.4	Interacción Cuadrupolar Eléctrica (QS).	73
4.3.5	Interacción Magnética Hiperfina o Efecto Zeeman Nuclear (CH).	75
4.3.6	Montaje Experimental.	77
4.4	Microscopio de Luz Polarizada.	78
4.4.1	Introducción.	78
4.4.2	Microscopio Petrográfico.	78
4.5	Técnicas Estadísticas y Geoestadísticas.	80
4.5.1	Conceptos Básicos de la Estadística.	81
4.5.2	Componentes Básicas de la Geoestadística.	81
4.6	Determinación de la Intensidad de Campo Magnético.	82
4.6.1	Nociones Generales.	82
4.6.2	Ideas Básicas.	83
4.6.3	Desarrollo de las Expresiones Matemáticas.	83
4.7	Estudio Petrofísico.	88
4.7.1	Perfil de Rayos Gamma (GR).	89
4.7.2	Usos del Perfil de Rayos Gamma.	89

4.7.3	Fundamento del Método.	89
4.7.4	Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).	90
4.7.5	Aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear.	90
4.7.6	Fundamento del Método.	90

CAPITULO 5 Metodología Experimental y Tratamiento de Datos

5.1	Introducción.	92
5.2	Medidas de Susceptibilidad Magnética.	93
5.2.1	Selección de Pozos Petroleros y Toma de Muestras de Rípios.	93
5.2.2	Preparación de Muestras de Rípios para las Medidas de Susceptibilidad Magnética.	94
5.2.3	Adquisición de las Medidas de Susceptibilidad Magnética.	95
5.2.4	Obtención de los Perfiles de Susceptibilidad Magnética (registros magnéticos).	95
5.3	Caracterización de las Fases de Hierro Contenidas en las Muestras de Rípios Mediante la Espectroscopía Mössbauer.	96
5.3.1	Preparación Previa de las Muestras.	96
5.3.2	Preparación de Absorbente Mössbauer.	98
5.3.3	Absorbente Mössbauer Tipo M1.	98
5.3.4	Absorbente Mössbauer Tipo M2.	98
5.3.5	Simetrización del Espectro Mössbauer.	100
5.3.6	Interpretación Visual del Espectro Mössbauer.	102
5.3.7	Ajuste Computarizado de Parámetros Mössbauer.	103
5.4	Preparación de Secciones Delgadas para Estudio Petrográfico.	105
5.5	Tratamiento Estadístico de Datos.	108
5.5.1	Detección de las Anomalías Magnéticas.	108
5.5.2	Parámetro Promedio.	108
5.5.3	Parámetro Desviación Estándar.	109
5.5.4	Parámetro Desviación estándar / promedio.	109
5.5.5	Evaluación de la Pendiente.	110
5.6	Modelado de la Susceptibilidad Magnética para la Construcción de un Modelo Geoestadístico.	110

5.6.1	Construcción de la Grilla o Retícula.	111
5.6.2	Modelos de Variabilidad Espacial Variograma.	112
5.6.3	Predicción Espacial Lineal: Krigado de la Retícula.	114
5.6.4	Simulación Secuencial Gaussiana.	115
5.7	Mapas de Distribución del Campo Magnético a Nivel de Superficie.	118
CAPITULO 6		Resultados Experimentales y Discusión
6.1	Introducción.	120
6.2	Perfiles Magnéticos y Detección de Anomalías Magnéticas.	122
6.3	Análisis Estadístico.	133
6.4	Mapa de Distribución de la Intensidad de Susceptibilidad Magnética.	159
6.5	Modelo Magnético.	170
6.6	Caracterización de las Fases Mineralogías de Hierro Presentes en Muestras de Ripios Seleccionadas.	176
6.7	Secciones Finas.	185
6.8	Comparaciones entre Perfiles de Susceptibilidad Magnética a Temperatura Ambiente y Registros Petrofísicos.	194
CAPITULO 7		Conclusiones y Recomendaciones
7.1	Introducción.	200
7.2	Conclusiones.	201
7.3	Recomendaciones.	204
7.4	Comentarios Generales.	205
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		206
ANEXOS		214

Al término de esta etapa de mi vida, quiero expresar un profundo agradecimiento:

Al amado creador y a todas aquellas personas e instituciones que con su ayuda, apoyo incondicional y comprensión me alentaron a lograr esta hermosa realidad.

Dedicado con mucho

$$f(x) = \sqrt{1 - (|x| - 1)^2}$$

$$g(x) = \arccos(1 - |x|) - \pi$$

a

Quienes han consagrado su vida

para darme lo que nunca pedí.

A mis padres,

Ramón Rafael Pérez,

Cruz Mercedes Pérez de Pérez.

A mis hermanos.

A mi padrino,

Carmelo Lombardini

Ausencia presente,

siempre estaré en deuda permanente.

*Un científico debe tomarse la libertad de
plantear cualquier cuestión, de dudar de
cualquier afirmación, de corregir errores.*

Julius Robert Oppenheimer.

(1904—1967)

No enseñes y brillarás

Leonardo Da Vinci.

(1452—1519)

Resumen

En este trabajo se presenta un estudio de medidas de susceptibilidad magnética (SM) a temperatura ambiente de 5.425 muestras de ripios provenientes de 20 pozos petroleros distribuidos en ocho campos de la Cuenca Barinas–Apure (Barinas Venezuela), con la finalidad de buscar evidencias de anomalías magnéticas asociadas con la presencia de depósitos hidrocarburos. Las muestras de ripios provienen desde niveles cercanos a la superficie terrestre hasta el tope del basamento ígneo–metamórfico (aproximadamente 4.000 metros). En los perfiles de susceptibilidad magnética, se observan altos valores de susceptibilidad cercanos al tope de las unidades sedimentarias correspondientes a las rocas reservorios y la roca fuente de los pozos productores de petróleo, mientras que en el caso de los pozos no productores se observa baja susceptibilidad magnética.

Un análisis estadístico basado en la obtención de promedios, desviación estándar, fue realizado sobre las medidas de susceptibilidad con el fin de clasificar el conjunto de pozos petroleros productores y no productores, el cual fue implementado con los valores de susceptibilidad magnética correspondiente a las muestras que se encuentran por debajo de la formación sello, encontrándose una diferencia significativa entre los valores promedios correspondiente a todo el conjunto de pozos, con una proporción 4:1 de pozos productores a no productores.

En los pozos productores, determinamos una relación entre los valores de susceptibilidad magnética y la edad de la formación: los valores de susceptibilidad se incrementan a medida que la unidad sedimentaria es más reciente. La edad y la profundidad a la que se encuentran las unidades sedimentarias de donde proceden las muestras de ripios excluyen la presencia de contaminación cultural (origen humano), sugiriendo la evidencia de origen autigénico de los minerales magnéticos debido a los efectos de reducción de los óxidos de hierro al estar en contacto con las unidades sedimentarias.

Por otra parte se realizó una caracterización mineralógica a las muestras responsables de originar los contrastes magnéticos utilizando el efecto Mössbauer y se determinó que la principal fase de hierro responsable de originar los altos valores de susceptibilidad magnética es la magnetita.

Con estos resultados se estaría verificando una relación causal entre las anomalías en las propiedades magnéticas y la presencia de hidrocarburos, siendo ésta la causante de establecer condiciones reductoras que favorecen la alteración de minerales magnéticos primarios y las transforma a mineralogías magnéticas secundarias.

Con el fin de complementar nuestras observaciones experimentales se realizaron comparaciones entre registros de SM y medidas petrofísicas, donde se logró evidenciar que ambos perfiles muestran un comportamiento similar.

ESQUEMA GENERAL

Capítulo 1

Antecedentes y Planteamiento de la Investigación

Se muestra una amplia revisión bibliográfica que abarca los aspectos más relevantes relacionados a las anomalías magnéticas producto de la presencia de reservorios de hidrocarburos, así como el planteamiento de la investigación.

Capítulo 2

Características Generales de la Cuenca Barinas-Apure

Se describe el marco geológico-estructural, así como el sistema petrolífero que caracteriza al área bajo estudio.

Capítulo 3

Fundamentos del Magnetismo

Revisión de los aspectos teóricos relacionados con los fundamentos del magnetismo y una breve descripción de las fases mineralógicas desarrolladas por la presencia de depósitos de hidrocarburos.

Capítulo 4

Fundamentos y Utilidad de las Técnicas a Emplear

Se presenta un breve resumen de las diferentes técnicas experimentales, así como de los métodos estadísticos utilizados y la descripción teórica para la simulación de un levantamiento aeromagnético.

Capítulo 5

Metodología Experimental y Tratamiento de Datos

Descripción en detalles de la metodología experimental implementada.

Capítulo 6

Resultados Experimentales y Discusión

Se detallan y discuten los resultados obtenidos.

Capítulo 7

Conclusiones y Recomendaciones

Se puntualizan los aspectos más relevantes en la presente investigación.

Introducción

Desde el inicio de la exploración petrolera hasta nuestros días el objetivo fundamental en cada campaña exploratoria es “perforar solo pozos productores”. Para alcanzar tal fin se han introducido innovadores avances tecnológicos con el propósito de mejorar y desarrollar los métodos geofísicos existentes. El mejoramiento tecnológico de métodos geofísicos (e.g. geofísica aerotransportada) en estos tiempos donde la mayoría de las cuencas petrolíferas a nivel mundial han sido exploradas, y la inevitable disminución de las reservas petroleras, y la plena comprensión de la altísima importancia de este recurso natural no renovable, han orientado a los países productores a emprender exploración hacia costa fuera “offshore” con miras a la búsqueda de petróleo.

Estos hechos sumados a los costos de una campaña geofísica de exploración y explotación petrolera relativamente altos, han conducido a las industrias a prestar atención a métodos no convencionales que ofrecen un punto de apoyo a los métodos convencionales ya existentes. Un método no convencional comienza a desarrollarse a finales de los años 70, pero tiene sus inicios a mediados de los años 60, cuando Steeland (1965) al analizar en representación cartográfica los resultados de un levantamiento aeromagnético realizado sobre campos petroleros, observó que los contrastes magnéticos coincidían con las áreas productoras de petróleo y gas, y sugirió que los métodos aeromagnéticos podrían utilizarse en la exploración de depósitos de petróleo.

La introducción en el campo de la geofísica de levantamientos aeromagnéticos de alta precisión como una herramienta de exploración a distancia para localizar depósitos de petróleo y gas, abrió las puertas al estudio de las “microanomalías magnéticas, “MA”. Estas MA son evidencia de acumulaciones inusuales de minerales magnéticos autigénicos desarrollados en unidades sedimentarias que se encuentran en niveles cercanos a la superficie terrestre, y los cuales son el resultado de la alteración de las mineralogías magnéticas primarias (e.g. hematita) a mineralogías magnéticas

secundarias (e.g. magnetita), producto de un ambiente geoquímico modificado por una variedad de fenómenos químicos inducidos por depósitos de hidrocarburo (Donovan et al. 1979 ; Pérez et al., 1999 ; Costanzo–Alvarez, 2006).

El estudio de las MA observadas en perfiles de susceptibilidad magnética medidas en muestras de ripios a lo largo de la columna de perforación, han sido sugeridos como uno de los métodos no convencionales desarrollados en esta área (Saunders y Terry, 1985).

En las últimas cuatro décadas una serie de estudios se han reportado acerca de las anomalías magnéticas presentes en niveles cercanos a la superficie, asociados con la presencia de yacimientos subyacentes (Thompson et al., 1980; Saunders y Terry, 1985; Saunders et al., 1991; Benthien y Elmore, 1987; Tompkins, 1990; Foote, 1992, 1999; Ellwood y Burkart, 1996; Liu et al., 1998a, 1998b, 2004; Liu y Liu, 1996; Liu et al. 2006). Históricamente, Steenland (1965), Donovan et al. (1979, 1984), Saunders y Terry (1985) fueron los primeros geocientíficos en utilizar los estudios magnéticos como método complementarios a la exploración de hidrocarburo.

Donovan et al. (1979) reportó los resultados de investigaciones aeromagnéticas junto con los perfiles de susceptibilidad magnética (rango de profundidad de 60 hasta 300 metros) realizados a partir de muestras de ripios o secciones de rocas provenientes del campo petrolero Cement en Oklahoma. Estos autores identificaron anomalías aeromagnéticas sobre el mencionado campo petrolero y las atribuyeron a la presencia de abundante magnetita diagenética resultado de la reducción de la hematita inducida por el reservorio de petróleo.

Foote (1996) reportó los resultados de un estudio aeromagnético realizado en cuatro regiones diferentes de Estados Unidos de Norteamérica. Estos estudios revelaron una conexión entre las áreas productoras de petróleo y gas, y los altos valores de susceptibilidad magnética observados en perfiles verticales de los pozos. Estas anomalías magnéticas fueron posiblemente producidas por diferentes fases de minerales magnéticos desarrollados en los suelos en niveles cercanos a la superficie. Foote 1996

determinó que del 78% hasta el 90% de los pozos productores de petróleo y gas exhiben anomalías de susceptibilidad magnética.

Por otra parte, muestras de ripios de perforación proveniente de pozos petroleros de Venezuela y Colombia fueron analizados utilizando medidas de Susceptibilidad Magnética (SM) y Remanencia Magnética Natural (RMN) con la finalidad de investigar la posible relación causal entre las anomalías magnéticas y la acumulación de hidrocarburo (Aldana et al., 1999; Díaz et al., 2000; Costanzo–Alvarez et al., 2000, 2006). Los perfiles de SM fueron realizados entre 200 hasta 2000 metros de profundidad y se observaron máximos relativos de susceptibilidad a una profundidad de 600 metros, que fueron interpretados por sus autores como un producto de minerales magnéticos de naturaleza autigénica.

A finales de la década de los años 90 como parte de mi trabajo especial de grado (Pérez et al., 1999) llevé a cabo un estudio cuantitativo y cualitativo en muestras de ripios de perforación provenientes del Pozo productor Guafita 2x, Campo Petrolero Guafita (Cuenca Barinas–Apure, Venezuela) utilizando una variedad de técnicas experimentales, tales como: susceptibilidad magnética a temperatura ambiente, efecto Mössbauer, Microanálisis por Dispersión en Energía de Rayos X (EDX) y Microscopía Electrónica de Barrido (MEB). Este estudio tuvo como objetivo determinar las fases de hierro y su distribución en el perfil de SM dentro del rango de profundidad comprendido entre 100 hasta 1000 metros. Como resultado relevante encontramos que la maghemita ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$) fue la fase mineralógica responsable de originar los altos valores de susceptibilidad magnética.

Por varias décadas los especialistas han mostrado gran interés en el estudio de las MA, con el fin desarrollar el método y así contribuir a la disminución de los costos económicos en una campaña de exploración petrolera.

Cabe mencionar que los diferentes enfoques que se han desarrollados en las últimas cuatro décadas se han centrado en medidas de susceptibilidad magnética y focalizados en un número reducido de muestras y dentro de una escala observacional

que comprende un rango que va desde niveles cercanos a la superficie hasta menos de 2 kilómetros de profundidad, donde el origen endogénico o exogénico no es claro del todo (Reynolds, 1982; Machel y Burton, 1991; Gay, 1993; Liu et al., 2004).

A pesar de los logros alcanzados dentro del campo de las MA, resulta útil pensar en torno a dos variables, *aumentar* la escala observacional, es decir, estudiar muestras desde niveles cercanos a la superficie hasta el tope del basamento, ya que así se estarían incluyendo muestras pertenecientes a intervalos sedimentarios generadores y contenedores de hidrocarburo, y *seleccionar* todas las muestras a lo largo de la columna de perforación del pozo (aumentar el número de muestras), esto nos conduciría a la construcción de perfiles magnéticos dentro de una amplia escala de profundidad, para así explorar las características magnéticas en el ambiente cercano a las arenas de interés para la exploración de hidrocarburo, además de generar una gran cantidad de datos que puedan ser estudiados mediante la implementación de herramientas estadísticas convencionales y no convencionales.

En éste sentido, considerando las dos variables antes mencionadas, así como los trabajos previos, nos motivamos a desarrollar la presente investigación con datos provenientes de varios campos petroleros con la finalidad de encontrar más evidencia que relacione la asociación de anomalías magnéticas con los depósitos de hidrocarburo. Para desarrollar este trabajo se analizaron 5.425 muestras de rípios de perforación provenientes de la Cuenca Barinas–Apure. El muestreo fue llevado a cabo en 20 pozos petroleros distribuidos dentro de 8 campos petroleros. La selección de las muestras se encuentran dentro de un rango de profundidad comprendido entre 0 hasta 4 km, y abarca intervalos sedimentarios contenedores de hidrocarburo (roca madre y roca reservorio). Las formaciones productoras, Formación Escandalosa y Formación Gobernador de la Cuenca Barinas–Apure, son incluidas dentro de este rango de profundidad, a diferencia de estudios anteriores en que la selección no incluía muestras de formaciones productoras. En el presente trabajo hemos obtenido los perfiles de SM en función de la profundidad para cada pozo petrolero, los cuales se analizaron con

técnicas estadísticas convencionales para caracterizar los pozos productores y no productores desde el punto de vista de sus propiedades magnéticas.

Como resultado de haber extendido la escala observacional y el número de muestras, hemos encontrado resultados estadísticamente significativos correlacionados con el ambiente magnético de las roca madre y formaciones reservorios (Formación Gobernador y Formación Escandalosa), que, creemos, aporta una relevante contribución al estudio de las MA.

Estos resultados los presentaremos en detalle más adelante y son indicadores prometedores dentro del marco de la exploración petrolera. Este trabajo ha sido aceptado en la revista internacional *Geophysics* (Perez-Perez et al., 2011).

A nuestro entender, este es el primer estudio realizado en un gran número de muestras de ripios de pozos petroleros pertenecientes a un ambiente continental, acompañado de un análisis estadístico a los perfiles de susceptibilidad magnética. Estudios similares se han llevado a cabo en muestras de sedimentos provenientes de costa afuera del Mar del Norte y el Mar de Noruega con la finalidad de estudiar variaciones litológicas y estratigráficas (Mørk et al., 2002).

La tesis se ha estructurado de la siguiente manera: En el *primer capítulo* se presentan en detalles los antecedentes, así como lo concerniente al planteamiento de la investigación. En el *segundo capítulo* se hace una breve descripción del ambiente geológico–estructural del área bajo estudio. En el *tercer capítulo* se presentan los principios físicos básicos del magnetismo y sus implicaciones en el magnetismo de rocas asociado a las anomalías magnéticas, producto de un ambiente geoquímico alterado por la presencia de los hidrocarburo. En el *cuarto capítulo* se explican los fundamentos y utilidad de las técnicas empleadas. En el *quinto capítulo* se dan detalles de la metodología experimental desarrollada. En el *sexto capítulo* se presentan los resultados con su correspondiente análisis. Y finalmente las conclusiones más relevantes de esta investigación se tratan en el *séptimo capítulo*.

Capítulo 1

Antecedentes y Planteamiento de la Investigación

1.1 Antecedentes

Los métodos magnéticos han jugado un papel secundario en la exploración petrolera, esto es, no han sido utilizados tanto como otros métodos geofísicos para la identificación de áreas en cuencas sedimentarias con características favorables para la acumulación de hidrocarburo. Sin embargo, en la literatura se encuentran muchos trabajos relevantes e interesantes sobre exploración aeromagnética y anomalías magnéticas observadas a niveles de superficie, que merece que detallemos a continuación.

Donovan *et al.* (1979) presentan las medidas aeromagnéticas realizadas en el campo petrolífero de Cement en Oklahoma, Estados Unidos de Norte América, donde identificaron anomalías aeromagnéticas que ellos interpretaron como resultado de la presencia de abundante magnetita diagenética en niveles cercanos a la superficie, producto de la alteración química de óxidos y oxihidróxidos de hierro presentes en los sedimentos suprayacentes inducida por el reservorio de petróleo subyacente. Donovan *et al.*, (1984); Foote, (1984); Saunders y Terry (1985) fueron los primeros en utilizar los estudios aeromagnéticos como una técnica complementaria a los métodos de exploración convencionales.

Posteriormente, Elmore *et al.* (1987) ; McCabe *et al.* (1987) ; Sassen *et al.* (1989); Kilgore *et al.* (1989) ; Elmore *et al.* (1990) ; Reynolds *et al.* (1990a, 1991) reportaron anomalías magnéticas detectadas en análisis de suelos, sedimentos y muestras de secciones de pozos. A partir de estos resultados concluyeron que los cuerpos responsables de causar una magnetización anómala estaban constituidos de magnetita autigénica y/o pirrotita, fases de hierro producto de un ambiente geoquímico desarrollado por la presencia de reservorios de hidrocarburo.

La relación entre estos minerales magnéticos y los depósitos de petróleo sugieren que los contrastes magnéticos pueden ser usados para la exploración de hidrocarburo, en otras palabras, la representación cartográfica de un estudio magnetométrico revelaría contrastes magnéticos suficientemente significativos para correlacionarlos con reservorios de petróleo y/o gas.

De igual forma, Henry (1989); Henry y Tomlinson (1991); Saunders et al. (1991) analizaron muestras de sedimentos de afloramiento de los primeros pies de la superficie terrestre (< 3 pies de profundidad) mediante medidas de susceptibilidad magnética, y los resultados fueron comparados con los obtenidos mediante el análisis de suelos de ambientes sedimentarios asociados a la presencia de filtraje de hidrocarburo y gas. Este grupo de geocientíficos determinaron valores significativos de susceptibilidad en las muestras provenientes de ambientes diagenéticos alterados por éste tipo de filtraje. Elmore et al. (1987, 1989) también mostraron que el ritmo de migración podría ser determinado con métodos magnéticos. Reynolds et al. (1990b) provee el primer intento de un “modelo predictivo” de la distribución anómala de la magnetización en un ambiente donde se ha evidenciado el filtraje de hidrocarburo.

Saunders et al. (1991) realizaron medidas de susceptibilidad magnética en muestras de sedimentos provenientes de niveles cercanos a la superficie (< 0,30 pies de profundidad) donde observaron que los máximos relativos de intensidad magnética son el producto de material magnético diagenético que en el 89% de los casos coincide con las acumulaciones de gas y petróleo. Machel y Burton (1991) realizaron estudios en ambientes diagenéticos donde se localizan depósitos de hidrocarburo y determinaron que el mineral magnético más importante es la magnetita, la cual es producto de la transformación de la hematita. Sin embargo, Goldhaber y Reynolds (1991) reportaron que la migración del sulfuro de hidrógeno (H_2S) o constituyentes orgánicos provenientes de los depósitos de hidrocarburo hacia niveles cercanos a la superficie al encontrarse con condiciones geoquímicas adecuadas, transforman las mineralogías magnéticas primarias (por ejemplo: hematita) a otras fases de hierro, por ejemplo:

sulfuro de hierro, FeS_2 , el cual es no magnético. Machel (1995, 1996) plantearon que las anomalías magnéticas observadas mediante geofísica aerotransportada y el análisis de sedimentos de secciones de núcleos provenientes de campos petroleros, podrían ser utilizados en asociación con otros métodos como herramienta alternativa para la exploración de hidrocarburo.

Foote (1996), a partir de muestras no consolidadas o ripios provenientes de pozos petroleros pertenecientes a determinadas regiones de los Estados Unidos de Norte América, realizó perfiles de susceptibilidad magnética en función de la profundidad a niveles poco profundos (desde 0 pies hasta 800 pies) en los cuales observó intervalos anómalos. Las muestras responsables de originar estos intervalos anómalos las analizó utilizando Difracción de Rayos X (DRX) y Espectroscopía Mössbauer (EM) y determinó que los mencionados intervalos sedimentarios contenían cantidades apreciables de maghemita ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) y goetita (FeOOH), siendo estos minerales los responsables de originar estos contrastes magnéticos. Este estudio sugiere que las emanaciones o filtraciones de gases y petróleo que provienen del yacimiento de hidrocarburo al encontrarse con un ambiente sedimentario con condiciones geoquímicas adecuadas eventualmente contribuyen al desarrollo de fases mineralógicas asociadas al hierro.

Es de notar que Foote aborda el estudio de microanomalías aeromagnéticas, además de emprender la caracterización mineralógica con el uso de métodos convencionales para el estudio del magnetismo de rocas. Estas dos vertientes de investigación, se sumaron a técnicas geoestadísticas cuyos resultados mostraron que del 78% al 90% de los pozos productores presentan intensidades magnéticas de valores significativos, y por otro lado, los campos en los cuales no se observaron estas intensidades sólo son productores del 5% al 16%.

Entonces, la periodicidad con la que estas altas intensidades magnéticas son observadas en los perfiles de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente (SM) en

función de la profundidad ha evidenciado y validado la relación causal entre anomalías magnéticas y áreas productoras de gas y petróleo.

Por otra parte, a mediados de la década de los años 80, diversos autores han propuesto posibles reacciones químicas que se desarrollan en intervalos sedimentarios que se encuentran entre los yacimientos de hidrocarburo a niveles muy cercanos a la superficie, conduciendo estos resultados a proponer modelos geoquímicos.

Por ejemplo, uno de los primeros modelos geoquímicos fue el que propuso Saunders y Stephen 1985, en el que plantean que los mecanismos de microinfiltración o escape de hidrocarburo a través de planos de fallas e interfase o planos de estratificación que permiten la migración del petróleo, el cual podría hallar espacio suficiente para acumularse y eventualmente encontrar condiciones geoquímicas adecuadas que permitirían el desarrollo de una serie de reacciones o alteraciones químicas, que conducirían eventualmente a la formación de minerales magnéticos tales como pirrotita, greigita, magnetita o maghemita.

Diversos geocientíficos Saunders et al. (1991) ; Foote (1992) ; Ellwood y Burkart (1996) ; Liu et al. (1998 (a,b), 1999) han estudiado los contrastes magnéticos observados en registros de susceptibilidad en función de la profundidad en niveles muy cercanos a la superficie, con la finalidad de buscar nuevas evidencias que corroboren la existencia entre anomalías magnéticas y la presencia de reservorios de hidrocarburo.

Schumacher (1996) y Saunders et al. (1991) proveen modelos que explican el microfiltraje de hidrocarburo y cómo estos eventos alteran las mineralogías primarias que se encuentran cerca de la superficie transformándolas en mineralogías secundarias.

Liu et al. (2004) a mediados de la década de los años 80 emprendieron una serie de estudios en las principales Cuencas Petrolíferas de Song–Liao, Tarim, Subei, y Qiangtang en China con la finalidad de aportar nuevas evidencias que contribuyan a entender la relación causal entre los contrastes magnéticos y la presencia de reservorios de gas y petróleo.

Estos autores en los últimos 20 años han estudiado la mencionada relación causal y han investigado ampliamente secciones de suelos y muestras no consolidadas provenientes de los primeros niveles sedimentarios (0,5 pies hasta 0,6 pies) pertenecientes a los Campos de Petróleo y Gas de Jingbian (Cuenca de Ordos, China). Este grupo de investigadores concluyó que los suelos que se encuentran a niveles suprayacentes a los depósitos de hidrocarburos se caracterizan por presentar valores anómalos de contenido de material magnético en la mayoría de estos Campos de Gas y Petróleo. En los transectos magnéticos obtenidos a partir de las medidas de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente observan intervalos anómalos de magnetización cuyas mineralogías fueron analizadas determinándose que los Campos de Petróleo y Gas son los principales responsables de desarrollar un ambiente geoquímico adecuado para el desarrollo de mineralogías magnéticas secundarias (por ejemplo magnetita) que posteriormente son oxidadas transformándose a maghemita debido a un ambiente geoquímico caracterizado por baja temperatura (Liu et al. 1998 (a,b); Liu y Liu 1999).

Recientemente, Liu (2004) realizaron medidas de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente en muestras pertenecientes a los Campos Petroleros de la Cuenca de Ordos (China Central). Estos estudios revelaron que los valores anómalos se correlacionan con las áreas productoras de gas y petróleo. Por otra parte, determinaron que los valores anómalos son producto de la presencia de altas concentraciones de magnetita y/o maghemita pobremente sustituida con titanio.

Los primeros estudios en Venezuela relacionados a la geofísica aerotransportada fueron realizados por la Creole Petroleum Corporation y publicados a principios de la década de los años 60. Jacobsen 1961 analizó los datos provenientes de un levantamiento aeromagnético realizado por esta transnacional al *Este de la Cuenca Oriental de Venezuela*. Este análisis reveló dos contrastes magnéticos independientes que fueron interpretados como producto del levantamiento del basamento en la

mencionada área. El propósito fundamental de este levantamiento era determinar la profundidad del basamento.

Los estudios iniciados por Donovan et al. (1979) a finales de la década de los años 70 son vistos con interés en Venezuela a mediados de los años 90. Cuando esta línea de investigación comienza a desarrollarse analizando muestras de ripios de taladrados de pozos petroleros provenientes del Campo Petrolero La Victoria, Estado Apure (Vitiello et al. 1996; Aldana et al. 1999), por medidas de SM y Remanencia Magnética Natural (RMN). Estos autores construyeron perfiles de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente en función de la profundidad a partir de muestras provenientes de niveles cercanos a la superficie y observaron máximos relativos de intensidades magnéticas los cuales interpretaron como resultado de la presencia de “magnetita” autigénica.

De acuerdo con esta interpretación también se habría evidenciado una relación causal entre la existencia de anomalías magnéticas y la presencia de depósitos de hidrocarburo, siendo las concentraciones de magnetita autigénica la fuente responsable de originar estos contrastes magnéticos.

Pérez et al. (1999, 2000) estudiaron muestras de ripios de taladrados de pozos petroleros provenientes de los primeros 1280 pies de perforación del pozo productor Guafita 2x, Estado Apure, Venezuela. En esta investigación se presentó un estudio integrado de técnicas para el estudio de las muestras, tales como susceptibilidad magnética a temperatura ambiente y temperatura variable (desde ambiente hasta nitrógeno líquido) y técnicas espectroscópicas tales como el Efecto Mössbauer (EM) a temperatura variable (desde 300 K a 4,13 K) y con campos magnéticos aplicados, Microanálisis con Rayos X característicos por Dispersión en Energía (EDX) y Microscopia Electrónica de Barrido (MEB). Estos autores realizaron un estudio en detalle de las mineralogías asociadas a las anomalías observadas en los perfiles de SM y la distribución de estos minerales en función de la profundidad.

El análisis de los resultados obtenidos indica que la fase mineralógica responsable de originar los contrastes magnéticos de alta intensidad observados en el perfil de SM es *maghemita* ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$).

Además determinaron la presencia de otros oxi-hidróxidos: hematita ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) y goetita ($\alpha\text{-FeOOH}$). También se observó, en los niveles profundos que la SM se hace muy pequeña debido a la presencia de Fe^{2+} , en forma de $\text{FeSO}_4\cdot\text{H}_2\text{O}$, que provendría de la transformación *in-situ* de parte de los oxi-hidróxidos de hierro presentes gracias a las emanaciones reductoras del yacimiento subyacente. Este Fe^{2+} , que es soluble, migraría hacia la superficie y se reoxidaría lentamente para formar maghemita ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$). Con estos resultados se estaría verificando una relación causal entre las anomalías magnéticas observadas en niveles poco profundos y la presencia de depósitos de petróleo. Este resultado coincide con el obtenido por Foote (1996) lo que debería conducir a una revisión de los resultados reportados por otros autores los cuales indican que estas anomalías magnéticas son producidas por la presencia de magnetita de origen autigénico.

Salas et al. (2002) emprendieron el estudio de un conjunto de muestras de ripios de perforación provenientes de cinco pozos petroleros del Campo Bachaquero (Cuenca de Maracaibo, Estado Zulia). Dos pozos mostraron fuertes intensidades magnéticas y seleccionaron el que presentaba la capa de arena petrolífera más gruesa (de acuerdo con interpretación realizada a los perfiles petrofísicos) para estudiarlo por EM.

Los resultados obtenidos mediante la EM les permitió a los autores poner en evidencia una importante presencia de hierro metálico y magnetita, y además gran abundancia de siderita, cuya presencia coincide con el intervalo de arena petrolífera.

Estos resultados condujeron a proponer un posible modelo geoquímico para explicar la presencia de estos contrastes magnéticos, posiblemente de naturaleza autigénica y los cuales son el resultado del desarrollo de un ambiente geoquímico generado por el yacimiento de hidrocarburo. González-Jiménez et al. (2004) interpretaron los resultados obtenidos por Salas et al. (2002) concluyendo que las

anomalías magnéticas observadas en registros de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente están asociadas a los reservorios de hidrocarburos los cuales son resultado de la presencia de fases de hierro presentes en niveles cercanos o coincide con los intervalos contenedores de hidrocarburo, indicando el α -Fe nativo como el principal responsable de originar las anomalía magnéticas.

A mediados de la década 2000, Costanzo–Álvarez et al. (2006) publicaron una revisión de más de diez años de investigación donde presentan una serie de trabajos relacionados a los contrastes magnéticos observados en muestras de sedimentos provenientes de niveles cercanos a la superficie (desde 0 pies hasta 1600 pies aproximadamente de profundidad), pertenecientes a los campos petroleros de Venezuela y Colombia así como de otras áreas vinculadas a la exploración petrolera.

Los resultados se obtuvieron mediante medidas de Resonancia Paramagnética Electrónica (EPR), Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) y susceptibilidad magnética a temperatura ambiente, entre otras.

A partir de los registros magnéticos a temperatura ambiente en función de la profundidad encontraron máximos relativos de intensidad magnética. Las muestras correspondientes a estos intervalos se analizaron con MEB. Con el uso de esta sonda electrónica obtuvieron imágenes de agregados framboidales de tamaño submicrométrico y mediante el análisis de Rayos X característicos por Dispersión en Energía (EDX) determinaron que estos framboides (esférulas) estaban constituidos principalmente por óxidos de hierro. De acuerdo a estos resultados definieron dos tipos de anomalías magnéticas (Anomalía Tipo A y Anomalía Tipo B). Las Anomalías Tipo A están caracterizadas por la presencia de esférulas de óxidos de hierro probablemente causadas por una transformación del ambiente geoquímico generado por los depósitos de hidrocarburos, mientras que las Anomalías Tipo B no presentan agregados esferoidales y posiblemente están asociadas a contrastes litológicos.

Steeland (1965) al observar en representación cartográfica la relación existente entre las anomalías aeromagnéticas y las áreas productoras de hidrocarburo, sugirió que

los métodos aeromagnéticos podrían utilizarse en la exploración de depósitos de petróleo.

Sin embargo, el problema básico en la aplicación de los métodos aeromagnéticos es aislar las anomalías magnéticas débiles que son el producto de una serie de mecanismos o procesos causados por el entrapamiento de hidrocarburo en las cuencas sedimentarias, y las cuales son frecuentemente enmascaradas por anomalías magnéticas de mayor intensidad que no están ligadas a la presencia de gas y petróleo. Hasta el presente un grupo limitado de geocientíficos se han dedicado a buscar evidencias que relacionen la presencia de anomalías magnéticas detectadas en datos aeromagnéticos con la existencia de depósitos de hidrocarburos.

Por otra parte, los contrastes magnéticos, observados en registros de susceptibilidad en función de la profundidad que comprende un rango que va desde niveles muy cercanos a la superficie (0 pies) hasta aproximadamente 4000 pies de profundidad, no se han considerado como indicadores de la presencia de hidrocarburo, por lo que la industria petrolera no incluye los perfiles de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente como una técnica de prospección.

1.2 Planteamiento de la Investigación

Los estudios de las microanomalías magnéticas bien sea caracterizando la mineralogía de muestras geológicas a lo largo de un transecto, así como también muestras de ripios provenientes de pozos petroleros, entre otras, han sido estudiadas por varias décadas.

A pesar de que diversos geocientíficos han mostrado gran interés en el estudio de las MA, existe un número limitado de publicaciones en esta área de investigación.

Esta limitación muy bien puede ser consecuencia de la dificultad en obtener el material geológico, que en muchos casos es de acceso exclusivo a empresas nacionales y/o transnacionales relacionadas a la exploración y explotación petrolera.

Con pleno conocimiento de esta dificultad, es nuestro interés continuar los estudios en esta área iniciados en Venezuela a mediados de la década de los años 90. Para alcanzar tal fin se requiere un número considerable de muestras de ripios, a lo largo de toda la columna de perforación de pozos petroleros, que muy bien puedan ser estudiadas de manera rigurosa por medio de métodos matemáticos (por ejemplo estadísticos), para así obtener una expresión en profundidad de los contrastes magnéticos asociados al ambiente del pozo, haciendo especial énfasis a zonas productoras y contenedoras de hidrocarburos, con el objetivo de buscar una correlación entre las anomalías magnéticas observadas en registros de susceptibilidad y los depósitos de hidrocarburo en la Cuenca Barinas–Apure.

Cabe destacar que esta investigación es novedosa y de gran importancia, ya que cubre una de las áreas prioritarias y fundamentales del país, así como de interés a nivel mundial, como son las llamadas fuentes energéticas no renovables.

El capítulo siguiente muestra un breve resumen del marco geológico–estructural, así como el sistema petrolífero que caracteriza al área bajo estudio.

Capítulo 2

Características Generales de la Cuenca Barinas–Apure

2.1 Introducción

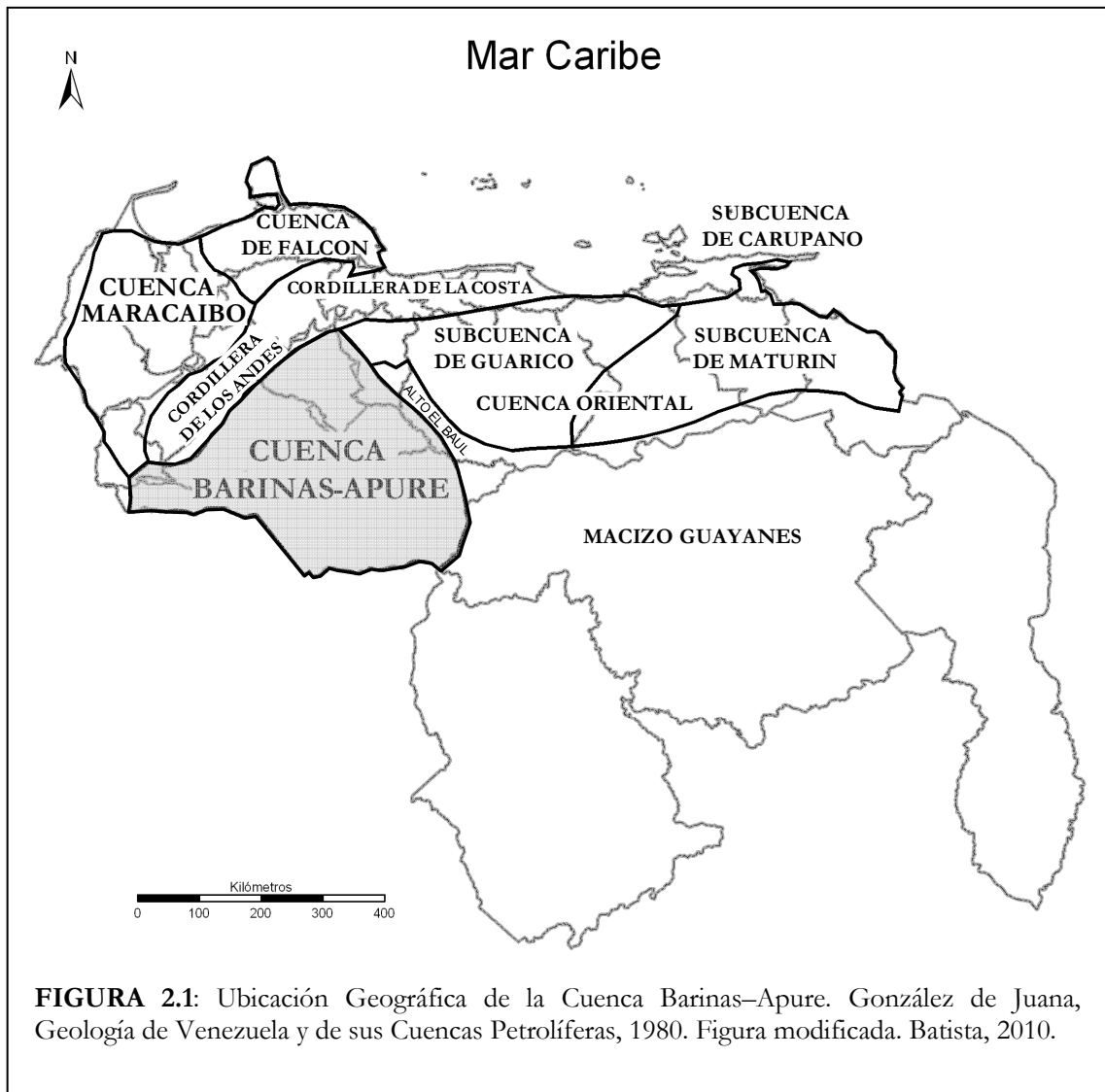
En el presente capítulo se describen las características generales y la ubicación geográfica de la Cuenca Barinas–Apure así como su ambiente geológico–estructural, y el sistema petrolífero que caracteriza al área en estudio.

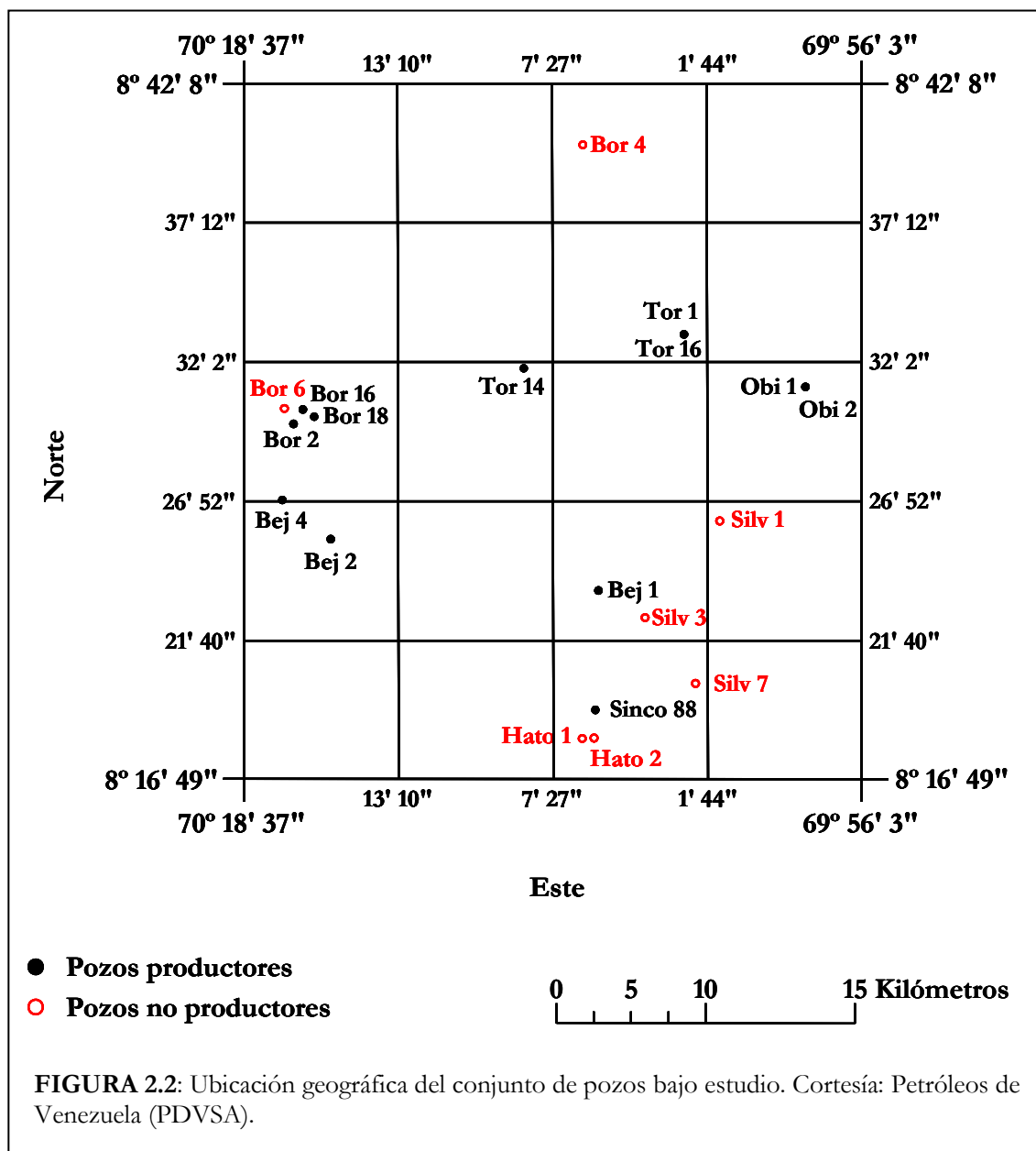
2.2 Ubicación Geográfica del Área de Estudio

La cuenca Barinas–Apure posee aproximadamente, 95.000 km² de extensión y ocupa los estados Barinas y Apure. Esta cuenca es la tercera de Venezuela por su volumen de recursos petrolíferos, sin embargo, permanece en gran parte como una cuenca cuyo potencial petrolífero está por determinarse.

La cuenca de Barinas es una depresión estructural situada en la región suroccidental del país, la cual está limitada al norte por las estribaciones occidentales de la cordillera de la Costa, al este por el Arco del Baúl que la separa de la cuenca Oriental; al sur y el sureste por los llanos colombianos y al oeste por la cordillera de Mérida que la separa de la provincia Maracaibo–Falcón. Figura 2.1 (González de Juana et al., 1980).

En el área de estudio se seleccionaron 8 campos petroleros: Hato Viejo, Maporal, Silvan, Páez, Sinco, San Silvestre, Borburata y Barrancas (zona sombreada de la Figura 2.1). En la Figura 2.2 se indica la ubicación correspondiente al conjunto de pozos estudiados.





2.3 Marco Estructural y Estratigráfico Regional

El área de Barinas está caracterizada por una estructura monoclinal de rumbo general noreste–suroeste y buzamientos suaves hacia el noroeste, donde los rasgos estructurales principales son fallas normales e inversas con pliegues asociados, la mayoría de ellos de poco relieve, generados por diferentes fases tectónicas (distensivas y compresivas).

La cuenca de Barinas–Apure es una extensión hacia el norte de la cuenca de la cuenca de los llanos orientales colombianos (González de Juana, et al., 1980);

algunos autores han separado ambas cuencas por el llamado Arco de Arauca, el cual es una prominencia del Escudo de Guayanés y que otros autores lo han denominado Alto de Santa Bárbara. Este alto separa dos depresiones asociadas al levantamiento andino:

- (a) La depresión de Capitanejo en la cuenca de Barinas.
- (b) La depresión de Arauca al sur de Táchira, la cual constituye actualmente una de las “cocinas” petroleras más importantes para el sector Apure.

La cuenca debe su configuración actual al levantamiento andino (González de Juana, et al., 1980), pero dos rasgos estructurales antiguos influyeron notablemente en la distribución de los sedimentos:

- (a) El arco de Mérida
- (b) El arco de El Baúl

ambos con dirección Noroeste (Lugo, 1994).

El primero aparece en el Cretácico Temprano y contribuyó a la distribución de sedimentos de arenas deltaicas en Barinas a lutitas marinas hacia el frente de montañas, donde se presume se constituyó una “ventana” petrolera en esta época. Ésta, al parecer, aportó el petróleo de los actuales campos petroleros de la cuenca Barinas–Apure.

El arco de El Baúl aparece al final del Cretácico, permitiendo la erosión en parte o totalmente de esta secuencia; permanece durante la sedimentación del Eoceno, con la depositación de facies carbonáticas y fue traslapado durante el Oligoceno, donde prosiguió la sedimentación hasta ser reactivado recientemente, produciendo erosión de los sedimentos oligomiocenos.

Otro aspecto tectónico lo constituye el desplazamiento de las Napas de Lara en el extremo noroeste de la cuenca, de tal manera, que la cuenca Barinas se comunica con la cuenca de Guarumen por debajo de dichas napas.

Las secuencias cretácicas y eocenas muestran acuñaamiento hacia el escudo y truncamiento erosional hacia el arco de El Baúl; así mismo, la secuencia del Oligo-Mioceno temprano (Parángula Basal) se acuña contra el flanco sur del arco de El Baúl (Kiser, 1988).

2.4 Marco Estructural

La cuenca Barinas–Apure es una depresión estructural la cual está cortada al noroeste por el sistema de fallas marginales del flanco Surandino, y más hacia el norte y noreste, por los corrimientos frontales del sistema montañoso del Caribe (Parnaud et al., 1994; Passalacqua et al., 1994).

En la parte central del área se encuentra el Arco de Mérida (Figura 2.3) donde se han encontrado las principales acumulaciones de hidrocarburos.

El Arco de El Baúl y el Arco de Mérida condicionaron prácticamente toda la sedimentación de la cuenca, al igual que las acumulaciones de hidrocarburos (Lugo, 1994). La región ha sido sometida a sucesivos eventos tectónicos tanto distensivos como compresivos desde el Cretácico hasta el Reciente, los cuales han configurado los delineamientos estructurales actuales y la geomorfología actual de la cuenca (Parnaud et al., 1994; Passalacqua et al., 1994).

A lo largo de la historia del Cretácico, en el flanco sur de la cuenca, han ocurrido una serie de deformaciones suaves que no muestran mayormente efectos compresivos (De Toni et al., 1994). Se considera que en el flanco Surandino ocurrieron levantamientos recurrentes durante el Paleoceno–Eoceno temprano, en el Eoceno tardío y después del Mioceno medio hasta el Reciente, cuando ocurre el levantamiento principal de Los Andes de Mérida, mientras que en el flanco norte se desarrollaron pliegues mejor conformados.

La cuenca Barinas–Apure adquiere su configuración actual a partir de la orogénesis andina, y desde este evento se le define como una provincia geológica independiente.

Los rasgos estructurales principales de la subcuenca de Barinas son fallas normales e inversas con pliegues de bajo relieve, (Fuentes et al., 1994), en las cuales se limitan las principales trampas petrolíferas del área como se indica en la Figura 2.3.

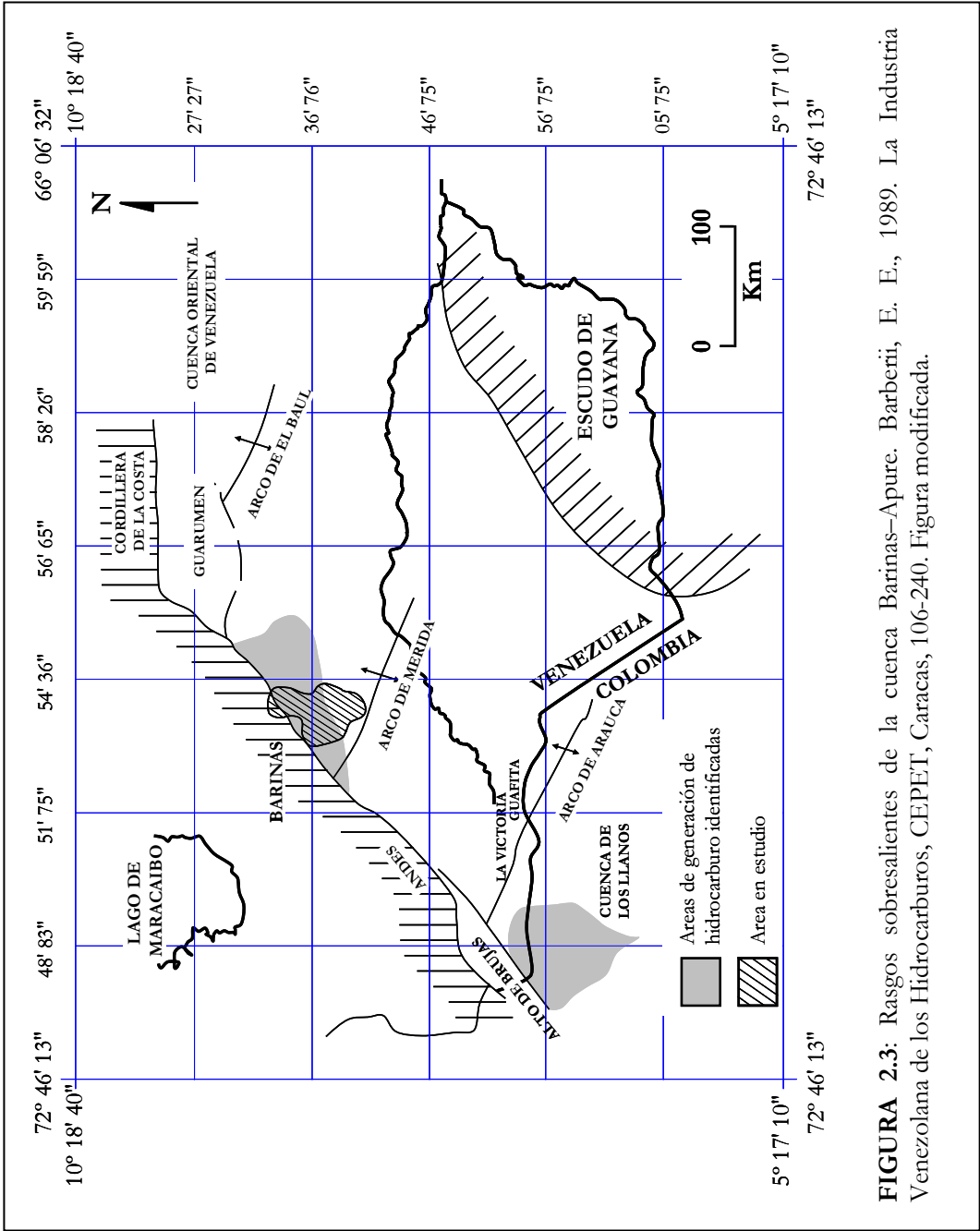
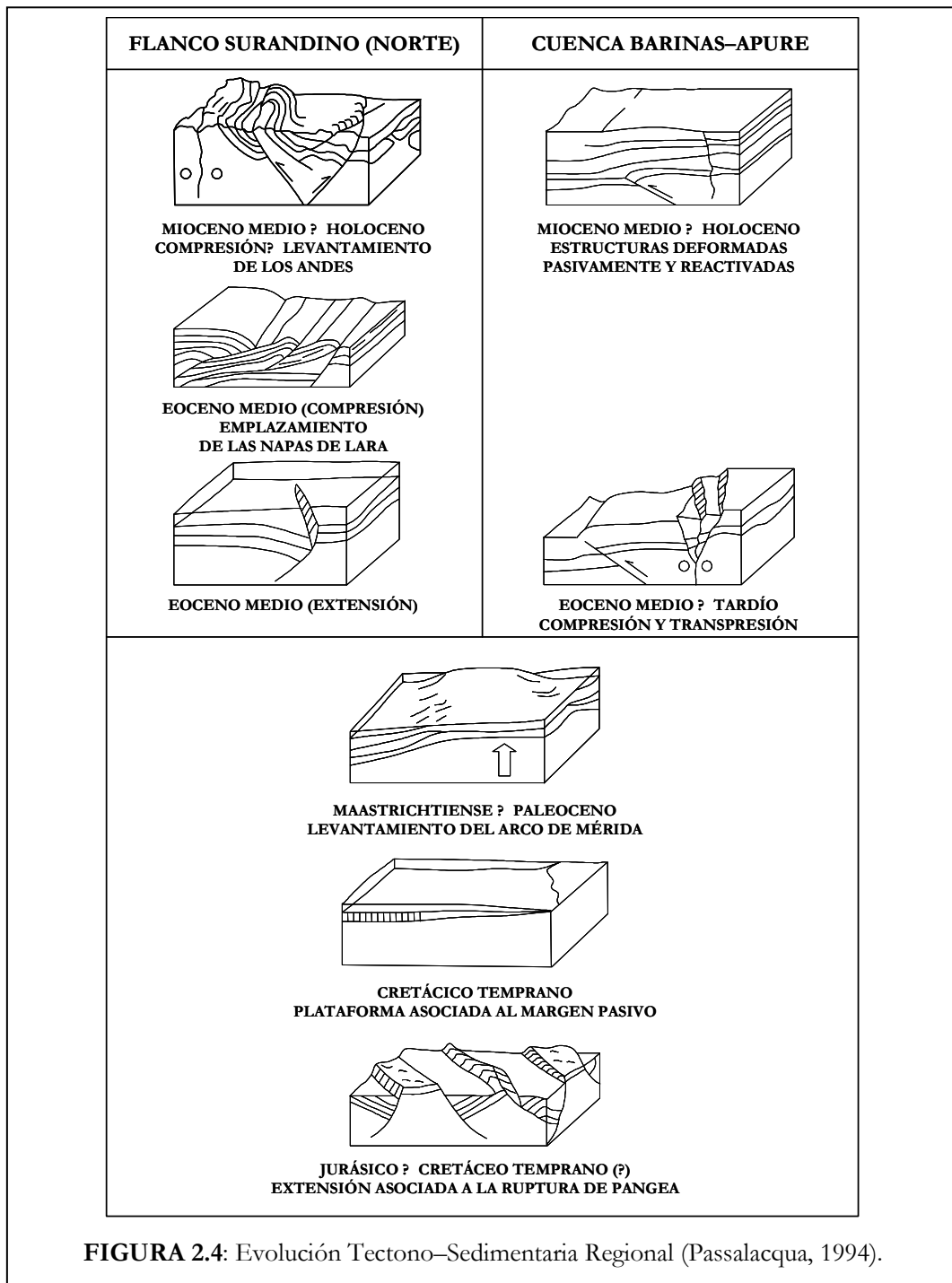


FIGURA 2.3: Rasgos sobresalientes de la cuenca Barinas-Apure. Barberi, E. E., 1989. La Industria Venezolana de los Hidrocarburos, CEPET, Caracas, 106-240. Figura modificada.

2.5 Eventos y Estilos Tectónicos

Los estilos estructurales de la cuenca Barinas están relacionados con los diferentes eventos que afectaron la parte noroccidental de Suramérica (De Toni et al., 1994). El orden cronológico de los eventos ocurridos se muestra en la siguiente Figura 2.4.



2.6 Ambiente Geológico del Área en Estudio

La columna estratigráfica de la cuenca Barinas-Apure está conformada por diferentes formaciones que describiremos a continuación: **formaciones Aguardiente, Escandalosa, Navay y Burguita**, que representan secciones cretácicas.

La **FORMACIÓN AGUARDIENTE** consiste de 150 metros hasta 500 metros de areniscas calcáreas y calizas arenosas. La **FORMACIÓN ESCANDALOSA**, consiste de 150 metros hasta 427 metros de areniscas y calizas y está subdividida en cuatro unidades, incluyendo el **MIEMBRO “O”** de bioclastos y calizas arenosas y dolomitas hacia el tope y el **MIEMBRO “P”**, caracterizado por areniscas masivas. Esta formación constituye el principal reservorio en la cuenca Barinas–Apure.

La **FORMACIÓN NAVAY** tiene dos miembros: **LA MORITA**, que consiste principalmente de 150 metros hasta 210 metros de lutitas que sellan los reservorios de **ESCANDALOSA** y **QUEVEDO** (con un espesor de 150 hasta 210 metros) que consiste de arcillas siliclásticas, areniscas y calizas. La **FORMACIÓN BURGUITA**, erosionada en ciertas áreas, representa la última parte de la sedimentación cretácica y tiene un espesor de 360 metros. Sobre esta sección sedimentaria se encuentra la gigantesca sección de lutitas de la **FORMACIÓN PAGUEY**, la cual proviene del levantamiento de la cadena montañosa de los Andes. El levantamiento de los Andes está representado por secuencias molásicas de **PARÁNGULA**, **RÍO YUCA**, y las areniscas de **GUANAPA**.

Los principales campos petroleros que caracterizan esta cuenca se encuentran localizados hacia el sur de la ciudad de Barinas. Esta área cubre una extensión de 20 kilómetros cuadrados alrededor del primer descubrimiento, el Campo San Silvestre. Las estructuras de estos campos son anticlinales y homoclinales, limitadas por fallas normales (González de Juana et al., 1980). Los principales reservorios en los campos petroleros de la Barina tradicional, son los **clásticos** de la **FORMACIÓN GOBERNADOR (EOCENO)** y los **RESERVORIOS** de las **CALIZAS CRETÁICAS DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA** (Vea Figura 2.5).

MESOZOICO					CENOZOICO				ERA
CRETÁCICO					PALEÓGENO		NEÓGENO	CUATERNARIO	PERIODO
PRE-CRETÁCICO		CRETÁCICO TEMPRANO	CRETÁCICO TARDÍO		EOCENO MEDIO		EOCENO TARDÍO	PLEISTOCENO	EPOCA
		ALBIENSE	CENOMANIENSE	TURONIENSE	CAMPANIENSE SANTONIENSE CONIACIENSE		MASTRICHTIENSE		EDAD
BASAMENTO		AGUARDIENTE	ESCANDALOSA	NAVAY	BURGUITA		GOBERNADOR		FORMACION
			MIEMBRO "O"	LA MORITA	QUEVEDO	MASPARRITO			MIEMBRO
						RESERVORIO			
					ROCA MADRE	SELLO			ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO
						RESERVORIO			
						CONTINENTAL			CONTINENTAL
						TRANSICIONAL			TRANSICIONAL
						FASE COMPRESIVA			EVENTOS TECTÓNICOS
						FASE DISTENSIVA			

FIGURA 2.5: Columna estratigráfica correspondiente a la cuenca Barinas–Apure. Concalves et al. Julio 2009. Nuevo Modelo Estructural generado a partir de datos de superficie, sísmicos y de pozos para la parte Central del Flanco Surandino, Subcuenca Barinas–Venezuela. X Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera en la Cuenas Subandinas.. Figura modificada.

Las profundidades de estos reservorios varían con el ambiente tectónico siendo la profundidad promedio de aproximadamente 3.000 metros. Las propiedades de los reservorios son extremadamente favorables, con rango de porosidad entre 20% y 28% y los rangos de permeabilidad desde 200 md hasta 2000 md. La gravedad API del petróleo se encuentra entre 22° y 28°. Las aguas de formación asociadas son generalmente bajas en salinidad (500 ppm hasta 2000 ppm), reflejando percolación de las aguas meteóricas proveniente de las áreas de recarga en los Andes.

2.7 Sistema Petrolífero

Un sistema petrolífero es un medio natural que comprende un volumen de roca fuente madura de hidrocarburos, así como el petróleo y gas generado de dicha roca y que está presente en acumulaciones comerciales y no comerciales.

2.8 Sistema Petrolífero de la Cuenca Barinas–Apure

El sistema petrolífero con mayor influencia en la región de Barinas es el de las formaciones la Luna–Escandalosa (Figura 2.5). Los estudios de caracterización geoquímica de estos crudos han demostrado que el hidrocarburo de Barinas proviene de una materia orgánica de origen marino anóxico, con ciertas influencias carbonáticas. Esta caracterización coincide con la descripción de las facies más proximales y siliciclásticas de la Formación La Luna y similares a la del Miembro La Morita y parte inferior del Miembro Quevedo, ambos pertenecientes a la Formación Navay, un equivalente de la Formación La Luna.

En las áreas del flanco sur andino la Formación La Luna, o su equivalente lateral Formación Navay, pierde su carácter predominantemente carbonátito e incrementan su naturaleza siliciclástica. Por lo tanto, es posible que la Formación Navay en su facies más distal, en el extremo norte de la cordillera de los Andes, pudiera ser considerada roca generadora de una parte de los crudos de las áreas productoras de Barinas Norte.

La Formación Luna se compone de lutitas oscuras con intercalaciones de calizas micriticas, que fueron depositadas en ambientes marinos y en depresiones intraplataformales asociadas a mares semirestringidos, las cuales fueron favorables para la acumulación de cantidades importantes de materia orgánica sapropélica, Corresponde a un kerógeno tipo II, con espesor promedio de 200 metros, cuya sección inferior tiene mayor potencial para generar hidrocarburos. La madurez orgánica promedio de la sección que aflora en la cadena andina oscila entre 0,7 y 1,3% de reflectancia de vitrinita (R_o), e indica que esta roca alcanzó el pico de generación de petróleo. El equivalente en la zona son los miembros La Morita y Quevedo de la Formación Navay. Las facies orgánicas de estas rocas son de menor calidad que La Luna y con excepción de la fosa subandina, estas rocas son inmaduras en el resto de la cuenca.

En Barinas las arenas “P” y la Caliza “O”, ambas pertenecientes a la Formación Escandalosa, han constituido los mejores depósitos y forman un sistema entrelazado de alta permeabilidad. Por otra parte, también han resultado productoras las arenas basales del Eoceno (Formación Gobernador y la base de la Formación Pagüey, es decir la Formación Masparrito) que además de poseer buena permeabilidad, tiene un excelente sello en su tope (Formación Pagüey, constituido por lutitas). Existen tres excelentes niveles lutíticos de extensión regional que pueden constituirse en la roca sello para cualquier acumulación de hidrocarburo en la subcuenca, lutita S y el Miembro La Morita, ambos niveles basales de las Formaciones Escandalosa y Navay, respectivamente. El tercer nivel lutítico es del Eoceno Medio, perteneciente a la Formación Pagüey (González de Juana et al. 1980).

Estos tres niveles lutíticos coexisten en la parte norte–noroeste de la subcuenca, donde se han descubierto acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Hacia la parte sur–suroeste sólo se encuentran los dos niveles lutíticos cretácicos, dado que la Formación Pagüey gradúa con un cambio significativo de facies, convirtiéndose en cuerpos de arena, de aproximadamente 1200 pies de espesor, (400 metros) conocidos con el nombre informal de Formación Cobre. Hasta hoy, todas las acumulaciones de hidrocarburos comerciales han sido encontradas en el par

sello–reservorio de Pagüey–Gobernador para los yacimientos del Eoceno Medio, y en el par Miembro La Morita–Arena P y Caliza “O” de la Formación Escandalosa. Los sellos laterales lo constituyen fallas normales e inversas que ponen en contacto arenas contra lutitas (Anka, et al. 1998).

2.9 Formación de Trampas

Con respecto a la sincronización entre la formación de la trampa y la migración de los hidrocarburos, existió un evento a finales del Eoceno Medio responsable de la formación de trampas asociadas a fallas inversas de buzamiento norte, previas al primer y segundo pulso de expulsión de petróleo y posteriormente reactivadas durante la orogénesis Andina. Más recientemente este evento forma nuevos entrampamientos, cuyos estilos estructurales están representados por altos asociados a fallas inversas reactivadas y fallas inversas de edad Neógeno, al mismo tiempo que generan nuevos hidrocarburos. Por lo tanto, ambos tipos de trampas se ven favorecidos desde el punto de vista de entrampamiento de hidrocarburos (Anka, et al. 1998).

2.10 Fase de Generación, Expulsión y Migración de Fluido

La principal roca generadora la constituye la facies lutíticas–calcáreas cretácicas de la Formación La Luna y el Miembro La Morita, éste miembro en menor proporción debido a su estado de inmadurez. La Luna está compuesta por kerógeno tipo II (materia orgánica marina), cuya madurez actual dada por una Ro que varía entre 0,8% y 1,6% refleja madurez–sobremadurez (Zambrano et al., 1999).

En el área Barinas la “ventana” se postula que estuvo ubicada en las cercanías del flanco norte de los Andes de Mérida. La ruta de llenado se propone desde el noroeste hacia el campo petrolero Mingo, el cual fue el primero en ser llenado. Las rutas de flujo estuvieron canalizadas entre las arenas del Cretácico tardío (Formación Burguita) y Eoceno Medio, cuando se desarrolló la Formación Gobernador (Mello et al., 1995).

Los principales reservorios del área están representados por las formaciones Escandalosa (Cretácico tardío) y Gobernador del Eoceno medio, ya probadas en el área tradicional de Barinas. Las principales rocas sello están representadas por el Miembro La Morita de la Formación Navay y la Formación Pagüey, respectivamente. Los eventos compresivos que causaron la orogenia andina, produjeron inversión de muchas de las estructuras pre-existentes, así como también la formación de estructuras inversas muy jóvenes, las cuales pudieron ser capaces de almacenar hidrocarburos que reemigraron desde trampas antiguas, durante la fase de paroxismo andino.

2.11 Preservación del Hidrocarburo

Referente al riesgo de preservación, una vez que los hidrocarburos han sido entrampados, son susceptibles de sufrir procesos de alteración en el yacimiento, bien sea por biodegradación, cuando el yacimiento está sometido a temperaturas inferiores a 80 °C o a la influencia de aguas meteóricas o craqueo termal del petróleo a gas, cuando las temperaturas superan los 200 °C. En el área Barinas, el riesgo de preservación comenzaría hace 30 Ma cuando la mayoría de los hidrocarburos migraron y se acumularon en sus trampas (Anka, et al. 1998).

En las ultimas décadas los contrastes magnéticos han sido asociados a la presencia de hidrocarburos. Las fases mineralógicas responsables de generar altos valores de intensidad magnética son principalmente fases de hierro que son susceptibles a la presencia de un pequeño campo magnético externo aplicado (susceptibilidad magnética). En el siguiente capítulo se muestra una revisión de los aspectos teóricos relacionados con los fundamentos del magnetismo y una breve descripción de las fases de hierro desarrolladas por la presencia de depósitos de petróleo.

Capítulo 3

Fundamentos del Magnetismo

3.1 Introduccion

Un átomo puede poseer un momento dipolar magnético intrínseco o un momento dipolar magnético inducido debido a la aplicación de un campo magnético externo $\vec{H}$. En presencia de este campo $\vec{H}$ los dipolos magnéticos atómicos, sean permanentes o inducidos, se orientarán, sea paralelamente o antiparalelamente al campo externo y crearán un campo magnético de inducción que se superpondrá al campo original.

La *magnetización* $\vec{M}$ de un material se define como el número de momentos dipolares magnéticos por unidad de volumen, esto es la densidad de momentos magnéticos. La *susceptibilidad magnética* nos indica qué tipo y grado de magnetización posee un material cuando se le aplica un campo $\vec{H}$, como explicaremos más adelante.

Faraday en 1845 clasifica los materiales en *diamagnéticos* y *paramagnéticos* según su comportamiento en presencia de un campo magnético externo. En la naturaleza también se observan otros tipos de materiales como los *ferromagnéticos*, *antiferromagnéticos* y *ferrimagnéticos*, los cuales presentan una magnetización debido a un orden magnético aún en ausencia de campo magnético aplicado.

A continuación se dará una breve explicación de los fundamentos del magnetismo y de la naturaleza del magnetismo en la materia, (Irving, 1964; Reif, 1980; Paranis, 1970; Kitalgorodski, 1985; Feynman, 1987; Kittel, 2004).

3.2 Origen del Magnetismo en Átomos

Las rocas de la corteza terrestre tienen propiedades magnéticas las cuales no son más que el efecto de fenómenos vinculados con la estructura atómica y cristalina de las rocas; en efecto, generalizando, se puede decir que la magnetización de las rocas tiene su origen en el momento magnético de sus átomos constituyentes y está regida por el ordenamiento de éstos en su red cristalina (Valencio, 1980).

En general el campo magnético asociado a una corriente i que pasa por una espira es equivalente a un dipolo magnético colocado en el centro de la espira; si A es el área abarcada por la corriente circular i , la magnitud del momento magnético dipolar μ del dipolo equivalente es:

$$\mu = i \cdot A \quad (3.1)$$

la cantidad μ especifica la intensidad de este dipolo magnético.

Desde el punto de vista clásico considérese un electrón de masa m y carga $-e$ que se mueve en una órbita de Bohr de radio r y con una velocidad v . La carga que circula por la órbita constituye una corriente de magnitud:

$$e = i \cdot T \quad (3.2)$$

donde:

T : período orbital del electrón, el cual se define de la siguiente manera:

$$T = \frac{2 \cdot \pi \cdot r}{v} \quad (3.3)$$

Debido a que el electrón tiene carga negativa, su momento magnético dipolar orbital $\vec{\mu}_L$ es antiparalelo a su momento angular orbital $\vec{L}$ cuya expresion está dada por:

$$\vec{L} = \vec{r} \times \vec{p} \quad (3.4)$$

o lo que será igual a

$$L = r \cdot m \cdot v \quad (3.5)$$

Luego, combinando estas tres últimas expresiones obtenemos:

$$\frac{\mu_L}{L} = \frac{e}{2 \cdot m} \quad , \quad (e < 0) \quad (3.6)$$

En un tratamiento mecánico cuántico la ecuación (3.6) se escribe como:

$$\frac{\mu_L}{L} = g_L \frac{\mu_B}{\hbar} \quad (3.7)$$

donde:

$$\mu_B = \frac{e \cdot \hbar}{2 \cdot m} = 0,927 \times 10^{-23} \frac{A}{m^2} \quad , \quad \left(\begin{array}{l} g_L = 1 \\ \hbar = \frac{h}{2\pi} \end{array} \right) \quad (3.8)$$

g_L es la razón giromagnética orbital y $\hbar$ la constante de Planck.

Es posible escribir la expresión (3.8) como una ecuación vectorial (usando el modelo vectorial del átomo), en términos de estas cantidades y especificando tanto las magnitudes de μ_L como su orientación en relación con L .

Entonces se tiene lo siguiente:

$$\vec{\mu}_L = -\frac{g_L \cdot \mu_B}{\hbar} \vec{L} \quad (3.9)$$

Ahora bien, se acepta que las expresiones cuánticas correctas para la magnitud y componente z del momento magnético orbital son:

$$\begin{aligned} |\mu_L| &= \frac{g_L \mu_B}{\hbar} |\vec{L}| \\ &= \frac{g_L \mu_B}{\hbar} \sqrt{\ell(\ell+1)} \hbar \quad (\text{Modelo semiclásico del átomo}) \end{aligned} \quad (3.10)$$

y además:

$$\begin{aligned} \mu_{L_z} &= -\frac{g_L \mu_B}{\hbar} L_z \\ &= -\frac{g_L \mu_B}{\hbar} m_\ell \hbar \quad , \quad [\ell = 0, 1, 2, 3, \dots, n-1 \quad \forall \ell \text{ entero positivo}] \end{aligned} \quad (3.11)$$

siendo n el número cuántico principal, el cual indica la distancia media del electrón al núcleo atómico medida en unidades energéticas, y donde:

$$L_z = m_\ell \cdot \hbar \quad , \quad (m_\ell = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \dots, \pm \ell) \quad (3.12)$$

$$L_z = m_\ell \hbar, \quad m_\ell = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \dots, \pm \ell \quad (3.13)$$

El dipolo magnético de momento μ_L experimenta un torque cuando es colocado en un campo magnético aplicado de valor $\mathbf{H}$ tal como se muestra en la Figura 3.1:

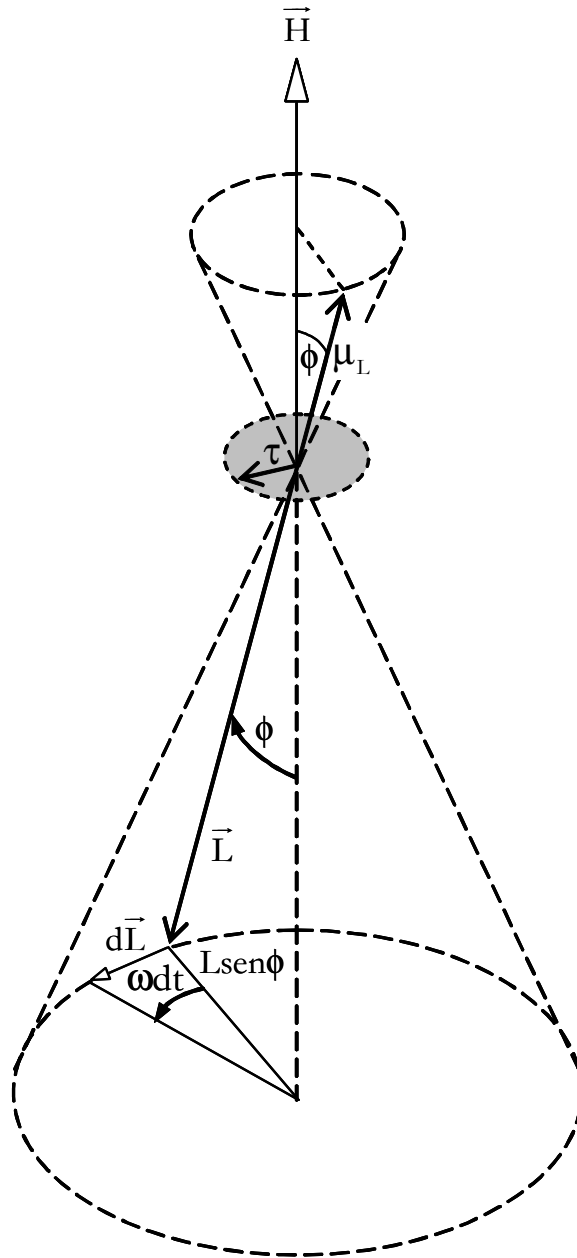


FIGURA 3.1: Interacción del momento magnético dipolar con el campo magnético aplicado $\vec{H}$ (descrita usando el modelo vectorial). Eisberg y Renisch, 2000.

$$\begin{aligned}\vec{\tau} &= \vec{\mu}_L \times \vec{H} \\ &= \mu_L \cdot H \cdot \sin \phi \left(\hat{H}_\perp \right)\end{aligned}\quad (3.14)$$

que tiende a alinearlo con el campo.

Se tiene, además, que la energía potencial de orientacion, o simplemente energía magnética es:

$$\begin{aligned}\Delta E &= -\vec{\mu}_L \cdot \vec{H} \\ &= \mu_L \cdot H \cdot \cos \phi \\ &= g_L \cdot \mu_B \cdot m \cdot H \quad , \quad \left(\cos \phi = \frac{m}{\sqrt{\ell \cdot (\ell + 1)}} \right)\end{aligned}\quad (3.15)$$

donde ϕ es el ángulo entre el eje del momento magnético $\vec{\mu}_L$ y la dirección del campo magnético aplicado.

Puede verse que un sistema que posee un momento magnético μ_L en un campo magnético $\vec{H}$ no tiene modo de disipar la energía, entonces la energía potencial de orientacion ΔE permanecerá constante. En estas circunstancias μ_L no puede alinearse por sí mismo con $\vec{H}$ y entonces precesaría alrededor de las líneas del campo aplicado de tal manera que el ángulo entre estos dos vectores y sus magnitudes permanecen constantes.

El movimiento de precesion es una consecuencia del hecho de que según las ecuaciones (3.11) y (3.14), el torque que actúa sobre el dipolo siempre es perpendicular a su impulso angular. El torque origina un cambio $d\vec{L}$ en el momento angular durante un tiempo dt , de acuerdo:

$$\vec{\tau} = \frac{d\vec{L}}{dt} \quad (3.16)$$

El cambio de $d\vec{L}$ causa que $\vec{L}$ precese con un cierto ángulo, donde ω es la velocidad angular de precesion. Del diagrama, Figura 3.1, se tiene que:

$$\begin{aligned}\frac{dL}{dt} &= L \cdot \omega \cdot \sin \phi \\ &= \tau\end{aligned}\quad (3.17)$$

Por otra parte, de las ecuaciones (3.1) y (3.14), obtenemos:

$$\tau = \left(\frac{g_L \cdot \mu_B \cdot H}{\hbar} \right) \cdot L \cdot \sin \phi \quad (3.18)$$

De la comparacion de las ecuaciones (3.17) y (3.18) se obtiene la magnitud de la velocidad angular de precesion, la cual adopta la forma siguiente:

$$\omega_L = \left(\frac{g_L \cdot \mu_B}{\hbar} \right) \cdot H \quad (3.19)$$

Esta ecuacion indica que el sentido de la precesion es en la direccion de $\vec{H}$. Al fenómeno se le conoce como precesion de *Larmor* y a ω_L se le denomina *frecuencia de Larmor* (Eisberg y Resnick, 2000).

3.3 Susceptibilidad Magnética

La susceptibilidad magnética mide la capacidad que poseen los cuerpos de magnetizarse en presencia de un campo magnético (Ellwood y Burkart, 1996). Esto significa que cada elemento del volumen del cuerpo se comporta como un pequeño imán y el momento magnético en su conjunto es la suma vectorial de los momentos magnéticos de todos los elementos del volumen (Dunlop y Ordemir 1997).

La relacion entre $\vec{M}$ y $\vec{H}$ viene dada por:

$$\vec{M} = \vec{\chi} \cdot \vec{H} \quad (3.20)$$

donde $\vec{\chi}$ es el tensor de la susceptibilidad magnética.

Esto nos conduce a introducir el término anisotropía magnética, la cual se define como la variabilidad direccional de una propiedad magnética específica, por ejemplo: susceptibilidad magnética.

La susceptibilidad magnética es descrita matemáticamente como un tensor simétrico de rango 2, y puede ser representado físicamente como un elipsoide con tres ejes principales. En una determinada direccion que llamaremos i la relacion entre magnetización y campo magnético aplicado no es un escalar, sino un tensor de segundo rango.

La magnetización se describe como:

$$\begin{pmatrix} M_x \\ M_y \\ M_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \chi_{11} & \chi_{12} & \chi_{13} \\ \chi_{21} & \chi_{22} & \chi_{23} \\ \chi_{31} & \chi_{32} & \chi_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} H_x \\ H_y \\ H_z \end{pmatrix} \quad (3.21)$$

En el caso específico que no exista variabilidad direccional de esta propiedad magnética, el tensor de segundo orden se transforma en un escalar:

$$\vec{M} = \chi \cdot \vec{H} \quad , \quad (\text{Unidades CGS}) \quad (3.22)$$

Ahora bien, se define en general la susceptibilidad magnética para valores pequeños de H como:

$$\chi = \frac{M}{H} \quad (3.23)$$

La cantidad adimensional, χ , está determinada por las propiedades del material. Siendo la susceptibilidad magnética un número puro, es independiente del sistema de unidades, pero no de sí se acepta o no la “racionalización” de Heaviside, es decir, multiplicar la susceptibilidad por el valor $\left(\frac{1}{4\pi}\right)$.

Si bien la susceptibilidad magnética por unidad de volumen es en física la unidad natural, se hace conveniente definir la susceptibilidad por unidad de volumen, la cual se llama susceptibilidad volumétrica:

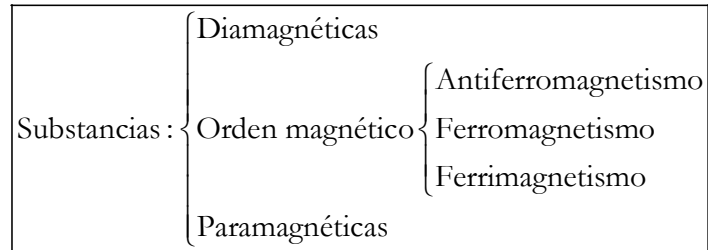
$$\chi_{\text{volumétrica}} = \frac{\chi}{\text{volumen de la muestra (cm}^3\text{)}} \quad (3.24)$$

En este trabajo utilizaremos esta definición. La susceptibilidad magnética de pedacitos de rocas y muestras no consolidadas (ripios), se expresa generalmente en cualquiera de los dos sistemas (CGS) o (SI), por unidades de masa.

3.4 Tipos de Magnetismo en la Materia

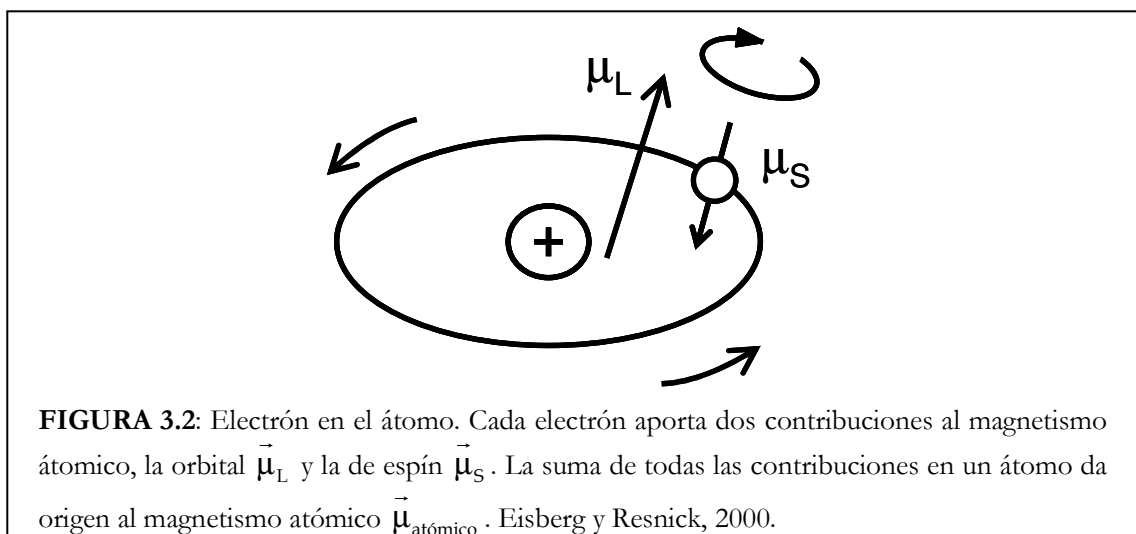
En las secciones siguientes se examinarán en detalle los comportamientos magnéticos que presenta la materia. En el caso de los materiales *diamagnéticos* el comportamiento está netamente relacionado con el momento angular orbital de los electrones localizados. En el caso de materiales *paramagnéticos* el comportamiento está asociado al espín y al momento angular de los electrones asociados a cada átomo o ion.

Finalmente en aquellos materiales que presentan *ordenamiento magnético interno*, aun en ausencia de un campo magnético aplicado, dicho comportamiento está asociado al espín de los electrones, (Reif, 1980).



3.5 Diamagnetismo y Paramagnetismo

Como ya se mencionó, el comportamiento *diamagnético* está asociado con el momento orbital. Es conocido que el átomo está formado por electrones de carga negativa que se encuentran alrededor del núcleo positivo. Los electrones, al ser cargas en movimientos representan pequeñas corrientes elementales que dan origen a dipolos magnéticos dentro del átomo, cada uno con su correspondiente momento magnético $\vec{\mu}_L$. Existe otra contribucion del electrón al magnetismo del átomo que corresponde a un momento magnético intrínseco $\vec{\mu}_S$ que fue confirmado mediante el experimento de Stern-Gerlach, (Eisberg y Resnick, 2000).



El momento magnético atómico $\vec{\mu}_{\text{atómico}}$ es la suma correspondiente a las contribuciones de los momentos magnéticos orbitales y los momentos magnéticos de espín de todos los electrones del átomo, Figura 3.2.

Sin embargo, dado el carácter direccional del momento magnético, los momentos magnéticos orbitales y de espín se suman cuando están en el mismo sentido, pero se restan cuando están en sentido contrario. Puede ocurrir que los momentos magnéticos en un sentido y en otro se equilibren perfectamente, que la suma de todos ellos sea cero.

Cuando ocurre esto, el átomo se llama *diamagnético* y no posee propiedades magnéticas significativas. Cuando un campo magnético externo actúa sobre un material diamagnético aparecen dipolos inducidos de sentido contrario al de las líneas de inducción del campo aplicado. Surgen fuerzas de repulsión muy débiles y el cuerpo diamagnético es repelido hacia la región donde el campo magnético es menos intenso (vea Figura 3.3). En caso contrario, cuando la suma de los momentos magnéticos de los electrones no se anula totalmente, el átomo es *paramagnético* y posee un momento magnético neto. Al acercarse un material paramagnético a un campo magnético externo, cada átomo interacciona por separado con el campo y su momento magnético tiende a orientarse en la dirección del campo externo. Aparecen fuerzas de atracción y el material es atraído como un todo hacia la región donde el campo magnético es más intenso (hacia donde estén más unidas las líneas de inducción magnética). Vea Figura 3.3.

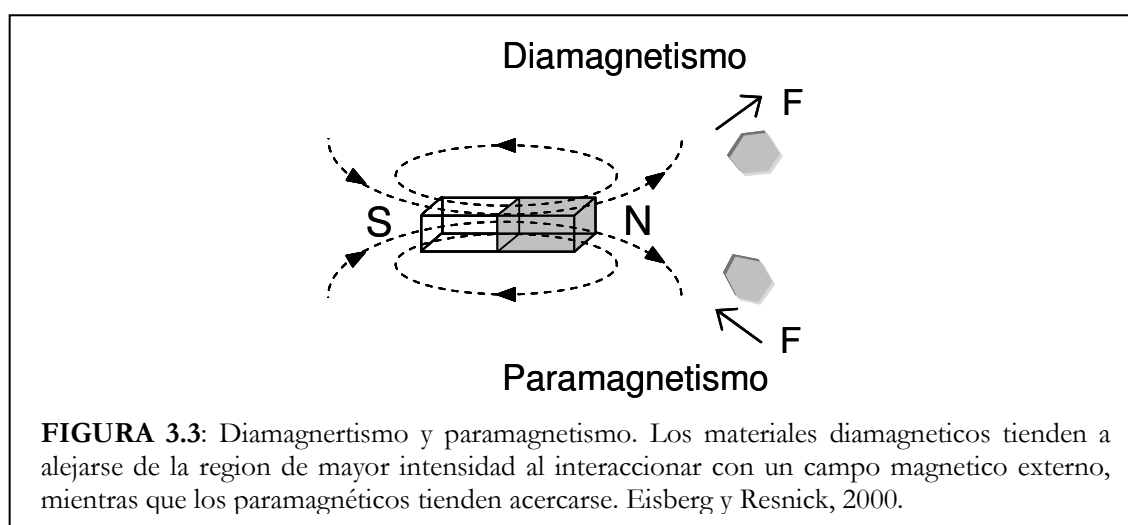
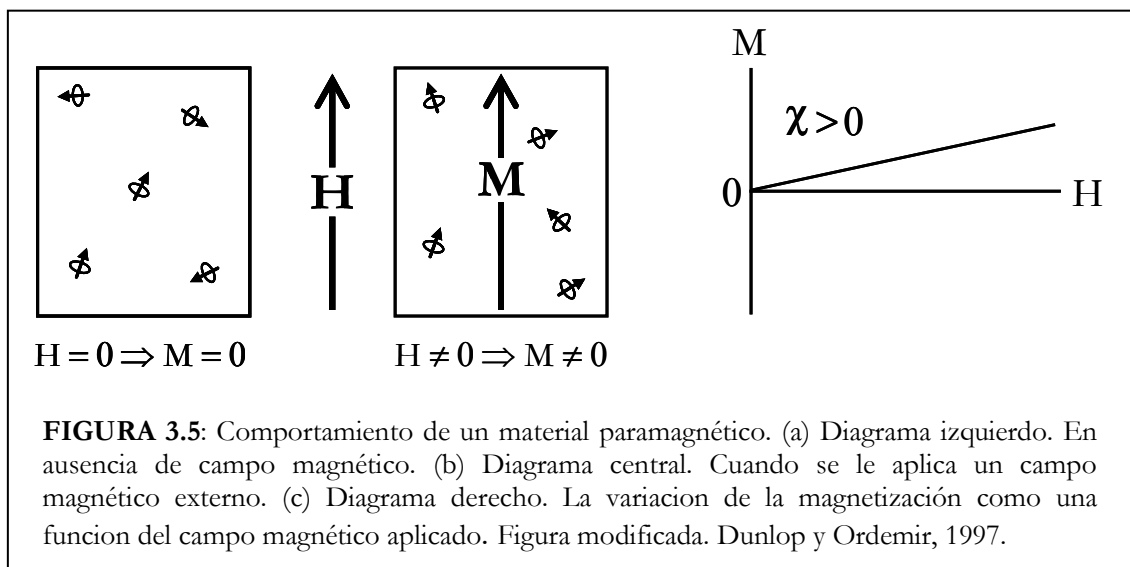
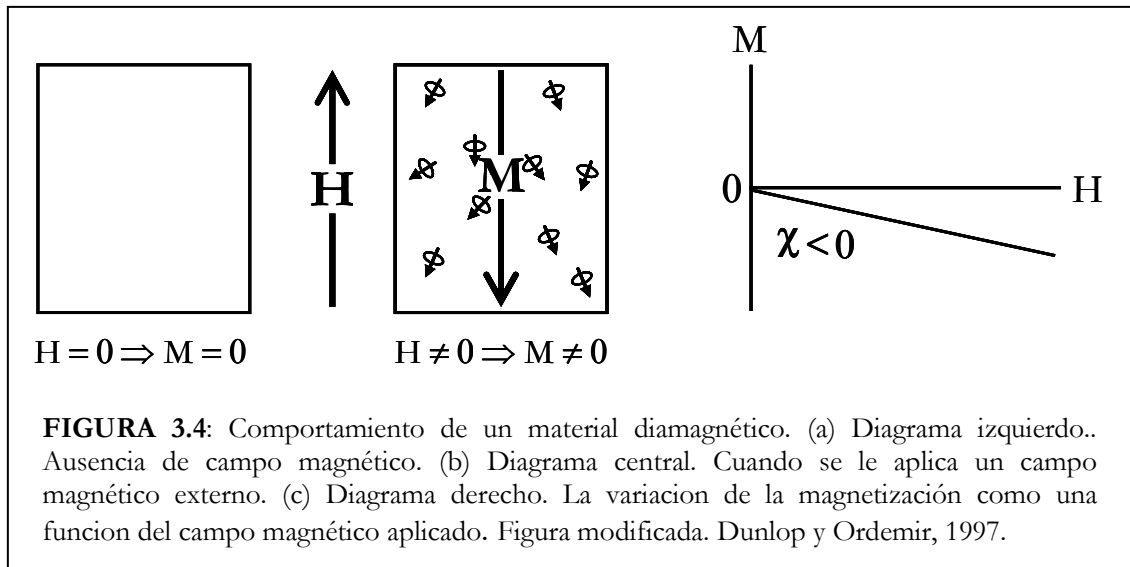


FIGURA 3.3: Diamagnetismo y paramagnetismo. Los materiales diamagnéticos tienden a alejarse de la región de mayor intensidad al interactuar con un campo magnético externo, mientras que los paramagnéticos tienden acercarse. Eisberg y Resnick, 2000.

Desde el punto de vista de la susceptibilidad magnética, los *diamagnéticos* poseen susceptibilidad magnética negativa, mientras que los *paramagnéticos* poseen susceptibilidad magnética positiva. Como se muestra en los diagramas de las Figuras 3.4 y 3.5.



3.6 Ferromagnetismo

Una clase especial de materiales magnéticos lo constituyen aquellos capaces de presentar magnetización no nula en ausencia de un campo magnético externo. Por ejemplo los metales de los elementos del grupo del hierro (de ahí su nombre) de la tabla periódica (hierro, Fe; cobalto, Co y níquel, Ni) y sus aleaciones, presentan este comportamiento a temperatura ambiente.

Los materiales ferromagnéticos son fuertemente magnéticos, siendo su magnetización superior a la de los materiales *diamagnéticos* y *paramagnéticos*.

De ahí que a los primeros se les consideren materiales magnéticos mientras que a los segundos materiales no magnéticos o muy débilmente magnéticos. A temperaturas superiores a una dada y característica del material, que es llamada temperatura de Curie, éste pierde sus propiedades ferromagnéticas y se transforma en un material paramagnético. En los materiales ferromagnéticos, al igual que en los paramagnéticos, los átomos u iones poseen un momento magnético permanente, si bien en los materiales ferromagnéticos existe entre dichos momentos una fuerte interacción que hace posible el paralelismo entre ellos, (Figura 3.6), incluso a elevadas temperaturas, necesaria para explicar el alto valor de la imanación o campo coercitivo (Kittel, 2004). También presentan una característica importante que se conoce como histéresis magnética, la cual se puede resumir en el hecho que al aplicar un campo magnético y variarlo desde cero, la magnetización aumenta hasta llegar a un cierto valor de saturación, y luego al disminuirlo regresa por valores distintos de magnetización hasta llegar a un valor de remanencia cuando el campo se anula.

Luego al cambiar la dirección del campo magnético, la magnetización realiza una variación de la magnetización similar pero en sentido contrario y completa así el ciclo de histéresis, tal como se observa en la Figura 3.7.

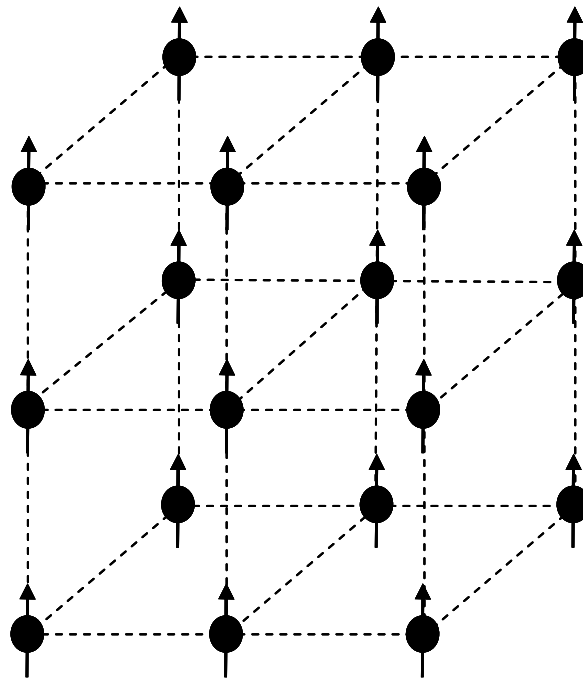


FIGURA 3.6: Representación gráfica de una red de momentos magnéticos en un material ferromagnético. Kittel C. (2004).

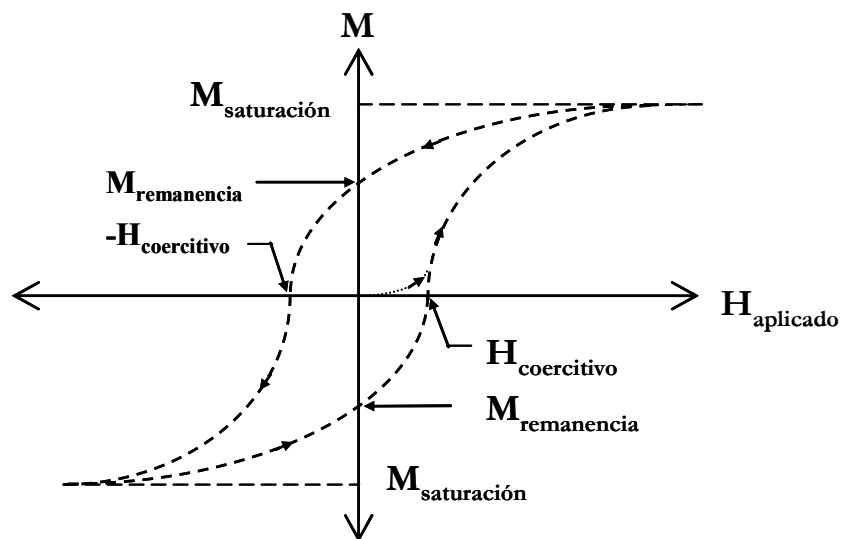
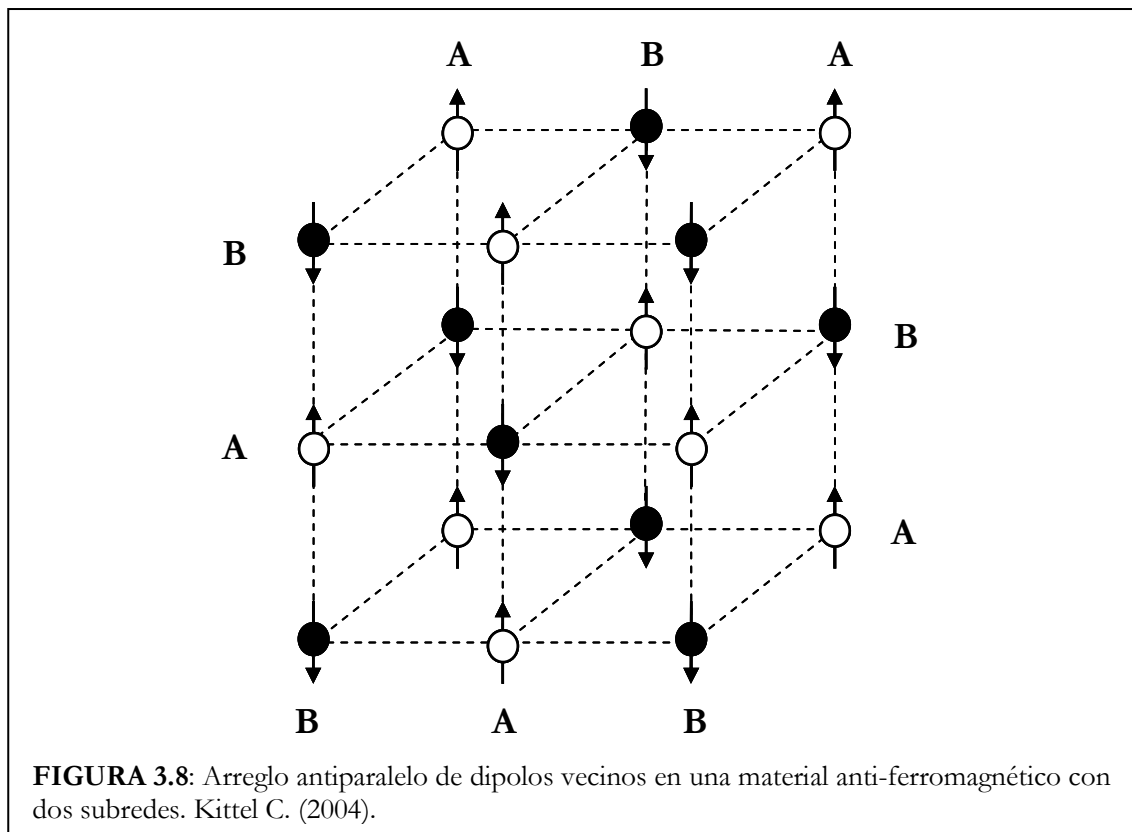


FIGURA 3.7: Ciclo de histéresis. En los puntos de corte a lo largo del eje ($\vec{M}$) se observa la magnetización remanente una vez anulado el campo magnético. Dunlop y Ordemir, 1997.

3.7 Antiferromagnetismo

En esta clase de materiales conocidos como *antiferromagnéticos*, los momentos magnéticos de los átomos u iones vecinos están acoplados anti paralelamente de forma que se orientan alternativamente en un sentido (e. g. $\uparrow$) y en sentido contrario (e. g. $\downarrow$), con igual número de momentos de la misma magnitud en cada conjunto (Figura 3.8). El valor absoluto de los momentos magnéticos acoplados coincide, se compensan sus efectos y no presentan momento magnético macroscópico.



Cuando un campo magnético externo es aplicado, una pequeña magnetización neta se establece originando una susceptibilidad positiva.

La propiedad más característica del antiferromagnetismo es el comportamiento anómalo de la susceptibilidad magnética con la temperatura, pues presenta un máximo agudo a una temperatura denominada de Néel; como en el caso de la temperatura de Curie en ferromagnetismo, la temperatura de Néel es la

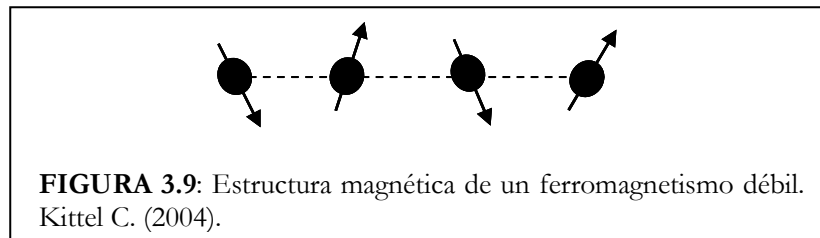
temperatura de orden del sistema por debajo de la cual la susceptibilidad disminuye con la temperatura y es función del campo magnético aplicado, existiendo un alineamiento ordenado de los dipolos.

Por encima de la temperatura de Néel, se tiene una agitación caótica de los momentos magnéticos y el material se manifiesta como típicamente paramagnético.

3.8 Ferromagnetismo y Antiferromagnetismo

El orden de tipo ferro, antiferro o ferri no son sino grandes géneros del ordenamiento magnético. Diversas variantes o combinaciones de estos pueden encontrarse.

Otros dos tipos de magnetismo íntimamente relacionado con el ferromagnetismo son el *ferromagnetismo débil* (ver ferrimagnetismo) combinado con antiferromagnetismo. En la Figura 3.9 se muestra el caso de un ferromagnetismo débil.

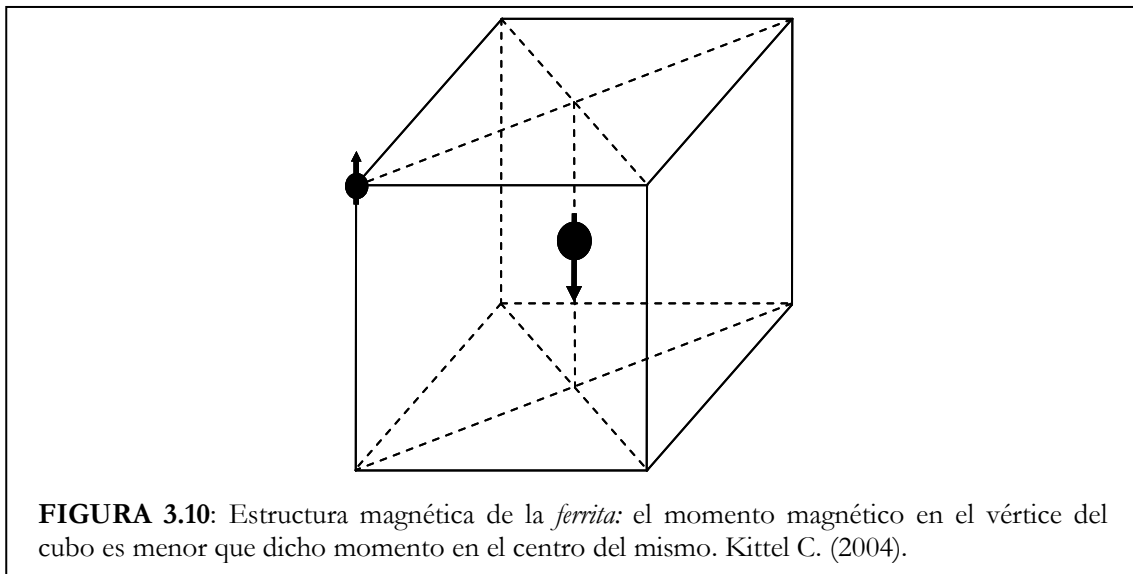


Dentro de los minerales con tales propiedades (ferromagnetismo parásito), constituyente principal de la roca de la corteza terrestre, porque está ampliamente esparcida y localmente abundante, es la hematita (Fe_2O_3).

La hematita se comporta como antiferromagnética a temperaturas inferiores a $T_N = 250\text{K}$. A temperaturas superiores la hematita se comporta como ferromagnética débil con una temperatura de Curie del orden de los 948K , por encima de la cual es paramagnética.

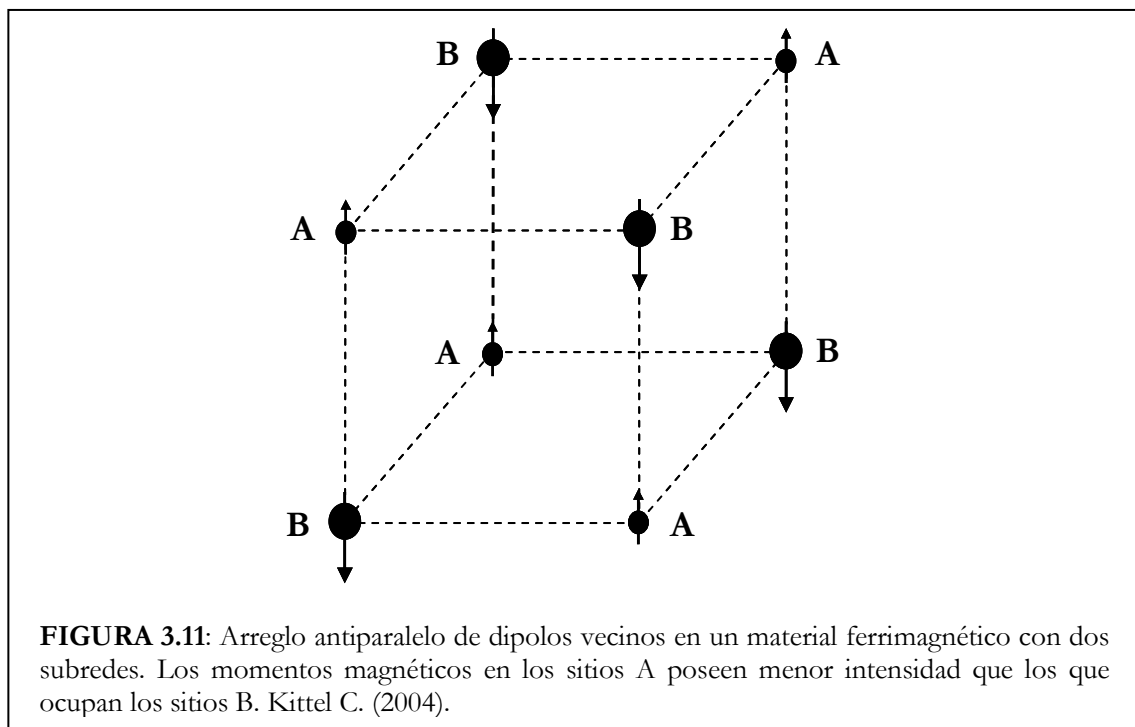
3.9 Ferrimagnetismo

Las propiedades magnéticas de estos materiales son coincidentes con las de los ferromagnéticos. En este tipo de magnetismo característico de algunos materiales, como las ferritas, los átomos adyacentes poseen momentos magnéticos antiparalelos pero de distinto módulo (Figura 3.10), o bien, el número de momentos magnéticos en las dos orientaciones posibles en el espacio es distinto.



En contraste a un material antiferromagnético considerado con anterioridad, se tiene, por lo tanto, que los tamaños de la magnetización en las dos subredes son distintos, dando una magnetización neta resultante paralela a esa de las subredes con el momento más grande. Para este fenómeno, en el año 1948 Néel acuñó el nombre de ferrimagnetismo, y dichos materiales son conocidos como materiales *ferrimagnéticos*. Un caso particular de las ferritas son los *ferromagnéticos débiles*: los antiferromagnéticos en los cuales el ángulo entre los momentos magnéticos de las subredes se diferencia un poco más de 180° . La fórmula química de la ferrita es $\xi\text{O} \cdot (\text{Fe}_2\text{O}_3)$ o lo que será igual a $\xi\text{O} \cdot (\text{Hematita})$, en la cual, ξ representa a un ion metálico de valencia dos, tal como: Fe, Mn, Ni, Co, Cu, Cd, Zn, o Mg. En el caso particular cuando $\xi = \text{Fe}$ la fórmula química adopta la forma siguiente, $\text{FeO} \cdot (\text{Fe}_2\text{O}_3)$ o

Wüstita (Hematita) que es la bien conocida magnetita o piedra imán. La magnetita es uno de los óxidos metálicos denominado genéricamente ferrita la cual está constituida por dos conjuntos, en uno de los cuales los momentos magnéticos se encuentran dirigidos en una dirección y en el otro éstos apuntan en sentido contrario. Este comportamiento puede ser explicado mediante dos subredes, denominadas **A** y **B**; en dicho sistema la interacción **AB** es la más fuerte, de tal manera que los momentos **A** son paralelos unos con otros y los espines de **B** son paralelos unos con otros, y justo los momentos de **A** son antiparalelos a los espines



de **B** (Figura 3.11).

3.10 Minerales Magnéticos

Diversos autores han documentado la relación existente entre las fases magnéticas autigénicas con la presencia de yacimientos de hidrocarburos. (Donovan et al., 1979; Donovan et al., 1984; Foote, 1984; Saunder et al., 1985). Los estudios concernientes con la relación entre hidrocarburos y la precipitación de fases

magnéticas autigénicas (por ejemplo magnetita) han tenido implicaciones importantes que han sido aprovechadas para la exploración de hidrocarburos.

La búsqueda de anomalías magnéticas, utilizando medidas de magnetometría aérea, y medidas de susceptibilidad magnética en muestras de ripios y núcleos provenientes de pozos petroleros, han sido sugeridas como métodos para localizar magnetizaciones anómalas asociadas con la presencia y/o el microfiltraje de hidrocarburos (Foote, 1996). Hasta el presente se tienen pocos estudios. Sin embargo, se ha propuesto la siguiente premisa básica: los *hidrocarburos causan la precipitación de fases magnéticas autigénicas*.

Estudios previos sugieren que los hidrocarburos pueden ocasionar dos efectos principales sobre la magnetización de la roca. El primero de estos efectos está asociado a las condiciones geoquímicas creadas por la presencia de hidrocarburos que generan la precipitación de fases autigénicas. Esto favorece el incremento de la magnetización.

El segundo de estos efectos está vinculado a los estratos en los cuales se pueden desarrollar fases magnéticas que precipitan, pero que sin embargo eventualmente contribuirían a disolver o destruir ciertas fases que producen intensidades magnéticas de baja intensidad, por ejemplo hematita, favoreciendo así a una disminución en la magnetización. (Schumacher, 1996).

Se tiene que los depósitos de hidrocarburos pueden afectar la magnetización presente en las rocas, o en estratos sedimentarios localizados en niveles suprayacentes a dicho depósito, de dos formas:

- (a) Favoreciendo el incremento de la magnetización, generándose así magnetizaciones anómalas debido a la precipitación de fases autigénicas,
- (b) Favoreciendo la disminución de la magnetización debido a la destrucción de ciertas fases mineralógicas, de naturaleza magnética, debido a su disolución.

En el contexto de nuestro trabajo solamente algunos minerales son de importancia en la diagénesis, tales como:

- (a) aquellos que son magnéticos,
- (b) aquellos que comúnmente se forman diagenéticamente a expensas de minerales magnéticos, y
- (c) aquellos que liberan hierro en disolución.

Considerando los minerales magnéticos (Machel, 1996), la presente discusión se enfoca principalmente hacia:

- (a) la magnetita (Fe_3O_4), abundante en ambientes diagenéticos,
- (b) la maghemita ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$), fuertemente magnética similar a la magnetita,
- (c) la hematita (Fe_2O_3), antiferromagnética, muy abundante.

Las razones de dicho enfoque obedecen a que la presencia de estos minerales está controlada por compuestos orgánicos, incluyendo los hidrocarburos.

Las contribuciones magnéticas de otros minerales son probablemente despreciables (pero ciertamente no todas) en muchos ambientes diagenéticos, debido probablemente a que son relativamente metaestables, y restringidos a pocos ambientes, o porque presentan una susceptibilidad magnética baja.

La maghemita ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$), un común reemplazo de la magnetita, usualmente es tan magnética como sus precursores y entonces no aparecen, adicionalmente, contrastes magnéticos considerablemente significativos. De cualquier manera, estos minerales son muy importantes en algunas localidades (por ejemplo las descritas por Reynolds et al., 1993).

Los minerales no-magnéticos más comunes que se forman diagenéticamente a expensas de minerales magnéticos son la pirita y la siderita. Ellos se excluyen de la presente discusión aunque su formación disminuye la intensidad magnética total de la roca.

Los minerales que liberan hierro en disolución son principalmente todos los minerales que contienen hierro, particularmente aquellos que contienen óxido de hierro. Este grupo incluye la goetita, hematita, los oxihidróxidos férricos, varios silicatos que contienen hierro y compuestos no minerales tales como los complejos de hierro orgánicos e inorgánicos (Reynolds et al., 1993).

3.11 Minerales Magnéticos Encontrados en la Naturaleza

A continuación se discutirán las propiedades magnéticas de los óxidos de hierro más comunes encontrados en la naturaleza.

3.11.1 Magnetita

La magnetita, (Fe_3O_4) o $\text{Fe}^{3+}(\text{Fe}^{2+}\text{Fe}^{3+})\text{O}_4^{2-}$, presenta dos estados de oxidación, iones divalentes Fe^{2+} e iones trivalentes Fe^{3+} (Dunlop y Ordemir, 1997). Este óxido de hierro se presenta en la naturaleza en forma de cristales negros. La magnetita pertenece al sistema cúbico y es de tipo espinel inverso. La celda cristalina unitaria de la magnetita está formada por 8 moléculas, es decir que la misma está integrada por 32 iones de oxígeno y 24 iones de hierro: $\text{Fe}_8^{3+}(\text{Fe}_8^{2+}\text{Fe}_8^{3+})\text{O}_{32}^{2-}$. Los ocho iones Fe^{3+} que figuran fuera del paréntesis ocupan las posiciones A en la red cristalina de la Figura 3.12 y están en coordinación tetraédrica, cada uno rodeado por cuatro oxígenos; los dieciséis iones indicados dentro del paréntesis ocupan las posiciones B en dicha Figura y se encuentran en coordinación octaédrica, cada uno rodeado por seis oxígenos (Valencio, 1980).

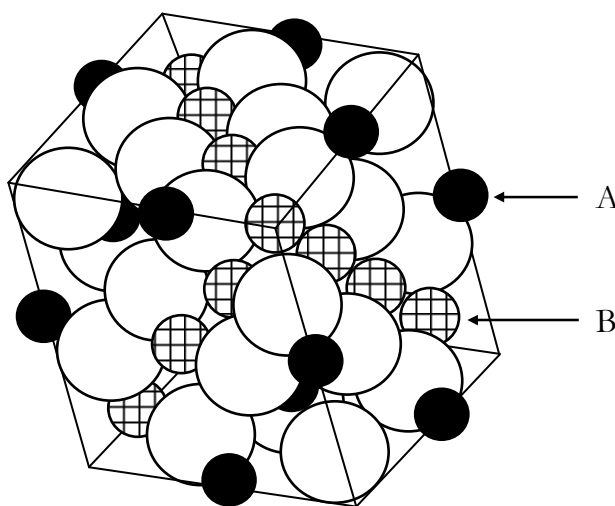
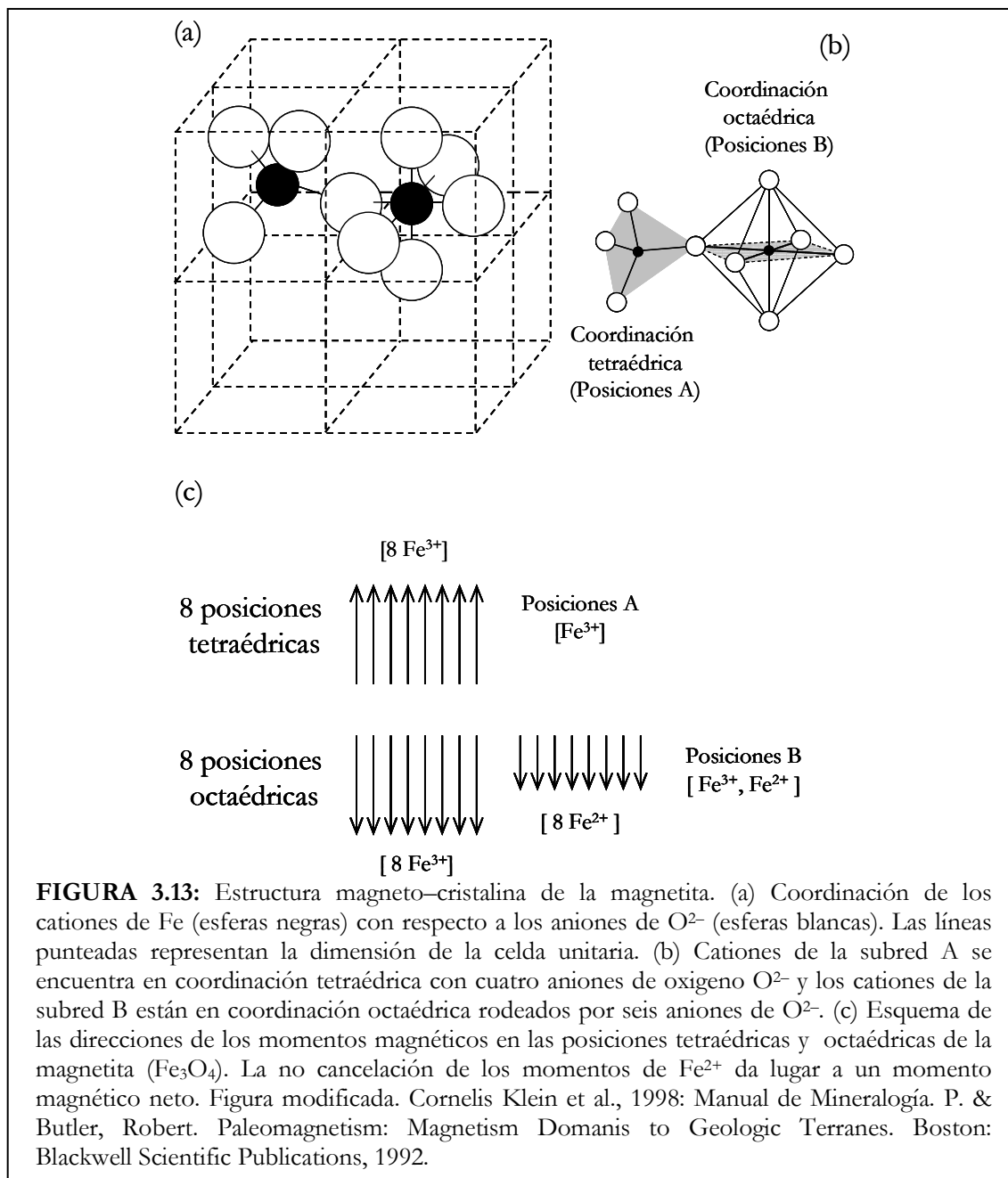


FIGURA 3.12: Perspectiva de la distribución de los iones de oxígeno (esferas blancas) y los iones tri y divalentes (esferas negras y retículas respectivamente), en un cristal del sistema cúbico con estructura espinel inversa. (Figura tomada de Verwey W. J. E., Heilmann I. E., Physical Properties and Cation Arrangement of Oxides with Spinel Structures. The Journal of Chemical Physics. Vol 15, No 4. 1947).



Los sentidos de los momentos magnéticos de los iones de hierro trivalentes de las posiciones A son opuestos a los de los iones de hierro trivalente de las posiciones B (Figura 3.13) de modo que sus efectos se anulan. Luego, las características ferrimagnéticas de la magnetita se deben a los momentos magnéticos asociados a los iones hierro divalentes.

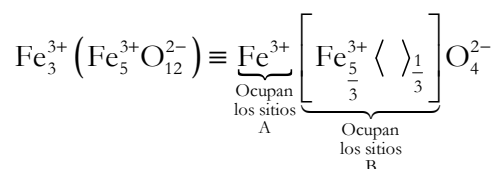
La Temperatura de Curie, T_C , de la magnetita es $578^{\circ}C$. Este mineral cuando se somete a temperaturas por debajo de T_C ($0^{\circ}C$) sufre un cambio de fase y pasa al

tipo ortorrómbico, proceso que está acompañado por un cambio de sus características magnéticas; la temperatura a la que ocurre dicha transición se conoce como temperatura de Verwey (T_V). Dicho cambio de fase se produce entre los 110K y 120K (Dunlop y Ordemir, 1997).

3.11.2 Maghemita

Es uno de los principales minerales magnéticos originados por la oxidación de los componentes de la *serie titanomagnetita*. Sin embargo, debe tenerse presente que la oxidación de las titanomagnetita no siempre produce minerales cuya composición química está comprendida dentro del sistema ternario FeO–Fe₂O₃–TiO₂, es decir la presencia de óxidos de Mg, Mn y Al, en un proceso de oxidación de minerales de magnetita, conduce a la formación de nuevas estructuras de espinel de composición: MgO–Fe₂O₃; MnO–Fe₂O₃ y Al₂O–Fe₂O₃ (Dunlop y Ordemir, 1997).

La maghemita (γ -Fe₂O₃) o Kenomagnetita cristaliza en el sistema cúbico al igual que la magnetita, y por ello se hace difícil discriminar entre una y otra, solo con Espectroscopía Mössbauer (EM) esto puede ser fácil. Por otra parte, presenta una característica única, contiene sólo cationes férricos en su estructura, es decir, los sitios octaédricos y tetraédricos están ocupados por el mencionado cation (Goldanskii, 1968). La maghemita presenta un defecto en su red, pues tiene vacancias de cationes; así su estructura se describe comúnmente de la manera:



donde $\langle \rangle$ indica que $\frac{1}{3}$ de las posiciones del ion Fe³⁺ están vacantes. La maghemita tiene un comportamiento metaestable a altas temperaturas, siendo así difícil determinar directamente el valor de la Temperatura de Curie, T_C ; (Da Costa et al. 1995).

3.11.3 Hematita

La hematita (Fe_2O_3), o simplemente $\text{Fe}_2^{3+}\text{O}_3^{-2}$ posee iones trivalentes férricos (Fe^{3+}). Es un mineral esencialmente antiferromagnético que presenta a temperatura ambiente propiedades equivalentes a las de un ferromagnetismo débil, similares a las de un ferromagnetismo parásito (Valencio, 1980).

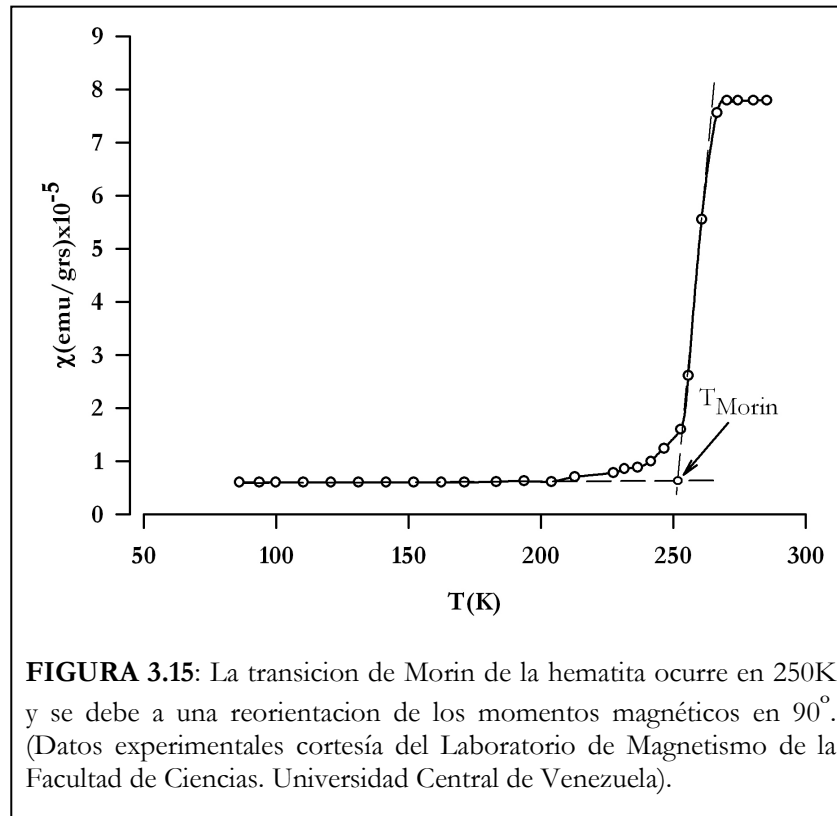
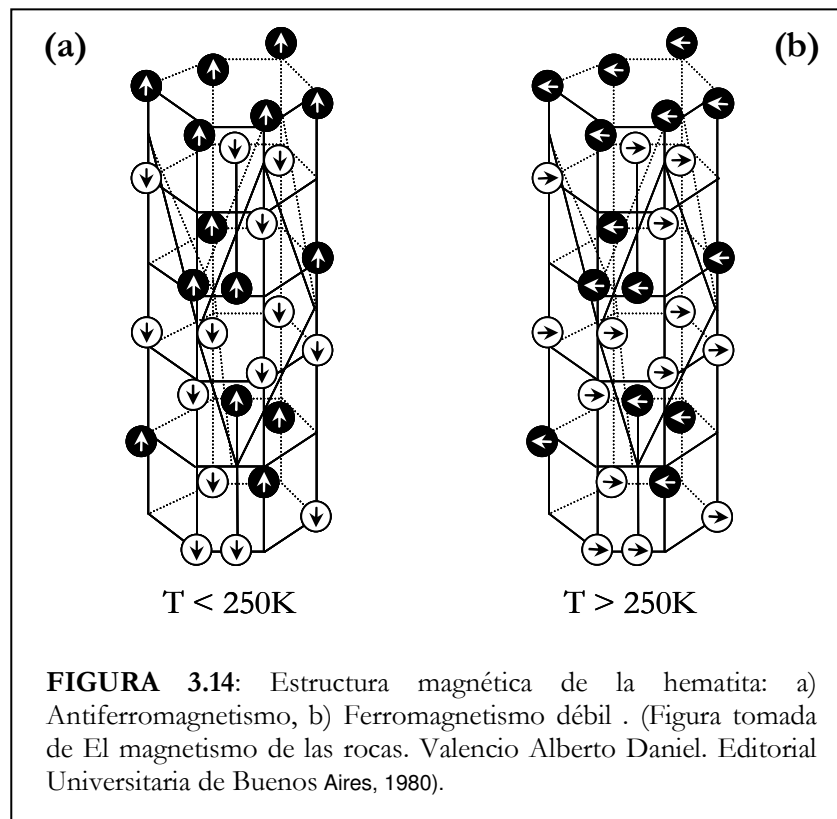
La hematita se caracteriza por poseer una magnetización remanente muy estable. Posee una estructura cristalina romboédrica (Cornelis y Cornelis, 1999) y su antiferromagnetismo básico se debe a la distribución de los iones férricos en dos subredes iguales como se ilustra en la Figura 3.14 (esferas negras subred A y esferas blancas subred B), con magnetizaciones espontáneas en sentidos opuestos.

Para temperaturas menores a 250 K la hematita presenta propiedades antiferromagnéticas netas y la dirección de su antiferromagnetismo es paralela al eje ternario del cristal (Figura 3.14(a)).

A temperaturas mayores a 250 K, la dirección de este ferromagnetismo básico descansa en el plano basal del cristal, en el cual pueden girar libremente. En tales condiciones los momentos magnéticos de las dos subredes no son iguales y el mineral presenta características similares a las del ferromagnetismo débil, (Figura 3.14(b)).

En cristales sintéticos de hematita esta transición se observa a los 259K, y es llamada temperatura de Morin (Figura 3.15). El ordenamiento magnético de las dos subredes desaparece a los 948K (temperatura de Curie) y a temperatura superiores la hematita se comporta como paramagnética.

El capítulo siguiente presenta un breve resumen de las diferentes técnicas experimentales, así como de los métodos estadísticos utilizados y la descripción teórica para la simulación de un levantamiento aeromagnético.



Capítulo 4

Fundamentos y Utilidad de las Técnicas a Emplear

4.1 Introducción

La abundancia de minerales ricos en hierro tales como la magnetita juega un papel muy importante en la implementación de las técnicas experimentales utilizadas en nuestra investigación. Las propiedades magnéticas de las rocas se deben principalmente a la pequeña fracción de material magnético contenido en ellas. Para la obtención de una medida cuantitativa del volumen magnético presente en muestras de ripios se requiere medidas de susceptibilidad magnética la cual son utilizadas en la prospección de anomalías magnéticas.

Sin embargo, las medidas de susceptibilidad no aportan información relacionada a la fase de hierro responsable de originar los contrastes magnéticos, para tal fin se requiere la implementación de técnicas espectroscópicas, por ejemplo el efecto Mössbauer.

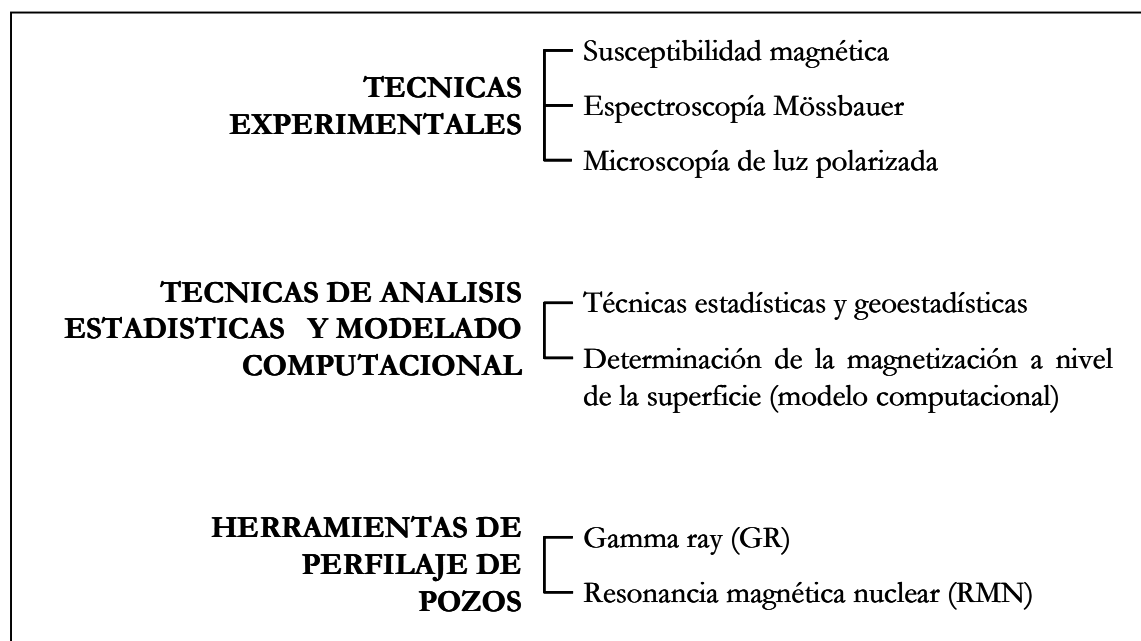
En el estudio de las anomalías magnéticas observadas en perfiles de profundidad se requiere un tratamiento específico de los datos experimentales por diferentes metodologías estadísticas. Las herramientas estadísticas permiten realizar un estudio cuantitativo del fenómeno y la selección de estas metodologías están acondicionadas principalmente a la naturaleza y la disponibilidad del conjunto de datos.

Por otra parte la obtención de registros magnéticos es importante porque representan contrastes magnéticos en función de la profundidad, pero desde el punto de vista geofísico es necesario cartografiar estas anomalías a nivel de la superficie para lo cual se desarrollaron expresiones matemáticas con la finalidad de simular un levantamiento aeromagnético en el área de estudio.

En el presente capítulo se presenta un breve resumen de las diferentes técnicas experimentales, así como las metodologías estadísticas implementadas y la descripción

de los principios básicos de la simulación de un levantamiento aeromagnético.

A continuación se plantea el siguiente esquema con la finalidad de facilitar la descripción de los fundamentos correspondientes a las técnicas experimentales implementadas.

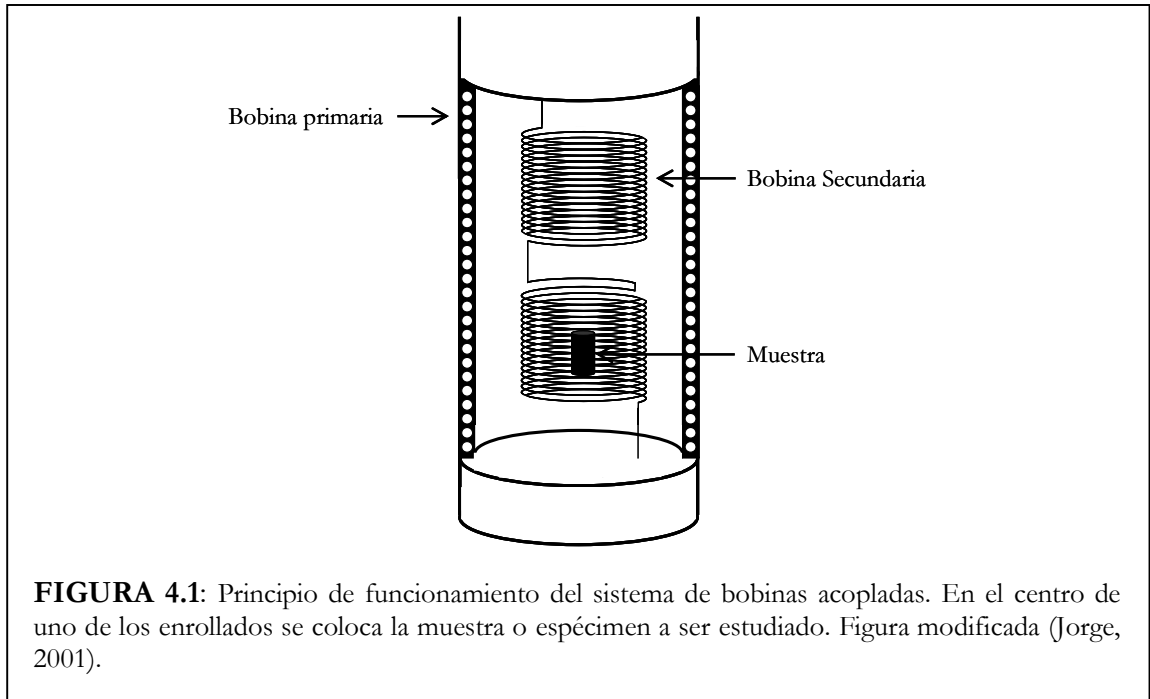


4.2 Equipo de Medición de Susceptibilidad Magnética

Para realizar las medidas de Susceptibilidad Magnética se utilizó un susceptómetro hecho en la Escuela de Física de la Universidad Central de Venezuela, basado en un puente de inductancia de corriente alterna, que utiliza un amplificador “Lock-in” para la detección de la señal (Jorge, 2001).

La muestra se coloca en el centro de una bobina de detección como se muestra en la Figura 4.1, donde se le aplica un campo magnético sinusoidal H_{AC} (Corriente Alterna), la cual es balanceada por una segunda bobina, idéntica a la primera, pero enrollada en sentido contrario, la cual cancela los cambios de flujo relacionados con

H_{AC} . Como resultado de ello, cualquier cambio de flujo detectado experimentalmente se debe al cambio de momento magnético de la muestra (dm) cuando ésta responde al campo AC y no al momento magnético mismo. Además, no se requiere mover la muestra para detectar la señal inducida.



La susceptibilidad magnética χ_{AC} viene dada por la expresión

$$\chi_{AC} = \frac{dM}{dH}, \quad (4.1)$$

así que la susceptibilidad magnética AC es la pendiente de la curva de magnetización.

El voltaje inducido en la bobina es la variación temporal del flujo del campo magnético Φ :

$$V(t) = -\frac{d\Phi}{dt} \quad [\text{Unidades: MKS}] \quad (4.2)$$

Si $M(t)$ es la inducción magnética dentro de la muestra promediada sobre su volumen, el flujo magnético a través de las N vueltas de radio a del secundario es:

$$\Phi = \mu_o N \pi a^2 M(t) \quad (4.3)$$

Entonces el voltaje medido es igual:

$$V(t) = -\mu_o N \pi a^2 \frac{dM(t)}{dt} \quad (4.4)$$

La técnica AC detecta cambios en la magnetización que conducen a $\frac{dM}{dH}$ en el límite de pequeños campos AC, por lo cual a veces se le denomina susceptibilidad diferencial. En las mediciones AC el momento magnético de la muestra está cambiando en respuesta al campo magnético variable aplicado, por lo que uno puede estudiar la dinámica del sistema magnético.

Esta “magnetodinámica” puede estudiarse a través de la susceptibilidad compleja, es decir:

$$\begin{aligned} \chi &\equiv \text{Parte real} + \text{Parte imaginaria} \\ &\equiv \bar{\chi} + i\bar{\chi} \end{aligned} \quad (4.5)$$

La parte real $\bar{\chi}$ representa la componente de la susceptibilidad que está en fase con el campo aplicado mientras que la parte imaginaria $\bar{\chi}$ representa la componente fuera de fase. Esta componente imaginaria está relacionada con la energía absorbida por la muestra a expensas del campo AC (conductividad de la muestra, denotada comúnmente con la letra griega, σ), entonces se tiene:

$$M(t) = \sum_{n=1}^{\infty} H_{AC}^{\text{aplicado}} \left[\bar{\chi}_n \cos(n\omega t) + \bar{\chi}_n \sin(n\omega t) \right] \quad (4.6)$$

donde H_{AC}^{aplicado} es el campo magnético aplicado.

Reemplazando la ecuación (4.6) en (4.4) se obtiene:

$$V(t) = V_o \sum_{n=1}^{\infty} n \left[\bar{\chi}_n \sin(n\omega t) - \bar{\chi}_n \cos(n\omega t) \right] \quad ; \quad \left[V_o \equiv \mu_o \omega N \pi a^2 H_{AC}^{\text{aplicado}} \right] \quad (4.7)$$

donde V_o corresponde al voltaje de alimentación.

Para un campo AC pequeño la respuesta de la muestra será en general no lineal, esto resulta en una onda periódica distorsionada que puede ser descrita por una expansión de Fourier. Un amplificador Lock-in que es un dispositivo electrónico que es usado en este montaje experimental para proporcionar la señal de entrada a la bobina externa (o bobina primaria) y medir la señal de salida de la bobina interna (o bobina secundaria):

$$V^{\text{fundamental}}(t) = V_o \left[\bar{\chi}_1 \sin(\omega t) - \bar{\chi}_1 \cos(\omega t) \right] \quad (4.8)$$

$$= \bar{V}_1 + i \bar{V}$$

donde:

$$\bar{V}_1 \equiv V_o \bar{\chi}_1 \sin(\omega t) \quad (4.9)$$

$$\bar{\bar{V}}_1 \equiv -V_o \bar{\chi}_1 \cos(\omega t) \quad (4.10)$$

$$\bar{\chi}_1 \propto \frac{\bar{V}_1}{V_o \sin(\omega t)} \quad (4.11)$$

Los parámetros anteriormente mencionados son necesarios para obtener el valor de la susceptibilidad magnética mediante la siguiente expresión:

$$\chi = \frac{K \cdot \Delta E}{V_o \cdot V_{\text{muestra}}} \quad (4.12)$$

donde :

$$K = 3,5 \times 10^2 \text{ cm}^3$$

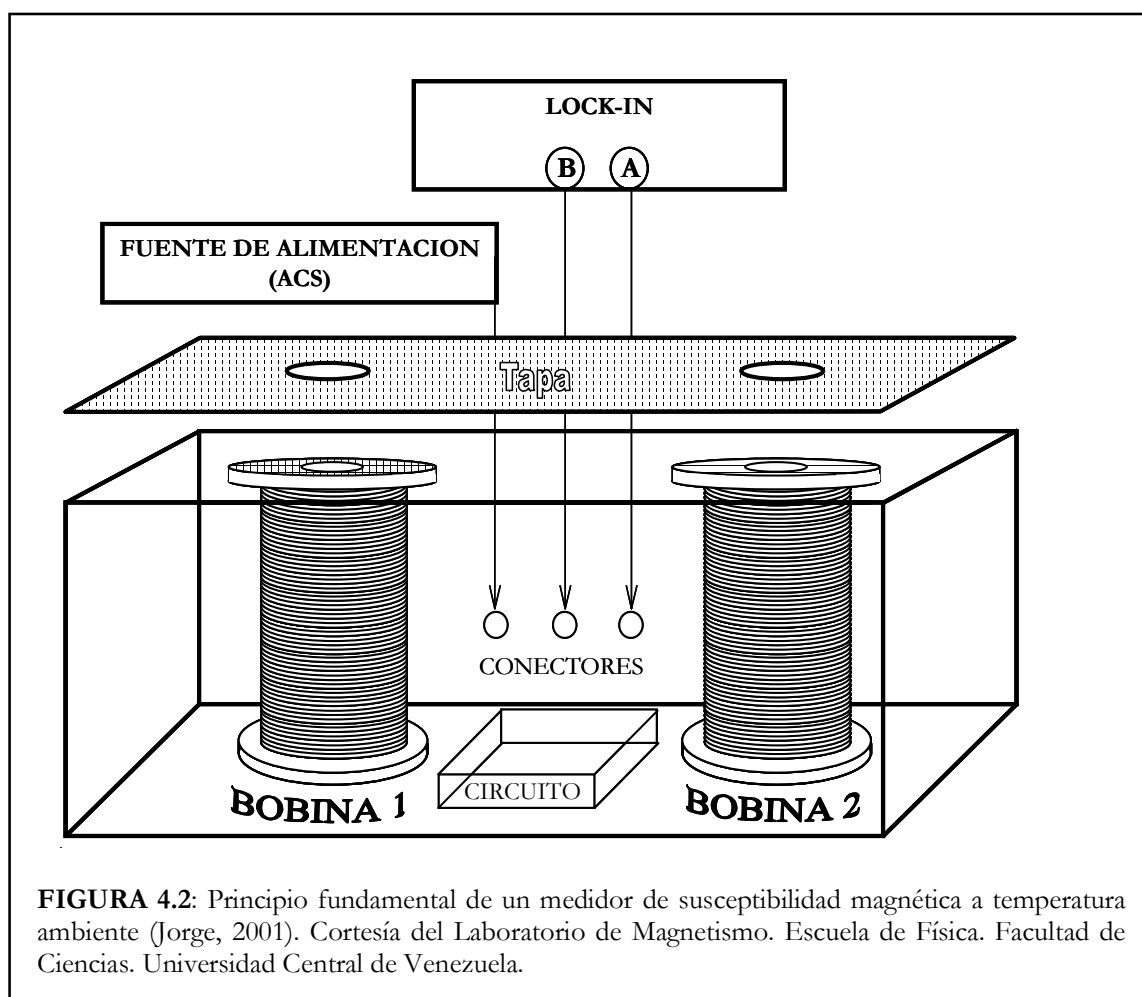
$$\Delta E = \bar{V}_1 \text{ mV}$$

$$V_o = 10,87 \text{ V}$$

$$V_{\text{muestra}} = \text{Volumen de la muestra (cm}^3\text{)}$$

El diseño del equipo anteriormente descrito permite calcular la susceptibilidad magnética en función del volumen haciendo uso de la expresión (4.12). Descrito el principio fundamental de funcionamiento de un medidor de susceptibilidad magnética a continuación se muestra el montaje experimental el cual está constituido esencialmente

por un puente inductivo (sistema de bobinas), una fuente de corriente alterna (ACS) y un amplificador Lock-in. Ver Figura 4.2. En esta Figura se observa el montaje experimental cuyo componente principal es esencialmente un puente inductivo, el cual es un puente simétrico de Michelson con dos bobinas de núcleo de aire, donde la segunda bobina está enrollada en sentido contrario a la primera bobina.



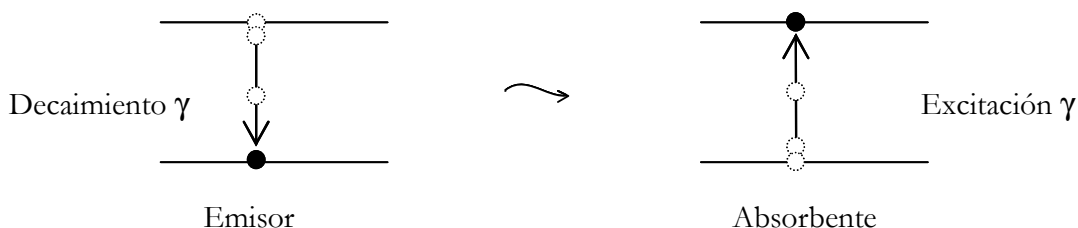
4.3 Espectroscopía Mössbauer de Fe^{57}

4.3.1 Introducción

El Efecto Mössbauer, llamado así en honor a su descubridor Rudolf Ludwing Mössbauer (1958), es una técnica espectroscópica que se basa en un proceso de absorción resonante de rayos gamma (γ) por un núcleo.*

Esta absorción es posible cuando el núcleo atómico está fijo en la red de un sólido, de tal manera que la energía no se pierde en el retroceso durante la absorción de la radiación.

El absorbente es radiado con rayos γ los cuales, bajo ciertas condiciones mecano-cuánticas, son absorbidos por los núcleos del absorbente, como se muestra en el siguiente diagrama (Eisberg y Resnick, 2000).



Un detector mide cuantos rayos gamma (γ) de una energía determinada son absorbidos. Los espectros de absorción son gráficos del número de cuentas (conteo) en función de la energía del rayo gamma, siendo este espectro característico de los diferentes minerales de hierro. El espectro específico obtenido depende de la posición relativa de los niveles de energía nucleares.

* **Mössbauer effect in Lattice Dynamics. Experimental Techniques and Applications.** Yi Long Chen, De-Ping Yang, 2007, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Esta publicación cubre en forma amplia ideas generales sobre la Espectroscopía Mössbauer y describe los avances en este campo y sus aplicaciones.

El propósito de utilizar el Efecto Mössbauer en la presente investigación es distinguir entre minerales magnéticos tales como: magnetita (Fe_3O_4), goetita ($\alpha\text{-FeOOH}$), maghemita ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$), hematita ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$), entre otros.

Con la Espectroscopía Mössbauer (EM) se obtiene información sobre el estado de valencia de los iones de hierro, tamaño de la partícula, distorsión o asimetría de la red, grado de ordenamiento magnético y distribución catiónica en ferrimagnetos (Hunt, 1992).

La Espectroscopía Mössbauer puede dar estimaciones cuantitativas de las proporciones de diferentes minerales magnéticos contenidas en una muestra. La intensidad relativa de cada tipo de espectro es proporcional a la cantidad del material correspondiente (ello es, el número de átomos en una configuración dada).

Por comparación con un determinado espectro Mössbauer, se pueden obtener las proporciones relativas de átomos de hierro en varias condiciones, ello es, pueden obtenerse la cantidad de magnetita vs. la cantidad de hematita que está presente en una muestra dada o el número relativo de átomos de Fe^{3+} en sitios A en relación con sitios B (Wertheim, 1964).

Con el objeto de comprender la base del Efecto Mössbauer y su utilidad en la presente investigación, es necesario dar explicación a varios principios fundamentales los cuales detallaremos a continuación.

4.3.2 Principios Generales

El Efecto Mössbauer es un proceso de absorción resonante de rayos gamma (γ) por un núcleo atómico. La muestra es irradiada con rayos γ provenientes de un núcleo emisor o fuente, los cuales son absorbidos por los núcleos de la muestra o absorbente. Esta absorción resonante es posible si tanto el núcleo emisor como el núcleo absorbente son del mismo isótopo y si ambos están incorporados en la red cristalina de

un sólido, para que no haya variación de la energía emitida o absorbida debido al retroceso del respectivo núcleo. Para hacer un barrido continuo en la energía del rayo γ emitido, alrededor de su energía original, el emisor se coloca en un sistema vibrante para modular la energía por Efecto Doppler.

Un detector de radiación mide cuantos rayos gamma de una energía determinada son absorbidos, aprovechando así este efecto para convertirlo en una Espectroscopía. Los espectros de absorción son gráficos del número de cuentas detectado en función de la velocidad de la fuente emisora.

Hasta ahora se ha observado este efecto en unos 100 isótopos Mössbauer, aunque el Fe^{57} es el más usado en este tipo de espectroscopía debido a que posee ciertos parámetros nucleares favorables y a la importancia del elemento tanto en muestras naturales como en productos de la tecnología, a pesar de que la abundancia natural del isótopo Fe^{57} es de sólo 2,2 %.

Los espectros Mössbauer de hierro son característicos para las diferentes mineralogías de hierro, tipos de red y otras propiedades de la muestra. El espectro específico obtenido depende de la estructura de los niveles energéticos nucleares del absorbente, encontrándose desdoblamientos y corrimientos en la energía de estos niveles producto de las interacciones hiperfinas entre el núcleo absorbente y su entorno.

Las interacciones hiperfinas detectadas mediante esta espectroscopía son el corrimiento isomérico (debido a la distribución de los electrones de valencia), el acoplamiento cuadrupolar eléctrico (debido a distorsiones o asimetría en la red) y la interacción dipolar magnética (debido a la influencia en el núcleo del campo magnético local). Cada una de estas interacciones afecta al espectro Mössbauer, teniendo algunas de ellas efectos muy marcados sobre el mismo, (Wertheim, 1964; Hunt, 1992).

En general resulta en un desplazamiento de la línea o desdoblamiento en el espectro Mössbauer, es decir, se alteran el diagrama de niveles de energía del orden del

ancho natural de la línea, dicha alteración dará información en relación al ambiente electrónico.

4.3.3 Corrimiento Isomérico (DI)

Su origen proviene de la interacción del núcleo con los electrones tipo “s” que penetran el núcleo. Debido a que los radios de los núcleos del estado fundamental y del primer estado excitado son diferentes, los desplazamientos en energía también son ligeramente diferentes cuando éstos están localizados en el pozo de potencial causado por los electrones tipo “s”. Si el pozo de potencial se cambia modificando el ambiente electrónico, éstos pueden originar un cambio en el centroide de la Resonancia Mössbauer.

El DI refleja las diferencias en energía entre dos estados, el de la fuente y del absorbente; por lo tanto valores absolutos del DI sólo tendrán significado si son expresados como corrimientos de la línea de resonancia respecto de algún patrón seleccionado. Una diferencia en las densidades de los electrones en la capa s en los núcleos, y también una diferencia entre el radio del núcleo en su estado fundamental y en su estado excitado, producirán un DI:

$$DI = \frac{4\pi}{5} Z e^2 \left(\frac{\delta R}{R} \right) \left\{ \left| \Psi_{(0)} \right|_{\text{Absorbente}}^2 - \left| \Psi_{(0)} \right|_{\text{Fuente}}^2 \right\} \quad (4.13)$$

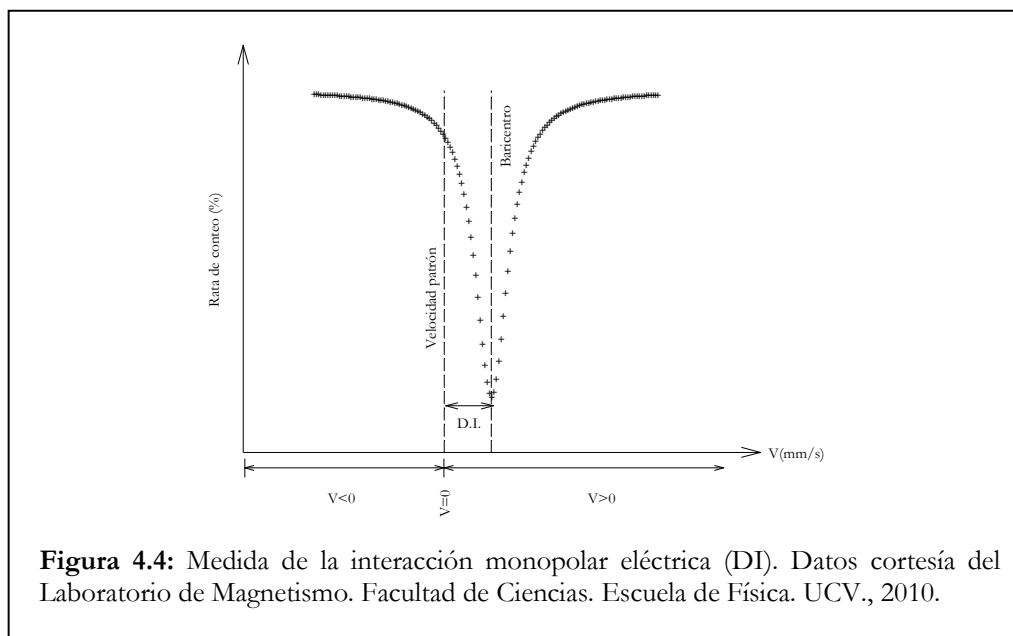
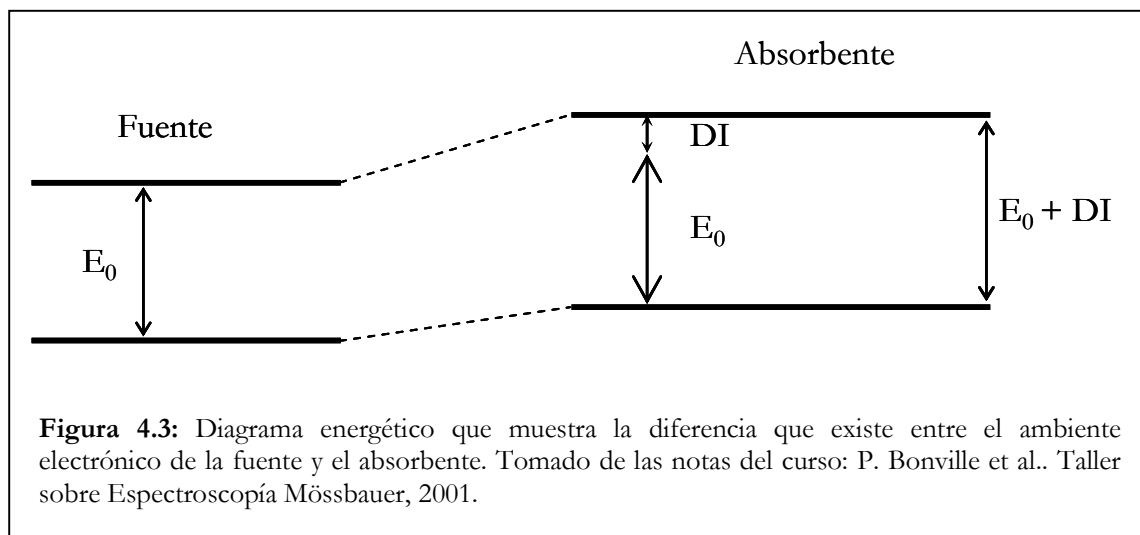
donde :

Z = número atómico,

δR = diferencia de radios,

$\left| \Psi_{(0)} \right|$ = densidad de carga electrónica en los núcleos.

En la Figura 4.3 se muestra el corrimiento energético debido al ambiente electrónico entre la fuente y el absorbente. Esta densidad de carga se debe únicamente a los electrones s , ya que solo éstos tienen funciones de onda que no se anulan para $r = 0$.



A partir de este valor se puede obtener información, por ejemplo, de las densidades de carga que rodean al núcleo y la covalencia del enlace. En la práctica, esto ocurre cuando la fuente y el absorbente tienen diferentes ambientes químicos.

Por ejemplo, si la fuente es ^{57}Co disuelta en una matriz de cobre y el absorbente es ^{57}Fe disuelto en cobre, el espectro es una línea simple centrada en $\nu=0$; por el contrario, si el absorbente es ^{57}Fe disuelto en una matriz de paladio, o algún otro metal cúbico, el espectro es una línea simple desplazada de $\nu=0$, como se muestra en la Figura 4.4.

4.3.4 Interacción Cuadрупolar Eléctrica (QS)

Consiste en el desdoblamiento de los niveles de energía de los núcleos causado por la interacción del momento cuadрупolar eléctrico nuclear (debido a su distribución de carga no esféricamente simétrica) con el gradiente de campo eléctrico de las cargas eléctricas que rodean al núcleo.

Las fuentes principales que producen gradientes de campo eléctrico (q) son:

- (1) Las contribuciones de las cargas iónicas de la red.
- (2) Los electrones de las capas incompletas.
- (3) La contribución de los electrones de conducción o de valencia.

Estas interacciones afectan sólo el estado excitado del Fe^{57} y lo desdobla en dos subniveles de energía (ver Figura 4.5), pero no cambia el centroide del espectro; esto resulta en dos líneas en el espectro Mössbauer.

En general, las sales de Fe^{3+} tienen un pequeño gradiente de campo eléctrico y, correspondientemente, pequeñas interacciones cuadrupolares eléctricas $\left(\approx 0,7 \frac{\text{mm}}{\text{segs}}\right)$, mientras que las sales de Fe^{2+} tienen grandes gradientes de campo eléctrico y grandes interacciones cuadrupolares eléctricas $\left(\approx 3,0 \frac{\text{mm}}{\text{segs}}\right)$.

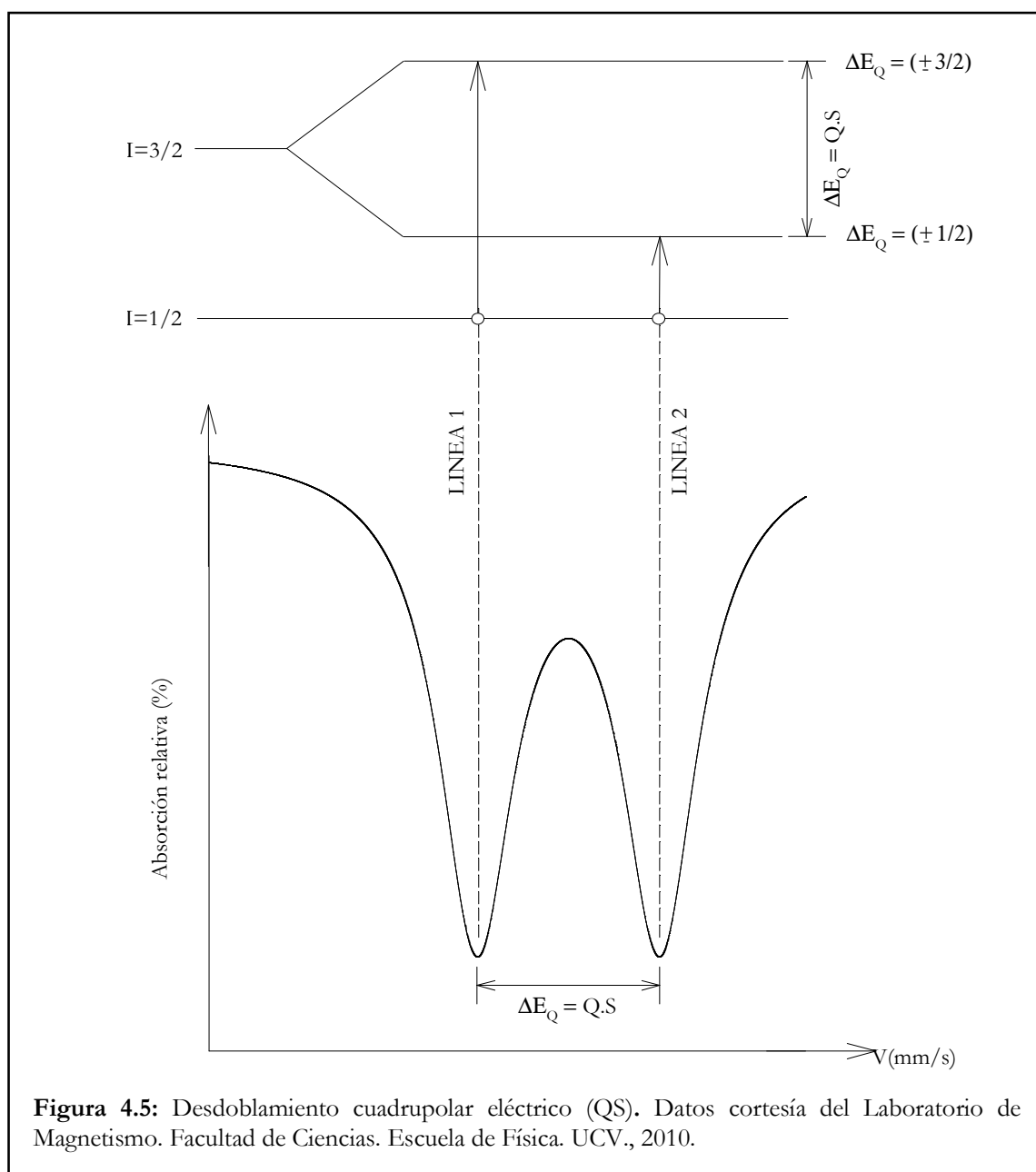


Figura 4.5: Desdoblamiento cuadrupolar eléctrico (QS). Datos cortesía del Laboratorio de Magnetismo. Facultad de Ciencias. Escuela de Física. UCV., 2010.

Los autovalores de energía para la interacción cuadrupolar del núcleo en Fe^{57} son:

$$E_Q = \frac{e^2 q Q}{4I(2I-1)} [3m_I^2 - I(I+1)] \left[1 + \frac{\eta^2}{3} \right] \quad \forall \quad 0 \leq \eta \leq 1 \quad (4.14)$$

donde :

- q = gradiente de campo eléctrico,
- Q = momento cuadrupolar eléctrico nuclear,
- I = espín nuclear,
- η = parámetro de asimetría,
- m = número cuántico nuclear.

En la expresión (4.14) se observa que los estados $\pm m_I$ están degenerados porque E_Q depende del cuadrado de m_I . Para Fe^{57} el estado excitado con $I = \frac{3}{2}$ se desdobla en dos niveles, correspondientes a:

$$(a) \quad m_I = \pm \frac{3}{2}$$

$$(b) \quad m_I = \pm \frac{1}{2},$$

el estado fundamental con $I = \frac{1}{2}$ no se desdobla ya que el momento cuadrupolar eléctrico nuclear es esféricamente simétrico y por lo tanto $Q = 0$.

4.3.5 Interacción Magnética Hiperfina o Efecto Zeeman Nuclear (CH)

La interacción dipolar magnética consiste en el desdoblamiento de los niveles de energía nucleares debido a la interacción del espín nuclear con el campo magnético H interno del sólido considerado.

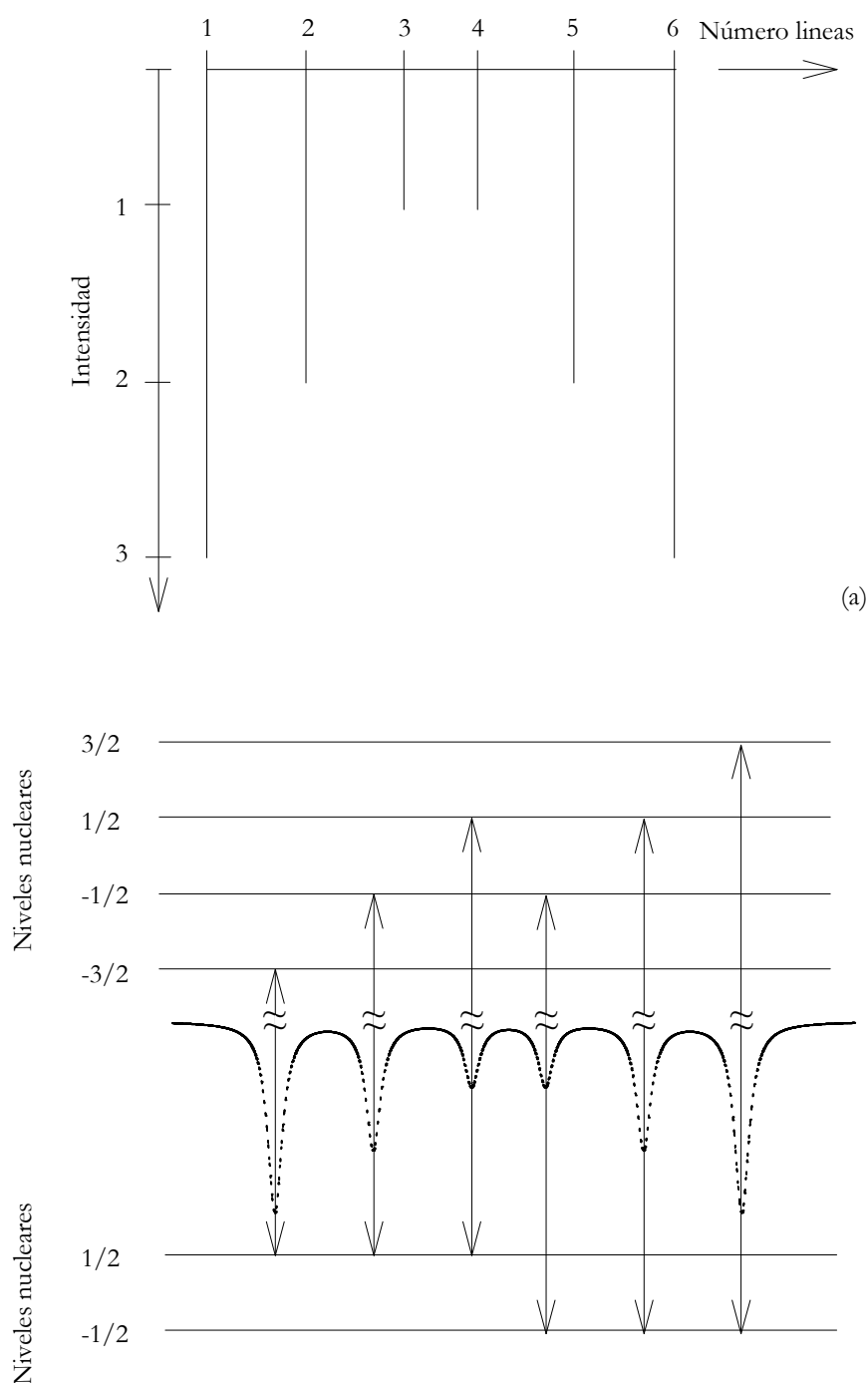


Figura 4.6: Espectro del hierro metálico. (a) Intensidades relativas. (b) Espectro magnético mostrando las transiciones posibles. Datos cortesía del Laboratorio de Magnetismo. Facultad de Ciencias. Escuela de Física. UCV.

Es decir, en presencia de un campo magnético de valor H , un nivel de energía nuclear con espín I será desdoblado en $2I+1$ subniveles, cuyas energías son:

$$E_m = -g\mu_n H m_I, \quad \forall \quad m_I : I, I-1, \dots, -1 \quad (4.15)$$

donde :

μ_N = magnetón nuclear,

g = es la razón giromagnética de los estados nucleares.

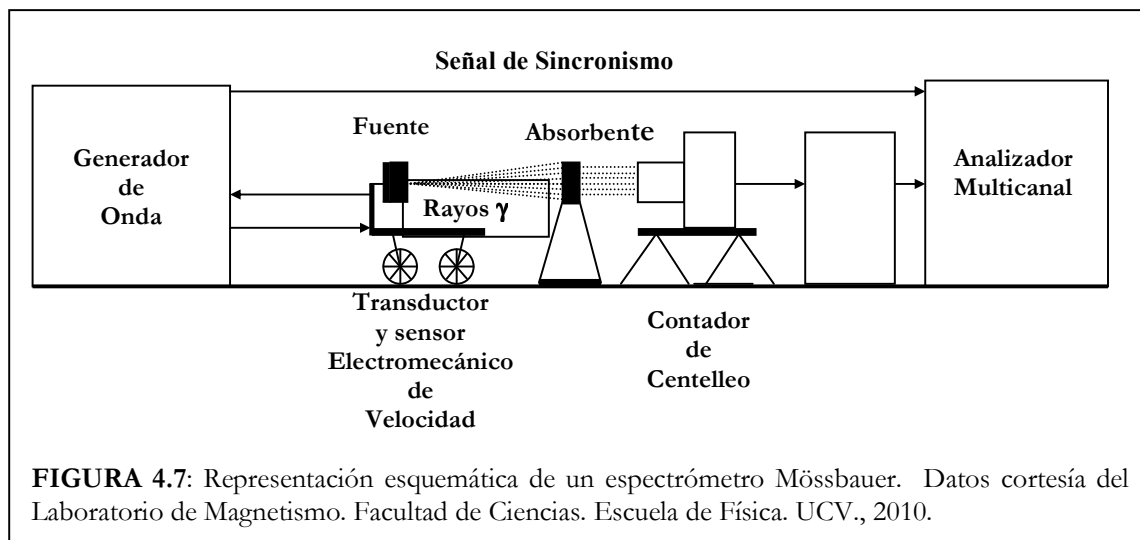
Tanto el estado base o fundamental como el primer estado excitado poseen un momento dipolar magnético, por lo que todos los subniveles tienen diferentes energías debido al campo magnético interno. Esto resulta en un espectro de 6 líneas (ver Figura 4.6).

Es posible tener las tres interacciones simultáneamente en un solo compuesto de hierro (como se presenta en la hematita). O, distinguir sitios cristalográficos diferentes en el sólido bajo estudio (como en la magnetita o maghemita). O si nuestro mineral es una mezcla de diferentes compuestos, se encontrará una superposición espectral con intensidades relativas “gruesamente” proporcionales a la cantidad de materiales en la muestra.

4.3.6 Montaje Experimental

La forma más sencilla de obtención y análisis de la absorción resonante consiste en estudiar la variación de la intensidad γ transmitida a través de una sustancia (a máxima absorción resonante le corresponde mínima intensidad transmitida) en función de la velocidad de la fuente emisora de rayos γ .

Para observar la absorción resonante se mueve la fuente respecto del absorbente (ver Figura 4.7) a velocidades “ v ” del orden de unos pocos mm/s. De manera sincronizada se registra la intensidad transmitida en función de la velocidad de la fuente.



4.4 Microscopio de Luz Polarizada

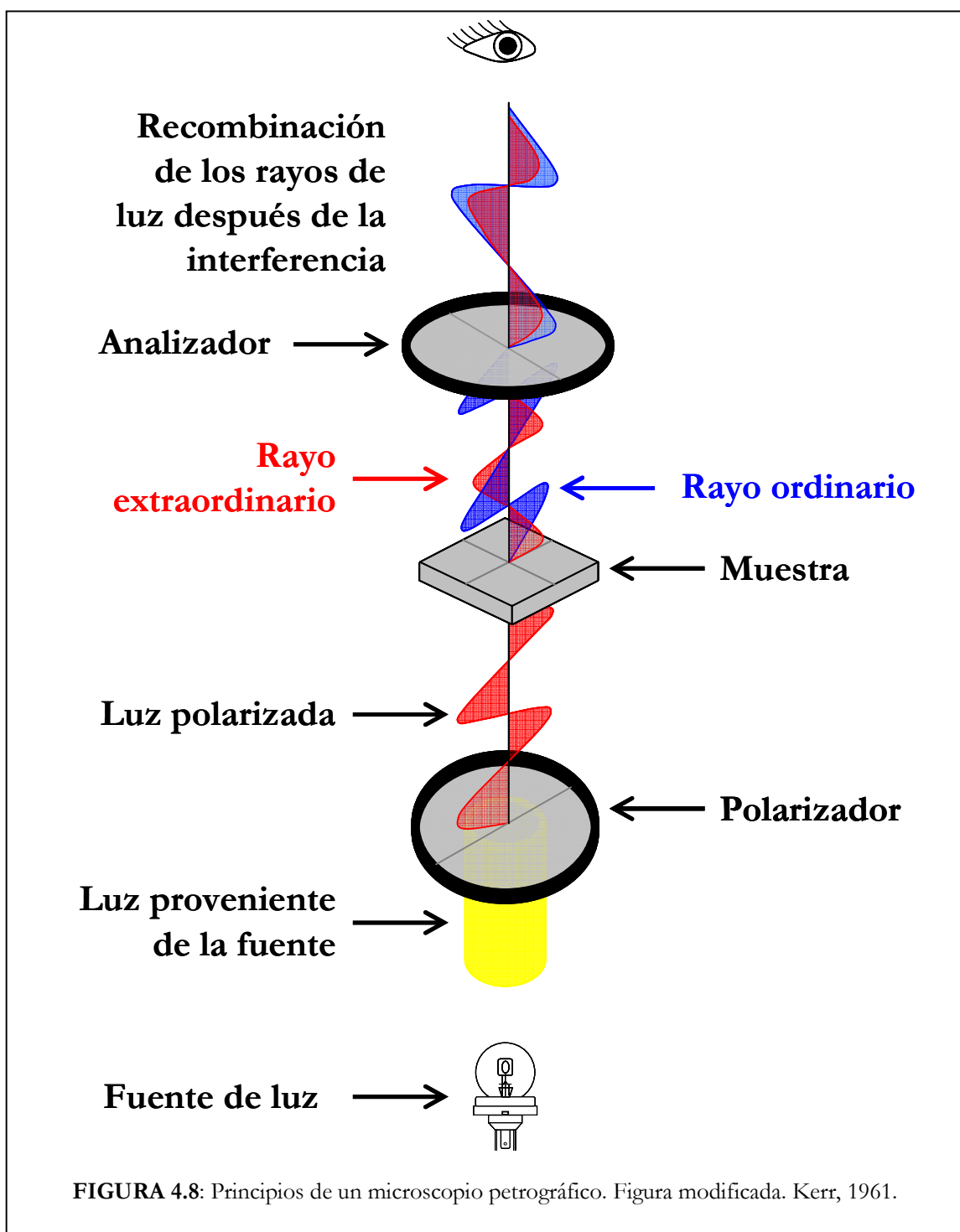
4.4.1 Introducción

En muchas áreas de estudio geológico tales como la mineralogía, la petrografía y la sedimentología, los minerales que forman las rocas se identifican por sus propiedades ópticas, para lo cual se utiliza una sección fina realizada en el laboratorio, donde la componente principal es una laminilla de roca, de mineral o de muestra de suelo (Ver páginas 105 hasta 107). Las dimensiones reducidas de las muestras elaboradas (secciones delgadas) requieren el uso de técnicas microscópicas para su adecuada caracterización. En esta sección se describen brevemente los aspectos relacionados con un microscopio petrográfico.

4.4.2 Microscopio Petrográfico

En este trabajo el microscopio petrográfico se utilizó para observar e identificar los diferentes minerales, la morfología de los bordes de granos y el contenido de

microfósiles de secciones delgadas, elaboradas a partir de muestras de tapones de núcleo provenientes de los pozos petroleros.



La particularidad de un microscopio petrográfico es que utiliza luz polarizada, que es aquella que vibra en un solo plano cristalográfico. Para la obtención de esta luz polarizada se utilizan dos prismas (nicoses) de calcita, colocados uno por debajo (polarizador) y otro por encima (analizador) de la laminilla de roca bajo estudio (sección delgada).

Los planos de vibración del polarizador y del analizador son perpendiculares entre sí. En un microscopio polarizante la luz pasa a través del polarizador inferior donde se difracta y sale un único haz de rayos que vibra en un solo plano. Este haz de luz polarizada pasa a través de la sección delgada (ensamble) y se divide en dos rayos que vibran en dos planos perpendiculares entre sí, el rayo ordinario y el extraordinario, y con velocidades diferentes que son específicas de cada mineral.

La observación de las rocas en estas condiciones, es decir, con nicoses paralelos, permite determinar algunas características ópticas de los minerales. Cuando introducimos el analizador la observación es entonces con nicoses cruzados, y los dos rayos que proceden de la sección delgada pasan a vibrar en un mismo plano, pero conservan la diferencia de velocidad inicial y en consecuencia llegan al observador con un defasaje, a causa de otras propiedades ópticas de los minerales.

En la Figura 4.8 se muestra un diagrama relacionado al principio de un microscopio petrográfico (Kerr, 1961).

4.5 Técnicas Estadísticas y Geoestadísticas

En la presente investigación utilizaremos diversos métodos estadísticos para desarrollar modelos que representen la distribución de la susceptibilidad magnética correspondiente a las diferentes formaciones geológicas pertenecientes a la cuenca Barinas–Apure de los pozos a estudiar.

Con la finalidad de elaborar modelos que describan el comportamiento espacial de la susceptibilidad y a partir de los cuales se podrían determinar la distribución

espacial de los reservorios de hidrocarburos en la mencionada cuenca petrolífera, se requiere el uso de procedimientos de análisis estructural o variográfico de los datos, algoritmos de estimación y simulación espacial.

Entre los métodos de estimación comúnmente empleados que se utilizarán en el desarrollo de este modelo geoestadístico podemos mencionar el kriging simple. Por otra parte con respecto a la simulación estadística se dispondrá de la simulación gaussiana secuencial.

4.5.1 Conceptos Básicos de la Estadística

Supongamos que tenemos un conjunto de N datos, entonces definimos:

- (1) **Promedio:** resultado asociado a la suma de todos los N datos dividido por el número de datos N .
- (2) **Desviación estándar:** resultado de la medida de dispersión del conjunto de datos N con respecto al valor promedio.

Para realizar los diferentes análisis estadísticos y desarrollar subrutinas de cálculo se utilizó el Sigmaplot V.10, un soporte lógico científico desarrollado por SYSTAT y el cual funciona bajo ambiente Windows.

4.5.2 Componentes Básicas de la Geoestadística

El presente resumen fue tomado del libro *Applied Geostatistics* (Isaaks y Srivastava, 1989). A continuación se presenta una breve descripción de las distintas herramientas implementadas:

- (1) **Análisis de semivariograma:** caracterización de la correlación espacial.
- (2) **Kriging:** genera la mejor interpolación insesgada en cada punto donde se requiera realizar la estimación del atributo.

- (3) **Simulación gaussiana secuencial:** generación de múltiples imágenes equiprobables de la variable, empleando el modelo del semivariograma.

Para desarrollar cada una de las componentes anteriormente mencionadas se utilizó un software para modelado 3D geoestadístico.

El Software de Modelado Geoestadístico de la Tierra (S-GeMS, por sus siglas en inglés), tiene implementados muchos de los algoritmos clásicos geoestadísticos, así como otros de reciente creación desarrollados en el Laboratorio de Ingeniería de Recursos y Energía de la Universidad de Stanford y funciona en ambiente Linux y Microsoft Windows.

La implementación de técnicas estadísticas y geoestadísticas para el procesamiento de medidas de susceptibilidad magnética obtenidas en muestras de ripios, se hace con la finalidad de generar mapas de distribución de la intensidad magnética para cada una de las diferentes unidades sedimentarias que conforman la cuenca Barinas–Apure, que podrían conducirnos a delimitar zonas contenedoras de gas y petróleo.

4.6 Determinación de la Intensidad de Campo Magnético

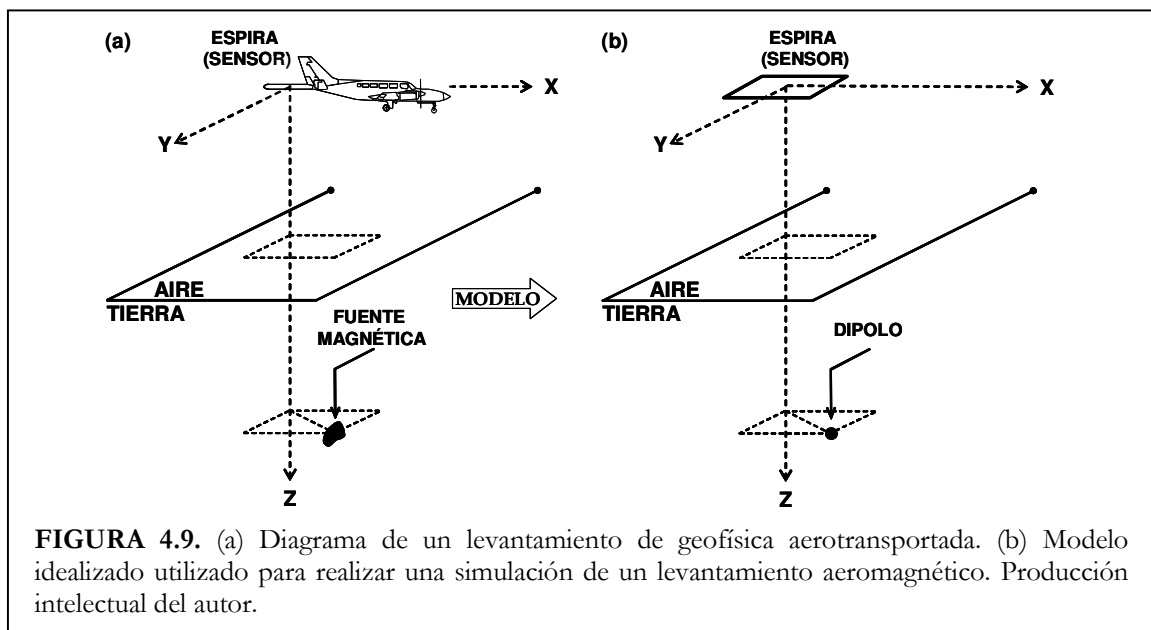
4.6.1 Nociones Generales

Aprovechando los altos valores de susceptibilidad magnética observados en los registros magnéticos en función de la profundidad, se desarrollaron expresiones matemáticas con el objetivo de determinar valores de intensidad de campo magnético en la superficie o muy cercano a este nivel de referencia. Esto es con la finalidad de realizar una representación tridimensional y en planta de la distribución de intensidad en el área en estudio. Por otra parte, se dispone de la cartografía de la distribución de la susceptibilidad magnética para cada una de las distintas unidades sedimentarias

(obtenidas usando el software S-GeMS). A partir de estos resultados se podría realizar una comparación entre ambas metodologías implementadas.

4.6.2 Ideas Básicas

En la Figura 4.9 se muestra un esquema correspondiente a las ideas básicas relacionadas a la elaboración del modelo.

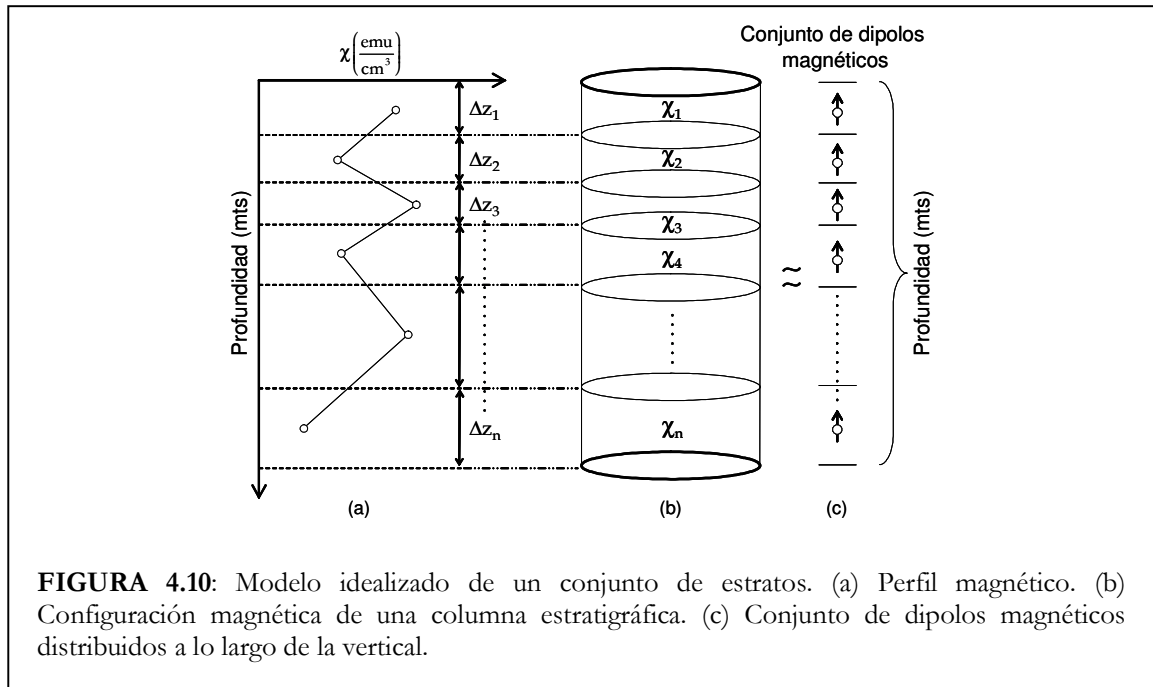


4.6.3 Desarrollo de las Expresiones Matemáticas

El conjunto de expresiones matemáticas desarrolladas (comunicación personal Gago, 2010) se muestran en la presente sección.

Se tiene un perfil magnético donde en el eje x están los valores de susceptibilidad magnética $[\chi(\text{emu}/\text{cm}^3)]$ y en el eje y la profundidad (Prof(m)). Se desea desarrollar expresiones matemáticas a partir de un simple modelo que llamaremos modelo de superposición de láminas cilíndricas.

Cada una de estas láminas cilíndricas posee un radio determinado (por ejemplo: diámetro del yacimiento) y un espesor que corresponde al intervalo de la sección o intervalo de muestreo. Cada una de esas láminas están colocadas una encima de la otra construyendo así una sección cilíndrica de tamaño considerable (el espesor de las láminas puede ser variable). A continuación se idealiza cada una de estas láminas como un pequeño dipolo magnético, entonces lo que se tiene es un conjunto de dipolos magnéticos distribuidos de manera no periódica y todos colocados a lo largo del eje z el cual está dirigido hacia el centro de la Tierra (Figura 4.10).



Tomamos uno de estos dipolos y lo etiquetamos como el j -ésimo momento magnético, lo que nos permite calcular la intensidad magnética de este pequeño dipolo utilizando la siguiente expresión:

$$\vec{m}_j = \int_{V_j} \vec{M}_j d^3\vec{r} \quad \left[\begin{array}{l} \vec{m}_j = \text{intensidad } j\text{-ésima del momento magnético.} \\ \vec{M}_j = \text{componente } j\text{-ésima de la magnetización.} \end{array} \right] \quad (4.16)$$

Por otra parte el diferencial de volumen lo podemos escribir en coordenadas cilíndricas de la siguiente manera:

$$d^3\vec{r}_j = R_j dR_j d\varphi_j dz_j \quad (4.17)$$

donde el subíndice j se refiere a la componente j -ésima del diferencial de volumen.

Como una de las variables es la susceptibilidad magnética, entonces podemos utilizar la definición de magnetización $\vec{M}_j$ la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$\vec{M}_j = \chi_j \vec{H}_j \quad (4.18)$$

donde χ_j es precisamente la susceptibilidad magnética adimensional y $\vec{H}_j$ es el campo magnético terrestre. De acuerdo a las expresiones (4.16) y (4.17) se obtiene:

$$\vec{m}_j = \chi_j \vec{H}_j \underbrace{\int_0^{a_j} R_j dR_j \int_0^{2\pi} d\varphi_j \int_{z_j}^{z_{j+1}} dz_j}_{\text{Diferencial de volumen en coordenadas cilíndricas (d}^3\vec{r}_j)} \quad (4.19)$$

A partir de la expresión anterior realizamos la integración y obtenemos la siguiente expresión matemática:

$$\vec{m}_j = \cancel{2} \pi \chi_j \vec{H}_j \frac{a_j^2}{\cancel{2}} (z_{j+1} - z_j) \quad (4.20)$$

finalmente se obtiene:

$$\boxed{\vec{m}_j = \chi_j a_j^2 \pi (z_{j+1} - z_j) \vec{H}_j} \quad (4.21)$$

Siendo el valor del campo magnético terrestre conocido, la expresión anterior la podemos expresar:

$$\vec{m}_j = \chi_j a_j^2 \pi (z_{j+1} - z_j) \vec{H}_j, \quad \left[\begin{array}{l} \vec{H}_j \equiv \vec{H}_\odot \\ = \frac{10^3}{8\pi} \frac{\text{A}}{\text{m}} \hat{z} \quad [\text{Unidad SI}] \end{array} \right] \quad (4.22)$$

Se desea calcular la intensidad de flujo magnético $\vec{B}$ de un dipolo para cualquier punto en el espacio, entonces podemos utilizar la siguiente expresión:

$$\bar{B}_j = \frac{C_m}{R_j^5} \left[3(\bar{m}_j \cdot \bar{R}_j) \bar{R}_j - \bar{m}_j \bar{R}_j^2 \right], \quad \begin{cases} C_m = 10^{-7} T \times \frac{m}{A} & [\text{Unidad SI}] \\ = 1 & [\text{Unidad CGS}] \\ \forall R_j \neq 0 \end{cases} \quad (4.23)$$

donde el vector posición $\bar{R}_j$ viene dado por la siguiente expresión (Figura 4.11):

$$\bar{R}_j = \bar{r}_{\text{punto de observación}(j)} - \bar{r}_{\text{fuente magnética}(j)} \quad (4.24)$$

Se tiene que:

$$\left. \begin{aligned} \bar{r}_j &= x_j \hat{x} + y_j \hat{y} + z_j \hat{z} - z_{o_j} \hat{z} \\ \bar{r}_{o_j} &= (z_{s_j} - z_{o_j}) \hat{z} \end{aligned} \right\} \quad \forall o \in \text{eje } z \quad (4.25)$$

de donde se obtiene:

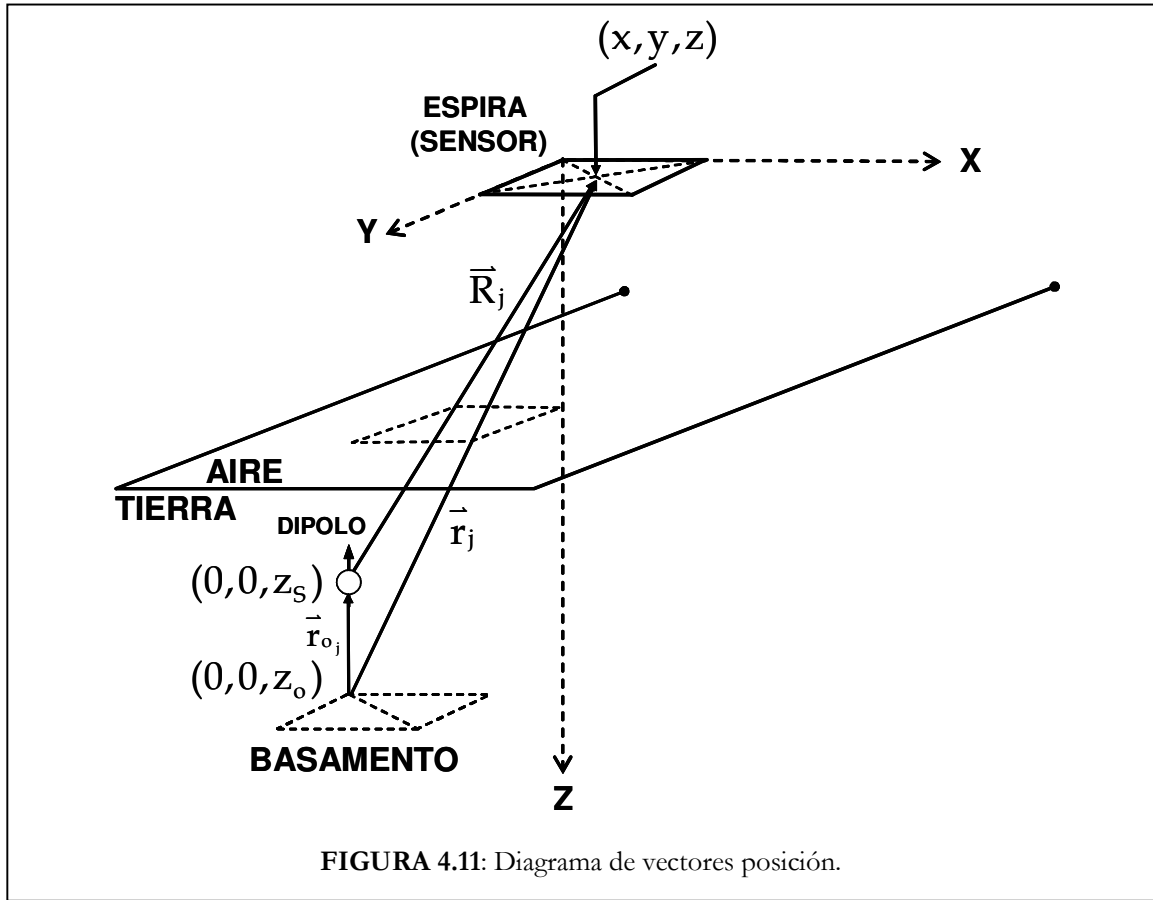
$$R_j = \sqrt{x_j^2 + y_j^2 + (z_j - z_{s_j})^2} \quad (4.26)$$

De las expresiones (4.22), (4.23) y (4.26) calculamos las siguientes componentes:

$$B_{x_j} = \frac{3\pi\chi_j a^2 C_m (z_{j+1} - z_j) (x_j - x_{s_j}) (z_j - z_{s_j})}{\left[(x_j - x_{s_j})^2 + (y_j - y_{s_j})^2 + (z_j - z_{s_j})^2 \right]^{\frac{5}{2}}} \quad (4.27)$$

$$B_{y_j} = \frac{3\pi\chi_j a^2 C_m (z_{j+1} - z_j) (y_j - y_{s_j}) (z_j - z_{s_j})}{\left[(x_j - x_{s_j})^2 + (y_j - y_{s_j})^2 + (z_j - z_{s_j})^2 \right]^{\frac{5}{2}}} \quad (4.28)$$

$$B_{z_j} = \frac{3\pi\chi_j a^2 C_m (z_{j+1} - z_j) (z_j - z_{s_j}) (z_j - z_{s_j})}{\left[(x_j - x_{s_j})^2 + (y_j - y_{s_j})^2 + (z_j - z_{s_j})^2 \right]^{\frac{5}{2}}} \quad (4.29)$$



La intensidad magnética en un punto en la superficie generada por un conjunto de fuentes magnéticas distribuidas de manera no periódica a lo largo del eje z viene dado por la expresión matemática siguiente:

$$|\vec{B}_j| = \sqrt{B_{x_j}^2 + B_{y_j}^2 + B_{z_j}^2} \quad (4.30)$$

De la expresión anterior vemos que la intensidad magnética promedio es :

$$|\vec{B}_j|_{\text{promedio}} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n |\vec{B}_j| \quad (4.31)$$

donde n es el número total de medidas de susceptibilidad magnética.

4.7 Estudio Petrofísico

De los diferentes métodos que se utilizan en el proceso de evaluación de formaciones petrolíferas, la evaluación mediante perfilaje de pozos es un método que provee un registro continuo versus profundidad de las diferentes propiedades de las formaciones en un pozo. El perfilaje de pozos se realiza con la finalidad de determinar el intervalo contenedor de hidrocarburo y cuantificar la cantidad de fluidos presentes en los poros de las rocas reservorio.

En la actualidad el perfilaje es el método más útil e importante con que cuentan los geólogos, geofísicos e ingenieros de petróleos para evaluar formaciones. Sin embargo cabe destacar, que las mediciones de las propiedades petrofísicas que se obtienen con las herramientas de perfilaje, son indirectas y aproximadas, porque están afectadas por la invasión del filtrado de lodo, y por los factores ambientales que rodean a las herramientas y que influyen en sus mediciones, las cuales requieren ser corregidas e interpretadas teniendo en cuenta las condiciones del pozo.

Por otra parte las muestras no consolidadas son una de las principales fuentes de información litológica del subsuelo a partir de las cuales construimos los registros de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente (anteriormente mencionados).

En contraste con el perfilaje de pozos las medidas magnéticas realizadas en laboratorio no se encuentran afectadas por el ambiente del pozo lo cual permite la reconstrucción de la columna de perforación en términos de su contenido de fases de hierro de naturaleza magnética.

En el presente estudio realizaremos una comparación entre los registros de susceptibilidad magnética y las medidas petrofísicas con la finalidad de observar la repuesta obtenida con las distintas herramientas de perfilaje.

A continuación se describen dos herramientas de perfilaje de uso común en la industria petrolera: Rayos Gamma y Resonancia Magnética Nuclear.

4.7.1 Perfil de Rayos Gamma (GR)

La radioactividad es un fenómeno de desintegración espontánea de núcleos atómicos de isótopos radioactivos. Los isótopos químicamente inestables se convierten en isótopos estables, mediante la emisión de radiación, rayos gamma (γ), y de partículas subatómicas conocidas como partículas alfa (α) y partículas beta (β).

El perfil de rayos gamma fue introducido al mercado en 1940 por la compañía Well Surveys Inc. y proporcionan información acerca de las propiedades radiactivas de las rocas.

4.7.2 Usos del Perfil de Rayos Gamma

El perfil de Rayos Gamma, RG, se utiliza principalmente para diferenciar las litologías porosas permeables potencialmente almacenadoras de hidrocarburos de las litologías arcillosas improductivas.

4.7.3 Fundamento del Método

Es un registro que mide la radiactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se emite espontáneamente, es por lo tanto, útil en la detección y evaluación de minerales que contienen Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K).

Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas (Asquito y Krygowski, 2004).

4.7.4 Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

El perfil de Resonancia Magnética Nuclear se basa en la medición de los momentos magnéticos que se producen en los átomos de hidrógeno que contiene la formación cuando se aplica un campo magnético. Utiliza dos campos magnéticos con la finalidad de polarizar los átomos de hidrógeno (dipolos naturales), y consigue una media del tiempo de relajación (T_2).

Esta herramienta se utiliza para determinar porosidades; es necesario mencionar que estudios de laboratorio demuestran que la porosidad medida por RMN está muy próxima a la porosidad medida en el ambiente del pozo.

4.7.5 Aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear

Las principales ventajas de la RMN sobre las medidas convencionales de porosidad son que no utiliza fuentes nucleares (radiactivas) y proporciona una medida de la porosidad que es sensible solamente a los fluidos ocupados por el espacio poroso.

4.7.6 Fundamento del Método

Todos los fluidos de la formación contienen protones de hidrogeno que se encuentran orientados al azar dentro del espacio poroso que ellos ocupan. Las herramientas de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) utilizan un campo magnético permanente de alta intensidad para alinear, o polarizar los ejes de los espines de estos protones en una determinada orientación preferencial.

Para que estos protones generen una señal medible deben alcanzar la condición de resonancia, la cual se establece aplicando un segundo campo magnético variable en el tiempo el cual es el responsable de alterar la orientación preferencial que poseen. Una

vez que el campo magnético variable en el tiempo es eliminado, la señal generada por los protones de hidrogeno decaen rápidamente.

Una secuencia repetida de pulsos se aplica con la finalidad que los protones generen una serie de señales medibles o ecos. La amplitud inicial de la señal medible está asociada con la cantidad de hidrogeno presente en la formación, y es por tanto proporcional a la porosidad. La secuencia de pulsos disminuye en amplitud de manera exponencial, a través de un proceso llamado relajación. Después de haber transcurrido un determinado periodo de tiempo, la amplitud del eco se hace muy pequeña, y por lo tanto no tiene utilidad práctica, entonces los protones de hidrógeno deben ser realineados con el campo magnético permanente a través de un proceso llamado polarización. El decaimiento exponencial de la señal medible viene representado por una constante de tiempo T_2 , o tiempo de relajación el cual está relacionado con los diversos fluidos presentes en la formación. Estos tiempos de relajación son función de las propiedades petrofísicas de esos fluidos y de los poros que los contienen. IDEN

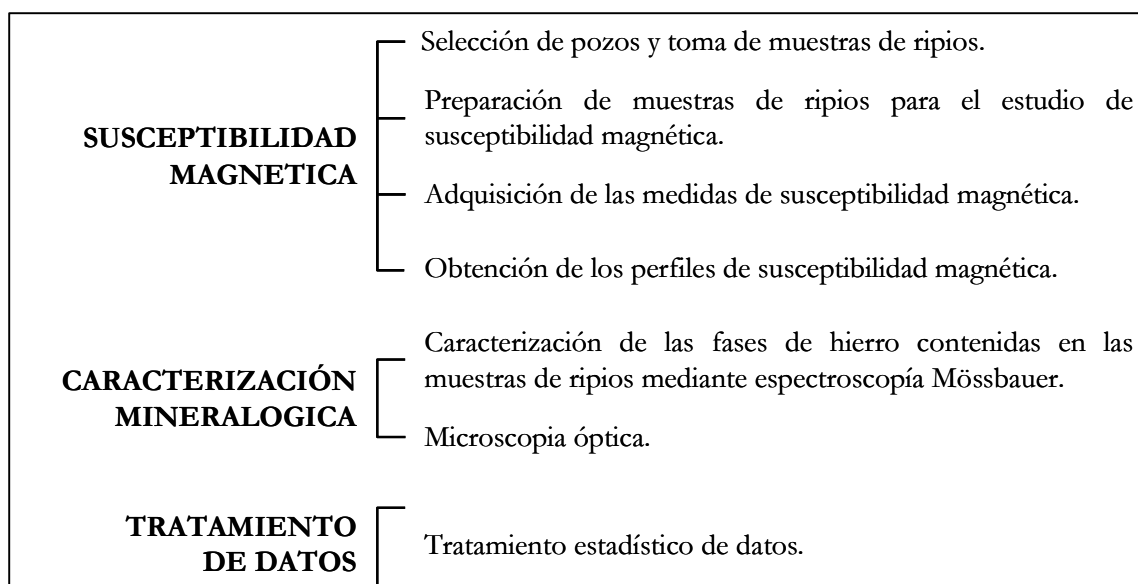
En el capítulo siguiente se describe en detalles la metodología experimental implementada.

Capítulo 5

Metodología Experimental y Tratamiento de Datos

5.1 Introducción

En el presente capítulo se describe en detalles la metodología experimental a seguir para cumplir con los objetivos planteados. A continuación se muestra el esquema correspondiente a los diferentes procedimientos experimentales implementados.



5.2 Medidas de Susceptibilidad Magnética

5.2.1 Selección de Pozos Petroleros y Toma de Muestras de Ripios

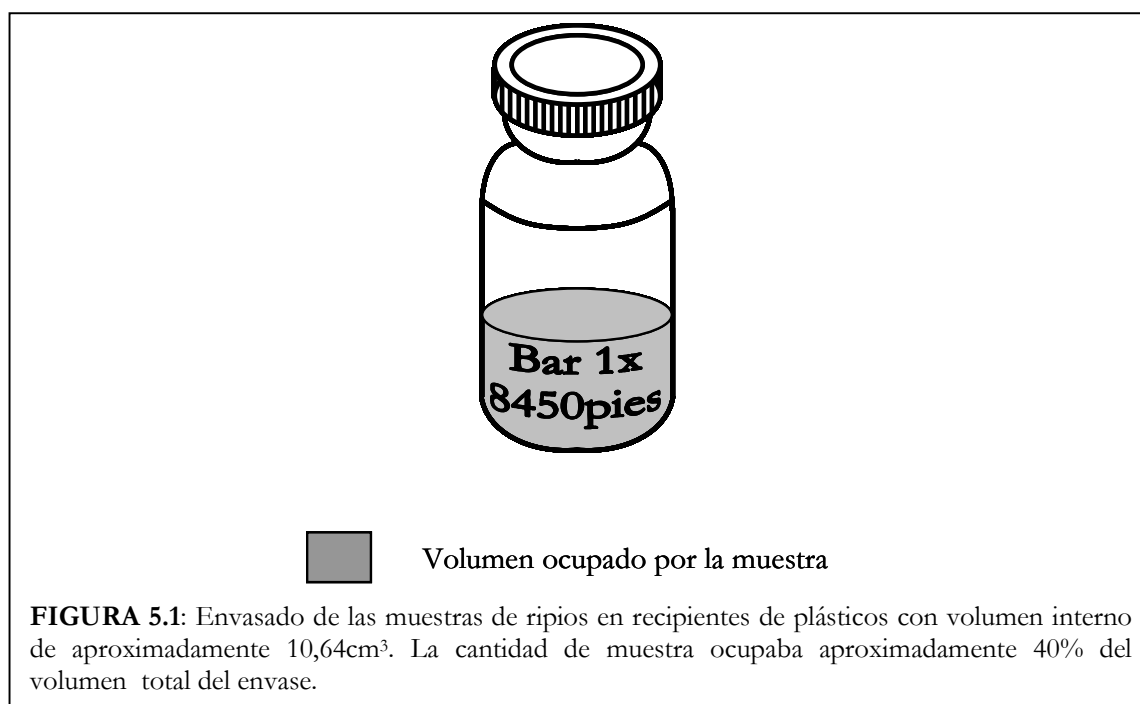
Usando la base de datos de todos los campos petroleros de la cuenca Barinas–Apure que se encuentra disponible en la Nucleoteca del Chaure, PDVSA de Puerto La Cruz, se seleccionaron aquellos pozos petroleros donde existiesen muestras de ripios en un rango de perforación desde la superficie (0 pies) hasta el nivel de basamento (12.000 pies). Una vez realizada esta selección, se tomaron muestras de ripios (de 3 a 5 gramos) de cada uno de los intervalos de perforación de cada pozo.

Tabla 5.1. Pozos seleccionados.				
Campo petrolero	Pozos	Profundidad (pies)		Muestras
		Inicial	Final	
Barrancas	Barrancas-1x	0	11890	371
Bejucal	Bejucal-1x	2000	10056	346
	Bejucal-2E	2000	11880	330
	Bejucal-4E	7521	12512	199
Borburata	Borburata-2E	2040	12290	341
	Borburata-4E	2168	12970	213
	Borburata-6E	2010	12600	396
	Borburata-16E	9780	12520	199
	Borburata-18E	8750	11580	118
Hato	Hato-1x	0	9552	302
	Hato-2x	7080	9055	165
Obispo	Obispo-1x	2050	11500	439
	Obispo-2x	7500	11460	257
San Silvestre	Silvestre-1x	11	10040	293
	Silvestre-3x	2350	9860	152
	Silvestre-7x	6500	10030	216
Sinco	Sinco-88	7260	10990	422
Torunos	Torunos-1x	8200	11580	315
	Torunos-14x	8380	10970	154
	Torunos-16x	8000	11270	197
TOTAL DE MUESTRAS				5.425

En su conjunto se tomaron 5.425 muestras de rípios de veinte pozos de ocho campos petroleros (ver Tabla 5.1). Es de hacer notar que para el momento que se seleccionaron los pozos no se tenía en cuenta cuales de ellos eran productores y cuales no productores. PDVSA mantuvo esta información bajo absoluta confidencialidad. El estado de producción de los pozos fue aportado una vez que se presentaron los primeros resultados.

5.2.2 Preparación de Muestras de Rípios para las Medidas de Susceptibilidad Magnética

Cada muestra seleccionada fue colocada en recipientes plásticos previamente etiquetados (nombre del pozo, campo petrolero, intervalo de muestreo, número de la muestra), de volumen interno de aproximadamente $10,64 \text{ cm}^3$. El volumen de muestras de rípio depositado en cada recipiente fue aproximadamente igual a 3 cm^3 y su masa oscilaba entre 3 y 4 gramos por unidad de envase. (Vea Figura 5.1).



Un número pequeño de muestras presentaron un estado consolidado por lo cual fue necesario triturarlas en crisoles, teniendo cuidado de que no se contaminaran. Por otra parte, se empleó igual volumen de muestra con la finalidad de tener el mismo factor de calibración, garantizando de esta manera una correlación confiable de las medidas de susceptibilidad magnética.

5.2.3 Adquisición de las Medidas de Susceptibilidad Magnética

Para llevar a cabo las medidas de Susceptibilidad Magnética a temperatura ambiente se utilizó el Susceptómetro descrito en el Capítulo 4 (Ver páginas desde la 63 hasta 67). Para obtener un adecuado promedio estadístico cada medida se realizó 5 veces, completándose así un total de 27.125 medidas.

Los valores de susceptibilidad magnética son reportados con 3 cifras significativas y una desviación estándar menor al 10% para cada valor promedio de susceptibilidad magnética.

5.2.4 Obtención de los Perfiles de Susceptibilidad Magnética (registros magnéticos)

Para llevar a cabo esta fase se utilizó un graficador científico de gran versatilidad y fácil manejo. Sigmaplot, Versión 10, el cual proporciona las herramientas necesarias para analizar los datos utilizando una estadística básica y para realizar cálculos matemáticos más avanzados.

Además este graficador posee un ambiente de programación similar a los compiladores convencionales en el cual se realizaron varios algoritmos necesarios para manejar el gran volumen de datos.

5.3 Caracterización de las Fases de Hierro Contenidas en las Muestras de Ripios mediante Espectroscopía Mössbauer

A través de una inspección visual de los perfiles de susceptibilidad magnética obtenidos en la etapa anterior, se procedió a seleccionar aquellas muestras responsables de generar los máximos relativos de intensidad magnética en cada registro, para caracterizarlas mediante Espectroscopia Mössbauer, y de esta manera identificar las fases de hierro contenidas en las muestras de ripios.

En la Tabla 5.2 se listan el conjunto de muestras seleccionadas.

5.3.1 Preparación Previa de las Muestras

El método utilizado para extraer los minerales magnéticos de las muestras de ripios es mecánico–magnético. Este método consiste en utilizar un pequeño imán de mano el cual se acerca a la muestra para así obtener los componentes magnéticos.

Los trozos magnéticos recolectados por el imán serán identificados como SMM (separado magnético), y las componentes no atraídas como NM (componente no magnética). En resumen las muestras en su estado natural podrían ser separadas:

$$\underbrace{\text{Muestra total}}_{\text{MT}} = \underbrace{\text{Componente magnética}}_{\text{SMM}} + \underbrace{\text{Componente no magnética}}_{\text{NM}}$$

Una vez obtenidas las respectivas componentes el paso siguiente consistió en la elaboración de los absorbentes Mössbauer cuyo procedimiento describiremos a continuación.

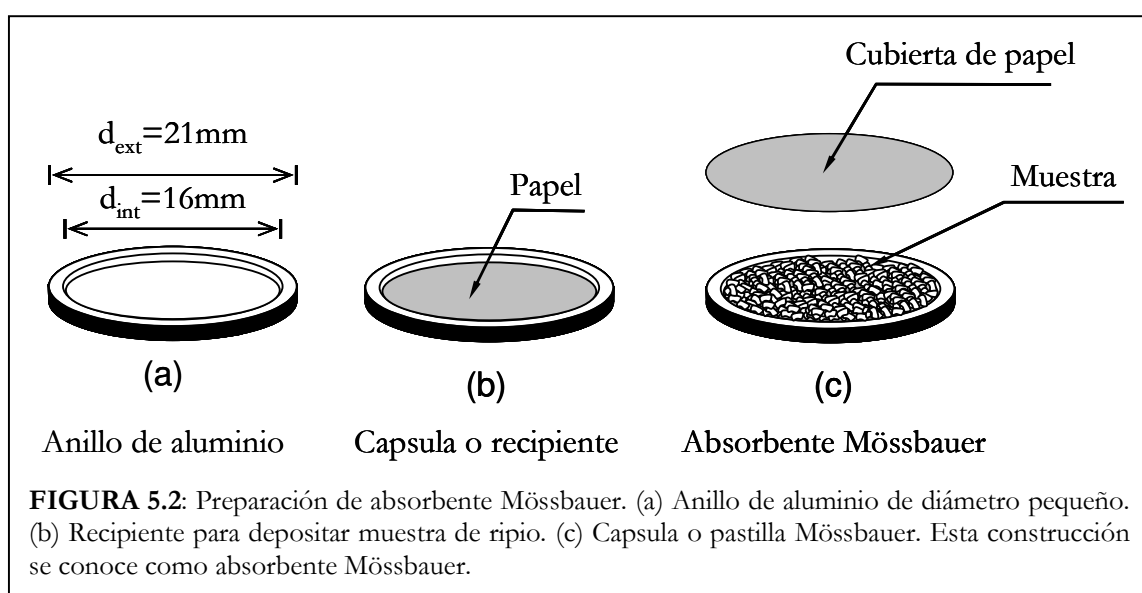
Tabla 5.2. Muestras seleccionadas para análisis de Espectroscopía Mössbauer.			
Campo petroleros	Pozos	Total de muestras	Número de la muestra (alta susceptibilidad)
Barrancas	Barrancas-1x	371	281
Bejucal	Bejucal-1x	346	
	Bejucal-2E	330	
	Bejucal-4E	199	100
			118
			139
Borburata	Borburata-2E	341	267
	Borburata-4E	213	192
	Borburata-6E	396	305
	Borburata-16E	199	139
			114
Obispo	Borburata-18E	118	99 y 100 (Igual valor)
	Obispo-1x	439	412
	Obispo-2x	257	169
Sinco	Sinco-88	422	145
Torunos	Torunos-1x	315	139
			259
	Torunos-14x	154	152
	Torunos-16x	197	147
			176
Hato Viejo	Hato-1x	302	53
	Hato-2x	165	110
San Silvestre	Silvestre-1x	293	198
	Silvestre-3x	152	63
	Silvestre-7x	216	32

5.3.2 Preparación de Absorbente Mössbauer

En esta sección se presenta el método de elaboración de dos tipos de absorbente Mössbauer, a las cuales nos referiremos como absorbente tipo **M1** y tipo **M2**.

5.3.3 Absorbente Mössbauer Tipo M1

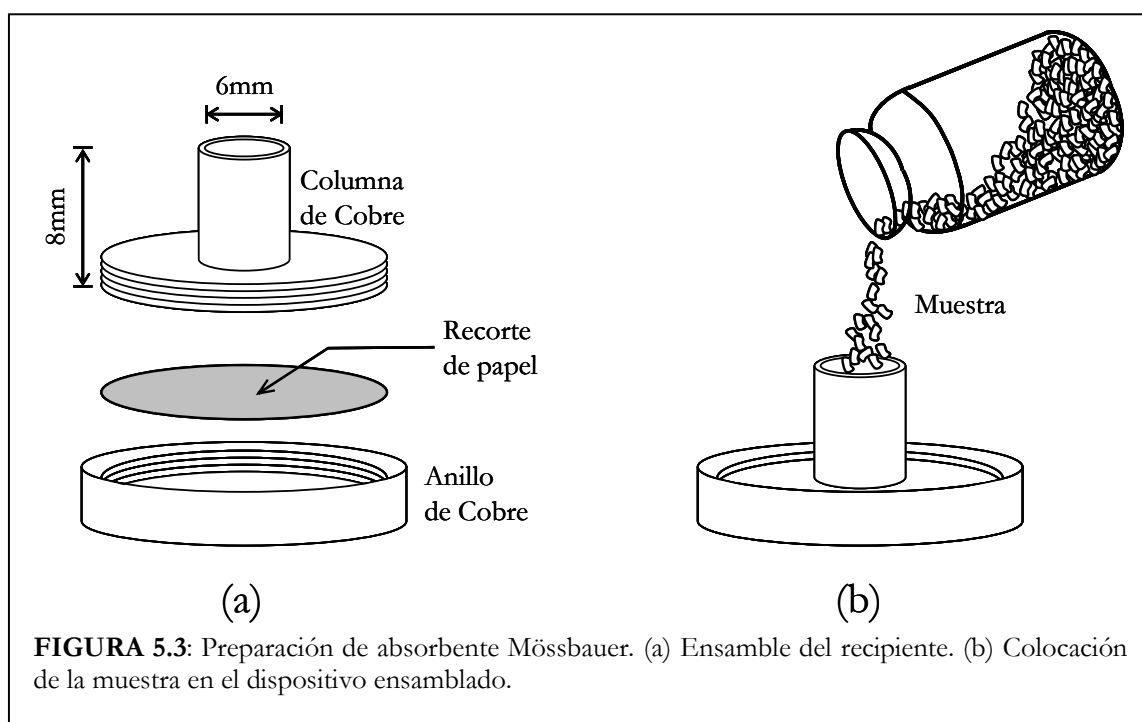
En un pequeño anillo de aluminio se adhiere papel en una de sus caras formando así un pequeño recipiente. Seguidamente se coloca una pequeña cantidad de muestra y finalmente se cubre la cara libre con un recorte de papel formado una cápsula (esta pastilla se llama absorbente Mössbauer). Para mayores detalles ver Figura 5.2.



5.3.4 Absorbente Mössbauer Tipo M2

Para la preparación del absorbente M2 se requiere de un dispositivo el cual consta de dos piezas: una columna y una base, donde se colocará un recorte de papel el

cual es apretado por la columna anteriormente descrita. De esta manera se ensambla el pequeño recipiente donde se depositará la muestra de ripio (Ver Figura 5.3).



Para la preparación de los absorbentes Mössbauer se requiere de una pequeña cantidad de muestra debido a que si la muestra es muy espesa la radiación gamma no la atraviesa y por lo tanto no se observará el efecto Mössbauer.

En ambos tipos de absorbentes se coloca una pequeña cantidad de muestra cuya masa es de alrededor de 60mg hasta 120mg.

Una vez preparado los absorbentes el paso siguiente consistirá en colocarlos en el espectrómetro Mössbauer. El mencionado espectrómetro posee una geometría en configuración o disposición vertical como se muestra en la Figura 5.4.

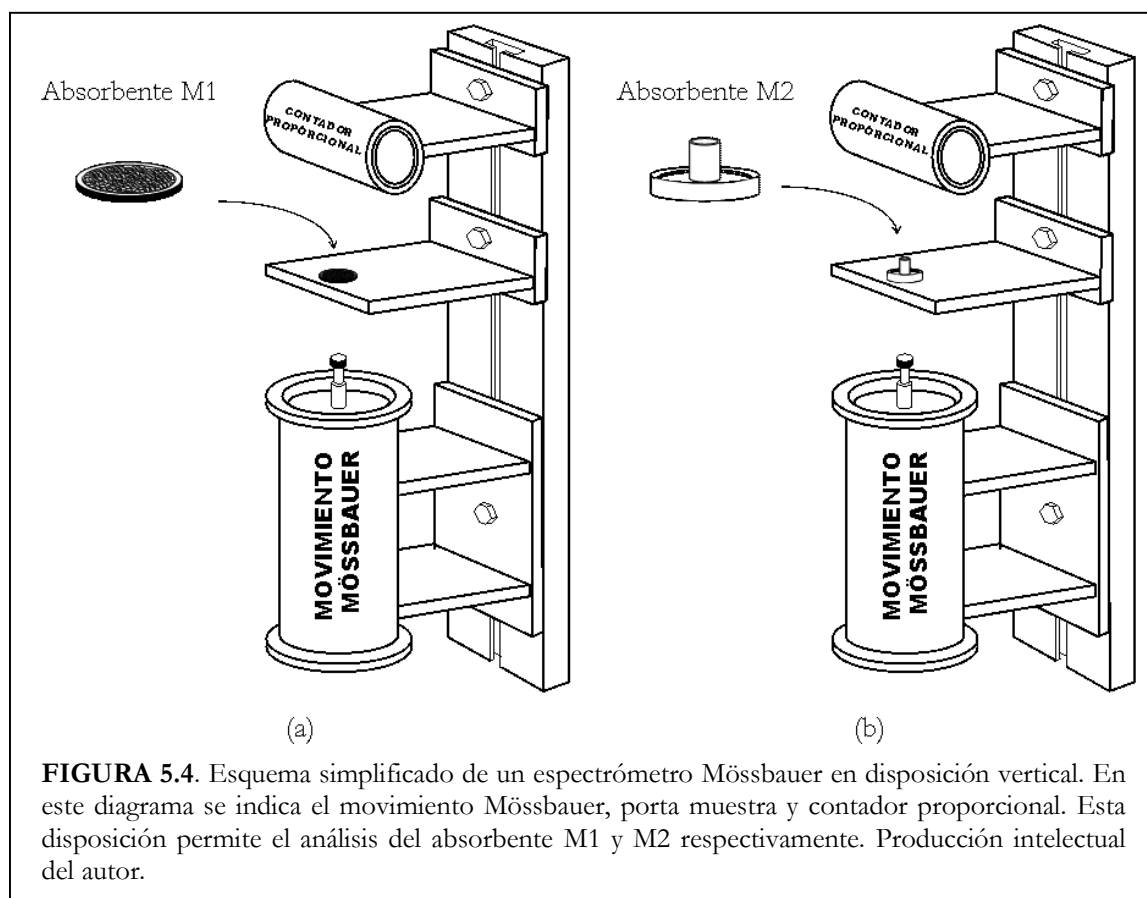
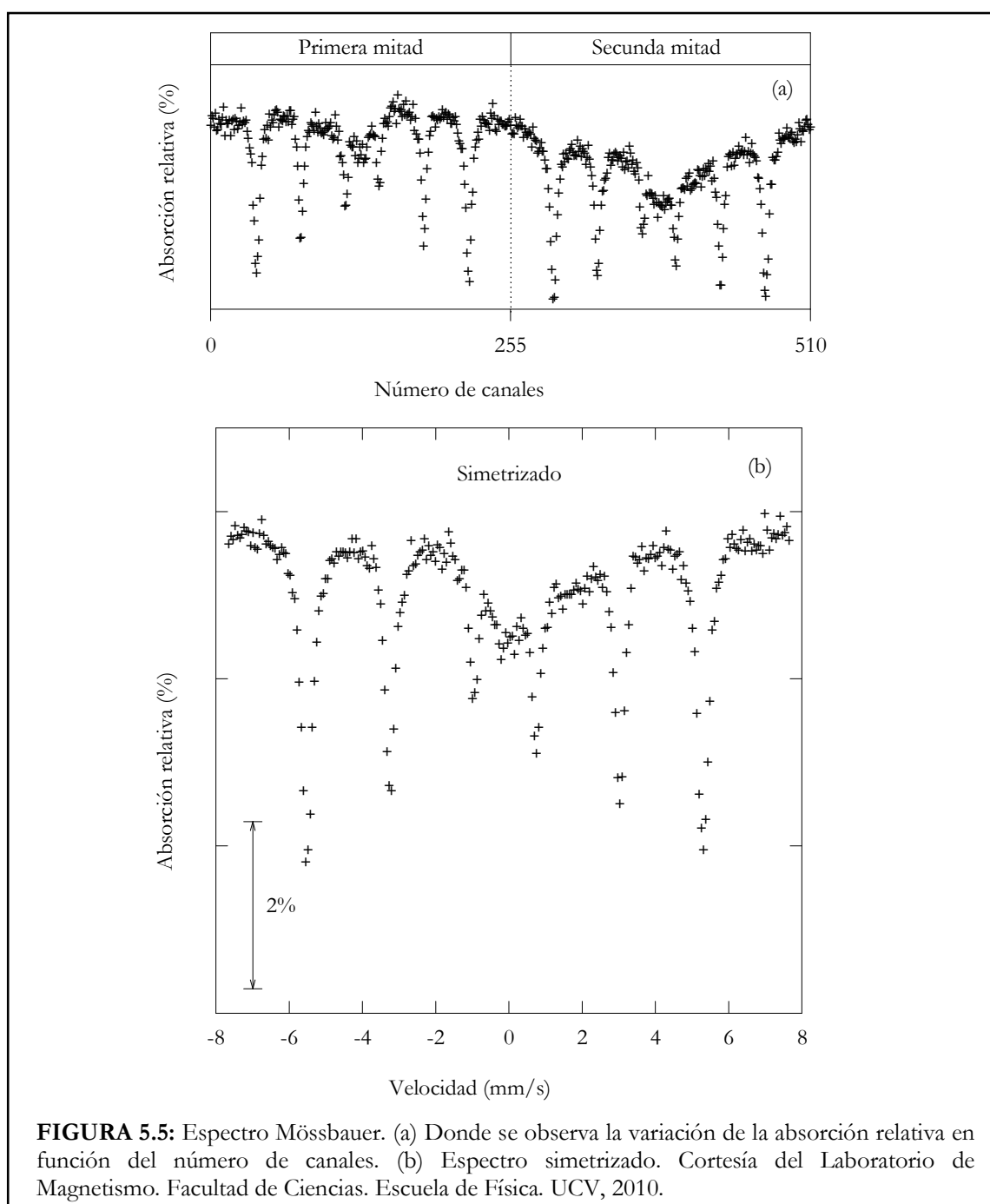


FIGURA 5.4. Esquema simplificado de un espectrómetro Mössbauer en disposición vertical. En este diagrama se indica el movimiento Mössbauer, porta muestra y contador proporcional. Esta disposición permite el análisis del absorbente M1 y M2 respectivamente. Producción intelectual del autor.

5.3.5 Simetrización del Espectro Mössbauer

La simetrización consiste en sumar las cuentas de los canales simétricos n y $511-n$, en los cuales la información almacenada corresponde a fotones de la misma energía como consecuencia de que la velocidad correspondiente a esos canales es la misma.

De esta manera se corrige el efecto antisimétrico que resulta de la variación del número de cuentas debido a la distancia relativa entre la fuente y el absorbente (Figura 5.5).



5.3.6 Interpretación Visual del Espectro Mössbauer

Después de simetrizar el espectro, se puede realizar un cálculo aproximado de los parámetros que intervienen en el ajuste del mismo. Lo primero que se debe hacer es observar el número de líneas que presenta el espectro y sus características, para así determinar que estructura hiperfina presenta, es decir el ajuste realizado depende del número de líneas que presenta el espectro Mössbauer.

Los cinco parámetros ajustables, son:

- (a) Desplazamiento Isomérico $\left(DI : \frac{\text{mm}}{\text{seg}} \right)$.
- (b) Medio ancho de línea a media altura $\left(GA : \frac{\text{mm}}{\text{seg}} \right)$.
- (c) Profundidad de las líneas (H.1 : cuentas) .
- (d) Interacción Cuadrupolar Eléctrica $\left(QS : \frac{\text{mm}}{\text{seg}} \right)$.
- (e) Interacción Magnética Hiperfina (CH. : kG) .

Y según el número de líneas se ajustan:

Nº de líneas	Parámetros
1	DI ; GA ; H1.
2	DI ; GA ; H1 ; QS.
6	DI ; GA ; H1 ; QS ; CH.

5.3.7 Ajuste Computarizado de Parámetros Mössbauer

Con ayuda de un programa de ajuste, al cual nos referiremos como “PDM” (Programa de Ajuste de Espectros Mössbauer) se ajusta el espectro experimental simetrizado con la mejor curva teórica posible.

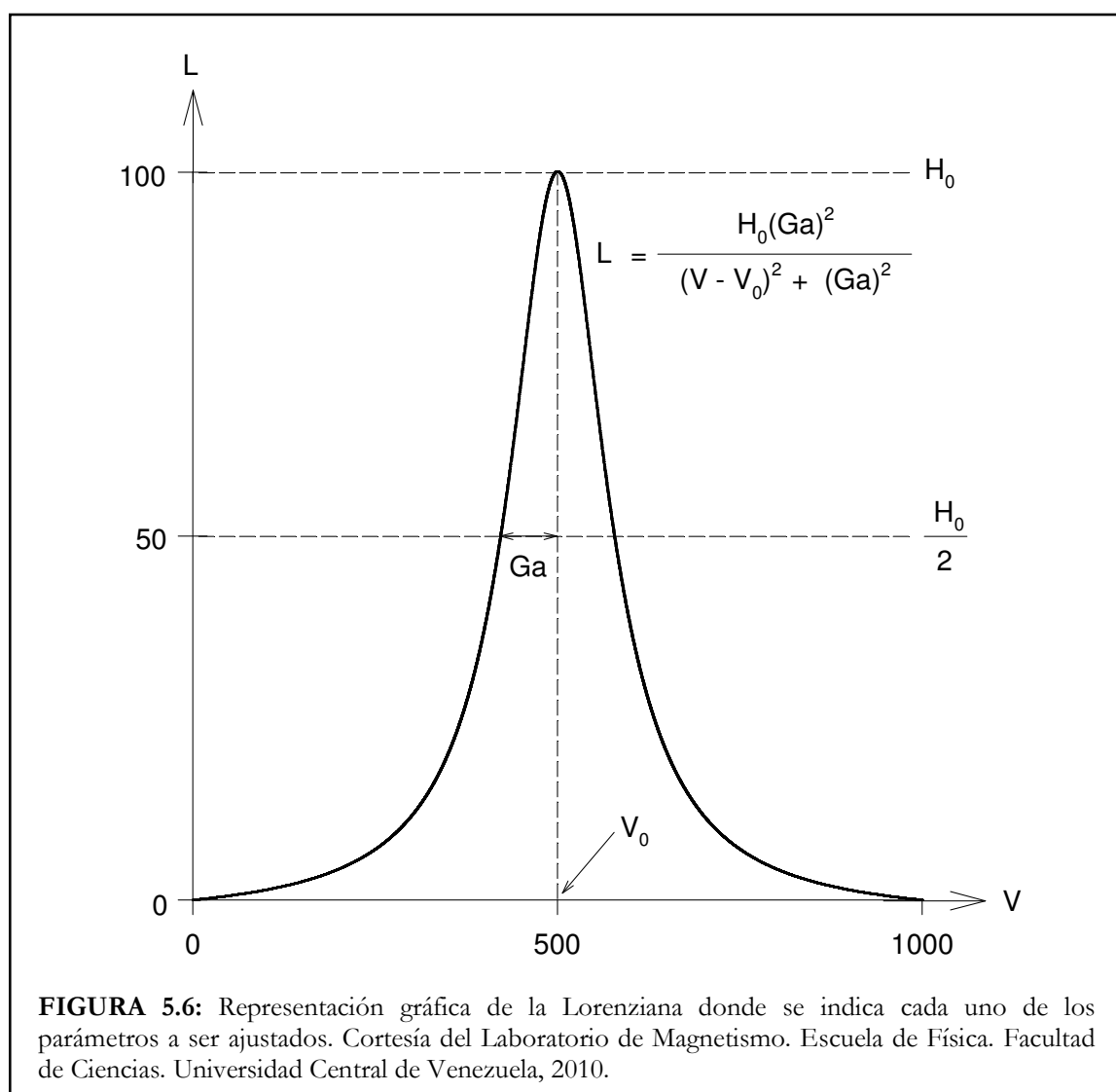
El PDM realiza el ajuste mediante el método de mínimos cuadrados suponiendo que las líneas de absorción son Lorentzianas negativas:

$$L(V) = \frac{H_o(Ga)^2}{(Ga)^2 + (V - V_o)^2}, \quad (5.1)$$

donde cada uno de los parámetros de ajuste se indican en la Figura 5.6.

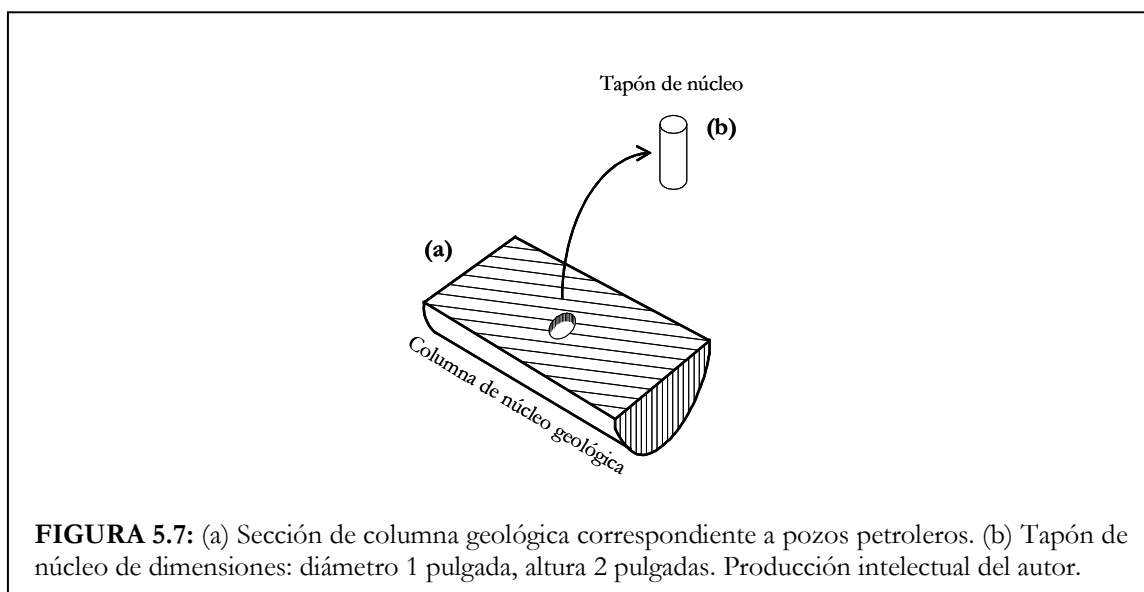
Los mínimos de absorción se obtienen estableciendo subespectros (el número de subespectros dados es aportado por la interpretación visual de los datos), los cuales poseen los parámetros ajustables (anteriormente mencionados) que se consideran adecuados, es decir, a cada uno de estos subespectros se le asignan valores iniciales y después se procede a la “corrida” del PDM.

Una vez finalizada la “corrida” se verifica la variación de los valores asignados a las variables correspondientes que conforman el espectro o los subespectros o simplemente los valores finales que adquieren estas variables. El procedimiento se repite cuantas veces sea necesario hasta obtener el ajuste adecuado. La curva teórica que ajusta el espectro de absorción es el resultado de la suma que realiza el PDM, es decir, el ajuste realizado se basó en que cada subespectro determina una altura la cual puede poseer o no la amplitud del pico de absorción, además de los parámetros ajustables, y cuando ellos son sumados determinan la máxima amplitud que le corresponde a cada una de las líneas de absorción. Una vez obtenido el espectro ajustado, los datos fueron convertidos a formato de datos gráfico. El programa que permitió realizar la conversión de los datos a formato gráfico es un Graficador Funcional (Elaborado en el Laboratorio de Magnetismo de la Escuela de Física) para después ser graficados con SIGMA PLOT (Scientific Graph System/ versión V.10).

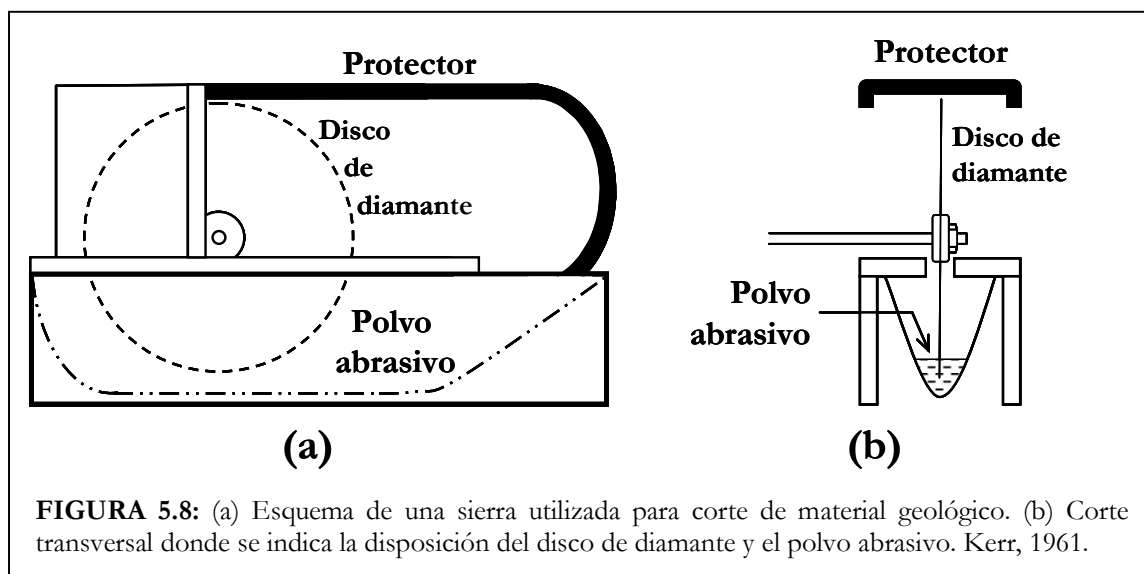


5.4 Preparación de Secciones Delgadas para el Estudio Petrográfico

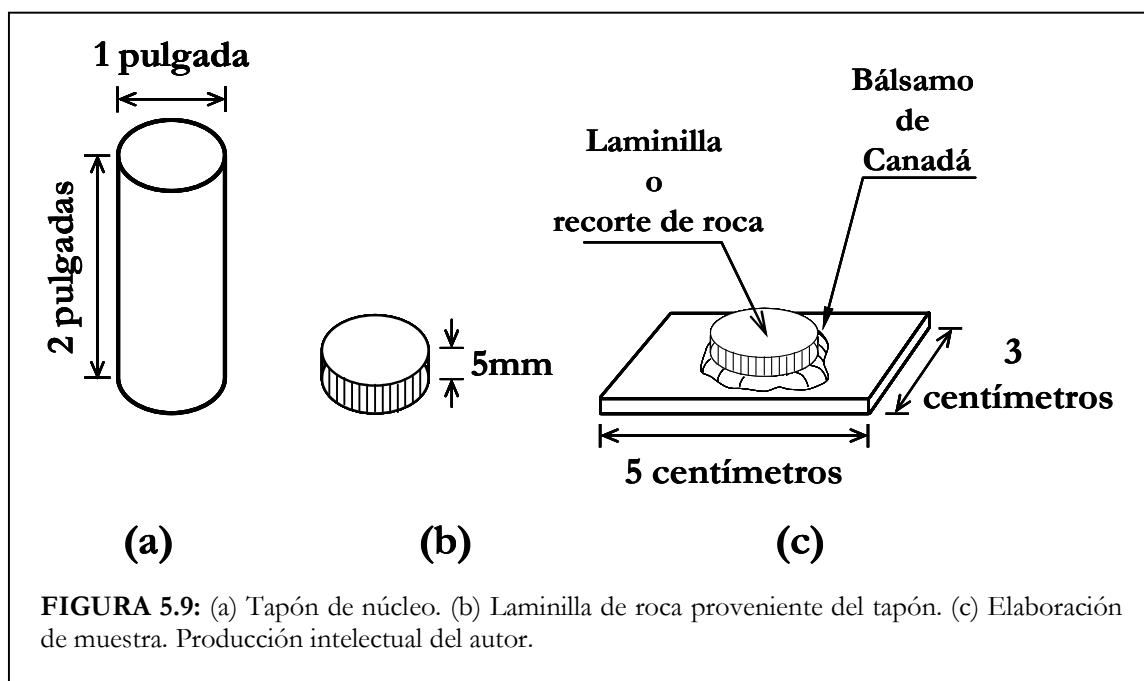
La núcleoteca del Chaure (Puerto La Cruz–PDVSA) dispone de la columna de núcleos cortada a lo largo de su eje axial, a partir de la cual se seleccionan los tapones correspondientes a las diferentes profundidades bajo estudio (Figura 5.7).



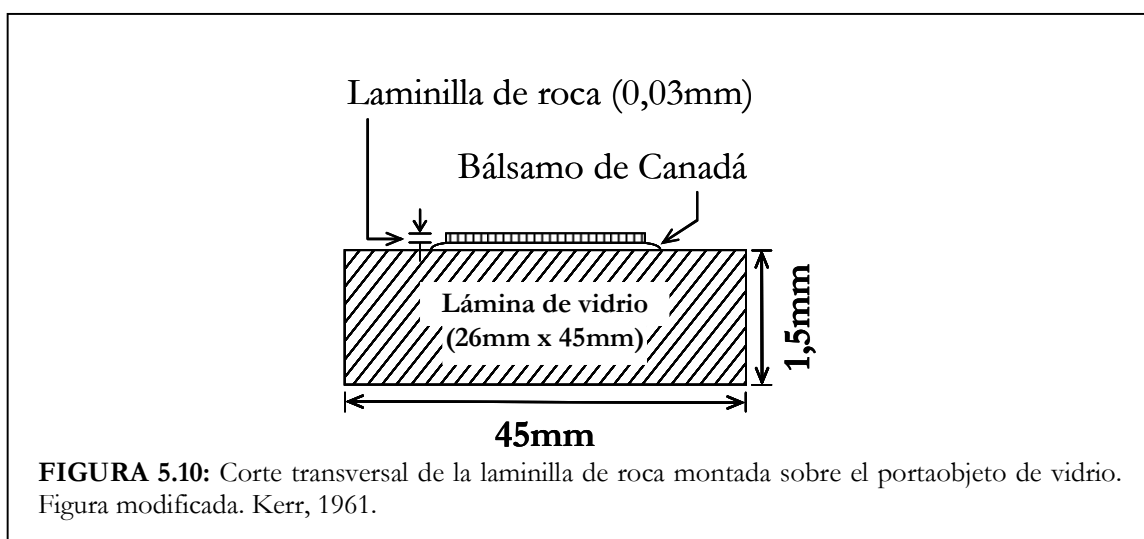
Del tapón se corta por el extremo plano una laminilla de aproximadamente unos 5 mm de espesor utilizando una sierra con disco de diamante (Figura 5.8).



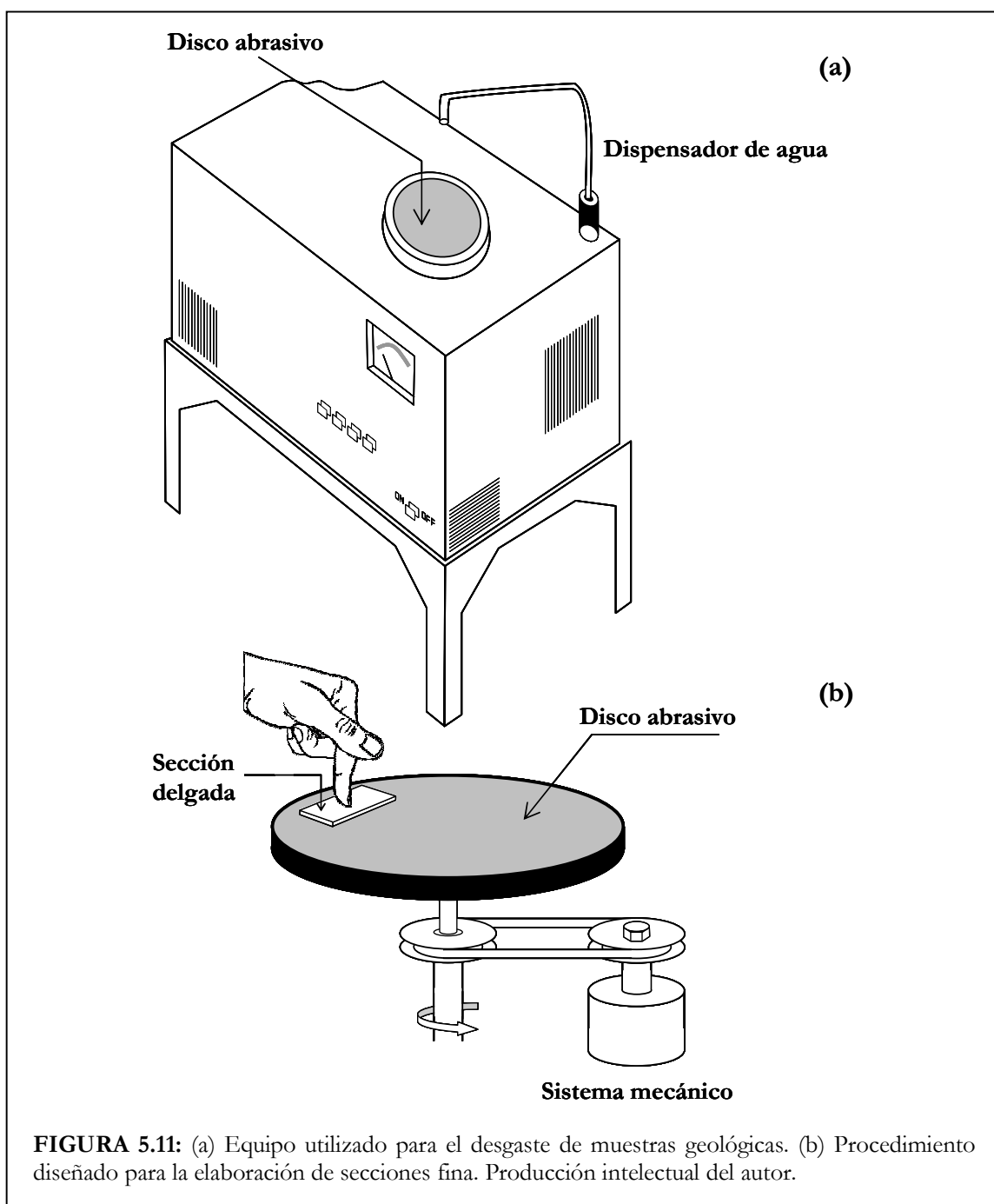
El trozo de roca es adherida con un pegamento soluble (bálsamo de Canadá) sobre un portaobjeto de vidrio cuyas dimensiones son aproximadamente 5 cm de largo por 3 de ancho, con la finalidad de que ambas partes queden unidas, es decir se realiza un ensamble como se indica en la siguiente Figura 5.9.



Para lograr la construcción de la sección fina que cumpla con el espesor requerido (Figura 5.10) la muestra es sometida a un proceso de desgaste.



Para lograr tal fin la parte descubierta es sometida a desgaste mediante el uso de abrasivos, utilizando progresivamente abrasivos cada vez más finos hasta que el espesor de la muestra alcance un valor de 30 micras (0,03 mm). Ver Figura 5.11. Este ensamble o sección fina será observado en un microscopio petrográfico (Ver página 79).



5.5 Tratamiento Estadístico de Datos

Finalizada la fase experimental el paso siguiente será realizar el tratamiento estadístico de los valores de susceptibilidad magnética correspondientes a cada uno de los pozos petroleros bajo estudio. En esta etapa está previsto ensayar con distintos parámetros y/o índices estadísticos, por ejemplo: promedio, desviación estándar, entre otros. Para cumplir con tales objetivos se utilizaron programas diseñados y programas comerciales. A continuación se detallan los distintitos procedimientos empleados.

5.5.1 Detección de las Anomalías Magnéticas

Para la identificación de las anomalías magnéticas se utilizó un procedimiento iterativo, el cual consiste en calcular el promedio del conjunto de datos experimentales del perfil de susceptibilidad más o menos una significancia estadística.

En cada iteración se procede a eliminar aquellos valores de susceptibilidad pertenecientes al registro que están fuera de la banda delimitada por los valores de la desviación estándar (σ) centradas en el promedio (χ_{promedio}), es decir: $\chi_{\text{promedio}} \pm \sigma$. Los valores extraídos del registro corresponden a los valores anómalos que representan las anomalías magnéticas de interés. En cada iteración el número de datos en el registro se reduce. El número de evaluaciones a realizar está determinado por la diferencia entre las desviaciones estándar de dos iteraciones sucesivas, fijando como condición de parada cuando la diferencia sea menor al umbral fijado, por ejemplo 1%.

5.5.2 Parámetro Promedio (χ_{promedio})

Los distintos registros magnéticos obtenidos experimentalmente son ruidosos, originando como consecuencia que en algunos casos las anomalías geofísicas de interés no estén resaltadas. Para estudiar el perfil en mayor detalle es necesario suavizarlo y

para ello calculamos promedios locales al conjunto total de datos. Este suavizado consiste en obtener un promedio de n valores (por ejemplo $n=3$, donde $n < N$, N = número total de datos) experimentales consecutivos para ser representado en función de la profundidad. El algoritmo que hemos diseñado dispone de una variable de control que nos permite fijar el número de datos por ventana.

5.5.3 Parámetro Desviación Estándar (σ)

Este parámetro nos permite resaltar fluctuaciones locales a través de todo el registro. Para su aplicación se procede a evaluar la desviación estándar en cada conjunto de datos dentro de ventanas seleccionadas de manera consecutivas, no solapadas, hasta abarcar todo el registro.

De esta manera, tenemos como variable de control a manipular en nuestro software el número de datos por ventana, lo cual fija el número de ventanas a lo largo del registro.

5.5.4 Parámetro Desviación estándar / promedio $\left(\frac{\sigma}{\chi_{\text{promedio}}} \right)$

A partir del parámetro desviación estándar (σ) y promedio (χ_{promedio}) por ventana, calculamos otro índice que consiste en la relación de la desviación estándar por promedio:

$$\alpha \equiv \frac{\sigma}{\chi_{\text{promedio}}} \quad (5.2)$$

el cual refleja las desviaciones en el registro relativa al promedio, resaltando de esta manera cualquier fluctuación presente en el perfil.

5.5.5 Evaluación de la Pendiente (θ)

El cálculo de un registro de pendientes locales da información de la tasa de variación de la susceptibilidad magnética con respecto a la profundidad, y viene dada por la expresión:

$$\begin{aligned}\theta &= \frac{\chi_2 - \chi_1}{P_2 - P_1} \\ &= \frac{\Delta\chi}{\Delta P}\end{aligned}\tag{5.3}$$

donde χ representa el valor de la susceptibilidad magnética y P la profundidad a la que se encuentra el intervalo de interés.

En otras palabras estamos obteniendo la tasa de variación de las concentraciones de las mineralogías magnéticas en función de la profundidad.

5.6 Modelado de la Susceptibilidad Magnética para la Construcción de un Modelo Geoestadístico

A partir de los registros magnéticos se observan las variaciones de la concentración de material magnético en profundidad, por esta razón, el paso siguiente corresponde a la construcción de mapas en planta para visualizar la distribución de la susceptibilidad magnética a nivel del tope de cada formación, con la finalidad de delimitar las áreas prospectivas acumuladora de hidrocarburos correspondiente al área bajo estudio.

Esto se llevó a cabo empleando:

- (a) procedimientos de análisis estructural o variográfico de los datos,
- (b) algoritmos de estimación (kriging simple) y
- (c) simulación espacial (simulación gaussiana secuencial).

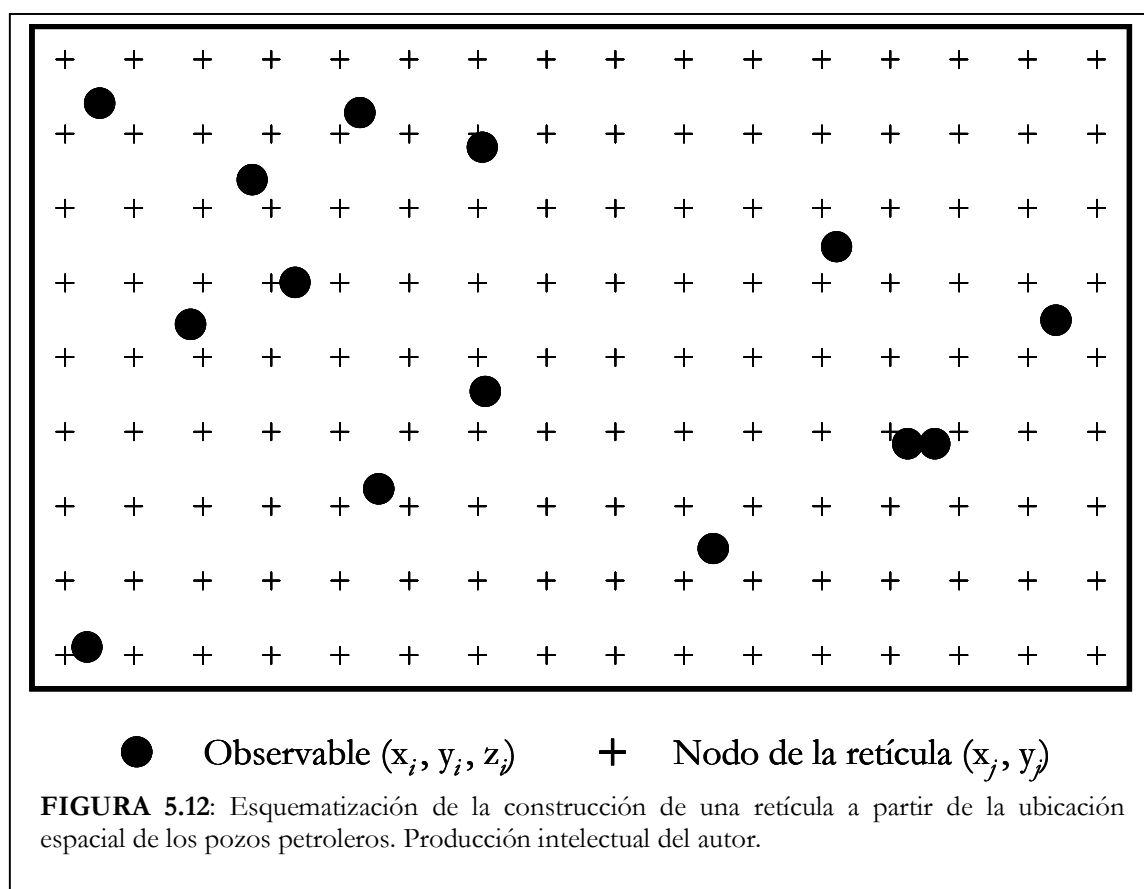
Este modelo se desarrolló a partir de los valores de susceptibilidad magnética, como una representación volumétrica de la distribución de la magnetización.

Con la construcción de este modelo se pretende estimar y simular los cambios laterales así como las variaciones en profundidad de la magnetización.

A continuación detallaremos el procedimiento requerido para desarrollar los mapas de distribución de la magnetización.

5.6.1 Construcción de la Grilla o Retícula

A partir del conjunto de datos puntuales (veinte puntos) se crea una retícula la cual esta constituida por **32.300** celdas, es decir **170** celdas dirección Este y **190** celdas dirección Norte. Cada celda tiene una dimensión de $250 \times 250 \text{ m}^2$, para así completar una retícula general cuya dimensión es $43 \times 68 \text{ km}^2$ (Figura 5.12).



5.6.2 Modelos de Variabilidad Espacial: Variograma

A partir de veinte pozos se realizará un modelado de la estructura de variación o correlación espacial de la variable (susceptibilidad magnética).

El conocimiento de esta estructura es básico para la:

- 1) **Predicción espacial:** tasa de variación de la susceptibilidad en función de la distancia.
- 2) **Generación de parámetros:** que son necesario para continuar con el modelado, es decir: construcción del krigeado.

En el proceso de modelado de la estructura de la correlación espacial de una variable cabe destacar la expresión del variograma experimental tradicional viene dado por la siguiente expresión:

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2 \cdot N(\vec{h})} \sum_{i=1}^{N(\vec{h})} [Z(\vec{x}_i + \vec{h}) - Z(\vec{x}_i)]^2 \quad (5.4)$$

donde:

$\vec{h}$ = vector de separación,

$N(\vec{h})$ = número de pares separados aproximadamente una distancia,

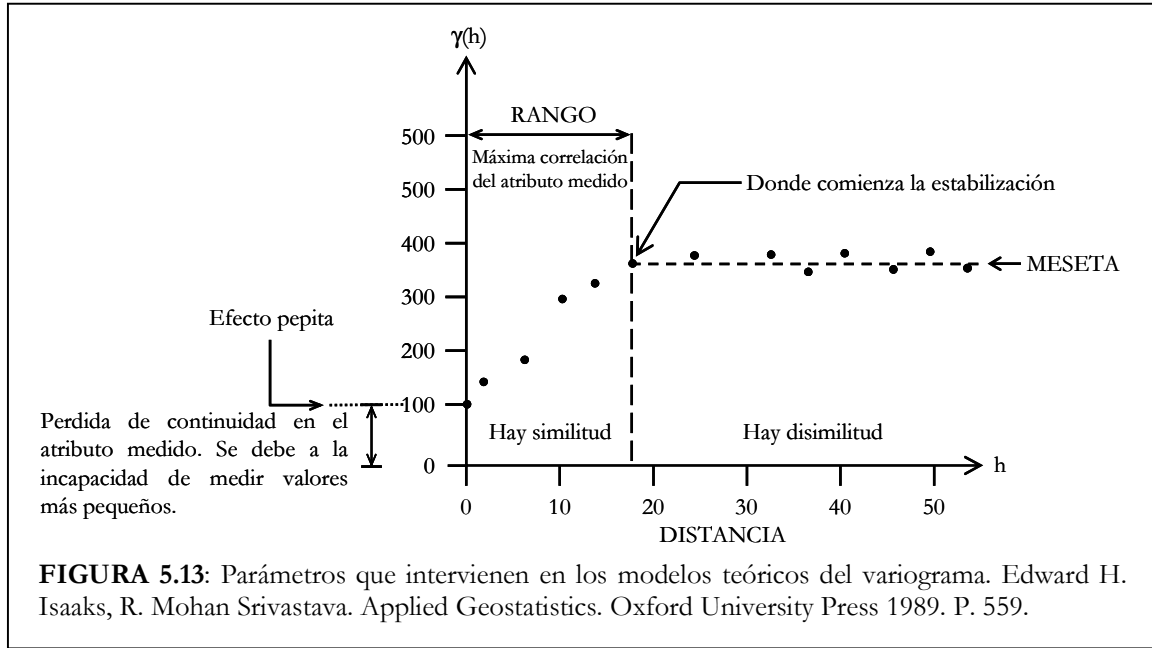
$|\vec{h}|$ = constante de separación,

$Z(\vec{x})$ = valor de la susceptibilidad magnética en la ubicación $\vec{x}$.

En el modelo clásico de variograma para procesos estacionarios de segundo orden, cabe distinguir tres componentes básicas:

- (a) **Meseta:** el valor límite horizontal que el variograma alcanza. Se corresponde con la varianza de una observación.
- (b) **Rango:** la distancia a la cual el variograma alcanza la meseta.
- (c) **Efecto pepita:** la aparente discontinuidad en el origen (una combinación tanto de errores de muestreo como de una genuina variabilidad geológica a escalas menores).

En la Figura 5.13 se muestra la terminología asociada a un variograma.



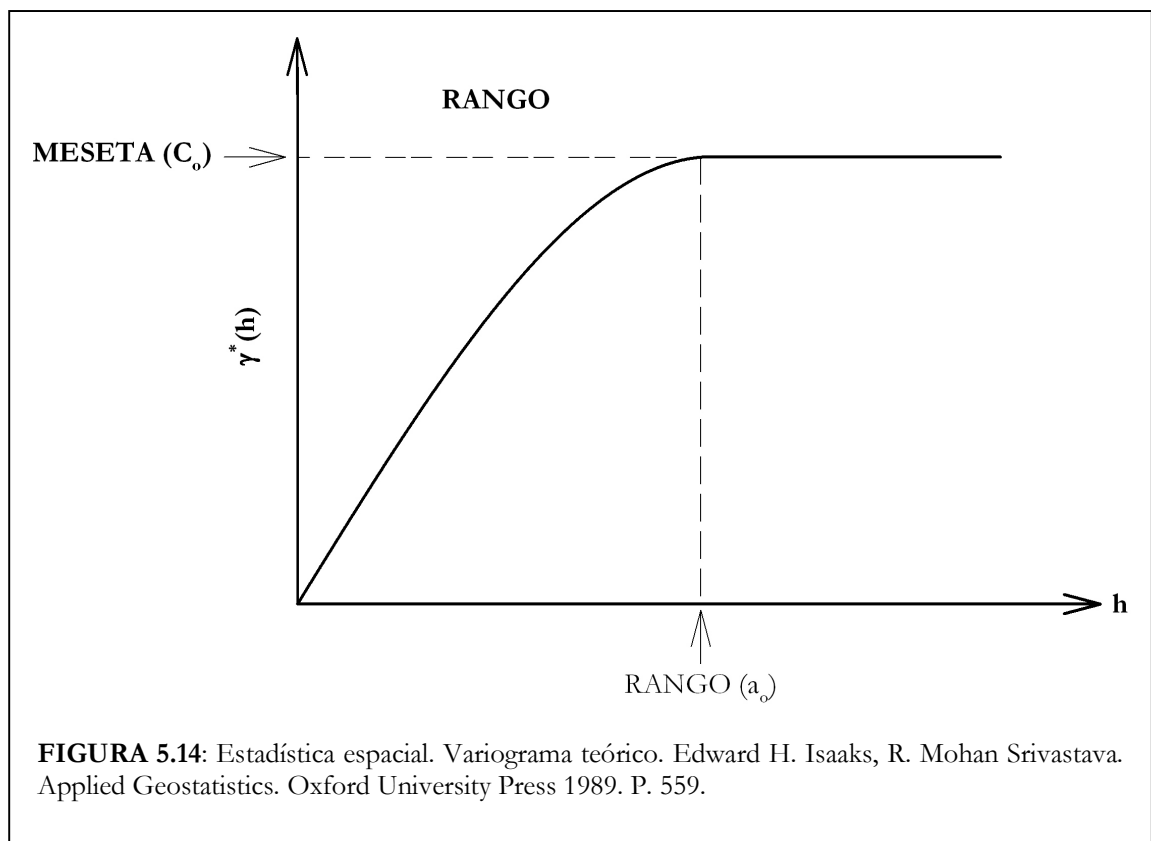
A continuación se presenta el modelo clásico de variograma utilizado en este trabajo. El **modelo esférico** viene dado:

$$\gamma^*(h) = \begin{cases} C_o \left[\frac{2}{3} \frac{h}{a_0} - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a_0} \right)^3 \right] & , \quad 0 < h \leq a_0 \\ C_o & , \quad h > a_0 \end{cases} \quad (5.5)$$

La meseta se alcanza para un valor $h = a_0$, por lo tanto, el rango del variograma coincide con ese parámetro. En la Figura 5.14 se indican los distintos parámetros que intervienen en una variograma teórico.

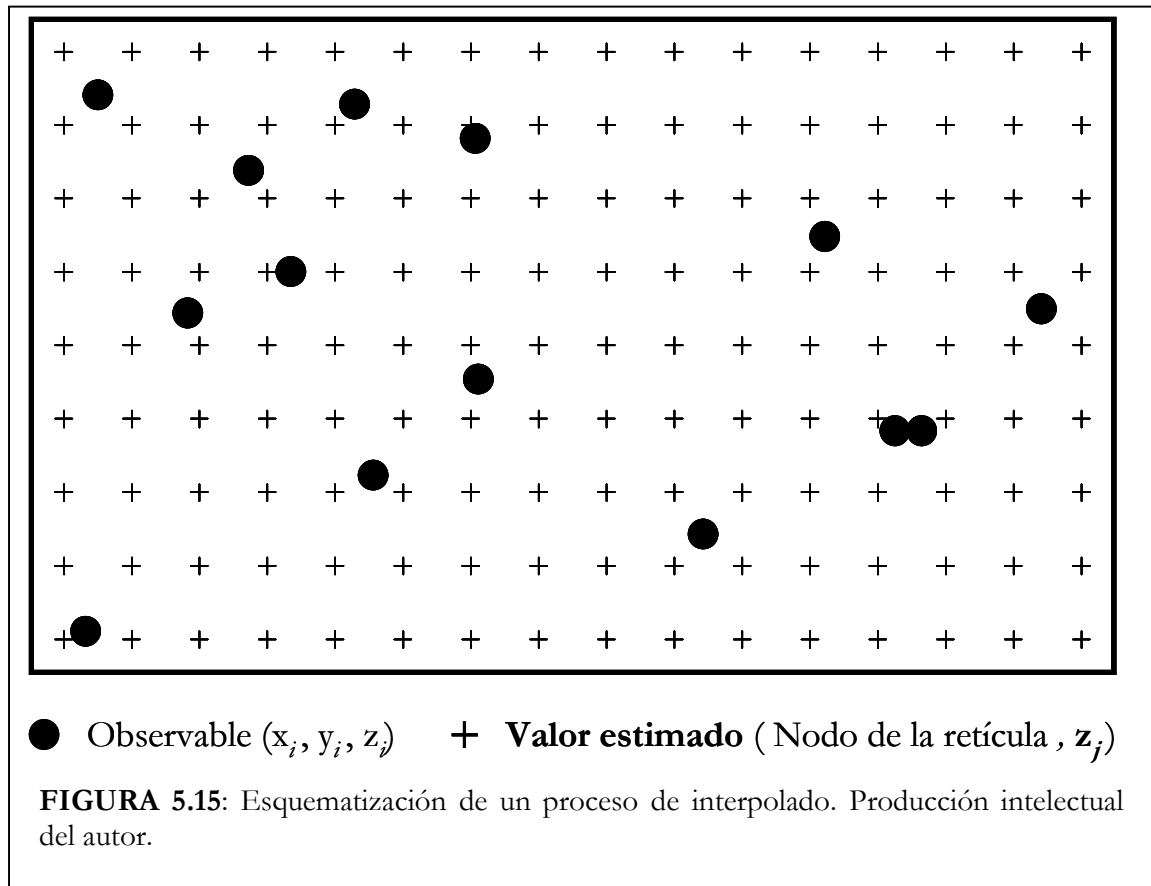
La **estimación** se considera una aproximación al problema del variograma mediante el cálculo del variograma empírico y su respectivo ajuste. En este trabajo se trata de ajustar al variograma empírico al modelo teórico antes mencionado. Para lograr tal fin se considera el procedimiento gráfico/visual el cual está basado en asignar visualmente valores a los parámetros a partir de la representación gráfica del variograma empírico. La **meseta** se establece por el comportamiento del variograma empírico a grandes distancias, así como a partir de la varianza muestral.

El **efecto pepita** se establece por extrapolación de la gráfica del variograma empírico hasta alcanzar la ordenada en el origen ($h = 0$). El rango se establece fijando la abscisa a partir de la cual se alcanza la meseta. El variograma es la representación gráfica del krigeado, es por ello que una vez obtenido el ajuste óptimo utilizamos estos parámetros para dar inicio a la construcción del Kriging.



5.6.3 Predicción Espacial Lineal: Krigado de la Retícula

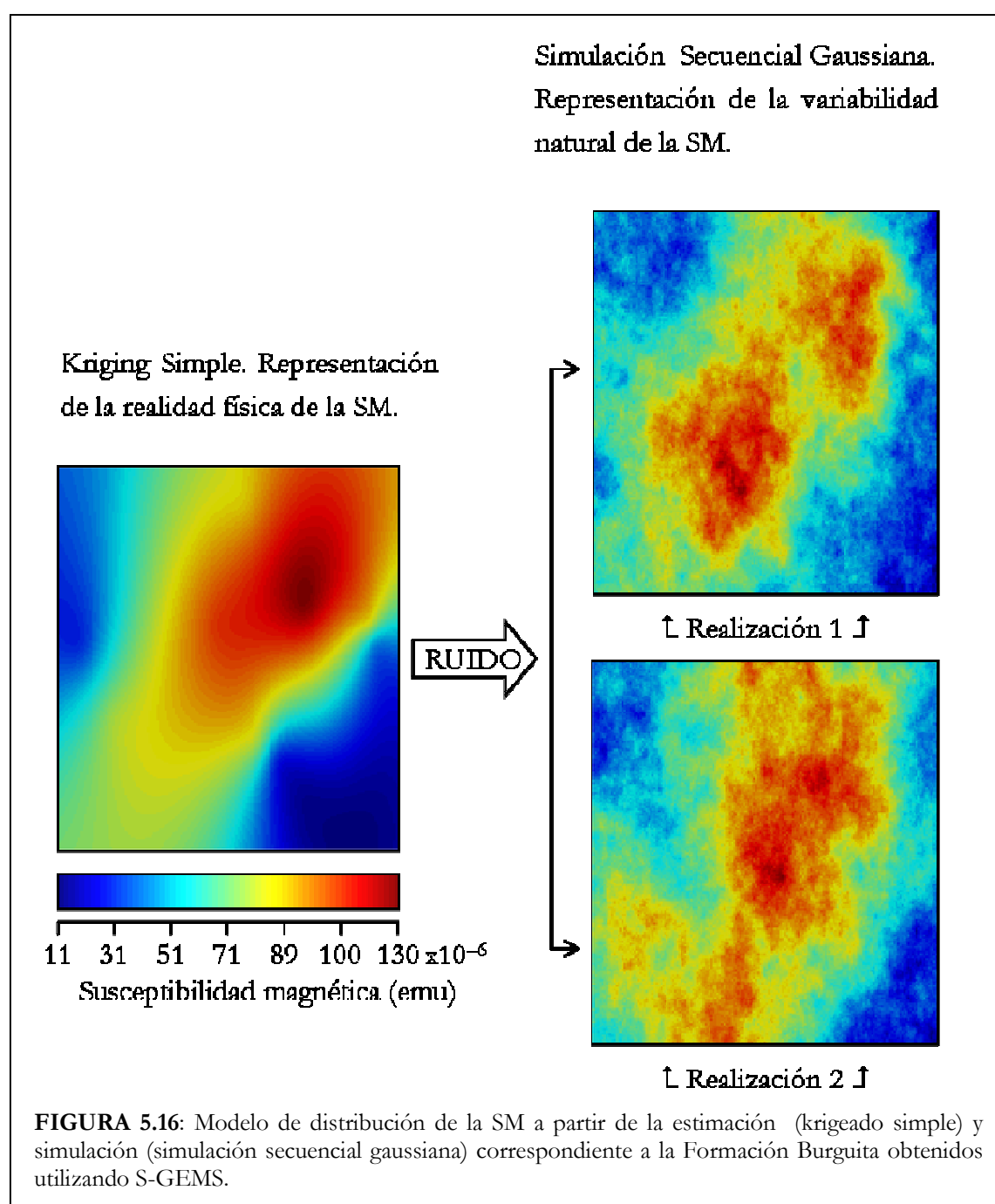
Kriging es un método geoestadístico que determina el valor más probable asociado a cada nodo que conforma la retícula basado en el análisis estadístico de un conjunto de datos. En nuestro caso implementamos kriging simple (SK) al conjunto de datos disponibles. En la Figura 5.15 se muestra una esquematización de un proceso de interpolado.

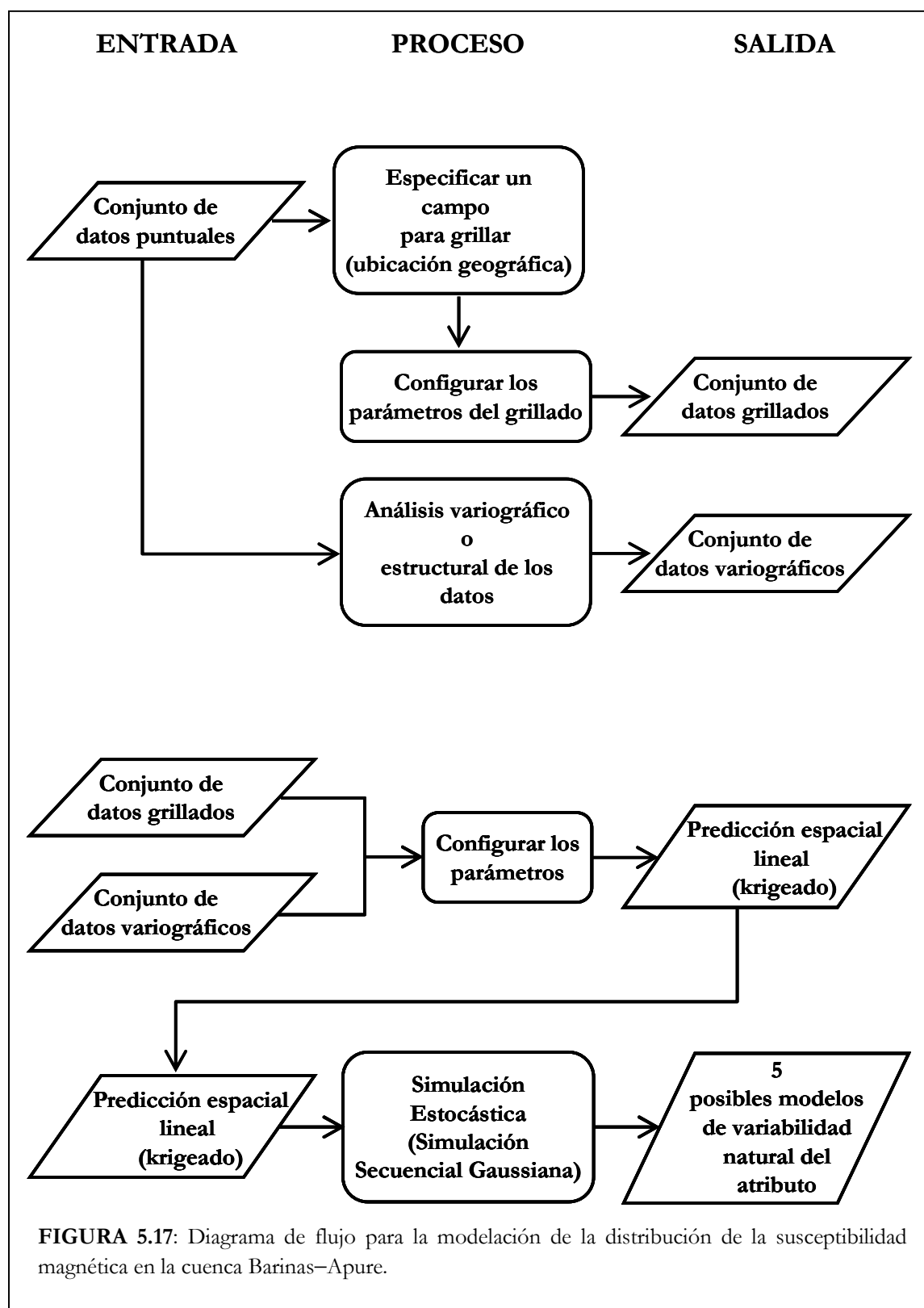


5.6.4 Simulación Secuencial Gaussiana (SSG)

La idea básica de la simulación secuencial gaussiana consiste en sumar algo de ruido al sistema (krigeado) hasta lograr suavizarlo aportando así una representación de la variabilidad natural de la propiedad estudiada. Para mostrar en que consiste la simulación secuencial gaussiana (SGS) se parte de la predicción espacial (krigeado), es decir la determinación del valor más probable en cada nodo de la red (representativos de la realidad física). El siguiente paso consiste en introducir ruido al sistema (krigeado) con la finalidad de suavizarlo para así obtener una representación natural de la variabilidad del atributo. El S-GEMS tiene la opción de fijar el número de posibles modelos, en nuestro caso se establecieron 5 realizaciones para cada una de las unidades

sedimentarias pertenecientes a la cuenca Barinas–Apure. Un conjunto de tres imágenes correspondiente al procedimiento antes mencionado utilizando los datos correspondientes a la Formación Burguita se muestra en la Figura 5.16.





En la Figura 5.17 se muestra un diagrama donde se indican las diferentes etapas asociadas a la construcción del modelado geoestadístico para las diferentes unidades sedimentarias perteneciente al área en estudio.

5.7 Mapas de Distribución del Campo Magnético a Nivel de Superficie

Cada perfil de susceptibilidad magnética en función de la profundidad tiene asociado una columna de dipolos magnéticos a partir de los cuales se calculó la magnetización a nivel de superficie. Para lograr tal fin se utilizó:

- (a) **Construcción de la grilla o retícula:** A partir del conjunto de datos puntuales (veinte puntos) se crea una retícula o grillado la cual esta constituida por **29.240.000** celdas, es decir **4300** celdas dirección Este y **6800** celdas dirección Norte. Cada celda tiene una dimensión de $10 \times 10 \text{m}^2$, para así completar una retícula general cuya dimensión es de alrededor de $43 \times 68 \text{km}^2$.
- (b) **Expresiones matemáticas:** ecuaciones previamente desarrolladas (Páginas 82 hasta 87. Capítulo 4), las cuales requieren de la configuración de un conjunto de parámetros exigidos en un levantamiento de geofísica aerotransportada. La configuración de parámetros seleccionados son:
 - (1) Altura de vuelo: 100 metros (sobre la superficie terrestre)
 - (2) Extensión areal del yacimiento: 25 kilómetros (Valor considerado).

En la Figura 5.18 se muestra un diagrama de flujo donde se indica el proceso de construcción de mapas de distribución del magnético a niveles cercano a la superficie en el área en estudio.

En el siguiente capítulo se detallan y discuten los resultados obtenidos con su correspondiente análisis.

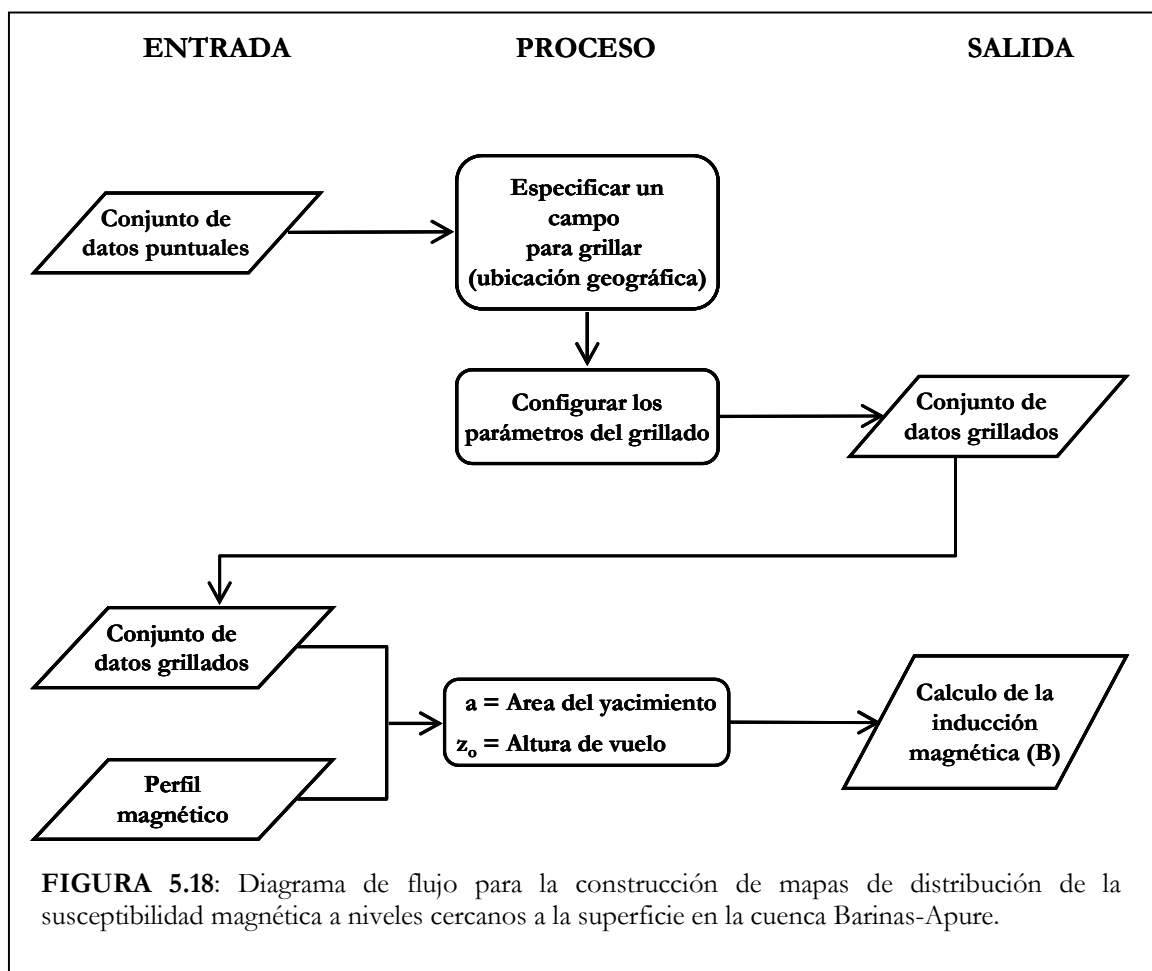


FIGURA 5.18: Diagrama de flujo para la construcción de mapas de distribución de la susceptibilidad magnética a niveles cercanos a la superficie en la cuenca Barinas-Apure.

Capítulo 6

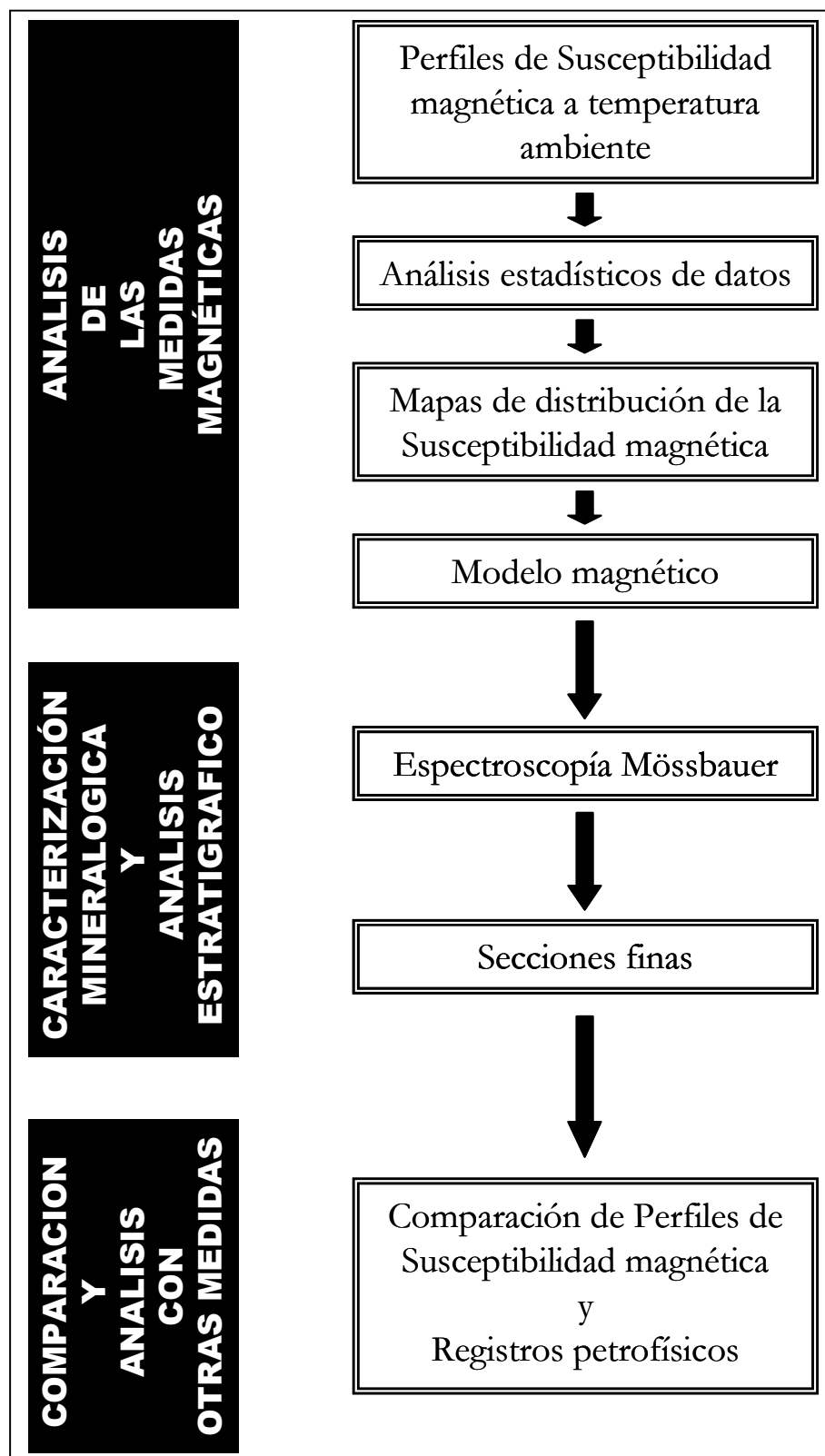
Resultados Experimentales y Discusión

6.1 Introducción

Como se dijo anteriormente contamos con 5.425 muestras de ripios de perforación tomadas de los primeros 12.000 pies (4.000 metros) de profundidad (nivel del basamento ígneo–metamórfico), provenientes de veinte pozos petroleros de la cuenca Barinas-Apure. De este grupo de muestras 3.688 provienen de trece pozos productores y 1.737 provienen de siete pozos no productores.

A todo el conjunto de muestras se les midió la Susceptibilidad Magnética (SM) a temperatura ambiente, para obtener los perfiles de SM en función de la profundidad y realizar el tratamiento de datos mediante técnicas estadísticas. La espectroscopía Mössbauer y los estudios petrográficos se realizaron para la caracterización mineralógica.

A continuación se muestra un diagrama que nos servirá de base para facilitar la exposición del esquema experimental desarrollado y la discusión de resultados.



6.2 Perfiles Magnéticos y Detección de Anomalías Magnéticas

En la presente sección se muestran los perfiles de susceptibilidad magnética (SM) de los pozos bajo estudio, con la finalidad de observar los posibles contrastes magnéticos asociados a zonas de bajas y altas concentraciones de fases de hierro de naturaleza magnética. Los datos de cada perfil magnético son tratados mediante un procedimiento iterativo de búsqueda simple de anomalías a través del cual se determina el límite entre el conjunto de valores de baja y alta susceptibilidad magnética, con el fin de determinar los contrastes magnéticos.

Pozos Productores

Un total de 13 pozos productores distribuidos en diferentes campos petroleros pertenecientes al área en estudio se listan en la Tabla 6.1. El conjunto de pozos comprende un rango de perforación que va desde 0 pies hasta 12.520 pies de profundidad.

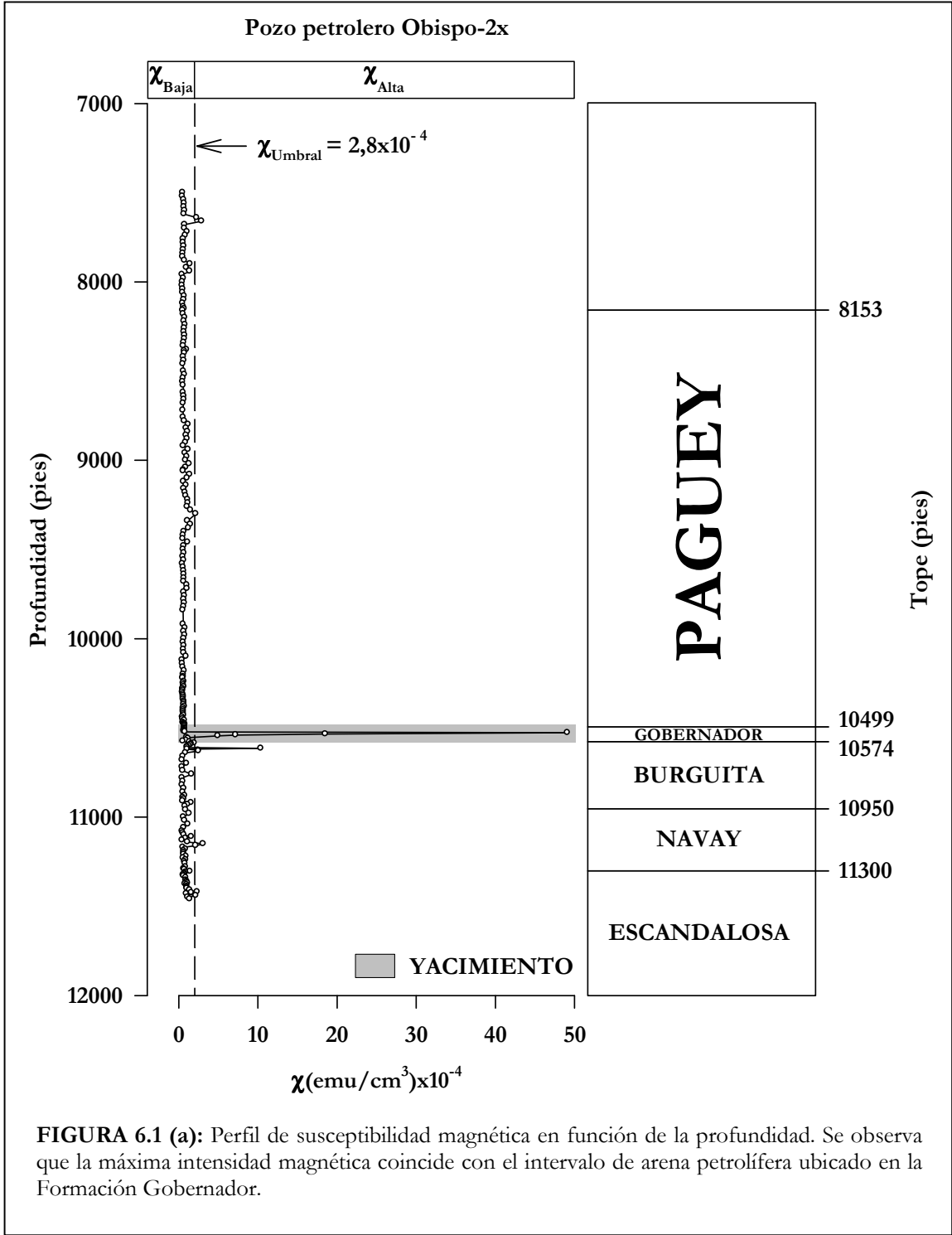
Tabla 6.1: Conjunto de pozos petroleros productores.				
Campo petrolero		Pozos	Profundidad (pies)	
			Inicial	Final
Pozos productores	Barrancas	Barrancas-1x	0	11890
	Bejucal	Bejucal-1x	2000	10056
		Bejucal-2E	2000	11880
		Bejucal-4E	7521	12512
		Borburata-2E	2040	12290
	Borburata	Borburata-16E	9780	12520
		Borburata-18E	8750	11580
	Obispo	Obispo-1x	2050	11500
		Obispo-2x	7500	11460
	Sinco	Sinco-88	7260	10990
	Torunos	Torunos-1x	8200	11580
		Torunos-14x	8380	10970
		Torunos-16x	8000	11270

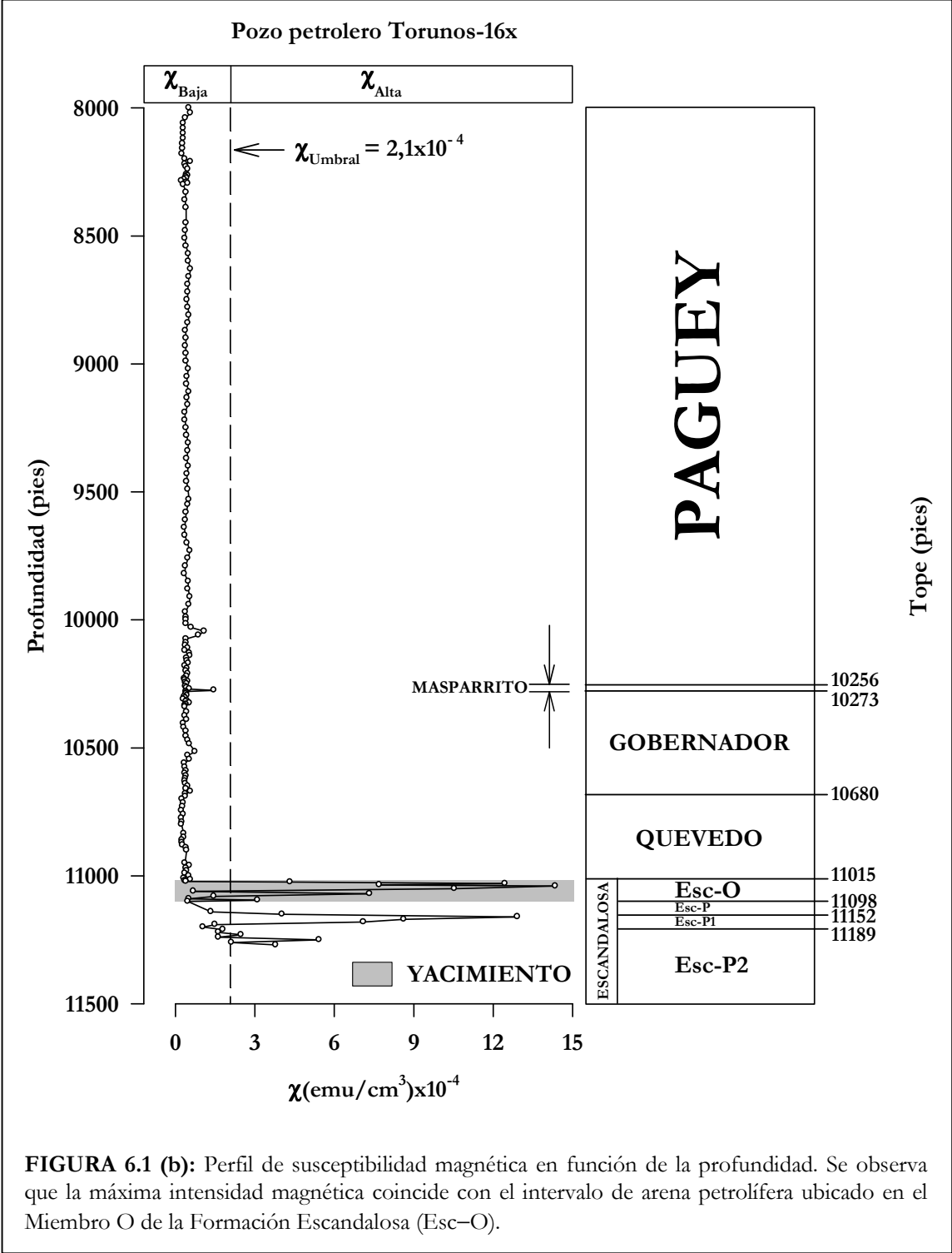
En los registros magnéticos correspondientes al conjunto de pozos productores se observan fuertes contrastes en el intervalo entre 8.000 pies hasta 12.000 pies de profundidad, en el cual se localizan los intervalos contenedores de hidrocarburos. En la Figura 6.1 (a) se muestra el perfil magnético del pozo petrolero Obispo-2x donde se puede observar una fuerte anomalía, con tendencia a incrementarse, la cual se localiza entre 10.499 pies hasta 10.574 pies con un máximo de susceptibilidad de alrededor $50 \times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$. Este pico de intensidad magnética coincide con la Formación Gobernador (roca reservorio); por otra parte, a lo largo del perfil se observa una anomalía de baja susceptibilidad magnética la cual se encuentra a la profundidad de la Formación Burguita. En la Figura 6.1 (b) se muestra el perfil magnético del pozo petrolero Torunos-16x donde se evidencian patrones similares al perfil anteriormente descrito. Se observa que los máximos de intensidad se encuentran localizados en los niveles correspondientes a los miembros de la Formación Escandalosa, siendo el Miembro Esc-O el que presenta un máximo de intensidad*. En la Tabla 6.2 se listan los pozos productores y su unidad sedimentaria contenedora de hidrocarburo.

Tabla 6.2: Niveles sedimentarios contenedores de hidrocarburos.					
Campo petrolero		Pozos	Profundidad (pies)		Yacimiento
			Inicial	Final	
Pozos productores	Barrancas	Barrancas-1x	0	11890	Gobernador
	Bejucal	Bejucal-1x	2000	10056	Escandalosa-O
		Bejucal-2E	2000	11880	Escandalosa-P1
		Bejucal-4E	7521	12512	Escandalosa-O
		Borburata-2E	2040	12290	Escandalosa-O
	Borburata	Borburata-16E	9780	12520	Gobernador
		Borburata-18E	8750	11580	Escandalosa
		Obispo	Obispo-1x	2050	11500
	Obispo-2x		7500	11460	Gobernador
	Sinco	Sinco-88	7260	10990	Escandalosa-P1
	Torunos	Torunos-1x	8200	11580	Escandalosa-P1
		Torunos-14x	8380	10970	Gobernador
Torunos-16x		8000	11270	Escandalosa-O	

* Según informe interno de PDVSA en la actualidad este intervalo está en la fase de producción.

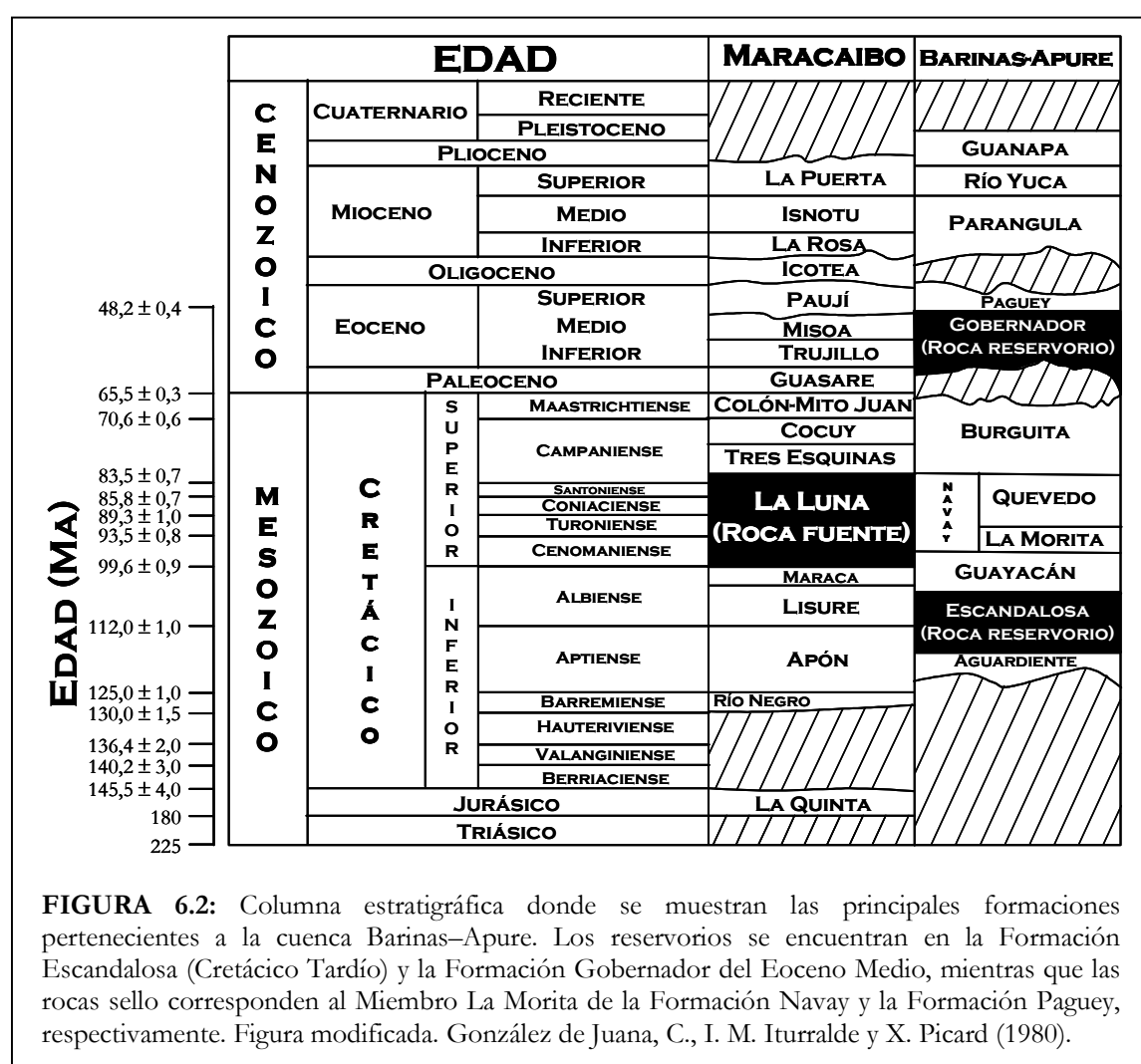
* Según informe interno de PDVSA en la actualidad este intervalo está en la fase de producción





En resumen en las figuras precedentemente descritas se observa que los máximos relativos de intensidad magnética se encuentran localizados en los niveles sedimentarios correspondientes a las formaciones Gobernador y Escandalosa (específicamente miembros: Esc–O y Esc–P1).

La Figura 6.2 muestra la columna estratigráfica perteneciente a la cuenca Barinas–Apure, donde también se indican las rocas reservorios.



Pozos no Productores

Un total de 7 pozos no productores repartidos en diferentes campos petroleros de la cuenca Barinas–Apure se listan en la Tabla 6.3. El conjunto de pozos comprenden un rango de perforación que va desde 0 pies hasta 12.970 pies de profundidad.

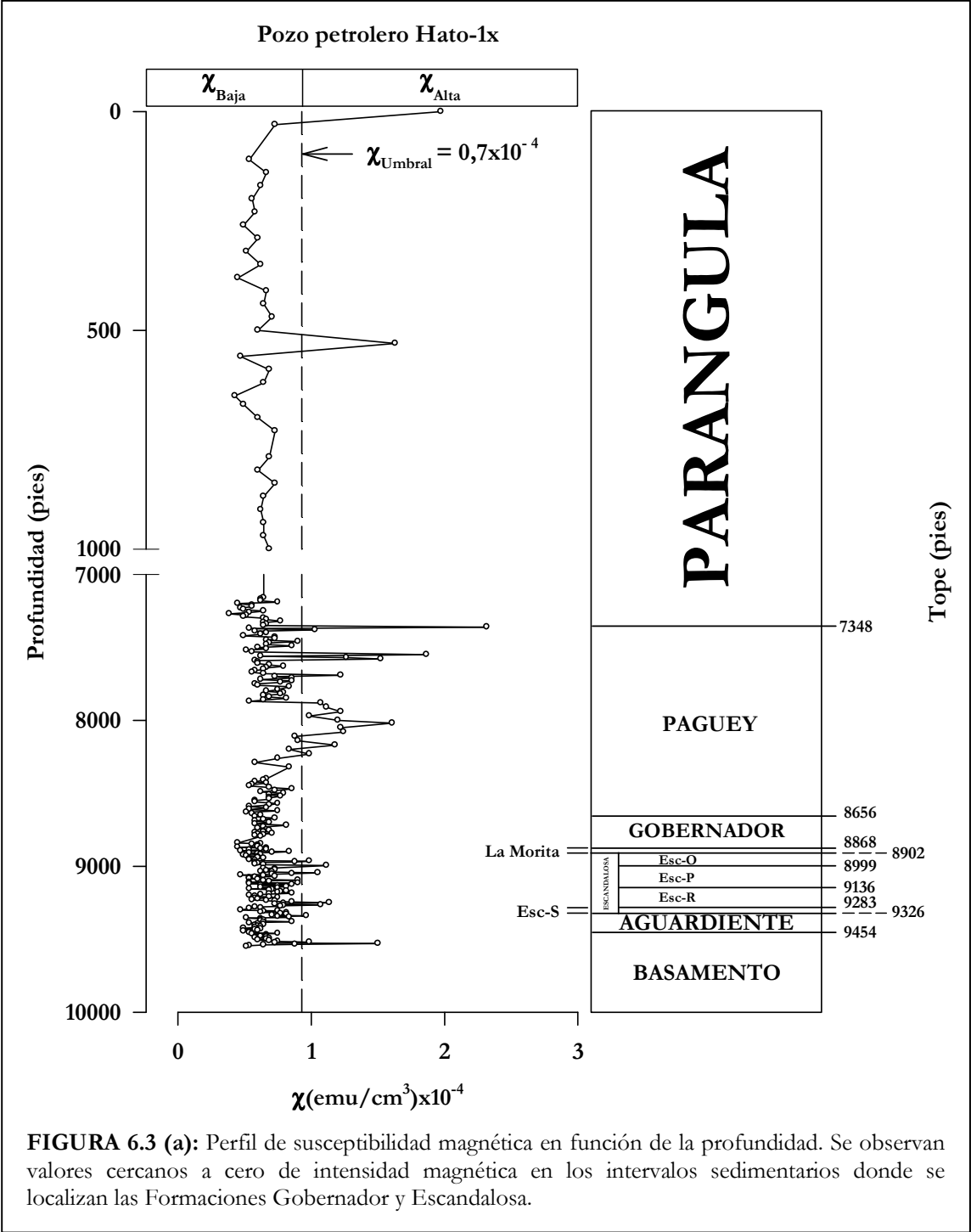
En los perfiles magnéticos correspondientes al conjunto de pozos no productores no se observan fuertes contrastes magnéticos a lo largo del perfil.

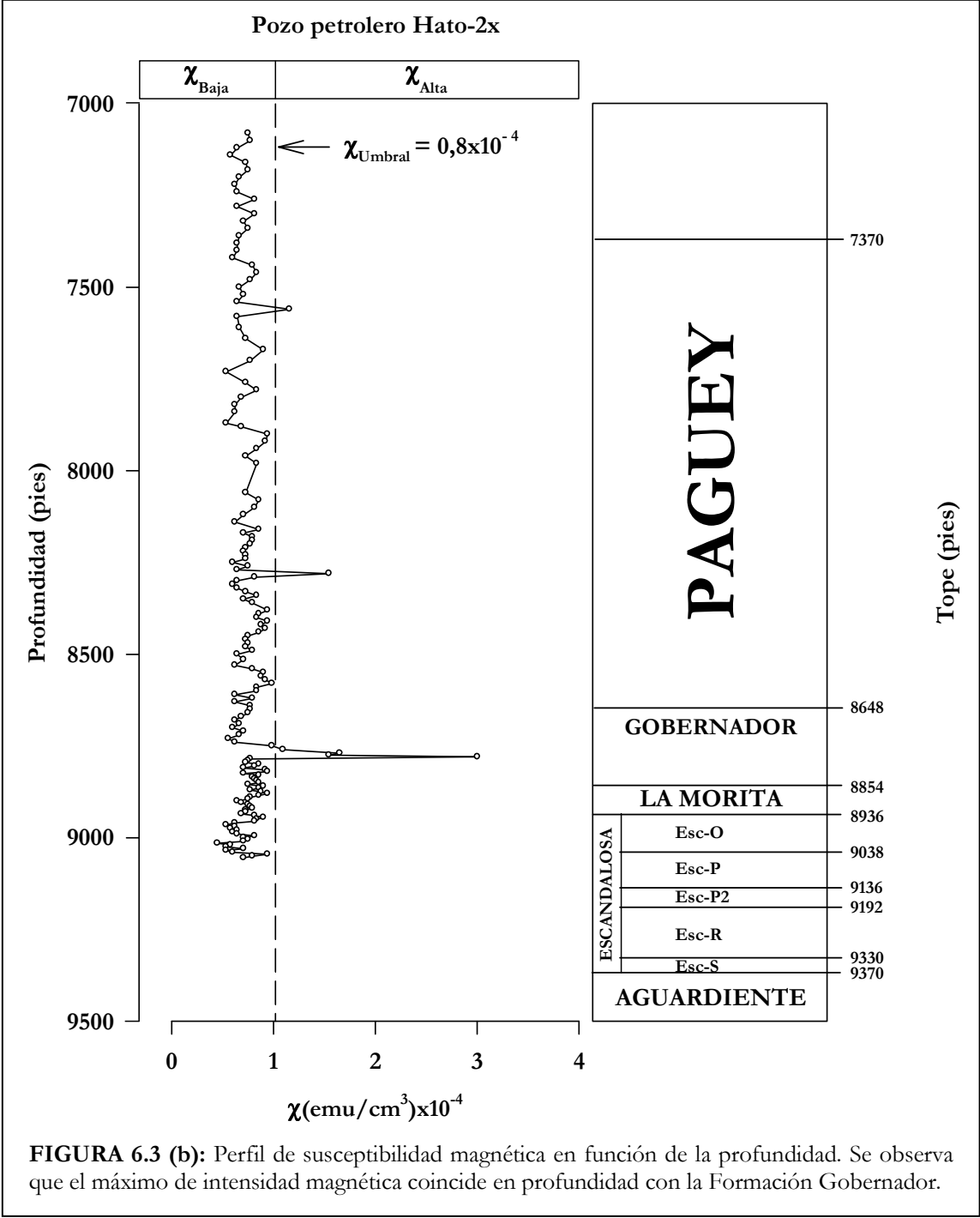
En las Figuras 6.3 (a) y 6.3 (b)) se muestran los perfiles magnéticos de los pozos

Tabla 6.3: Conjunto de pozos petroleros no productores.				
Campo petrolero		Pozos	Profundidad (pies)	
			Inicial	Final
Pozos no productores		Borburata–4E	2168	12970
		Borburata–6E	2010	12600
	Borburata Hato	Hato–1x	0	9552
		Hato–2x	7080	9055
	San Silvestre	Silvestre–1x	11	10040
		Silvestre–3x	2350	9860
		Silvestre–7x	6500	10030

petroleros Hato–1x y Hato–2x del grupo no productor. Se puede observar que presentan valores de susceptibilidad bajos o cercanos a cero y están caracterizados por un valor de susceptibilidad promedio de aproximadamente $2 \times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$.

Por otra parte, a nivel de las unidades geológicas contenedoras de hidrocarburos no se observan contrastes magnéticos, siendo así este un caso contrario al grupo de pozos productores. Sin embargo, cabe destacar que en el perfil magnético que se muestra en la Figura 6.3 (b) se evidencia una anomalía magnética asociada al intervalo sedimentario que coincide con la profundidad a la que se encuentra la Formación Gobernador cuya amplitud es 5 veces más pequeña si la comparamos con el perfil magnético del Pozo Torunos–16x (Figura 6.1 (b)).





Debido a que los máximos relativos de intensidad magnética aparecen a profundidades bien definidas, se puede descartar la posibilidad de que éstos sean producto de contaminación por lodo o broca de perforación. Los análisis visuales de las composiciones minerales (análisis microscópicos usando lentes de aumento) realizados a la porción de separado magnético provenientes de aquellas muestras que presentaron valores máximos de susceptibilidad magnética, no revelaron la presencia de fragmentos metálicos que pudiesen ser considerados agente contaminante.

En el caso de los pozos productores (Figura 6.1 (a) y (b)) se observa que alrededor de los primeros niveles de perforación (Formación Paguey) no se evidencian contrastes magnéticos significativos, mientras que en las profundidades que se encuentran entre la Formación Gobernador hasta la Formación Escandalosa se observan fuertes intensidades magnéticas.

De esta forma, la evidencia experimental sugiere que los contrastes magnéticos en el conjunto de pozos productores, y las cuales coinciden con la roca reservorio o contenedora del volumen de hidrocarburos, posiblemente son el resultado de la presencia de mineralogías magnéticas secundarias (podemos mencionar: Fe_3O_4), las cuales son producto de la transformación de mineralogías magnéticas primarias (por ejemplo $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$) que al estar en contacto con gases reductores provenientes del yacimiento (entre estos gases se tiene: H_2S) se generan reacciones químicas que favorecen el desarrollo de éstas mineralogías magnéticas secundarias (Pérez et al., 1999, 2000; Kilgore 1989; Foote 1984, 1992; Machel 1995).

Aunque se podría pensar que estas anomalías son producto de contrastes litológicos, esta posibilidad no se considera porque los contrastes magnéticos observados coinciden con los intervalos sedimentarios donde se encuentra la roca reservorio, y pensamos que las condiciones geoquímicas creadas por el yacimiento es la principal causa que conduce a la transformación mineralógica *in-situ*. Sin embargo cabe destacar que en el perfil magnético de la Figura 6.3 (b) se observa una anomalía magnética que coincide con la Formación Gobernador, la cual consideramos que es

producto del contraste litológico y no de la autigénesis de minerales magnéticos primarios (Gay 1993). Además, esta observación se soporta por el informe interno aportado por PDVSA donde se indica que el mencionado intervalo sedimentario revela ausencia de hidrocarburo.

En las Tablas 6.4 y 6.5 se reportan los valores del parámetro χ_{Umbral} obtenido mediante el procedimiento iterativo descrito en el Capítulo 5.

Tabla 6.4: Conjunto de pozos petroleros productores.			
Campo petrolero		Pozos	Umbral $\chi_{\text{umbral}}(\text{emu}/\text{cm}^3)\times 10^{-4}$
Pozos productores	Barrancas	Barrancas-1x	49,1
	Bejucal	Bejucal-1x	3,1
		Bejucal-2E	2,9
		Bejucal-4E	24,3
		Borburata-2E	7,4
	Borburata	Borburata-16E	47,9
		Borburata-18E	0,9
		Obispo	Obispo-1x
	Obispo-2x		2,8
	Sinco	Sinco-88	9,6
	Torunos	Torunos-1x	15,6
		Torunos-14x	7,1
		Torunos-16x	2,1
Promedio :			$(14 \pm 5)\times 10^{-4}$

Este parámetro fue calculado para cada uno de los pozos en estudio, el cual nos permite separar el conjunto de valores en dos subconjuntos de datos: valores de (χ_{Baja}) y alta (χ_{Alta}), respectivamente. Este umbral sugiere que sobre este límite se encuentran localizadas las anomalías magnéticas, mientras que por debajo se tiene la población de datos no anómalos.

Una representación gráfica del valor promedio de la χ_{Umbral} sobre una escala lineal con su respectivo error estándar correspondiente a cada grupo de pozos petroleros se muestra en la Figura 6.4.

Tabla 6.5: Conjunto de pozos petroleros no productores.			
Campo petrolero		Pozos	Umbral $\chi_{\text{umbral}}(\text{emu}/\text{cm}^3)\times 10^{-4}$
Pozos no productores		Borburata-4E	1,4
		Borburata-6E	3,2
	Borburata Hato	Hato-1x	0,7
		Hato-2x	0,8
	San Silvestre	Silvestre-1x	4,4
		Silvestre-3x	1,8
		Silvestre-7x	1,8
Promedio :			$(2 \pm 0,5)\times 10^{-4}$

En esta gráfica se evidencia que el grupo no productor se encuentra dentro de un intervalo de $(2\pm 0,5)\times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$, mientras que la banda de valores anómalos comprenden un amplio rango de SM de $(14\pm 5)\times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$, es decir ambas barras se separan por un valor de aproximadamente $6\times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$.

Este resultado sugiere que en el grupo de pozos productores las concentraciones de fases de hierro son de naturaleza fuertemente magnética, siendo éstas las responsables de los valores anómalos de SM, mientras que las medidas de SM asociadas al grupo no productor presentan bajo contenido de minerales magnético.

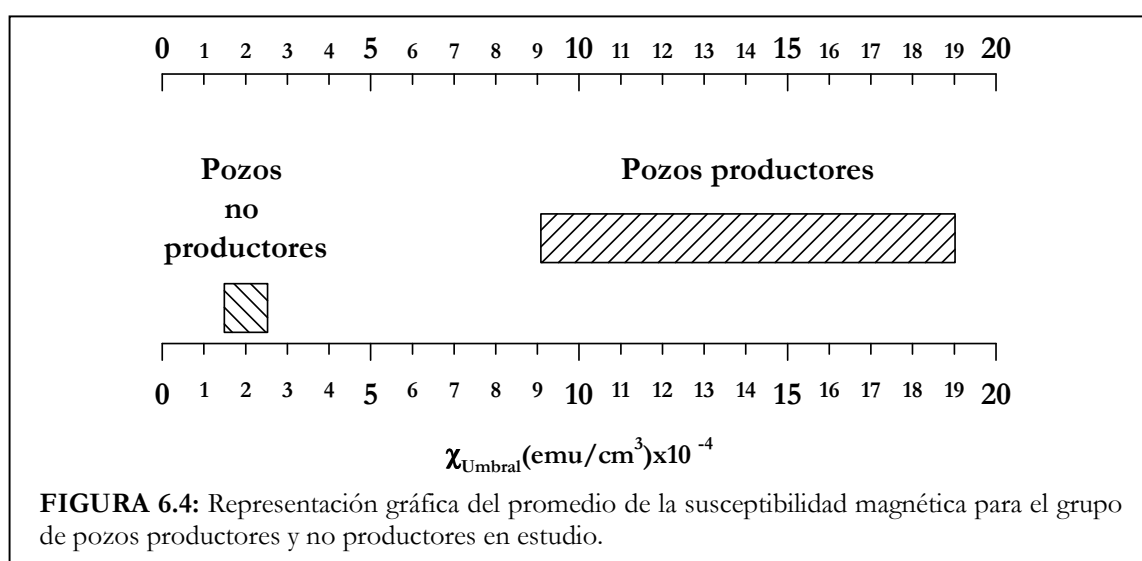


FIGURA 6.4: Representación gráfica del promedio de la susceptibilidad magnética para el grupo de pozos productores y no productores en estudio.

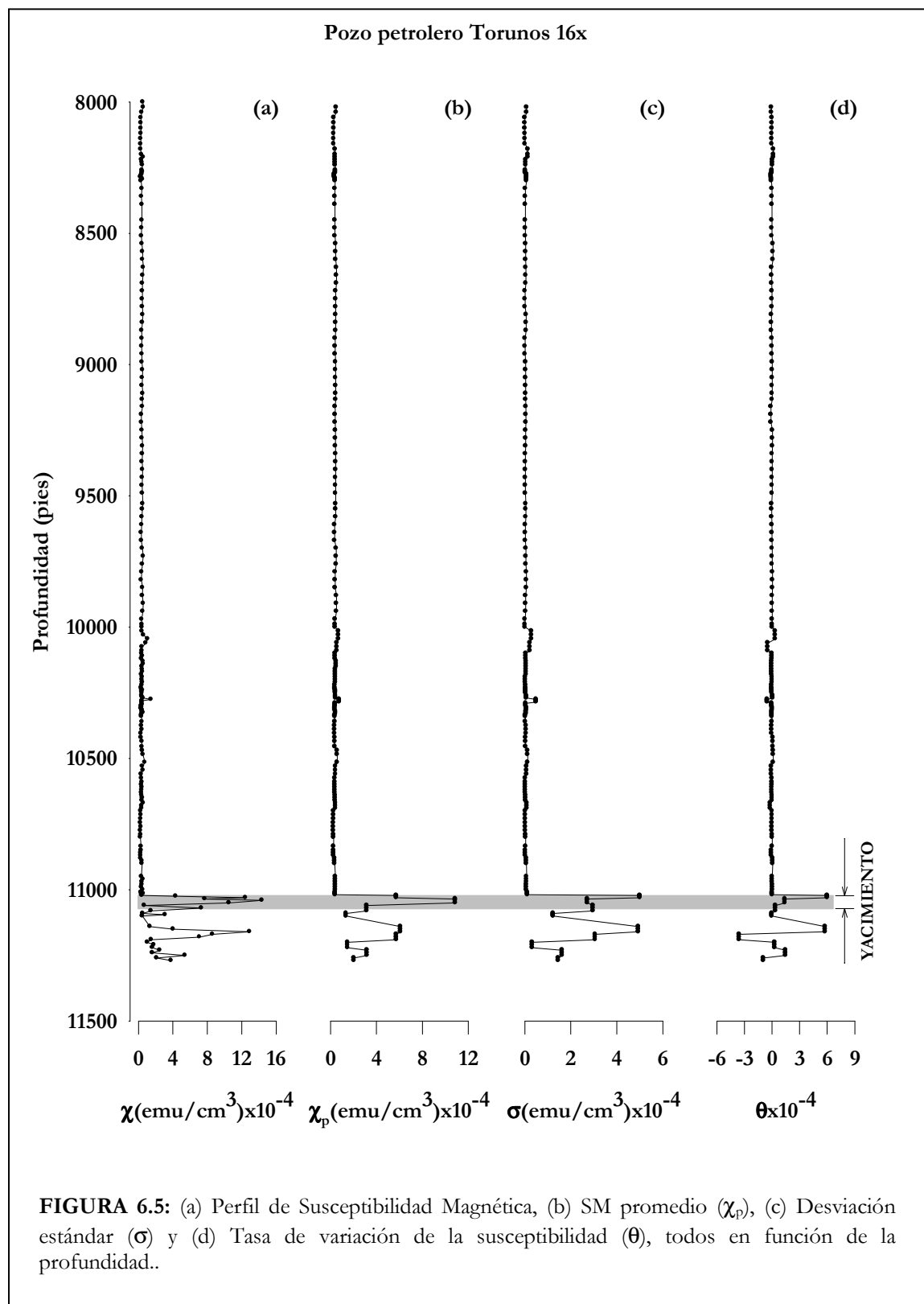
6.3 Análisis Estadístico

En esta sección abordaremos el análisis de los perfiles de la susceptibilidad magnética en profundidad a partir de un conjunto de índices estadísticos estándares, tales como la media y desviación estándar, con el fin de caracterizar estadísticamente el conjunto de pozos petroleros (productores y no productores) en estudio.

Enfatizaremos el resultado obtenido en el grupo de pozos productores, específicamente en los niveles sedimentarios correspondientes a las formaciones Gobernador y Escandalosa, ya que estos intervalos se corresponden con la roca reservorio de la cuenca Barinas–Apure.

En la Figura 6.5 (a) podemos apreciar el perfil de susceptibilidad magnética (PSM) del pozo petrolero Torunos-16x. Los datos correspondientes al intervalo entre 8.000 pies hasta 11.000 pies no presentan cambios significativos alrededor del valor promedio al ser comparados con los datos correspondientes a una profundidad mayor a 11.000 pies, donde se observan dos máximos relativos de intensidad magnética con valores que alcanzan aproximadamente $16 \times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$. Por otra parte la Figura 6.5 (b hasta d) corresponde a un preprocesamiento de los datos, explicado en la sección 5.5 (página 108 hasta 110), donde se evalúan índices estadísticos tales como: la susceptibilidad magnética promedio (χ_p), la desviación estándar (σ) y la tasa de variación de la susceptibilidad en función de la profundidad (θ).

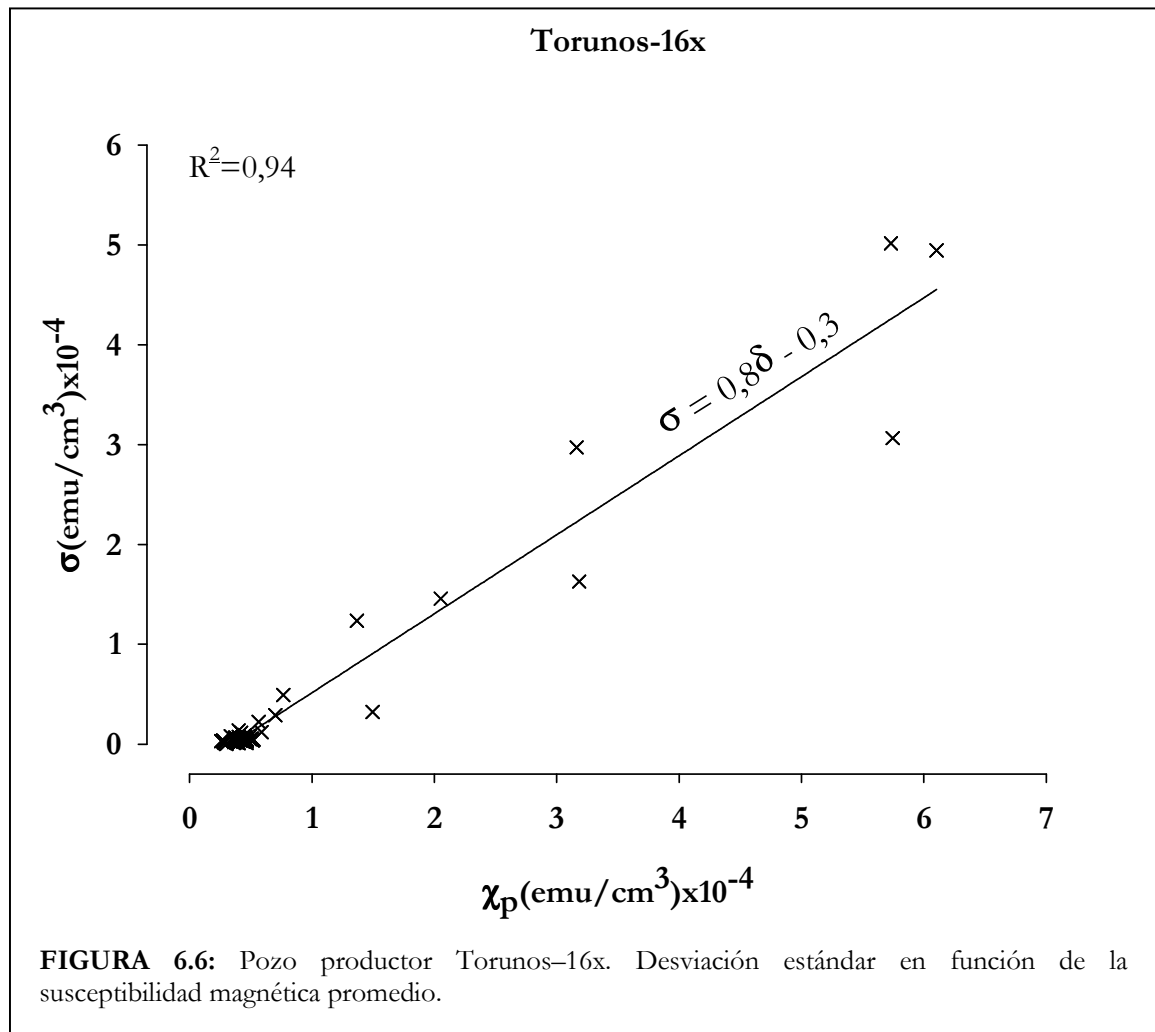
Se puede observar en la Figura 6.5 (b) que la SM promedio permite eliminar fluctuaciones de muy baja intensidad, permitiendo definir una serie suavizada en la cual se distinguen dos bandas magnéticas, una de las cuales coincide con el intervalo contenedor de crudo (banda de mayor intensidad) y la otra, a mayor profundidad, con aproximadamente la mitad de la intensidad respecto a la anterior banda.



Por otra parte, la desviación estándar y la tasa de variación de la SM (Figura 6.5 (c) y (d)) muestran que los máximos relativos de intensidad magnética se conservan en relación a los que se aprecian en el PSM no procesado (Figura 6.5 (a)).

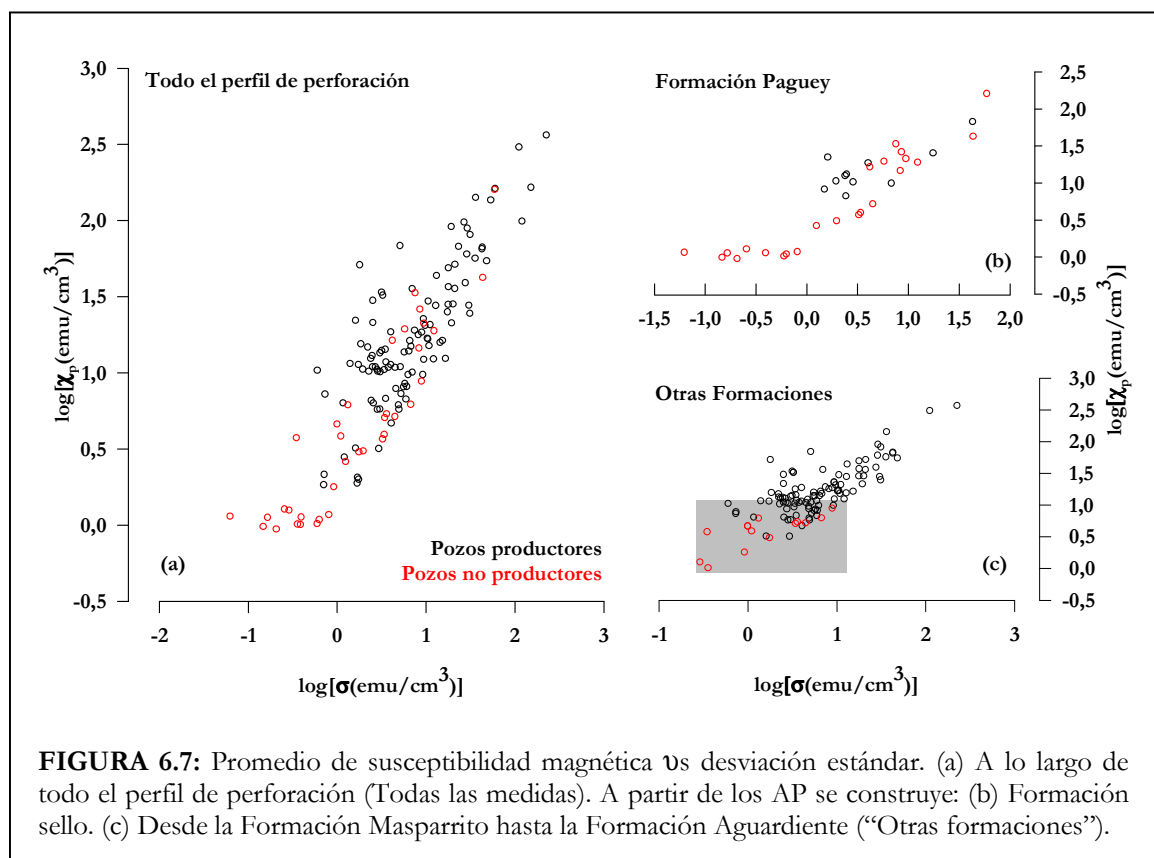
Los perfiles del promedio, la desviación estándar y la tasa de variación de la susceptibilidad magnética, conservan la estructura del perfil original, además de definir de manera más clara dos bandas de anomalías magnéticas en el perfil de susceptibilidad.

Cualquiera de los tres índices son representativos del comportamiento observado en la señal original, esto indica que podrían ser implementados en el análisis de perfiles magnéticos.



La correlación cuadrática media entre χ_p y σ da 0,94, lo cual hace que si se grafica σ vs χ_p los valores se distribuirán a lo largo de la diagonal principal (Figura 6.6).

En la Figura 6.7 se graficaron los valores del logaritmo de la susceptibilidad magnética promedio en función del logaritmo de la desviación estándar para todo el conjunto de pozos productores y no productores a lo largo de todo el perfil (a), de la Formación Paguey (b) y desde la Formación Masparrito hasta la Formación Aguardiente (c).



En la Figura 6.7 (a) observamos como los valores correspondientes al grupo de pozos productores y pozos no productores a lo largo de todo el rango de perforación se distribuyen a lo largo de la diagonal con cierta dispersión. Por otra parte se observa que ambos grupos de pozos se mezclan notablemente indicando que no podría utilizarse esta representación para separar los dos grupos de pozos petroleros.

Esto condujo a dividir el grupo de datos en dos poblaciones, una serie de valores asociados a la Formación Paguey (formación sello) y el otro conjunto de valores a “Otras Formaciones”

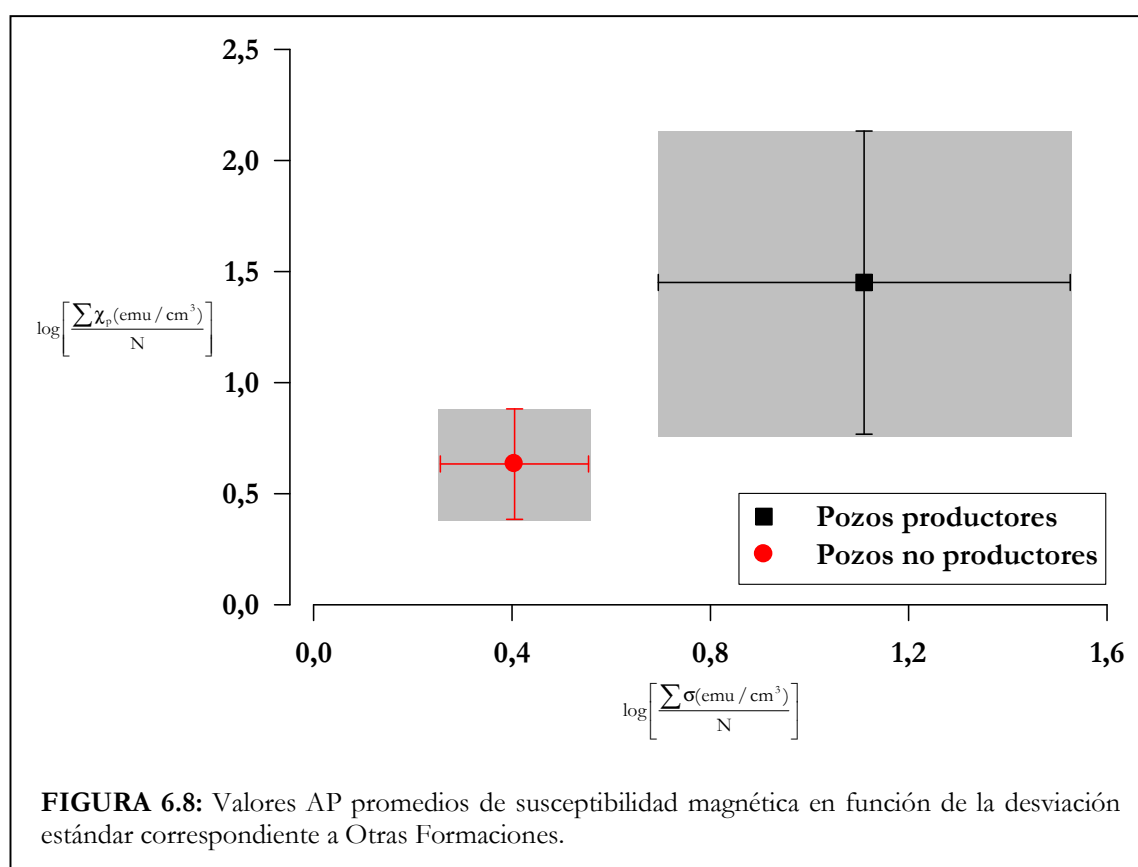
Cada una de estas poblaciones se separó en dos nuevos subconjuntos de datos, un subconjunto de valores no anómalos (NA) y el otro de valores anómalos (AP). Como criterio de separación se calculó un umbral para cada una de las series magnéticas por medio de un procedimiento iterativo, el cual consistió en determinar el promedio de la susceptibilidad magnética, más o menos una significancia estadística, eliminando en cada paso los valores extremos, para finalmente seleccionar los correspondientes a la población anómala (valores responsables de originar contrastes magnéticos). A partir de estos valores (AP) se construye la Figura (b y c).

En la Figura 6.7 (b) correspondiente a la Formación Paguey se sigue apreciando que ambos grupos de pozos no muestran tendencia alguna a separarse en dos poblaciones, es decir grupo de pozos productores y grupo de no productores. Este resultado indica que ambas poblaciones de valores oscilan dentro de un rango de baja variabilidad, es decir, en otras palabras es el “background” compartido por ambos grupos de pozos.

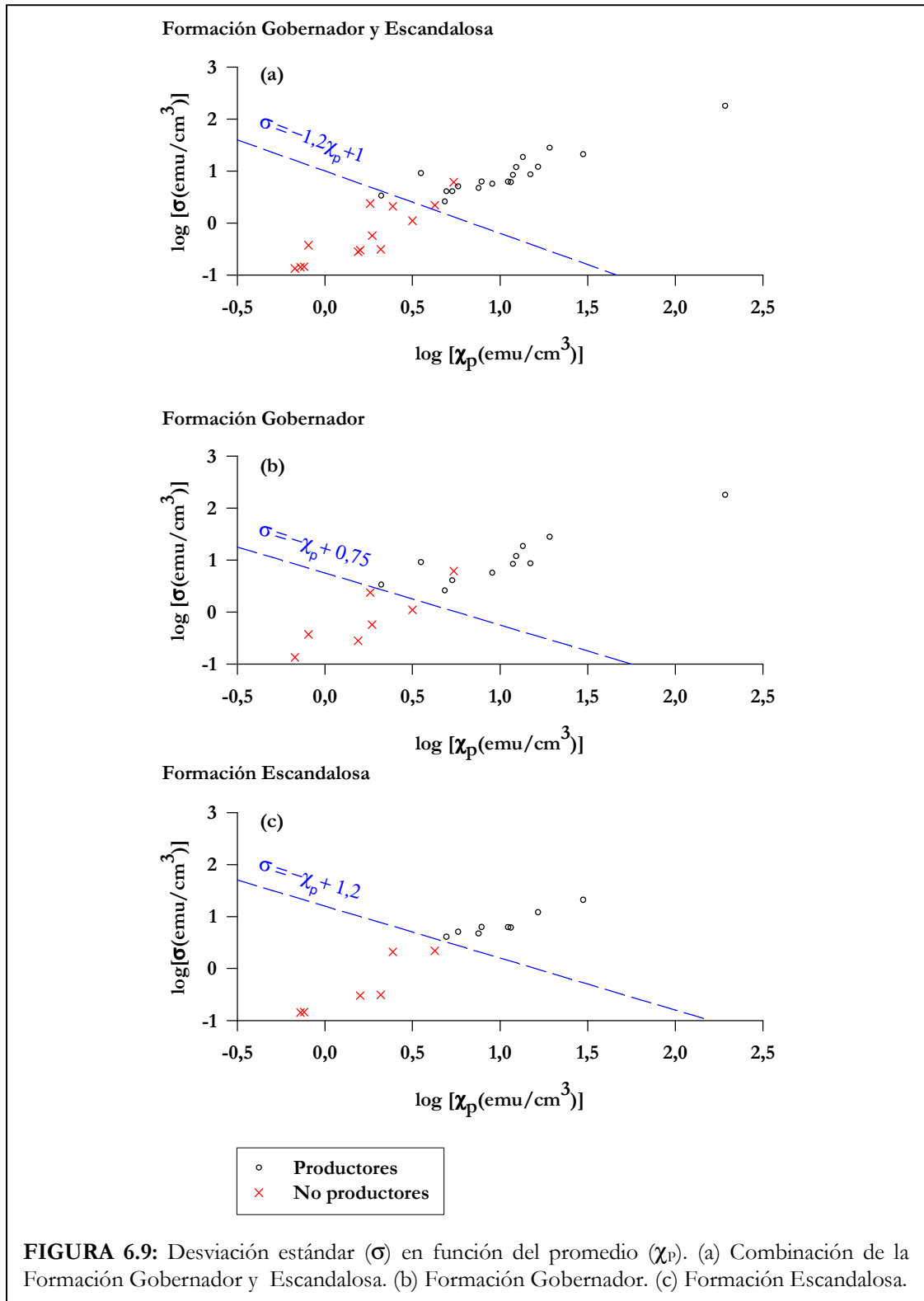
En la Figura 6.7 (c) correspondiente a Otras Formaciones se observa una tendencia más clara en comparación con los casos anteriormente discutidos. El conjunto de valores asociados al grupo de pozos *no productores* se encuentran dentro de un rango de valores de susceptibilidad magnética promedio de $(\chi_{\text{promedio}} \in: 1 \text{ hasta } 10) \times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$, mientras que la mayoría de los valores promedio de susceptibilidad asociados al conjunto de pozos productores oscilan dentro de valores altos de magnetización $(\chi_{\text{promedio}} \in: 10 \text{ hasta } 500) \times 10^{-4} \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$.

Si elegimos una zona discriminante (rectángulo sombreado en color gris), cabe destacar que dentro de ésta se encuentra en mayor porcentaje (100%) la población de datos correspondientes al grupo de pozos no productores.

La obtención del resultado que se aprecia en la Figura 6.7 (c) nos conduce a realizar la representación del valor promedio de los diferentes índices con su respectivo error estándar evaluados para el conjunto de datos, Figura 6.8, donde se evidencia que el grupo de pozos estudiados se encuentran bien separados, indicando así que el conjunto productor posee las máximas amplitudes de susceptibilidad, mientras que el grupo no productor está caracterizado por poseer valores cercanos al cero de susceptibilidad.

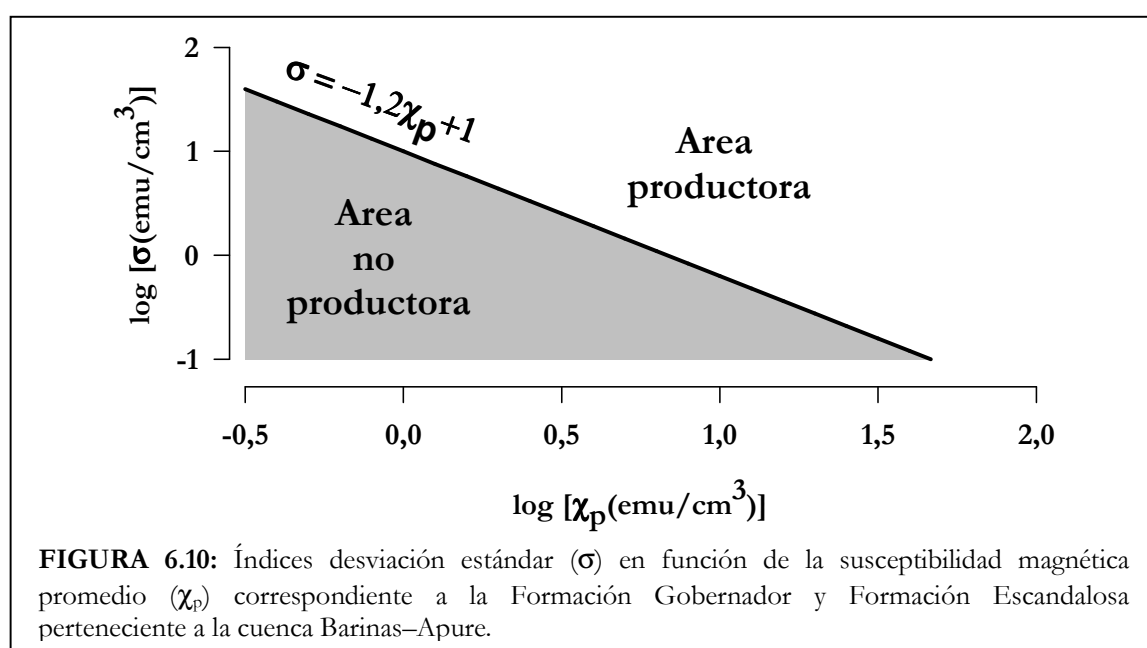


Dentro del intervalo sedimentario que hemos denominado “Otras Formaciones” se encuentran las Formaciones Gobernador y Escandalosa. En la Figura 6.9 se representan los índices estadísticos asociados a las valores AP correspondientes a las formaciones anteriormente mencionadas.

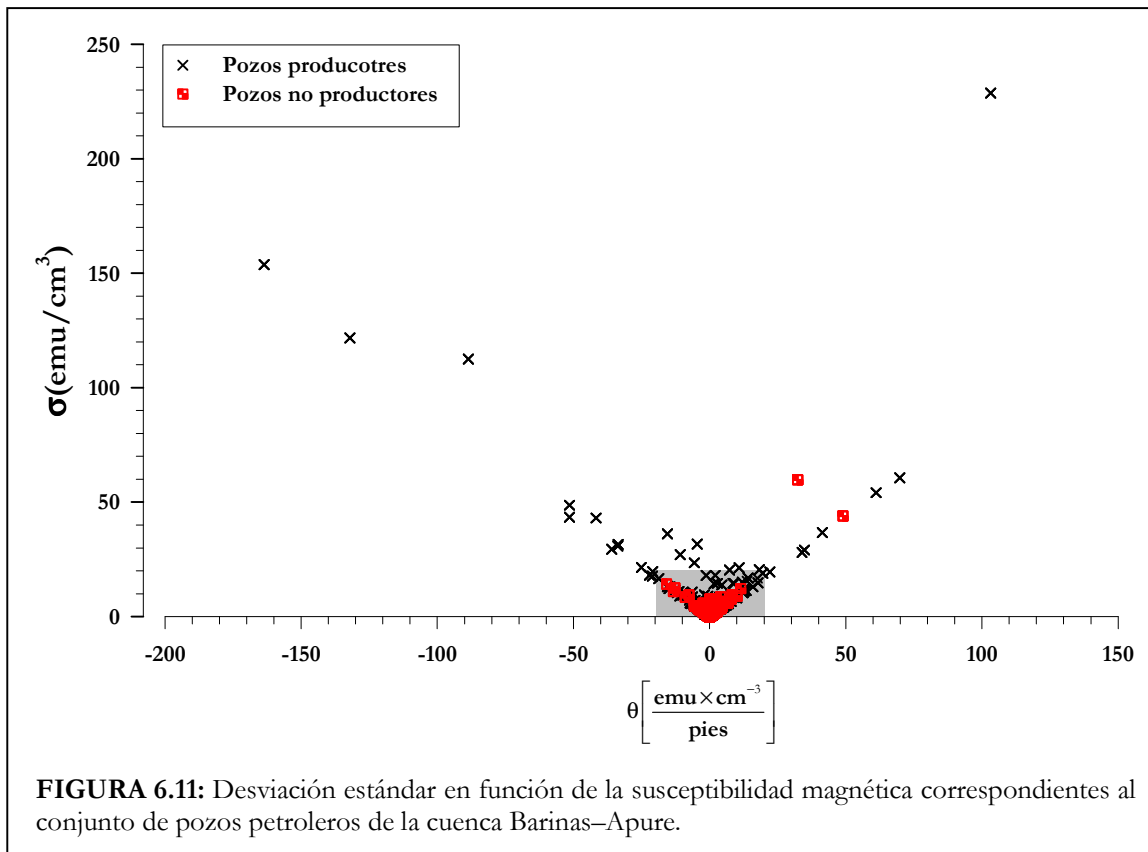


En la Figura 6.9 (a) muestra la desviación estándar σ vs susceptibilidad para las Formaciones Gobernador y Escandalosa se observa como a partir del semiplano $\sigma = -1,2\chi_p + 1$ podemos separar el 72% de pozos no productores del grupo de pozos productores. Ahora si procedemos a evaluar este comportamiento para cada grupo de los pozos estudiados de manera independiente, encontramos que este resultado también se puede apreciar para la Formación Gobernador eligiendo el semiplano $\sigma = -\chi_p + 0,75$ (Figura 6.9 (b)). En cambio para la Formación Escandalosa se logra separar en un 100% los pozos según su producción (productora y no productora), resultado estadísticamente significativo (Figura 6.9 (c)). Así el conjunto de pozos productores muestran valores de σ y χ_p que son mayores respecto al conjunto de pozos no productores, indicando que la mayor concentración de fases mineralógicas de hierro se encuentran concentradas en intervalos sedimentarios contenedores de hidrocarburo.

Partiendo de este resultado podríamos proponer este procedimiento como una estrategia que nos permita separar las formaciones según su nivel de producción específicamente en la zona contenedora de hidrocarburos, tal como se ilustra en la Figura 6.10.



En la Figura 6.11 se muestran los valores correspondientes a la tasa de variación de la susceptibilidad magnética en función de la profundidad. Se aprecia que la mayoría de los valores correspondientes al conjunto de pozos no productores se encuentran en una región de dispersión caracterizada por los valores de $\sigma = 20 \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$ y $\theta = 20 \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$ (zona sombreada en color gris) que definen una región de baja dispersión (asociados a bajos valores de susceptibilidad), comparada con la dispersión presentada por los valores de los pozos productores (asociados a altos valores de susceptibilidad).

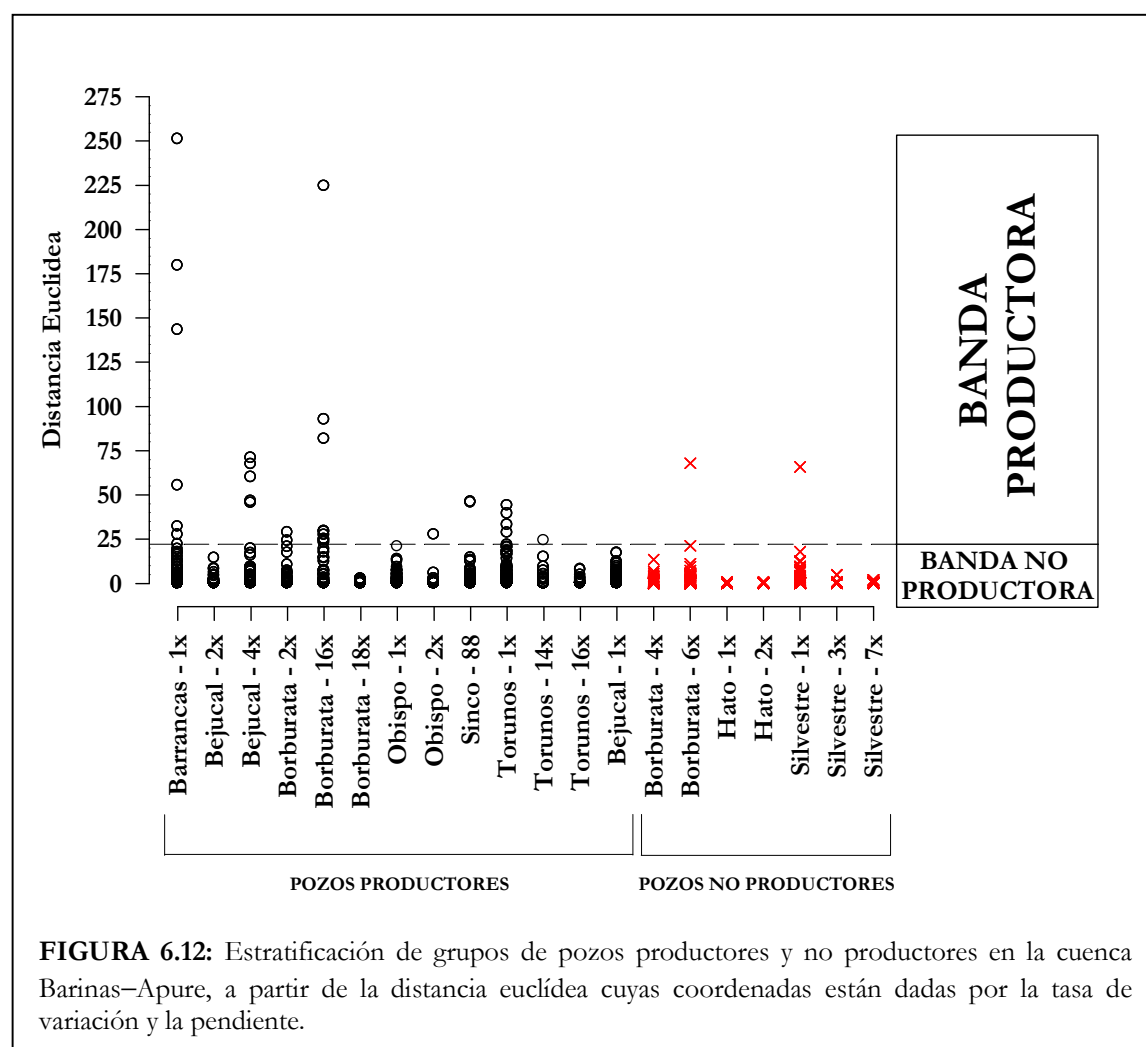


En esta representación gráfica cada pozo contribuye con más de un valor lo que no nos permite distinguir de manera directa los no productores de aquellos que lo son, a pesar de caracterizar a los no productores con una baja dispersión. Motivo por el cual

procedimos a construir una nueva representación gráfica donde cada valor representa una distancia euclídea ($d(j)$) en términos de las coordenadas σ y θ :

$$d(j) = \sqrt{(\theta_j - \theta_0)^2 + (\sigma_j - \sigma_0)^2}, \quad \begin{cases} \theta_0 = 0 \\ \sigma_0 = 0 \end{cases}$$

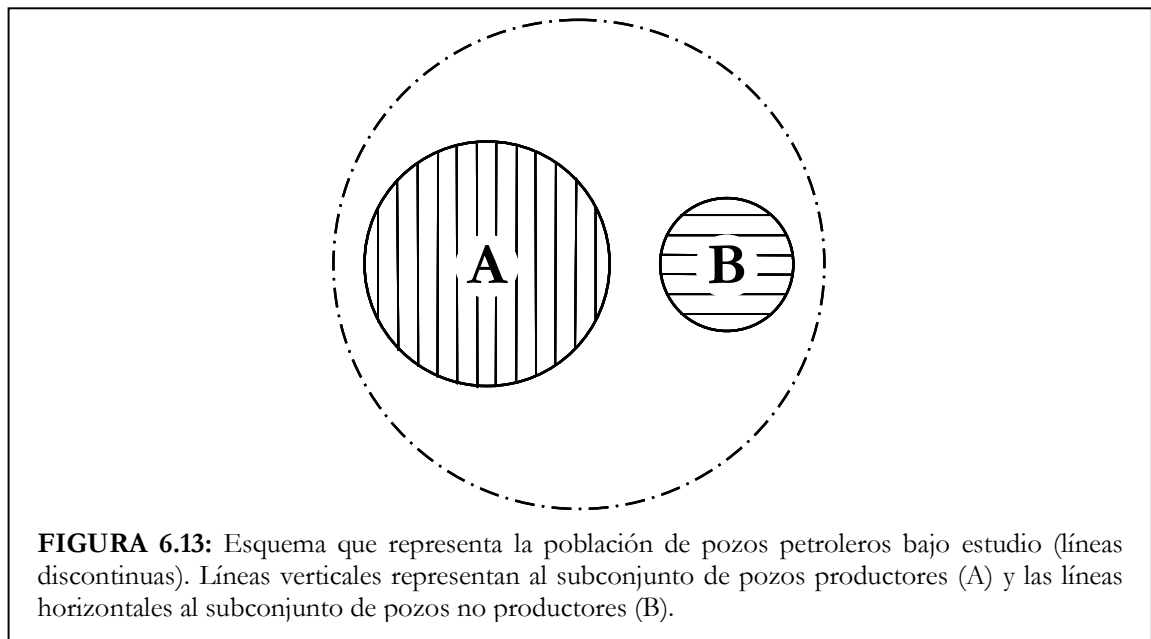
De esta manera, si representamos esta distancia euclídea para cada uno de los pozos, tal como se muestra en la Figura 6.12, es fácil fijar un umbral que permita distinguir los pozos según su nivel de producción.



Para realizar una estratificación entre el conjunto de pozos productores y no productores comenzamos fijando un límite que se ubica aproximadamente a una distancia euclídea de $25 \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3}$. El criterio seleccionado para establecer el mencionado límite fue no considerar los dos valores máximos de los Pozos **Borburata-6x** y **Silvestre-1x** ya que estos se encuentran muy distantes de la población de valores correspondientes al grupo no productor.

De acuerdo al criterio implementado se obtuvo que dentro del grupo de pozos productores (13 pozos en total) 8 pozos sobrepasan el límite fijado, y de un total de 7 pozos dentro del grupo de no productores solamente 2 pozos lo exceden.

De esta manera se tienen dos poblaciones de datos: uno asociado al conjunto de pozos productores (A) y otro al conjunto de pozos no productores (B), como se indica en el diagrama de la Figura 6.13.



A continuación evaluamos si estas poblaciones son diferentes estadísticamente, para lo cual realizamos una prueba de significancia.

Un elemento fundamental para la construcción de la prueba de significancia es la distribución Normal, la cual es una de las distribuciones más importantes porque se

observa en muchas series de datos, a tal punto que distintos tipos de análisis estadísticos requieren esta distribución como condición para su aplicación.

Partimos de la función de densidad de la distribución Normal, la cual se describe por medio de la siguiente expresión:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\bar{x}}{\sigma}\right)^2} \quad (6.1)$$

donde $f(x)$ es la densidad de probabilidad de los valores de susceptibilidad magnética (χ), $\bar{\chi}$ es el valor promedio de los valores de susceptibilidad magnética y σ es la desviación estándar. Realizando un cambio de variable z igual a:

$$z \equiv \left(\frac{\chi - \bar{\chi}}{\sigma} \right) \quad (6.2)$$

nos permite centrar la distribución en torno a un promedio 0 y una desviación estándar igual a la unidad 1.

Esta cantidad además se puede escribir en términos de la proporción de la población:

$$z \equiv \frac{\hat{p} - p}{\sqrt{\frac{p \cdot (1-p)}{n}}}, \quad \left[\text{Error estándar: } \varepsilon = \sqrt{\frac{(1-p) \times p}{n}} \right] \quad (6.3)$$

donde:

$$\hat{p} = \frac{\text{Número de pozos dentro de la muestra que cumplen las condiciones de éxito}}{\text{Número total de pozos que conforman la muestra bajo estudio}}$$

$$p = \frac{\text{Número de pozos dentro de la población que cumplen las condiciones de éxito}}{\text{Número total de pozos que conforman la población}}$$

$1-p$ = proporción de la muestra no exitosa

La representación anterior para cada población de datos viene dada por la siguiente expresión:

$$z_{\text{conjunto productor}} = \frac{(\hat{p}_1 - p_1)}{\sqrt{\frac{\hat{p}_1 \cdot (1 - \hat{p}_1)}{n_1}}} \quad (6.4)$$

$$z_{\text{conjunto no productor}} = \frac{(\hat{p}_2 - p_2)}{\sqrt{\frac{\hat{p}_2 \cdot (1 - \hat{p}_2)}{n_2}}} \quad (6.5)$$

Las expresiones (6.4) y (6.5) definidas para cada una de las poblaciones de pozos petroleros (Figura 6.13), es necesario generalizarla de la siguiente manera:

$$z_{\text{observacional}} = \frac{(\hat{p}_1 - \hat{p}_2) - (p_1 - p_2)}{\sqrt{\bar{p} \cdot (1 - \bar{p}) \cdot \left(\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \right)}} \quad (6.6)$$

donde el denominador combina ambos conjuntos de datos y se conoce como error estándar agrupado ($\epsilon_{\text{agrupado}}$) y $\bar{p}$ representa la proporción promedio entre las poblaciones:

$$\bar{p} = \frac{\hat{p}_1 + \hat{p}_2}{n_1 + n_2} \quad (6.7)$$

Para determinar si las poblaciones son estadísticamente significativas, se tienen los pozos pertenecientes a A y B:

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \text{Pozos productores} \\ B = \text{Pozos no productores} \end{array} \right\},$$

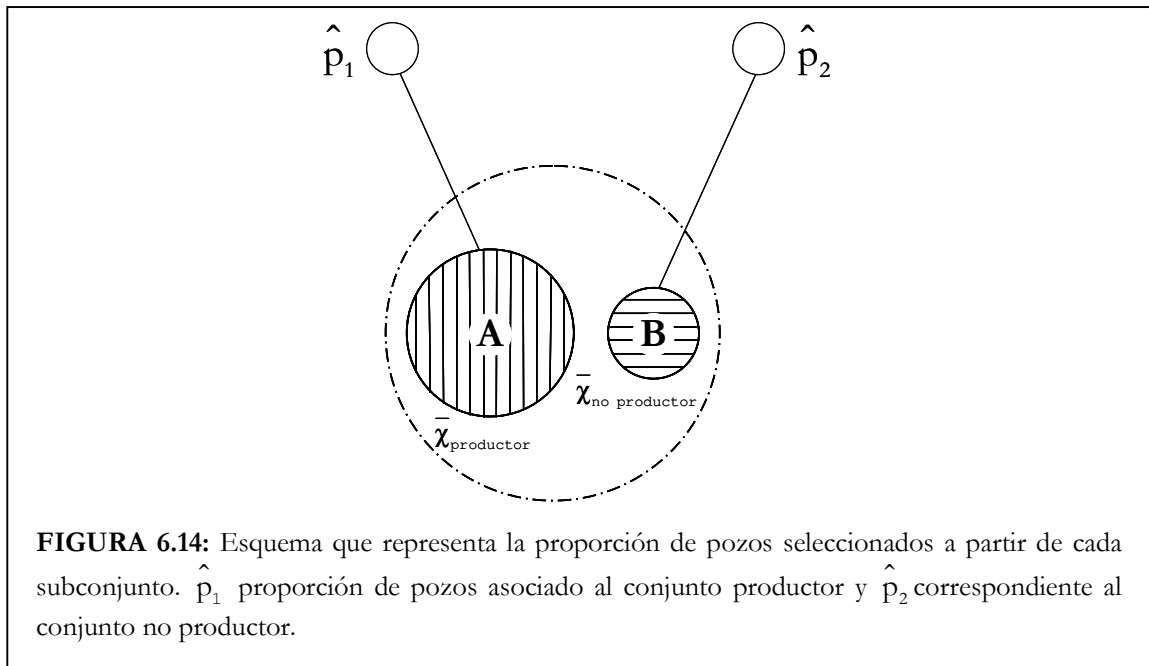
evaluamos según un criterio de umbral de intensidad cuántos pozos dentro de cada grupo sobrepasan de manera exitosa este umbral, resultando que 8 pozos dentro de A y 2 dentro de B responden favorablemente (Figura 6.12). De acuerdo a este resultado surge la siguiente pregunta básica: ¿Existe diferencia significativa entre ambos grupos?. Podría ser afirmada con una seguridad que nosotros previamente decidimos.

El mecanismo de los diferentes test se realiza, aunque con matices, siempre de la siguiente forma: En primer lugar, se mira la magnitud de la diferencia que hay entre los grupos a comparar normalizado por el error estándar definido. Si esta magnitud o valor absoluto es mayor que la seguridad definida $z_{\text{establecido}}$, concluimos que la diferencia es significativa entre A y B. Por tanto aceptamos la hipótesis alternativa (H_a =Altas intensidades magnéticas están asociadas a la presencia de hidrocarburos) y rechazamos la hipótesis nula (H_0 =Altas intensidades magnéticas no están asociadas a la presencia de hidrocarburos).

Evaluamos a continuación los aspectos relacionados al criterio de significancia:

(a) Plantear las hipótesis nula (H_0) y alternativa (H_a):

La “hipótesis nula” se basa en que no existe diferencia significativa entre las proporciones correspondiente a cada grupo de pozos petroleros bajo estudio (Figura 6.14).



Ahora bien, si la diferencia es significativa, esto nos conduce a proponer una hipótesis alternativa. De lo antes expuesto se tiene lo siguiente:

Hipótesis nula $\Rightarrow H_0 : p_2 - p_1 = 0$ (No hay diferencia significativa).

Hipótesis alternativa $\Rightarrow H_a : p_2 - p_1 > 0$ (Si hay diferencia significativa).

(b) Seleccionar el nivel de significación

Antes de realizar el estudio debemos plantearnos; que proporción de error estamos dispuestos a aceptar para dar por válido el resultado obtenido. El análisis estadístico consiste en calcular la probabilidad de cometer este error y esperamos que sea menor al planteado preliminarmente como nivel de significancia. Como una medida complementaria está el nivel de confianza, el cual se refiere a la confianza que debemos alcanzar para generalizar el resultado de una muestra hacia toda la población, es decir, es la confianza que tenemos de que la conclusión a la que hemos llegado es cierta. Una probabilidad elevada nos da la tranquilidad de que lo que hemos calculado es cercano a lo real y no debido al azar.

En nuestro caso fijamos:

$\alpha = 0,20$ existe 20% de probabilidad de equivocarse y 80% de confianza

(c) Identificar el estadístico de prueba z

Identificar el estadístico de prueba z equivale a realizar una lectura sobre la distribución gaussiana de las proporciones en la variable z específicamente en el valor elegido del nivel de significancia.

En nuestro caso establecimos un nivel de significancia:

$$\alpha = 0,20 \Rightarrow z_{\text{establecido}} = 1,33$$

Además se tiene la expresión (6.6), la cual posee en el numerador la diferencia entre las proporciones correspondientes a cada grupo y en el denominador la dispersión de las proporciones de ambos grupos:

$$z_{\text{observacional}} = \frac{(\text{Diferencia observacional entre las proporciones}) - (\text{Parámetros de la hipótesis nula})}{\text{Error estándar de la diferencia observacional}}$$

$$= \frac{(\hat{p}_1 - \hat{p}_2) - (p_1 - p_2)}{\sqrt{\bar{p} \cdot (1 - \bar{p}) \cdot \left(\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \right)}}, \quad [\text{Asumiendo la hipótesis nula} \Rightarrow H_0: p_1 - p_2 = 0]$$

Finalmente:

$$z_{\text{observacional}} = \frac{(\hat{p}_1 - \hat{p}_2)}{\sqrt{\bar{p} \cdot (1 - \bar{p}) \cdot \left(\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \right)}}$$

(d) Formular la regla de decisión

Una vez evaluado el valor de $z_{\text{establecido}}$ que corresponde con el valor de significancia elegido se establece la regla de decisión:

Hipótesis nula H_0 : se rechaza si $z_{\text{observacional}} > z_{\text{establecido}}$.

Conocida la metodología procedemos a evaluar los diferentes parámetros y tomar la decisión:

$$\begin{array}{ll} \hat{p}_1 = \frac{8}{13} = 0,62 & \left[\begin{array}{l} \text{proporción de pozos en el grupo A (productores) que} \\ \text{presenta valores altos de susceptibilidad magnética (SM).} \end{array} \right] \\ \hat{p}_2 = \frac{2}{7} = 0,28 & \left[\begin{array}{l} \text{proporción de pozos en el grupo B (no productores)} \\ \text{que presenta valores altos de SM.} \end{array} \right] \\ \bar{p} = \frac{8+2}{13+7} = 0,5 & \left[\begin{array}{l} \text{proporción de pozos en el grupo A y grupo B que} \\ \text{presentan altos valores de SM.} \end{array} \right] \end{array}$$

Evaluando la expresión nos queda:

$$z_{\text{observacional}} = \frac{|0,62 - 0,28|}{\sqrt{0,5(1-0,5)\left(\frac{1}{13} + \frac{1}{7}\right)}} = 1,41$$

Decisión sobre H_0 :

Se obtiene.

$$z_{\text{observacional}} = 1,41$$

$$z_{\text{establecido}} = 1,33$$

es decir.

$$z_{\text{observacional}} > z_{\text{establecido}}$$

ello significa que el valor de $z_{\text{observacional}}$ cae en la zona de rechazo, por lo tanto **no** aceptamos la hipótesis nula (H_0), en consecuencia hay evidencia estadística para aceptar la hipótesis alternativa (H_a).

Este resultado lo podemos visualizar en términos de una representación gráfica, para lo cual primero consideremos dos poblaciones de manera independiente:

(a) Conjunto productor:

$$z_{\text{conjunto productor}} = \frac{(\hat{p}_1 - p_1)}{\sqrt{\frac{\hat{p}_1 \cdot (1 - \hat{p}_1)}{n_1}}}, \quad \left\{ \begin{array}{l} \hat{p}_1 = \frac{8}{13} = 0,62 \\ n_1 = 20 \\ \epsilon_1 = \sqrt{\frac{\hat{p}_1 \cdot (1 - \hat{p}_1)}{n_1}} = 0,14 \\ p_1 = \text{Variable} \end{array} \right.$$

$$f(p_1) = \frac{1}{\epsilon_1 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} z_{\text{conjunto productor}}^2} \quad (6.8)$$

(b) Conjunto no productor

$$z_{\text{conjunto no productor}} = \frac{(\hat{p}_2 - p_2)}{\sqrt{\frac{\hat{p}_2 \cdot (1 - \hat{p}_2)}{n_2}}}, \quad \begin{cases} \hat{p}_2 = \frac{2}{7} = 0,28 \\ n_2 = 20 \\ \epsilon_2 = \sqrt{\frac{\hat{p}_2 \cdot (1 - \hat{p}_2)}{n_2}} = 0,14 \\ p_2 = \text{Variable} \end{cases}$$

$$f(p_2) = \frac{1}{\epsilon_2 \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} z_{\text{conjunto no productor}}^2} \quad (6.9)$$

En la Figura 6.15 se indica con la letra B la representación gráfica de la expresión (6.8), y la curva A corresponde a la expresión (6.9).

Las curvas de distribución de las poblaciones en donde se indica el margen de error (ϵ_1, ϵ_2) correspondiente a cada conjunto de pozos petroleros (líneas horizontales “—” y líneas verticales “|”). Se observa que el intervalo asociado a la población de pozos productores (líneas verticales negras) no se interceptan con el correspondiente a la población de pozos no productores (líneas horizontales rojas). Esto indica que las dos poblaciones de pozos son estadísticamente significativas. Cabe destacar que cuanto más grande sea $|\hat{p}_1 - \hat{p}_2|$ es más fácil demostrar que la diferencia es significativa (la separación entre las envolventes aumenta). Por el contrario, si la diferencia entre ambas variables es pequeña, es decir, las líneas verticales se acercan a las horizontales, entonces las posibilidades de detectar diferencias entre ambas poblaciones se dificulta. Lo anteriormente expuesto lo podríamos escribir mediante la siguiente expresión:

$$|\hat{p}_1 - \hat{p}_2| > \underbrace{z_{\text{establecido}} \times \epsilon_{\text{error estándar}}}_{\text{Margen de error}} \quad (6.10)$$

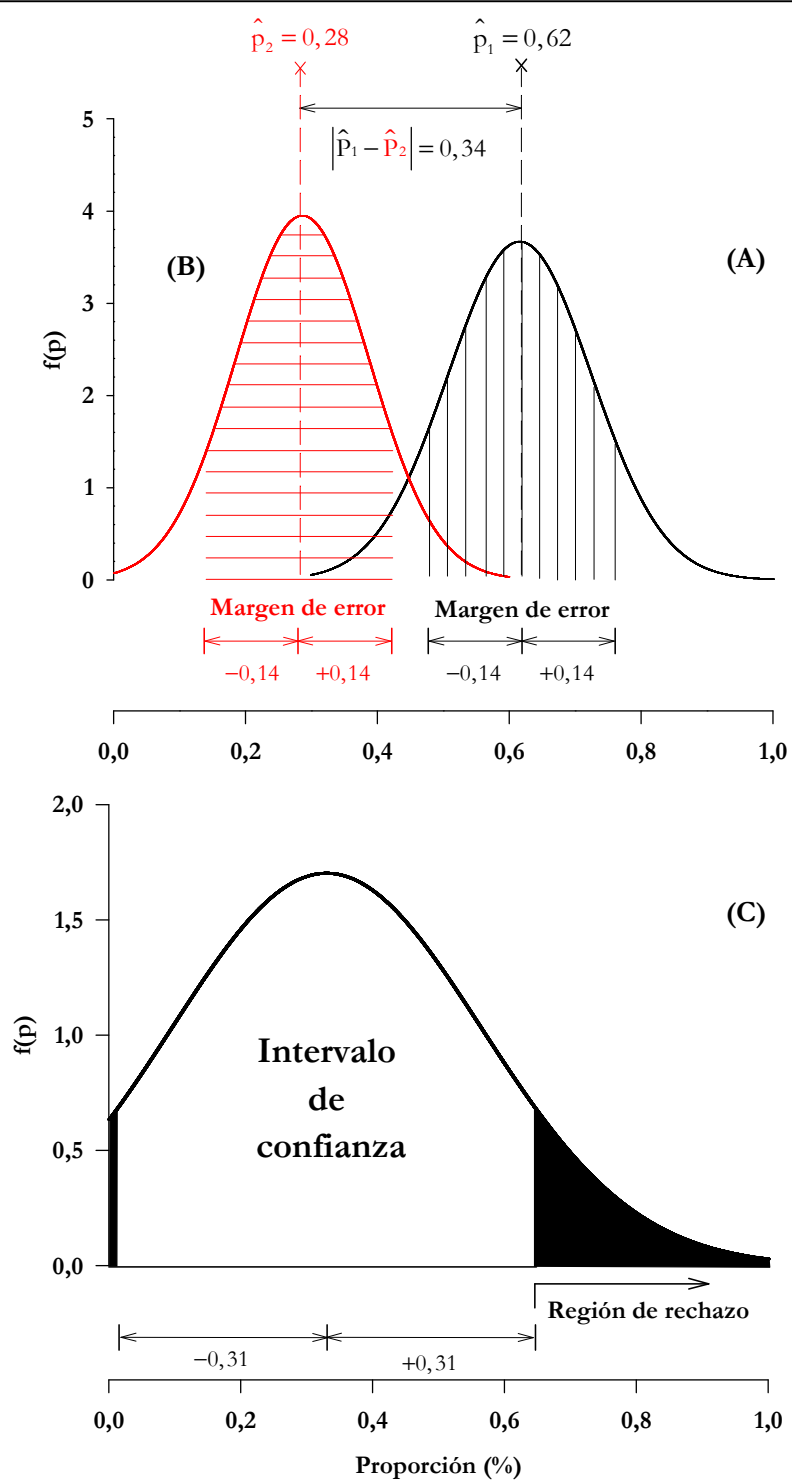


FIGURA 6.15: Función de distribución. (A) Pozos productores. (B) Pozos no productores. (C) Población de pozos bajo estudio (pozos productores y no productores).

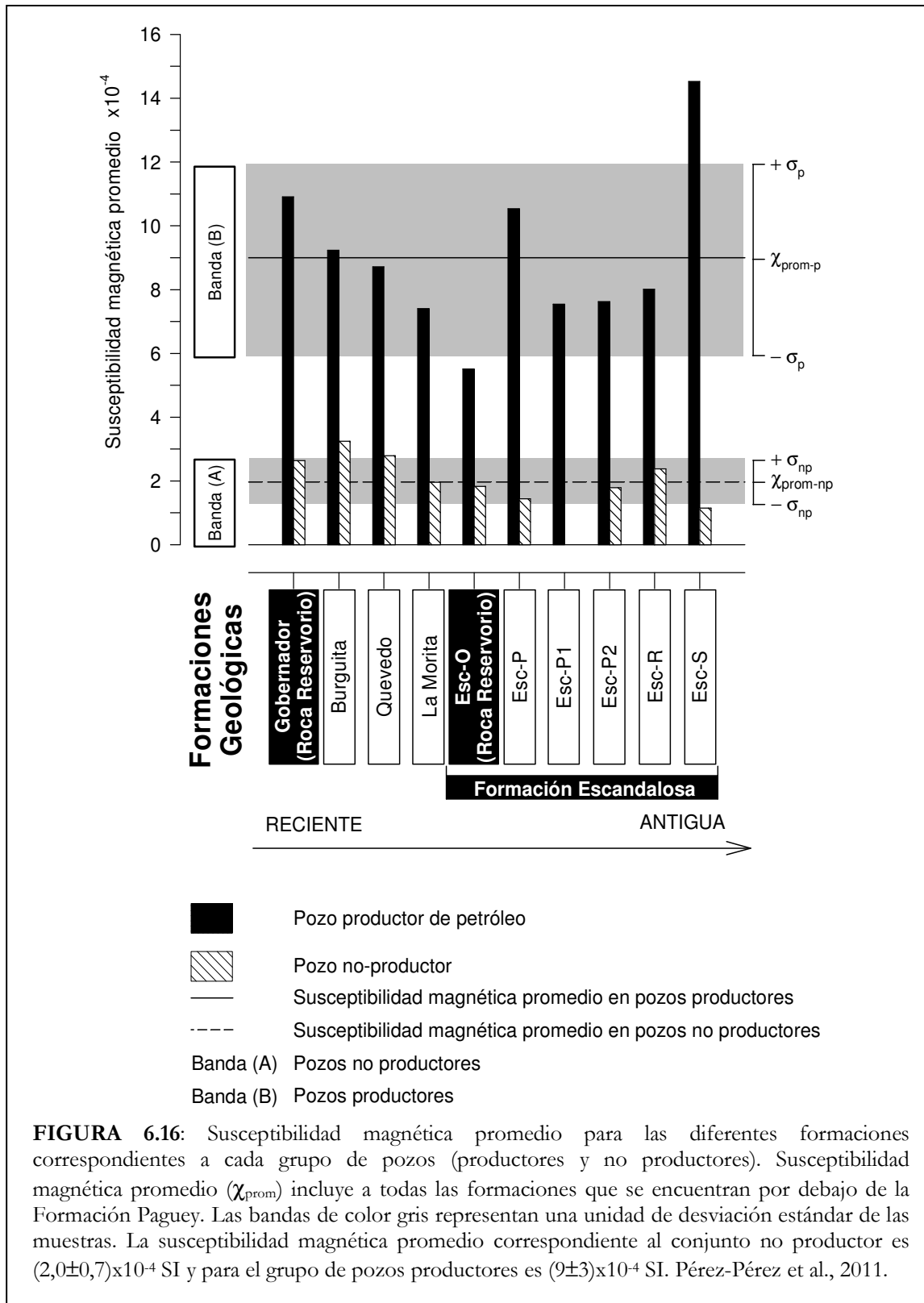
En la expresión anterior se tiene dos elementos esenciales: la magnitud de la diferencia que queremos probar $|\hat{p}_1 - \hat{p}_2|$ y el error estándar ($\epsilon_{\text{error estándar}}$), el cual es un estimador para determinar que tan bien representa una pequeña proporción a toda la población.

Calculando el margen de error de la expresión (6.10) nos queda:

$$\begin{aligned}\text{Margen de error} &= z_{\text{establecido}} \times \epsilon_{\text{error estándar}} \\ &= \pm 1,33 \times 0,24 \\ &= \pm 0,31\end{aligned}\tag{6.11}$$

La curva C (Figura 6.15) donde se indica el margen de error y la región de rechazo representa el tratamiento de valores de manera no independientes. El valor máximo que estamos asignando es 0,20, lo cual significa que rechazamos un 20% de las veces la hipótesis nula y aceptamos 80% de las veces la hipótesis alternativa. En resumen hemos aceptado la hipótesis alternativa la cual está asociada a que el conjunto de pozos productores están caracterizados por presentar altas intensidades magnéticas en comparación con el conjunto de pozos no productores.

Los resultados experimentales evidencian que el intervalo comprendido entre 8.000 pies hasta 12.000 pies de profundidad está caracterizado por poseer valores anómalos de susceptibilidad magnética. Esto nos conduce a evaluar dentro del mencionado intervalo los valores promedios de la susceptibilidad magnética para cada unidad sedimentaria perteneciente al grupo de pozos bajo estudio. La Figura 6.16 muestra la susceptibilidad magnética promedio por formación para cada grupo de pozos petroleros. Nótese que excluimos el análisis estadístico correspondiente a la Formación Paguey así como también todas las formaciones que se encuentran por encima de ésta, las cuales generalmente presentan baja susceptibilidad magnética y no están relacionadas a la producción de petróleo.



Una de las características relevantes observada es que la susceptibilidad magnética promedio asociada a los pozos productores posee valores altos comparados con los valores de susceptibilidad magnética medidos en pozos no productores para todas las formaciones estudiadas. Además, las desviaciones estándar muestran que los diferentes grupos de pozos petroleros están bien separados en cada formación. Por otro lado, el promedio general de la susceptibilidad magnética a lo largo de todas las formaciones consideradas para los dos grupos de pozos indica que el grupo productor posee mayor susceptibilidad magnética, en una proporción de 4 a 1, en comparación con los pozos no productores.

Estas diferencias observadas en los perfiles de susceptibilidad magnética entre los pozos productores y no productores es producto de concentraciones inusuales de minerales magnéticos presentes en los pozos productores. Hay varias posibles fuentes de estos minerales magnéticos (1) que se formaron durante el proceso de sedimentación, (2) que provienen de trazas metálicas dejadas durante el proceso de migración de los hidrocarburos a través de sistemas de falla, microfallas, y planos de estratificación, (3) que sea una combinación de los procesos antes mencionados, así como, (4) una consecuencia de un ambiente geoquímico reductor inducido por los depósitos de hidrocarburos.

Observando la Figura 2.2 (ver página 28), que muestra la ubicación de los pozos petroleros y su categoría (productores y no productores), se puede notar que en algunos casos ambas categorías están muy cercanas. En esta investigación hemos centrado nuestra atención a los intervalos anómalos localizados en las formaciones asociadas a la roca yacimiento pertenecientes al grupo de pozos productores. Estos resultados apoyan el origen de la mineralogía magnética de naturaleza autigénica inducida por los depósitos de hidrocarburos (Perez–Perez et al., 2000), aunque no se podría excluir la posibilidad de otros factores, debido a otros procesos asociados a la formación de minerales magnéticos en los sedimentos.

La Tabla 6.1 indica el número de muestras estudiadas y ordenadas de acuerdo con su ubicación en el registro estratigráfico.

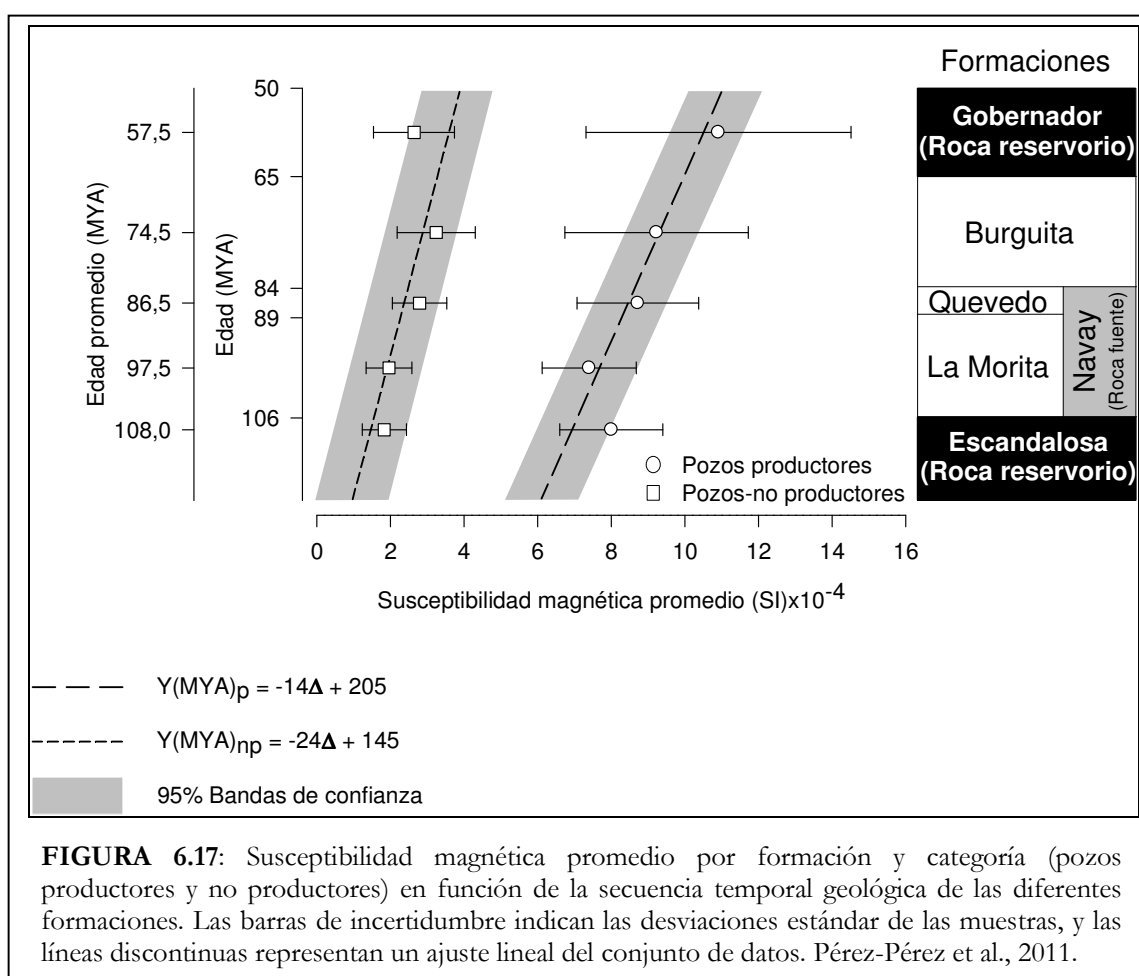
En la columna 4 se detalla la descripción litológica general correspondiente a las diferentes formaciones de la cuenca Barinas-Apure, donde la Formación Escandalosa se ha dividido en sus respectivos miembros. Para cada pozo se realizó la medida de SM a más de 200 muestras.

Tabla 6.1: Número de muestras estudiadas por unidad sedimentaria con su respectiva descripción litológica.

Formaciones		Pozos no productores	Pozos productores	Descripción litológica
Gobernador		111	325	Arenisca con cuarzo
Burguita		20	139	Arenisca micáceas, limolita y lutita
Navay	Quevedo	71	261	Arenisca, lutitas y calizas
	La morita	78	71	Shales
Escandalosa	Esc-O	49	68	Arenass
	Esc-P	86	100	
	Esc-P1	0	3	
	Esc-P2	9	30	
	Esc-R	52	52	
	Esc-S	16	16	

La Figura 6.17 muestra los valores promedio de la susceptibilidad magnética con sus respectivas desviaciones estándar, y un ajuste lineal para cada uno de los grupos de pozos petroleros (productores y no productores) en función de la edad geológica de la formación. Además, se presenta la información del coeficiente de variación (la inversa de la intersección, multiplicado por la desviación estándar expresado en porcentaje),

para ambos grupos de pozos productores y no productores, respectivamente. El coeficiente de variación determina los límites de confianza que están representados por dos bandas de color gris. Las bandas no se interceptan y su separación indica un resultado estadísticamente significativo. Por otra parte, la diferencia entre los valores promedio de cada formación correspondiente a los pozos productores y no productores, es aproximadamente constante $\Delta S_{\text{promedio}} = (6 \pm 1) \times 10^{-4}$ SI.



El hecho de que esta diferencia se mantenga constante podría estar relacionado con la llegada de los hidrocarburos provenientes de la roca madre a cada una de las unidades porosas, proceso que ocurrió simultáneamente.

El contacto de los hidrocarburos con las diferentes unidades geológicas dio inicio a un proceso de oxidación–reducción a igual intensidad geoquímica. Adicionalmente en la Figura se observa que para los pozos productores la susceptibilidad magnética promedio correspondiente al Miembro La Morita, constituye la roca fuente (Tocco et al., 1997), posee un valor promedio bajo en comparación con los miembros correspondiente a las rocas reservorios (Formación Escandalosa y Formación Gobernador) donde los valores promedio de la susceptibilidad magnética son altos. Este resultado podría sugerir que la filtración de hidrocarburos y la migración proveniente de la roca madre genera un campo geoquímico más reactivo, alterando así las propiedades *in situ* de los reactivos asociados con los minerales de hierro, alterando de esta manera la naturaleza magnética de la roca. Estos procesos de alteración están reflejados en los valores promedio de la susceptibilidad magnética, la cual decrece cerca de la roca fuente, pero se incrementa hacia las unidades correspondientes a la roca reservorio. Estos resultados son consistentes con los indicados por Liu y Liu (1998a).

A partir de este resultado se evidencia que la formación productora más jóvenes contienen mayor concentración de material magnético si la comparamos con las formaciones más antiguas. Por lo que sabemos hasta el presente este resultado no ha sido reportado por otros autores.

Podría considerarse que las acumulaciones de gases y petróleo que se escapan desde la Formación Escandalosa, formación más antigua, a través de planos de estratificación, sistemas de fracturas y microfracturas, al ser entrampadas en la Formación Gobernador, formación joven, transforma las condiciones geoquímicas existentes originando así un nuevo ambiente geoquímico mejorado, siendo éste el responsable de reactivar la transformación de las mineralogías magnéticas primarias a mineralogías magnéticas secundarias, cuyo resultado final es incrementar el porcentaje de fases de hierro de naturaleza magnética (Figura 6.18 (a) y (b)).

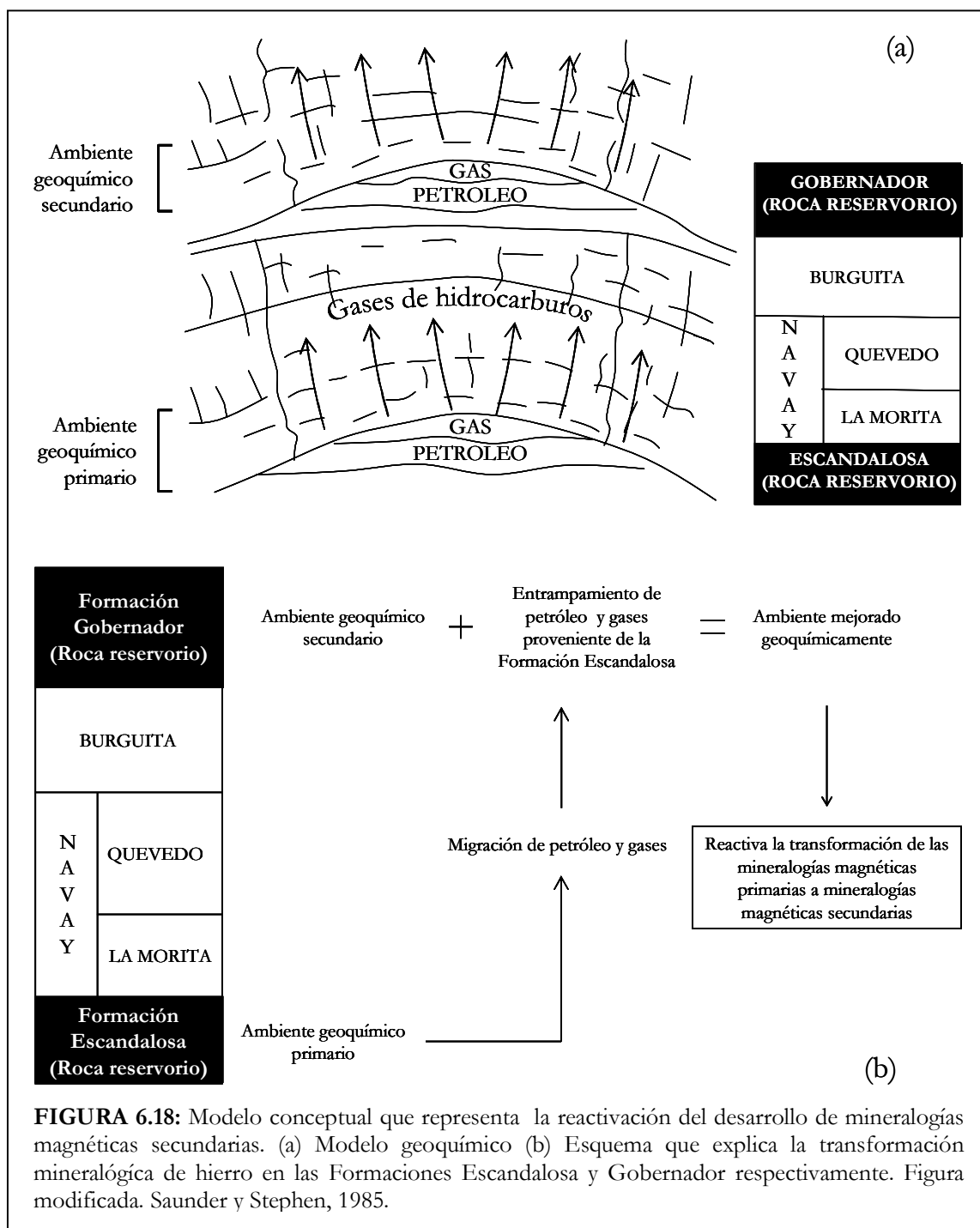


FIGURA 6.18: Modelo conceptual que representa la reactivación del desarrollo de mineralogías magnéticas secundarias. (a) Modelo geoquímico (b) Esquema que explica la transformación mineralógica de hierro en las Formaciones Escandalosa y Gobernador respectivamente. Figura modificada. Saunder y Stephen, 1985.

6.4 Mapa de Distribución de la Intensidad de la Susceptibilidad Magnética

Con la finalidad de describir cambios laterales de la susceptibilidad en amplitud y profundidad en la presente sección se muestran los mapas de distribución de la susceptibilidad magnética. Estos mapas han sido contruidos a partir de los valores promedio de la susceptibilidad magnética y sus correspondientes profundidades promedios para cada una de las diferentes unidades sedimentarias.

Enfatizaremos el resultado en las unidades sedimentarias contenedoras de hidrocarburos (Formación Gobernador y Formación Escandalosa), así como también se estarían monitoreando los cambios y la distribución espacial de la susceptibilidad en la Formación Paguey (formación sello).

Tabla 6.7: Valores de susceptibilidad correspondiente a la Formación Paguey.				
Estado		Pozos petroleros	$\chi \left(\frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \right) \times 10^{-4}$	$\log \left[\frac{\chi \left(\frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \right) \times 10^{-4}}{1 \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \times 10^{-4}} \right]$
Pozos productores	2	Bejucal-1x	1,75	0,2435
	3	Bejucal-2x	1,93	0,2854
	4	Bejucal-4x	1,63	0,2131
	5	Borburata-2x	1,84	0,2643
	6	Borburata-16x	1,06	0,0253
	7	Borburata-18x	0,82	-0,0864
	8	Obispo-1x	2,08	0,0319
	9	Obispo-2x	0,74	-0,1274
	10	Sinco-88	1,66	0,2196
	11	Torunos-1x	1,02	0,0074
	13	Torunos-16x	0,44	-0,3577
Pozos no productores	14	Borburata-4x	0,46	-0,3369
	15	Borburata-6x	1,59	0,2024
	16	Hato-1x	0,78	-0,1046
	17	Hato-2x	0,76	-0,1139
	18	Silvestre-1x	4,13	0,6163
	19	Silvestre-3x	1,65	0,2166
	20	Silvestre-7x	1,81	0,2598

Los datos usados para la construcción del mapa de susceptibilidad correspondiente a la Formación Paguey se encuentran listados en la Tabla 6.7.

En la Figura 6.21 se observa que los valores más altos de la amplitud de SM se encuentran en el extremo sudeste y sudoeste del área, mientras que en el extremo norte está localizada la zona magnéticamente negativa (Tabla 6.8 (a) y (b)).

Tabla 6.8 (a): Pozos petroleros. Zona magnéticamente positiva.			
Campo petrolero	Pozos	Estado	Localización
Bejucal	Bejucal-2E	Productor	Suroeste
	Bejucal-4E		
Borburata	Borburata-2E		
	Borburata-16E		
	Borburata-18E		
	Borburata-6E		
Silvestre	Silvestre-1x	No productor	Sureste
	Silvestre-3x		
	Silvestre-7x		

Tabla 6.8 (b): Pozos petroleros. Zona magnéticamente negativa.			
Campo petrolero	Pozos	Estado	Localización
Torunos	Torunos-1x	Productor	Extremo norte
	Torunos -14x		
	Torunos -16x		
Borburata	Borburata-4x	No Productor	

Esto sugiere que en estas regiones la concentración de minerales magnéticos, posiblemente de origen detrítico, es mayor, y por tanto, el extremo occidental y sudeste del área bajo estudio se encontraba más cercano a la fuente de sedimentos. En efecto, las zonas magnéticamente positivas es el resultado de minerales magnéticos cuya procedencia es la combinación de dos fuentes de sedimentos.

La principal fuente de minerales de fases de hierro de naturaleza magnética corresponde al Escudo Guayanés. Esta fuente es la responsable de aportar la proporción anómala de minerales pesados (por ejemplo: magnetita) que se depositaría más rápido y en una concentración anómala en el extremo sudeste del área en estudio.

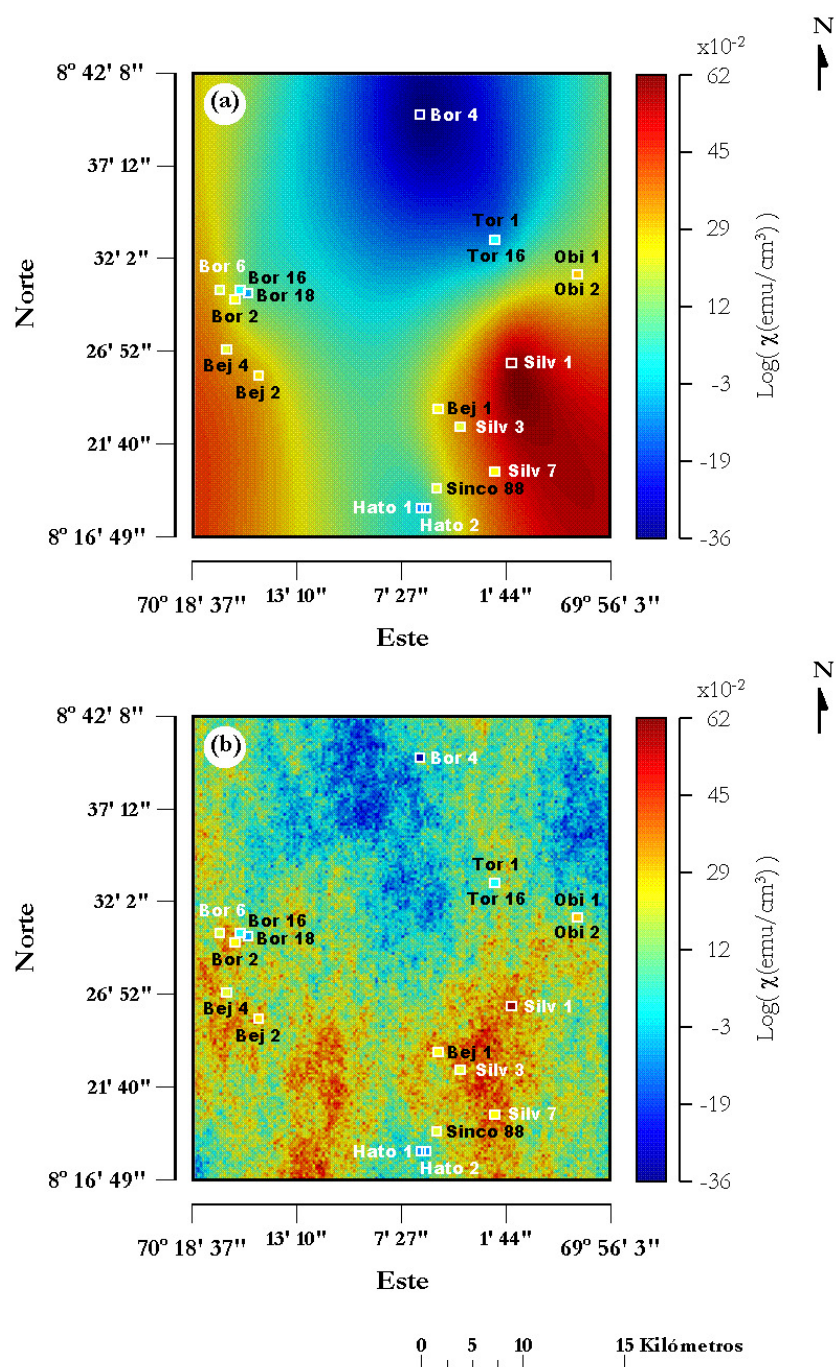


FIGURA 6.21: Mapas de distribución de la susceptibilidad magnética correspondiente a la Formación Paguay. (a) Krigado simple. (b) Simulación secuencial gaussiana.

La segunda fuente sedimentaria está relacionada a la Cordillera Andina la cual comienza a emerger durante el Cretácico*. Los suaves movimientos de levantamientos y hundimientos (oscilaciones) ocurridos durante este período originaron zonas negativas y positivas, siendo éste evento geológico una de las causas de originar fuentes sedimentarias responsables de aportar los depósitos de minerales de naturaleza magnética en el extremo occidental de la cuenca. Por otra parte se observa, que las zonas magnéticamente negativas aumentaron progresivamente desde el extremo sur hacia el norte, indicando variaciones del régimen sedimentario producto de la regresión general de las aguas hacia el norte y este ocurridas a finales del Eoceno tardío. Ver página 32. Los datos usados para la construcción del mapa de susceptibilidad correspondiente a la Formación Gobernador se encuentran listados en la Tabla 6.9.

En la Figura 6.22 se observa que los valores más altos de la amplitud de SM se

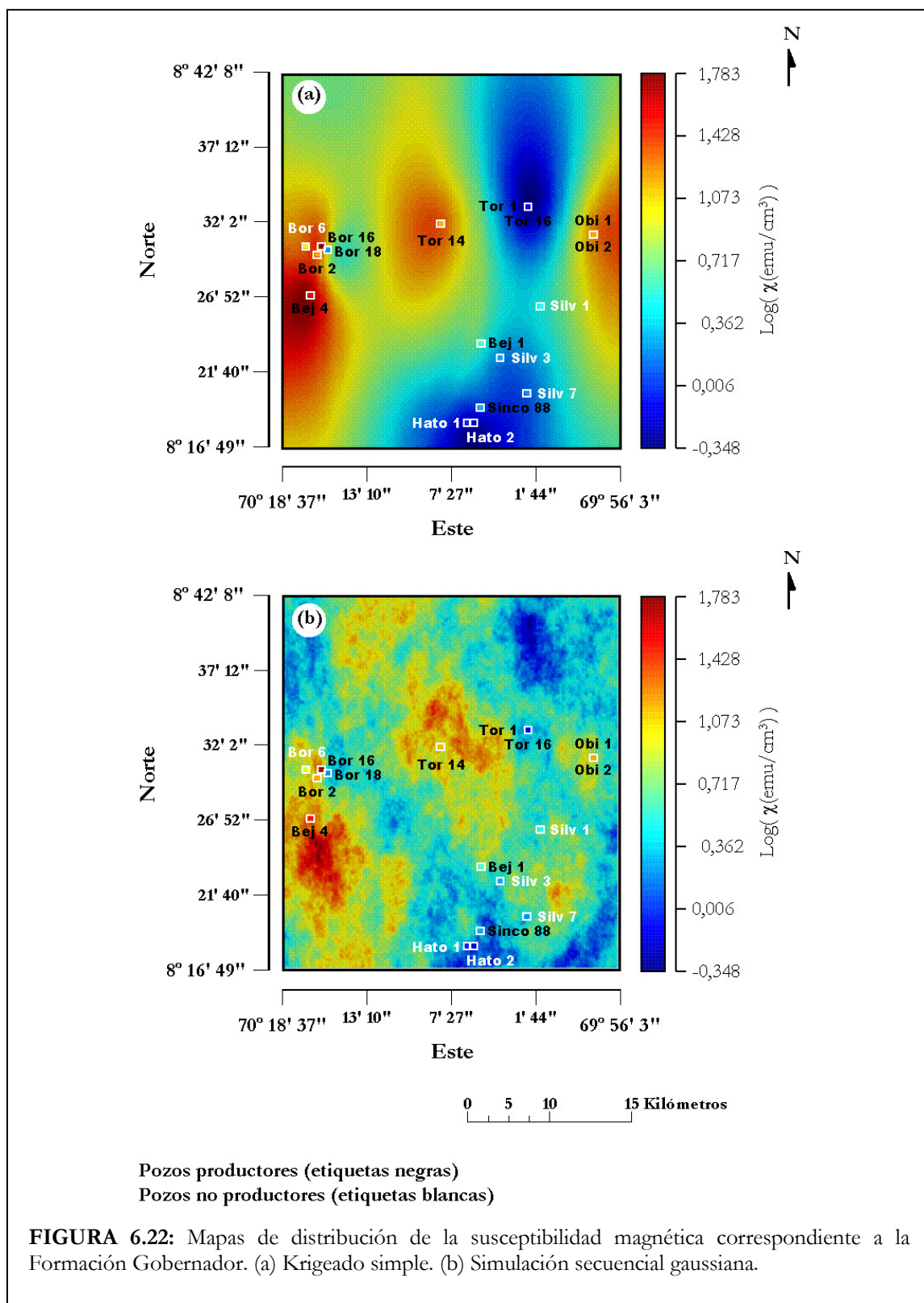
Tabla 6.9: Valores de susceptibilidad correspondiente a la Formación Gobernador.				
Estado		Pozos petroleros	$\chi \left(\frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \right) \times 10^{-4}$	$\log \left[\frac{\chi \left(\frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \right) \times 10^{-4}}{1 \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \times 10^{-4}} \right]$
Pozos productores	2	Bejucal-1x	+3,92	0,5925
	4	Bejucal-4x	33,73	1,5280
	5	Borburata-2x	16,58	1,2195
	6	Borburata-16x	60,72	1,7832
	7	Borburata-18x	+1,61	0,2062
	8	Obispo-1x	15,54	1,1913
	9	Obispo-2x	10,46	1,0196
	10	Sinco-88	+1,82	0,2594
	11	Torunos-1x	+0,76	-0,1159
	12	Torunos-14x	14,89	1,1731
	13	Torunos-16x	+0,44	-0,3487
Pozos no productores	15	Borburata-6x	+7,83	0,8934
	16	Hato-1x	+0,63	-0,2028
	17	Hato-2x	+0,91	-0,0421
	18	Silvestre-1x	+3,16	0,4999
	19	Silvestre-3x	+1,72	0,2339
	20	Silvestre-7x	+1,59	0,2033

* Entrevista realizada: Dr. Ramón Sifontes. Instituto de Ciencias de la Tierra. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela, Año 2010.

encuentran en el extremo occidental y oriental del área bajo estudio, estando asociados a los pozos petroleros listados en la Tabla 6.10 (a). Por otra parte, en los extremos norte y sur están localizadas las zonas magnéticamente negativas las cuales coinciden con los pozos petroleros indicados en la Tabla 6.10 (b).

Tabla 6.10 (a): Pozos petroleros. Zona magnéticamente positiva.			
Campo petrolero	Pozos	Estado	Localización
Bejucal	Bejucal-2E	Productor	Occidente
	Bejucal-4E		
Borburata	Borburata-2E	No productor	
	Borburata-6E		
	Borburata-16E		
	Borburata-18E		
Torunos	Torunos-14x	Productor	
Obispo	Obispo-1x		
	Obispo-2x		

Tabla 6.10 (b): Pozos petroleros. Zona magnéticamente negativa.			
Campo petrolero	Pozos	Estado	Localización
Torunos	Torunos-1x	Productor	Norte-Sur
	Torunos-16x		
Sinco	Sinco-88		
Silvestre	Silvestre-1x	No Productor	
	Silvestre-3x		
	Silvestre-7x		
Hato	Hato-1x		
	Hato-2x		



De igual manera, construimos el mapa de susceptibilidad correspondiente a la **Formación Escandalosa** utilizando los datos listados en la Tabla 6.11.

Tabla 6.11: Valores de susceptibilidad correspondiente a la Formación Escandalosa.				
Estado		Pozos petroleros	$\chi \left(\frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \right) \times 10^{-4}$	$\log \left[\frac{\chi \left(\frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \right) \times 10^{-4}}{1 \frac{\text{emu}}{\text{cm}^3} \times 10^{-4}} \right]$
Pozos productores	2	Bejucal-1x	23,83	1,3772
	3	Bejucal-2x	9,73	0,9883
	4	Bejucal-4x	14,54	1,1626
	5	Borburata-2x	26,72	1,4267
	8	Obispo-1x	29,04	1,4631
	10	Sinco-88	92,32	1,9653
	11	Torunos-1x	46,06	1,6633
	13	Torunos-16x	6,86	0,8366
Pozos no productores	14	Borburata-4x	8,66	0,9375
	15	Borburata-6x	8,84	0,9463
	16	Hato-1x	2,72	0,4348
	17	Hato-2x	1,43	0,1562
	19	Silvestre-3x	3,06	0,4854
	20	Silvestre-7x	7,88	0,8967

En la Figura 6.23 se observa que los valores más altos de la amplitud de SM se encuentran en una amplia región que comprende desde el este hacia el oeste y cubriendo parte del extremo sur de la región en estudio.

Tabla 6.12: Pozos petroleros. Zona magnéticamente positiva.			
Campo petrolero	Pozos	Estado	Localización
Bejucal	Bejucal-1E	Productor	Desde el Este hacia el Oeste y parte del extremo Sur.
	Bejucal-4E		
Borburata	Borburata-2E		
	Borburata-16E		
	Borburata-18E		
Torunos	Torunos-1x		
	Torunos-14x		
	Torunos-16x		
Obispo	Obispo-1x		
	Obispo-2x		

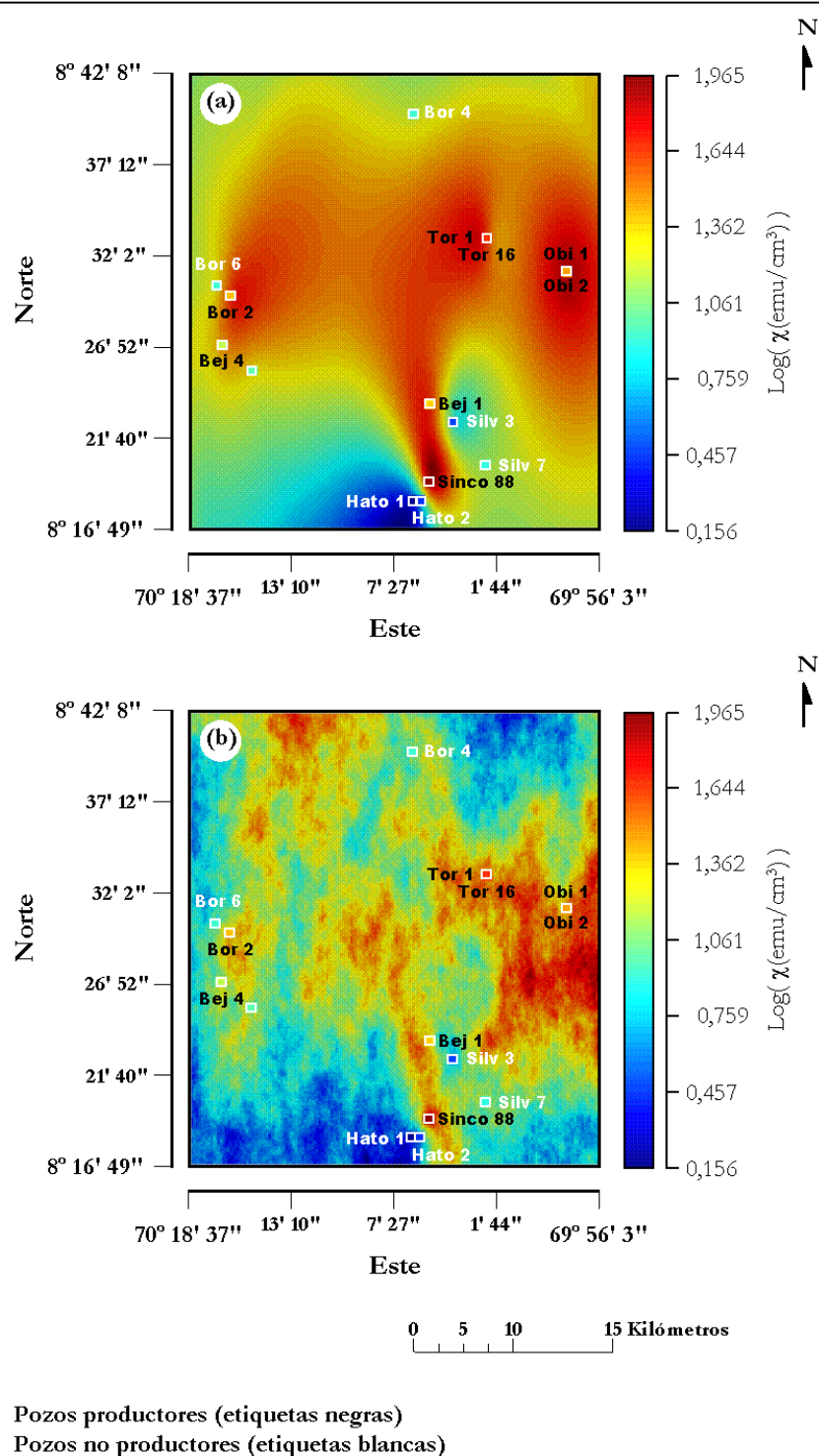


FIGURA 6.23: Mapas de distribución de la susceptibilidad magnética correspondiente a la Formación Escandalosa. (a) Kriging simple. (b) Simulación secuencial gaussiana.

Dentro de esta zona magnéticamente positiva se encuentran los pozos petroleros listados en la Tabla 6.12. Por otra parte los pozos: Hato-1x, Hato-2x y Silvestre-3x se encuentran en una zona magnéticamente negativa.

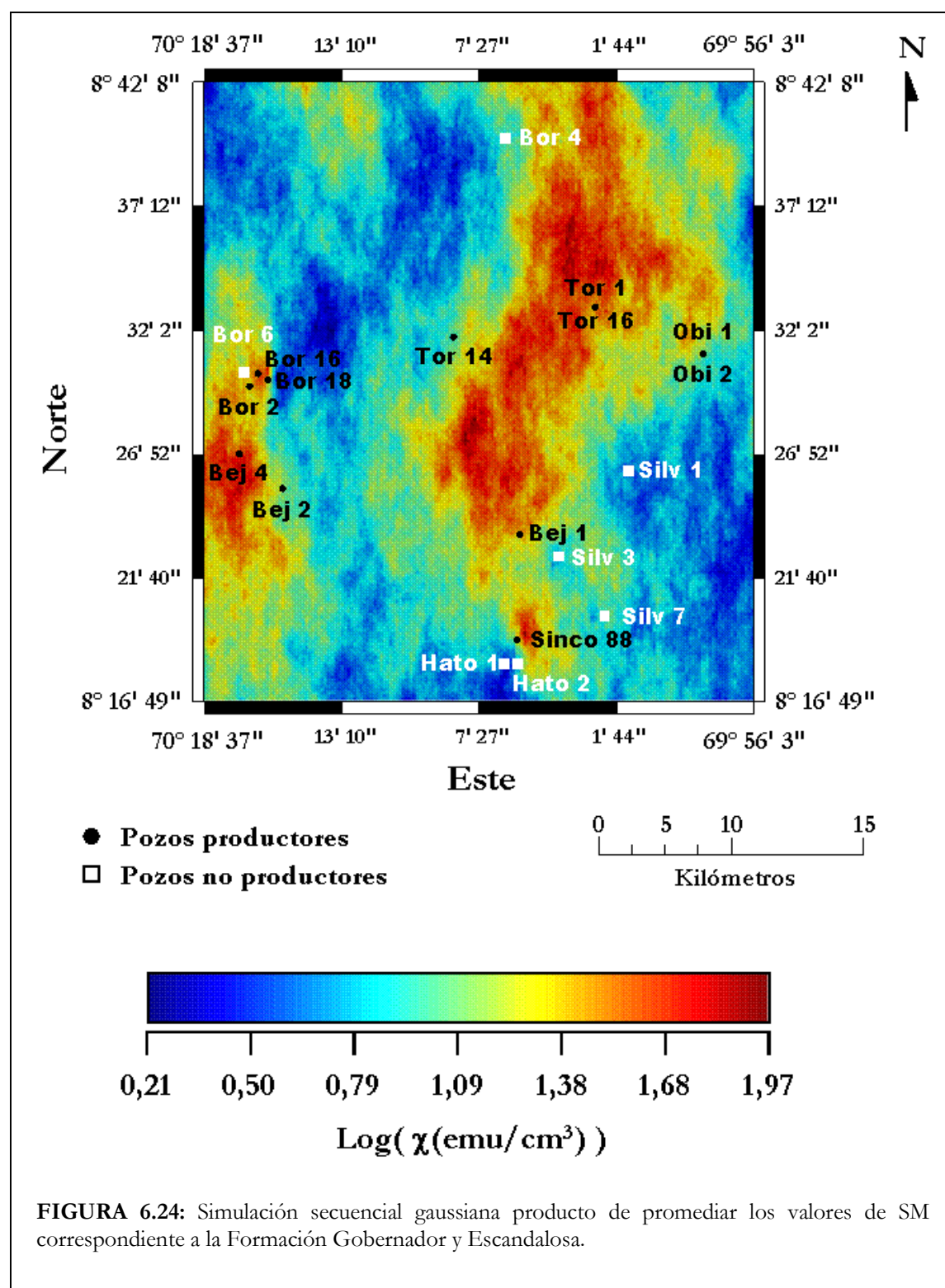
Hasta ahora hemos construido mapas de distribución de la susceptibilidad magnética correspondiente a las unidades sedimentarias con excelentes características de roca reservorio. En vista de que estas formaciones reservorio son de interés en la exploración de hidrocarburos, procedimos a la elaboración de un mapa de intensidad de la susceptibilidad magnética considerando la suma de los valores asociados a la Formación Gobernador y Formación Escandalosa.

En la Figura 6.24 se muestra una simulación secuencial gaussiana, la cual aporta un aspecto realístico de la distribución de la susceptibilidad en el área de estudio. En este mapa se evidencian dos áreas fuertemente magnéticas (identificadas con un color amarillo hasta rojo intenso) y muy separadas.

Estas zonas caracterizadas por valores anómalos de susceptibilidad están amarradas por un total de 12 pozos petroleros: un pozo no productor y el resto corresponde a pozos productores.

Los mapas de distribución de amplitud de la susceptibilidad magnética correspondientes a las figuras antes mencionadas reflejan cambios de susceptibilidad de las rocas infrayacentes, siendo estos contrastes producto de la concentración de fases mineralógicas asociadas al hierro.

De esta forma, los contrastes magnéticos obtenidos a partir de los perfiles de susceptibilidad permiten separar la región en estudio en dos zonas: aquellas caracterizadas por alta susceptibilidad magnética asociadas a una acumulación de hidrocarburos (color rojo intenso) de otras zonas deprimidas magnéticamente (color azul intenso) que indican zonas no potenciales para la exploración de hidrocarburos.



La construcción de estos mapas permite la prospección de verdaderos sistemas petrolíferos, especialmente en las zonas magnéticamente positivas las cuales posiblemente coincidan con un gran potencial exploratorio.

Por otra parte, el reconocimiento de la distribución de las anomalías magnéticas permite inferir la existencia de un ambiente reductor que posee las condiciones termoquímicas necesarias que favorecen la alteración de mineralogías magnéticas primarias para transformarlas a mineralogías magnéticas secundarias, cuyo producto final es el desarrollo de zonas magnéticas mejoradas (Machel et al., 1991; Schumacher, 1996), es decir altos magnéticos.

Finalmente, la alteración de la composición y concentración anómalas de minerales manifiestan posiblemente la presencia de reservorios, así como también rutas de migración de hidrocarburos.

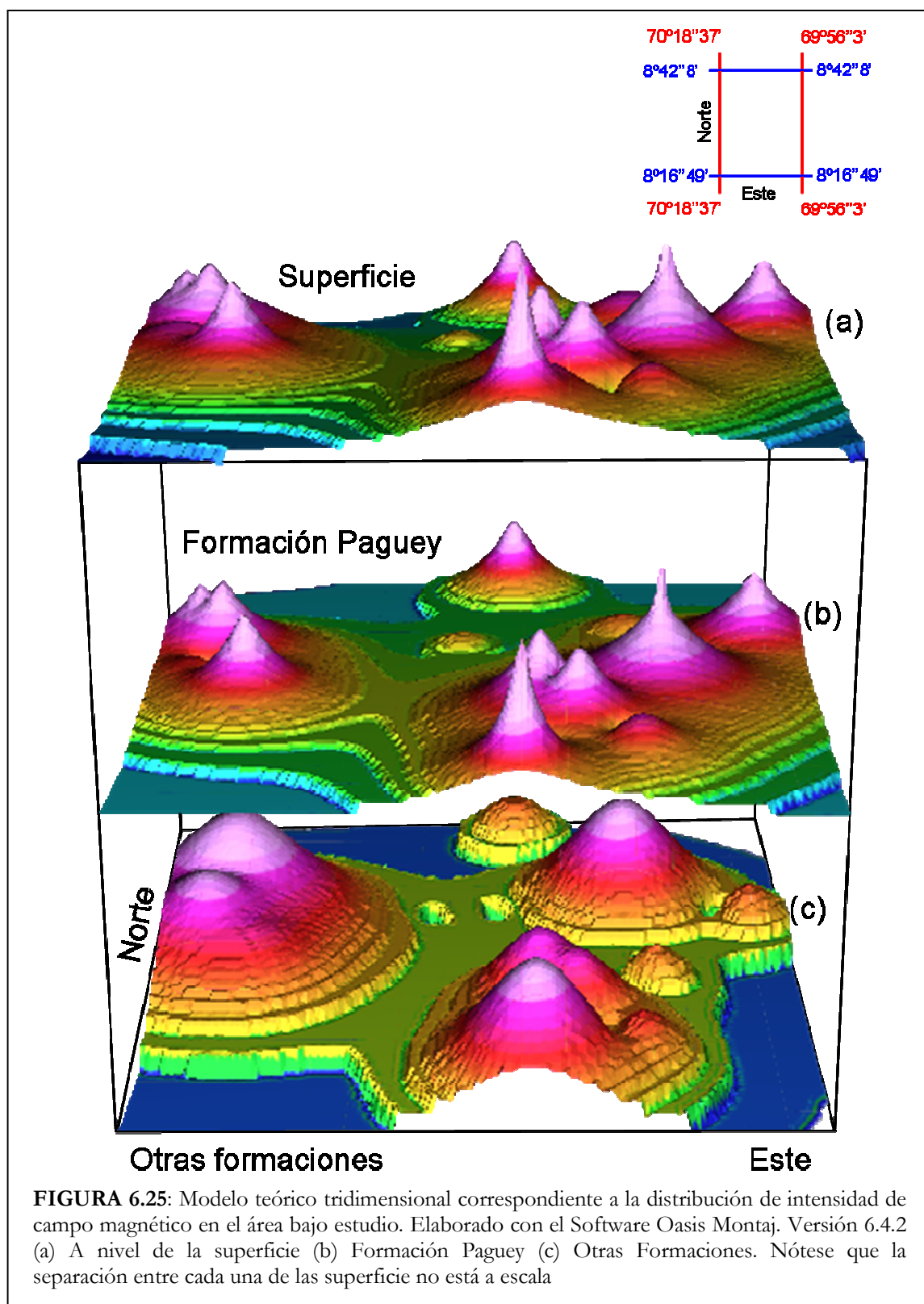
6.5 Modelado Magnético

Los minerales magnéticos formados en niveles sedimentarios cercanos a la superficie así como en intervalos próximos a los reservorios de hidrocarburos eventualmente indicarían la presencia de depósitos de gas y petróleo, por lo tanto, los métodos magnéticos se pueden aplicar a la exploración de hidrocarburos en cuencas petrolíferas. Las intensidades magnéticas medidas a una determinada altura de la superficie terrestre mediante geofísica aerotransportada son el resultado de la presencia de cuerpos de naturaleza magnética, los cuales son responsables de generar contrastes magnéticos significativos.

En esta sección se presentan mapas teóricos de distribución del campo magnético correspondiente a la cuenca Barinas–Apure para tratar el problema básico en el uso de estos métodos. A partir del mapa de distribución de campo total se logra separar las anomalías magnéticas débiles causadas por los intervalos contenedores de petróleo de aquellas intensidades magnéticas mucho más fuertes que no son de interés para la exploración de hidrocarburos. Para lograr tal fin se requieren perfiles de susceptibilidad magnética a temperatura ambiente en función de la profundidad y una función matemática que posea dos componentes básicos: una función distancia y una función magnetización. Una expresión matemática con tales características nos permite obtener la intensidad magnética generada por un conjunto de momentos magnéticos distribuidos desde 0 pies hasta niveles donde se encuentra la roca reservorio (página 87, Sección 4.6). En la Figura 6.25 se presenta una vista tridimensional de la distribución del campo magnético a nivel de:

- (1) superficie terrestre,
- (2) formación sello (Formación Paguey) y
- (3) roca reservorio (Otras Formaciones).

Cabe destacar que los parámetros empleados para realizar el modelado se muestran en la sección 5.7, página 118.



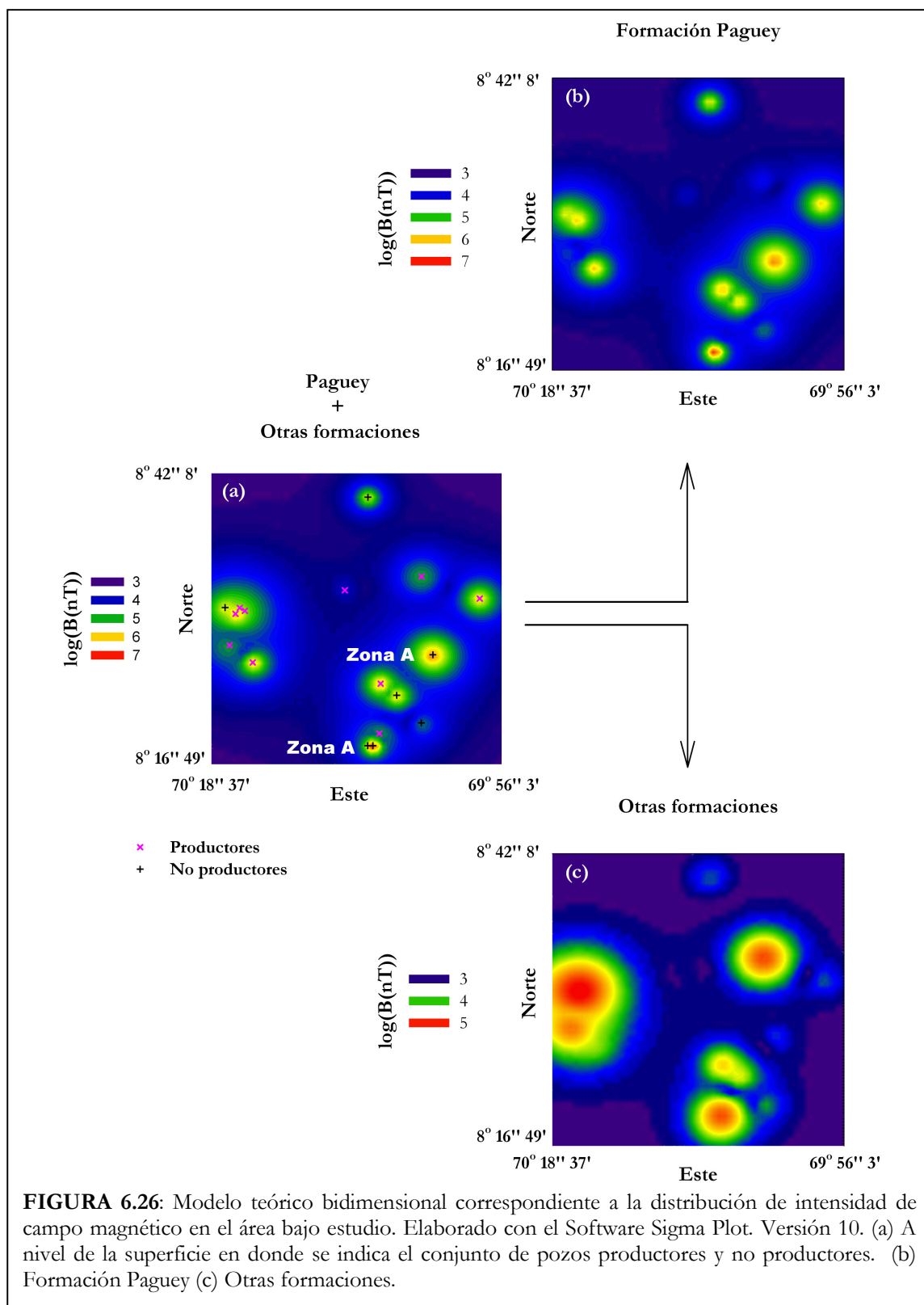
Para lograr tal representación tratamos cada una de las formaciones por separado, es decir: si hipotéticamente quitamos la unidad sedimentaria correspondiente a la Formación Paguey se observa la distribución de los contrastes magnéticos generados únicamente por la roca reservorio (Figura 6.25 (c)), ahora eliminamos Otras Formaciones para quedarnos con la unidad sedimentaria correspondiente a la Formación Paguey, para así obtener la distribución de la intensidad del campo magnético mostrada en la Figura 6.25 (b).

Los contrastes magnéticos observados a nivel de la superficie (Figura 6.25 (a)) es la contribución de las unidades sedimentarias correspondiente a la Formación Paguey (Figura 6.25 (b)) y Otras Formaciones (Figura 6.25 (c)), donde se observa que los contrastes magnéticos son más significativos y de mayor extensión areal.

Con la finalidad de observar en detalle la distribución de los contrastes magnéticos en planta realizamos una representación bidimensional. En la Figura 6.26 (a) se representa la suma de las intensidades magnéticas asociadas a la Formación Paguey (Figura 6.26 (b)) y Otras Formaciones (Figura 6.26 (c)).

En la Figura 6.26 (a) se indica que la Zona A y Zona B representan máximos de campo magnético que coinciden con pozos no productores (Hato-1x , Hato-2x y Silvestre-1x. Ver Figura 2.2. Página 28) y los cuales están caracterizados por anomalías magnéticas asociadas a contrastes litológicos (Ver Páginas 184 y 186).

Si comparamos la distribución del campo magnético observado en la Figura 6.26 (a) y la Figura 6.26 (b) básicamente la diferencia no es significativa, mientras la Figura 6.26 (c) muestra los máximos de intensidad de campo magnético dibujados con color rojo intenso y los cuales están asociados a zonas potenciales para la acumulación de hidrocarburo. Estas zonas magnéticamente positivas son producto de altos valores de susceptibilidad magnética que caracterizan al conjunto de pozos productores.



De acuerdo a esta representación gráfica se obtiene que la unidad sedimentaria Paguey actúa como filtro y apantalla las señales magnéticas provenientes de los intervalos sedimentarios que se encuentran a niveles mucho más profundos.

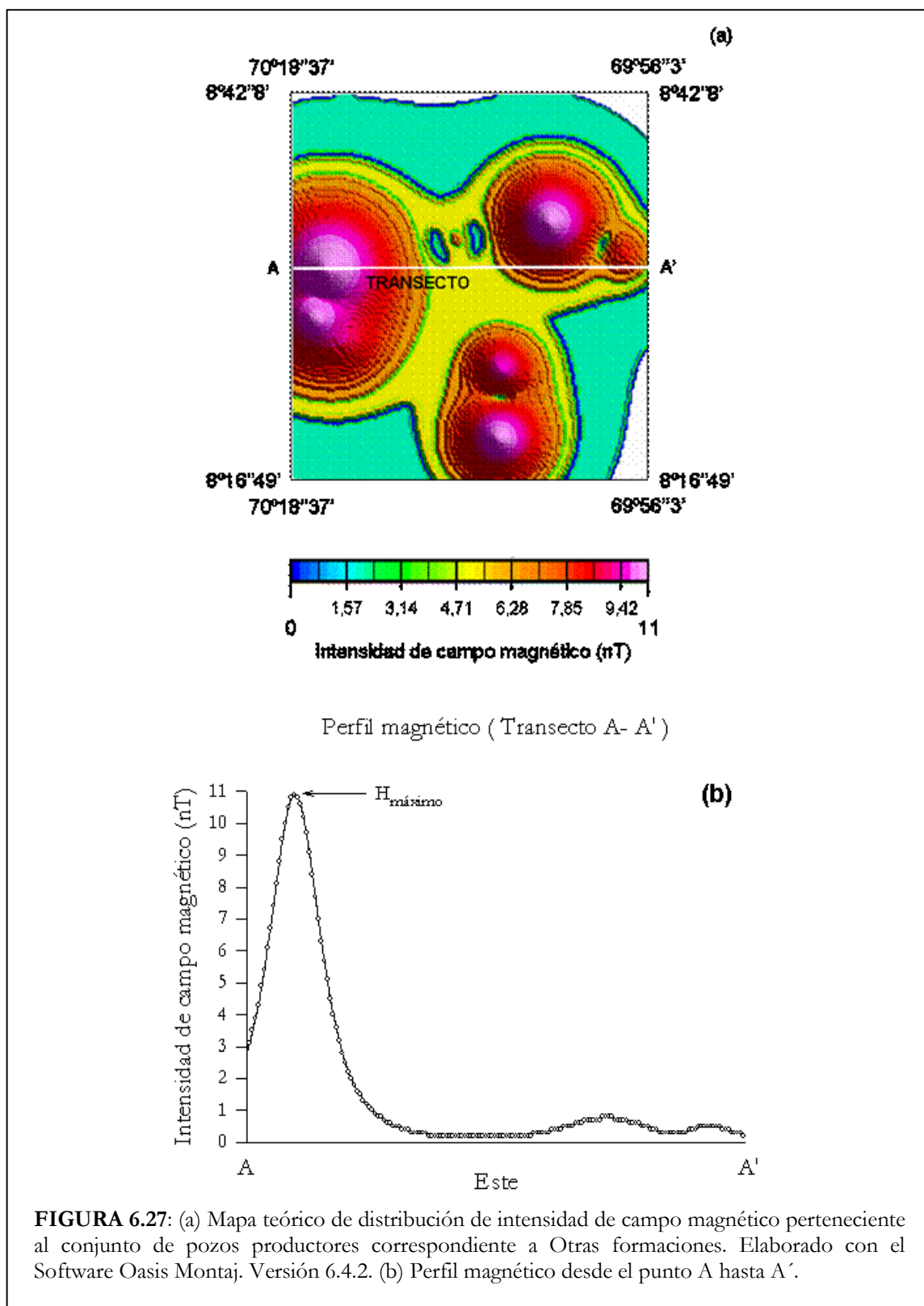
La presencia de una fuente magnética de campo superficial (Formación Paguey) no favorece a la aplicación de métodos aeromagnéticos, lo cual nos conduce a plantearnos un tratamiento básico al conjunto de datos teóricos.

Una pregunta usual en levantamientos aeromagnéticos está relacionada en determinar valores de intensidad de campo asociados a zonas contendoras de hidrocarburos.

Para dar una respuesta a esta interrogante seleccionamos el conjunto de datos usados para construir la Figura 6.26(c) y elaboramos la Figura 6.27(a) empleando el Software Oasis Montaj, Versión 6.4.2. En la representación en planta (se observan tres zonas fuertemente magnéticas coloreadas en color rojo intenso) trazamos el transecto A—A' para obtener el perfil mostrado en la Figura 6.27 (b) donde se puede notar que el valor de máxima intensidad magnética es:

$$H_{\text{máximo}} = 11\text{nT}$$

De acuerdo al valor calculado ($H_{\text{máximo}}$) se encuentra dentro del límite de detección instrumental, es decir un magnetómetro de precesión protónica empleado para realizar levantamiento aeromagnético podría alcanzar valores de hasta 1 nT (Magnetómetro aéreo Barringer AM-104). Ello indica que se podría ensayar procesamiento de perfiles magnéticos de la cuenca Barinas—Apure obtenidos mediante geofísica aerotransportada implementando un preprocesamiento al conjunto de datos. Este preprocesamiento consistiría en establecer una ventana cuyo límites se encuentran entre 0 hasta 11nT y los valores que se localicen fuera de éste intervalo eliminarlos (filtrado), y así se selecciona aquellos valores asociados a intervalos contenedores de petróleo y gas. La implementación y desarrollo a ensayar concerniente a la extracción de anomalías magnéticas observadas mediante geofísica aerotransportada esta enmarcada dentro de una de las líneas de investigación que emprenderemos a futuro.



6.6 Caracterización de las Fases Mineralógicas de Hierro Presentes en Muestras de Ripios Seleccionadas

En esta sección se presentan los resultados de la caracterización mineralógica mediante Espectroscopía Mössbauer de muestras de ripios seleccionadas de diferentes pozos petroleros bajo estudio. La implementación de esta espectroscopía es con la finalidad de determinar las fases de hierro responsables de generar contrastes magnéticos observados en los perfiles de susceptibilidad magnética.

En la Tabla 6.12 se listan las muestras caracterizadas mediante esta espectroscopía.

Tabla 6.12: Muestras caracterizadas mediante espectroscopía Mössbauer.						
Pozo petrolero	Profundidad		Temperatura	Muestra		
	pies	metros	Ambiente	Número de la muestra	Muestra total (mg)	Separado magnético (mg)
Bejucal-4x	11856	3560	✓	100	77	
	11395	3422	✓	139	83	
Borburata-16x	11740	3526	✓	114		77
	11990	3601	✓	139	84	
Borburata-18x	11350	3408	✓	99		23
Hato-1x	7280	2186	✓	44	294	
Hato-2x	8780	2637	✓	110	294	
Obispo-1x	11220	3369	✓	412	44	
Obispo-2x	10527	3161	✓	169	132	87
Silvestre-1x	5700	1712	✓	198	81	
Silvestre-3x	6450	1937	✓	63	97	
Torunos-1x	10279	3087	✓	139	294	
	11057	3320	✓	259	83	
Torunos-14x	10950	3288	✓	147	27	
	10900	3273	✓	152		37
Torunos-16x	11040	3315	✓	176		66

Del conjunto de muestras listadas anteriormente se seleccionaron los resultados correspondientes a tres pozos petroleros: uno productor y dos no productores (filas sombreadas en color gris) y los cuales discutiremos a continuación

En la Figura 6.28 (a) se muestran los espectros Mössbauer a temperatura ambiente de la muestra total de ripio Obispo–169 correspondiente al Pozo productor Obispo–2x.

El espectro Mössbauer perteneciente a este intervalo de profundidad presenta contribuciones paramagnéticas contenidas en el doblete central, seguramente debidas a la relajación superparamagnética de óxidos e hidróxidos de hierro en pequeñas partículas, así como contribuciones magnéticas de este mismo tipo de compuestos de Fe^{3+} . Además se observa también la presencia de contribuciones de fases magnéticas y una proporción visible de Fe^{2+} .

Los parámetros hiperfinos* ajustados se indican a continuación:

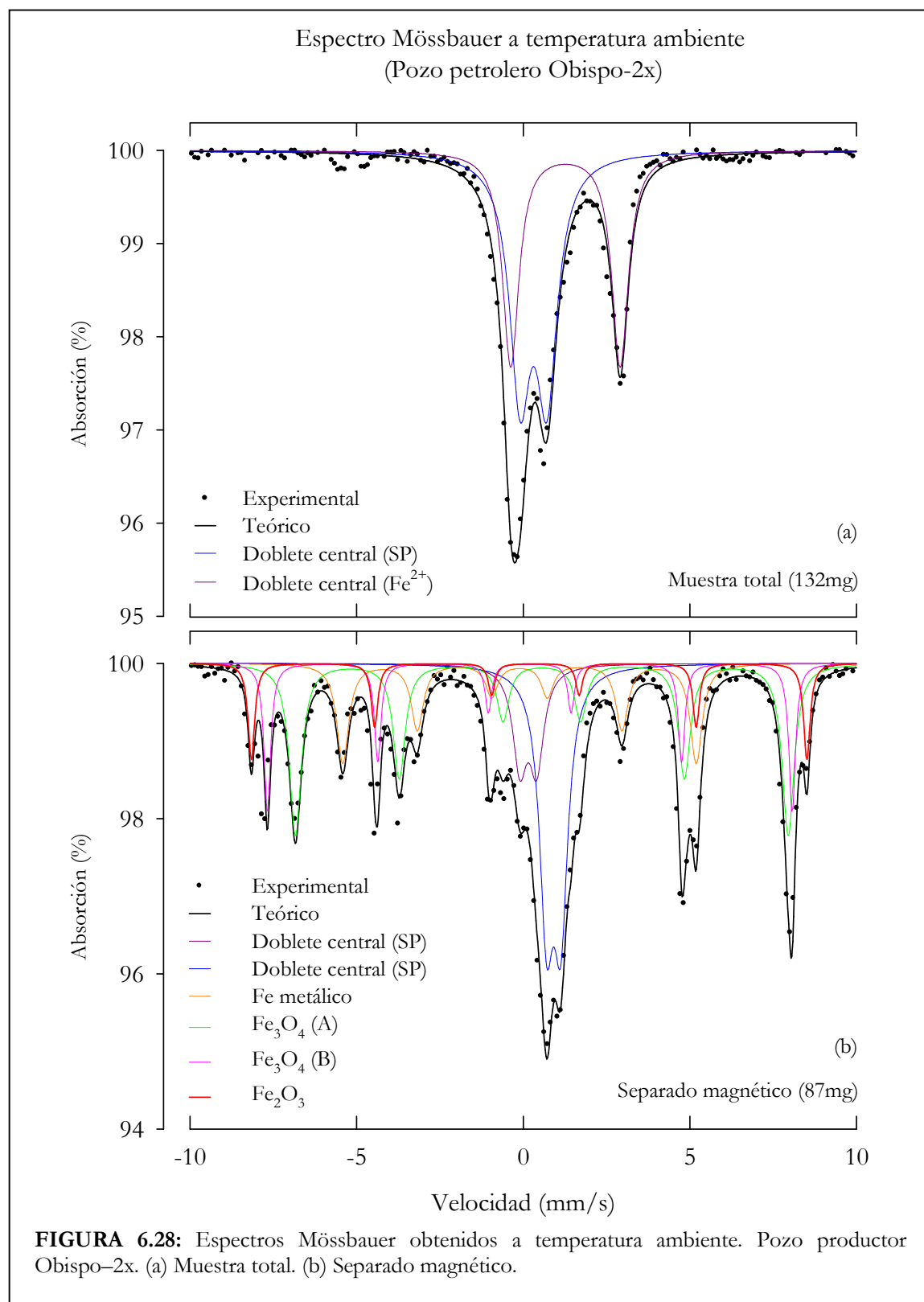
DI (mm/s)	GA (mm/s)	QS (mm/s)	CH (kG)	Proporción (%)	Contribución
0,32	0,38	0,81	0,0	57	Fe^{3+}
1,27	0,30	3,21	0,0	43	Fe^{2+} (†)

† Contribución que es atribuible al sulfato monohidratado de hierro ($\text{FeSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$).

En vista de que estos resultados a temperatura ambiente correspondiente a la muestra total, no permitieron identificar de manera precisa los minerales presentes en la muestra analizada, ya que estos se encuentran en pequeñas partículas, se decidió establecer la siguiente secuencia de experimentos.

Se realizó un separado magnético de la muestra total (separación con un simple imán de mano) y se estudió por Efecto Mössbauer. En la Figura 6.28 (b) se muestra el espectro realizado a temperatura ambiente.

* Desplazamiento isomérico (**DI**).
Medio ancho de la línea a media altura (**GA**).
Desplazamiento cuadrupolar eléctrico (**QS**).
Campo magnético hiperfino (**CH**).



La diferencia con relación a los resultados mostrados en la Figura 6.28 (a) es notable observándose resueltas las contribuciones magnéticas.

Los parámetros hiperfinos nos conducen a las siguientes observaciones:

- (1) Dos subespectros paramagnéticos con los siguientes parámetros Mössbauer:

DI (mm/s)	GA (mm/s)	QS (mm/s)	CH (kG)	Proporción (%)	Contribución
0,15	0,26	0,51	0,0	10	(†)
0,92	0,26	0,43	0,0	32	

† Estos resultados no permiten determinar con precisión las fases de hierro presentes en los dobletes paramagnéticos.

- (2) Cuatro subespectros magnéticos cuyos parámetros Mössbauer son:

DI (mm/s)	GA (mm/s)	QS (mm/s)	CH (kG)	Proporción (%)	Contribución
-0,11	0,22	0,0	330	16	Fe metálico
0,56	0,22	0,0	460	28	Fe ₃ O ₄ (A)
0,19	0,12	0,0	490	14	Fe ₃ O ₄ (B)
0,27	0,12	-019	519	9	Fe ₂ O ₃

Los parámetros hiperfinos de estos subespectros coinciden con los reportados para la magnetita, cuyo espectro Mössbauer a temperatura ambiente consiste de dos sextetos asimétricos, uno asociado a los sitios octaédricos y otro sexteto a los sitios tetraédricos, mientras que el tercer subespectro corresponde a la hematita, la cual es caracterizada por un único subespectro (Vandenberghe, et al. 1990), además también se observa una contribución de hierro metálico. De estos resultados se desprende que las fases mineralógicas responsables de generar la máxima amplitud de intensidad magnética se debe principalmente a:

$$\text{Anomalia magnética (\%)} = \text{Contribución de (Fe}_3\text{O}_4) + \text{Contribución de (Fe)}.$$

La magnetita es ferrimagnética por lo que puede producir altas intensidades magnéticas. La presencia de esta fase ha sido señalada por otros autores como la

responsable de anomalías magnéticas relevantes (Donovan et al., 1979, 1984; Foote, 1984; Saunders et al. 1985; Costanzo–Alvarez et al. 2000; Pérez et al., 1999, 2000).

Cabe hacer notar, que la anomalía magnética observada en el registro del Pozo Obispo–2x coincide con el intervalo contendor de hidrocarburo, siendo ésta posiblemente la fuente que origina concentraciones anómalas de mineral magnético.

Por otra parte, la contribución correspondiente al hierro metálico podría ser resultado de dos eventos:

- (a) efecto antropogénico (por ejemplo: producto de la contaminación de mecha de perforación),
- (b) efecto autigénico relacionado con la presencia del yacimiento de petrolífero (Salas, et al. 2002 ; Martínez, et al. 2004; Yaroshevskii, 2006).

Se debe subrayar que hasta el momento estos autores son los únicos que han propuesto que el hierro metálico encontrado en las muestras de ripios está relacionado con la presencia del hidrocarburo. El alcance de los objetivos de esta investigación no pretende dar explicación a esta interrogante, pero abrimos la posibilidad de emprender un estudio detallado con la finalidad de encontrar respuesta.

En la Figura 6.29 se muestra el perfil de susceptibilidad magnética correspondiente al Pozo Obispo–2x, en donde indicamos la muestra seleccionada (Obispo–169) y las distintas fases mineralógicas de naturaleza magnética observadas mediante Espectroscopía Mössbauer. En la Figura 6.30 (a) y (b) se muestran los espectros Mössbauer a temperatura ambiente de las muestras totales de ripio Sil–198 y Sil–63 de los pozos no productores **Silvestre–1x** y **Silvestre–3x** respectivamente. Los espectros Mössbauer presentan contribuciones paramagnéticas contenidas en el doblete central, seguramente debidas a la relajación superparamagnética de óxidos e hidróxidos de hierro en pequeñas partículas, así como contribuciones magnéticas de este mismo tipo de compuestos de Fe^{3+} , cuyos valores de parámetros hiperfinos son:

DI (mm/s)	GA (mm/s)	QS (mm/s)	CH (kG)
0,89	0,30	0,52	0,0

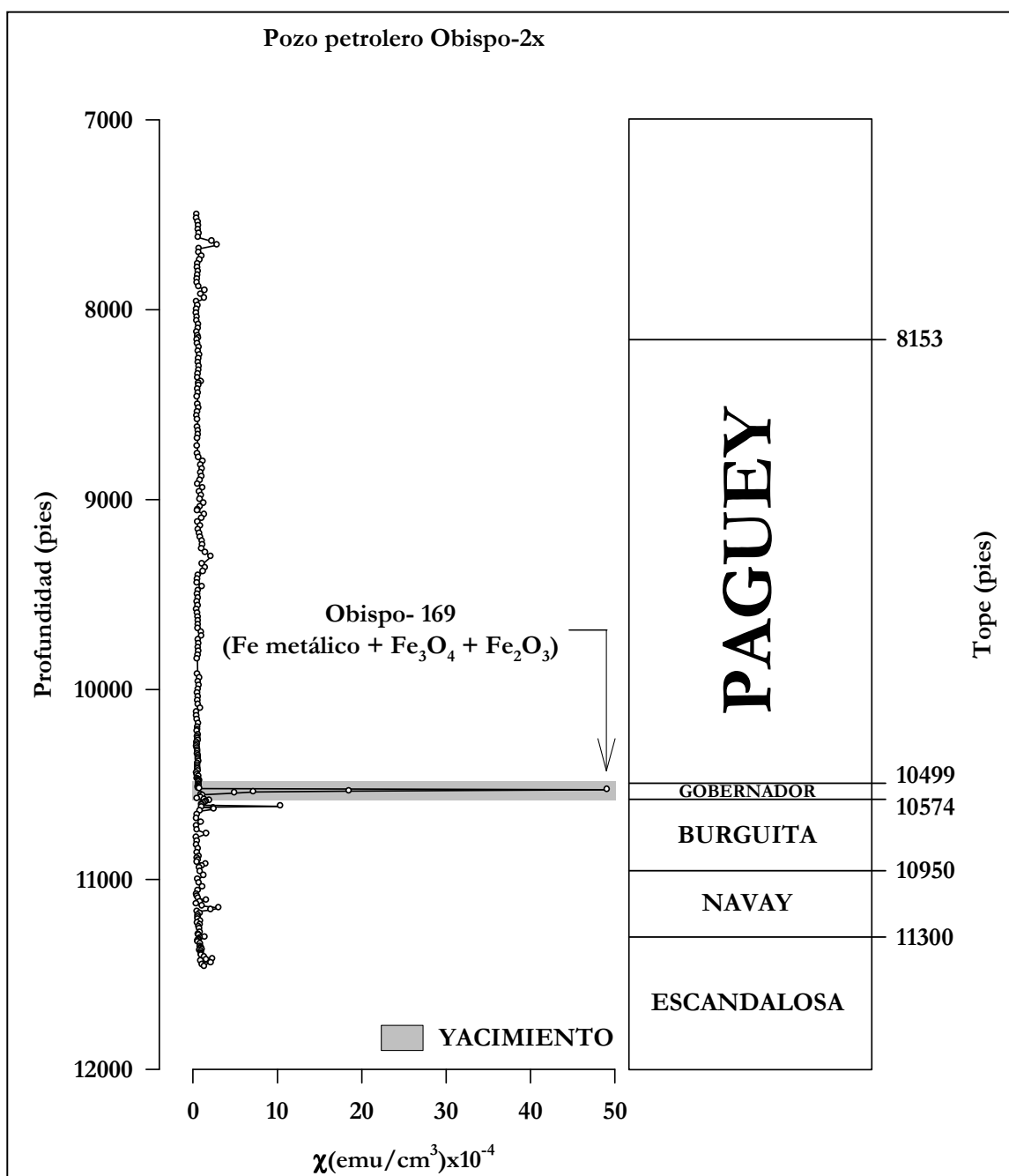
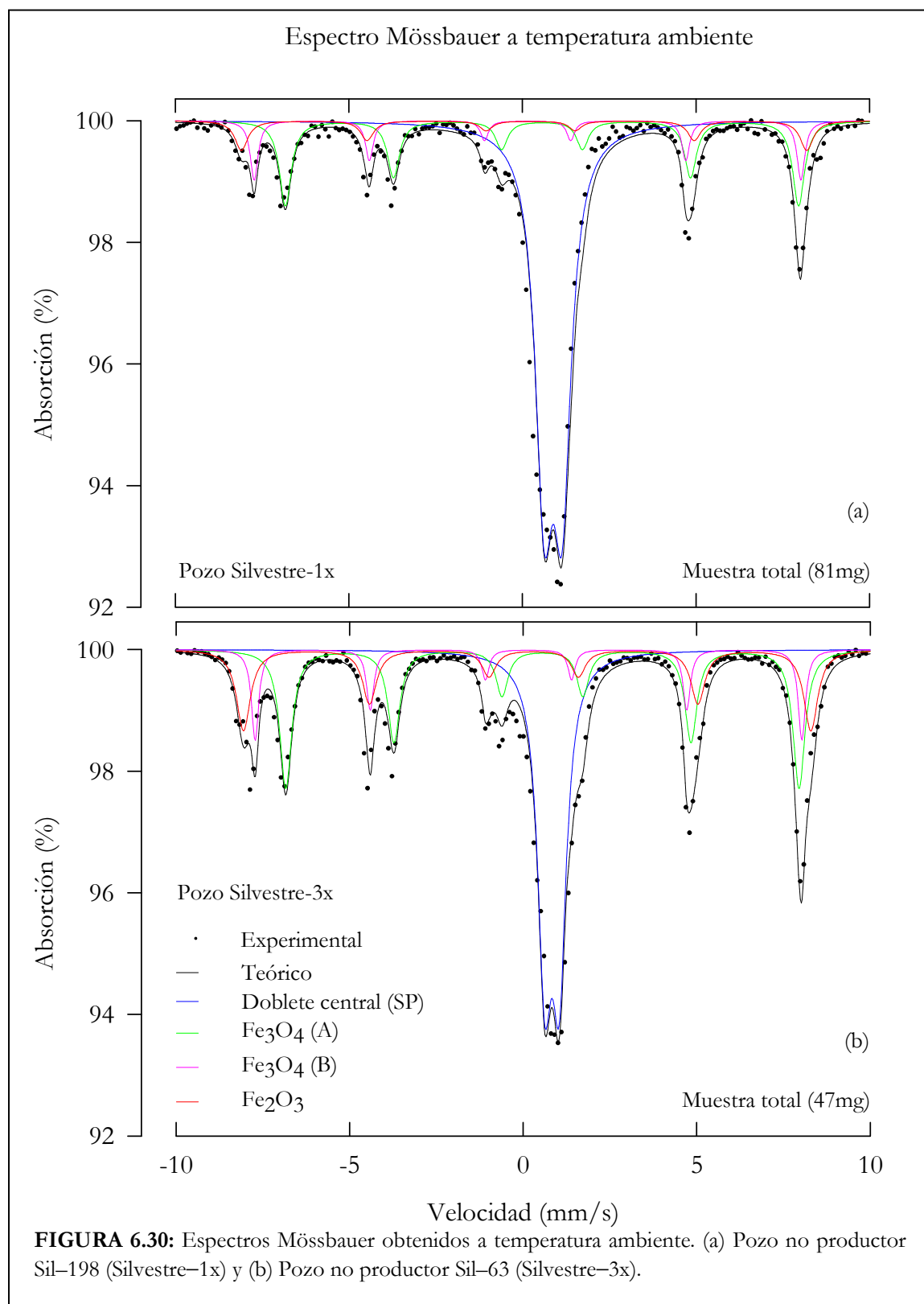


FIGURA 6.29: Perfil de susceptibilidad magnética en función de la profundidad correspondiente al Pozo productor Obispo-2x. En la Figura se indica la muestra seleccionada que fue analizada por Espectroscopía Mössbauer, a partir de cuyo análisis se determinó que la principal mineralogía responsable de originar la anomalía magnética es atribuida a dos contribuciones: magnetita (Fe_3O_4) y hierro metálico (Fe).



Además se observa la presencia de contribuciones de fases magnéticas bien resueltas cuyos parámetros Mössbauer son:

DI (mm/s)	GA (mm/s)	QS (mm/s)	CH (kG)	Contribución
0,56	0,20	0,0	460	Fe_3O_4 (A)
0,15	0,13	0,0	490	Fe_3O_4 (B)
0,14	0,12	-019	506	Fe_2O_3

Es de hacer notar que los espectros Mössbauer correspondiente a los pozos no productores tienen diferentes porcentajes de fase magnética; la muestra del pozo Silvestre–3x presenta mayor contenido de material magnético en comparación con la del pozo Silvestre–1x

En las Figuras 6.31 (a) y (b) se muestran los perfiles magnéticos de dichos pozos donde se indica la muestra de ripio seleccionada y su correspondiente caracterización mineralógica para cada pozo. Se puede notar que los contrastes magnéticos están localizados en los intervalos sedimentarios correspondientes a la Formación Río Yuca/Parángula y posiblemente son producto de contrastes litológicos (Costanzo–Alvarez, et al. 2000).

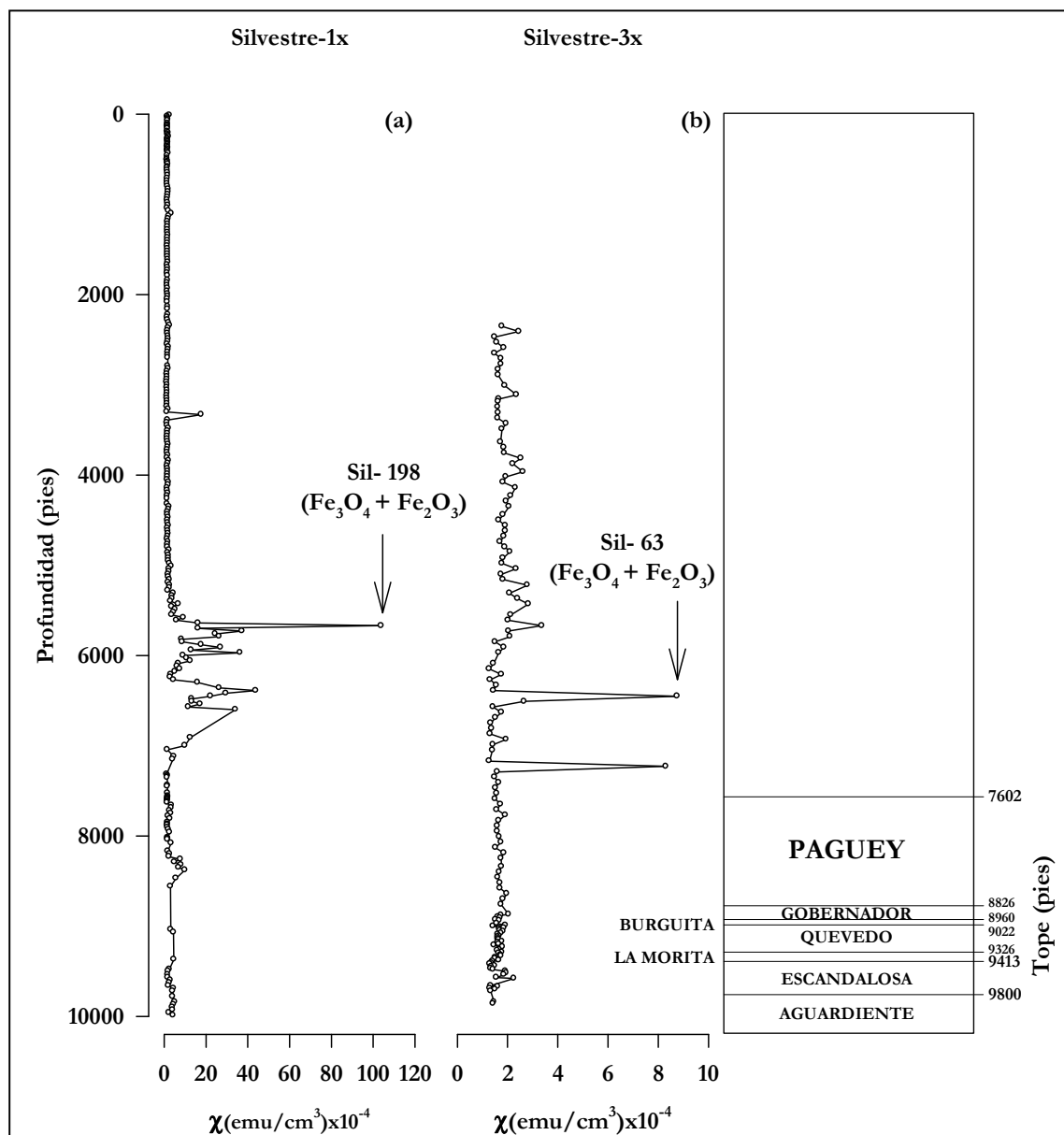


FIGURA 6.31: Perfil de susceptibilidad magnética en función de la profundidad correspondiente a dos pozos no productores del área en estudio. (a) Pozo Silvestre -1x. (b) Pozo Silvestre -3x. En la Figura se indica las muestras seleccionadas que fueron analizadas mediante Espectroscopía Mössbauer, a partir de cuyo análisis se determinó que la principal mineralogía responsable de originar la anomalía magnética es atribuida a la magnetita (Fe_3O_4).

6.7 Secciones Finas

Con el fin de evaluar las diferentes composiciones minerales y el contenido de microfósiles en tapones o secciones de núcleo provenientes de los pozos petroleros en estudio, se realizó un análisis petrográfico a partir de secciones finas[†] en aquellos intervalos sedimentarios donde Petróleos de Venezuela (PDVSA) aportaron el material geológico.

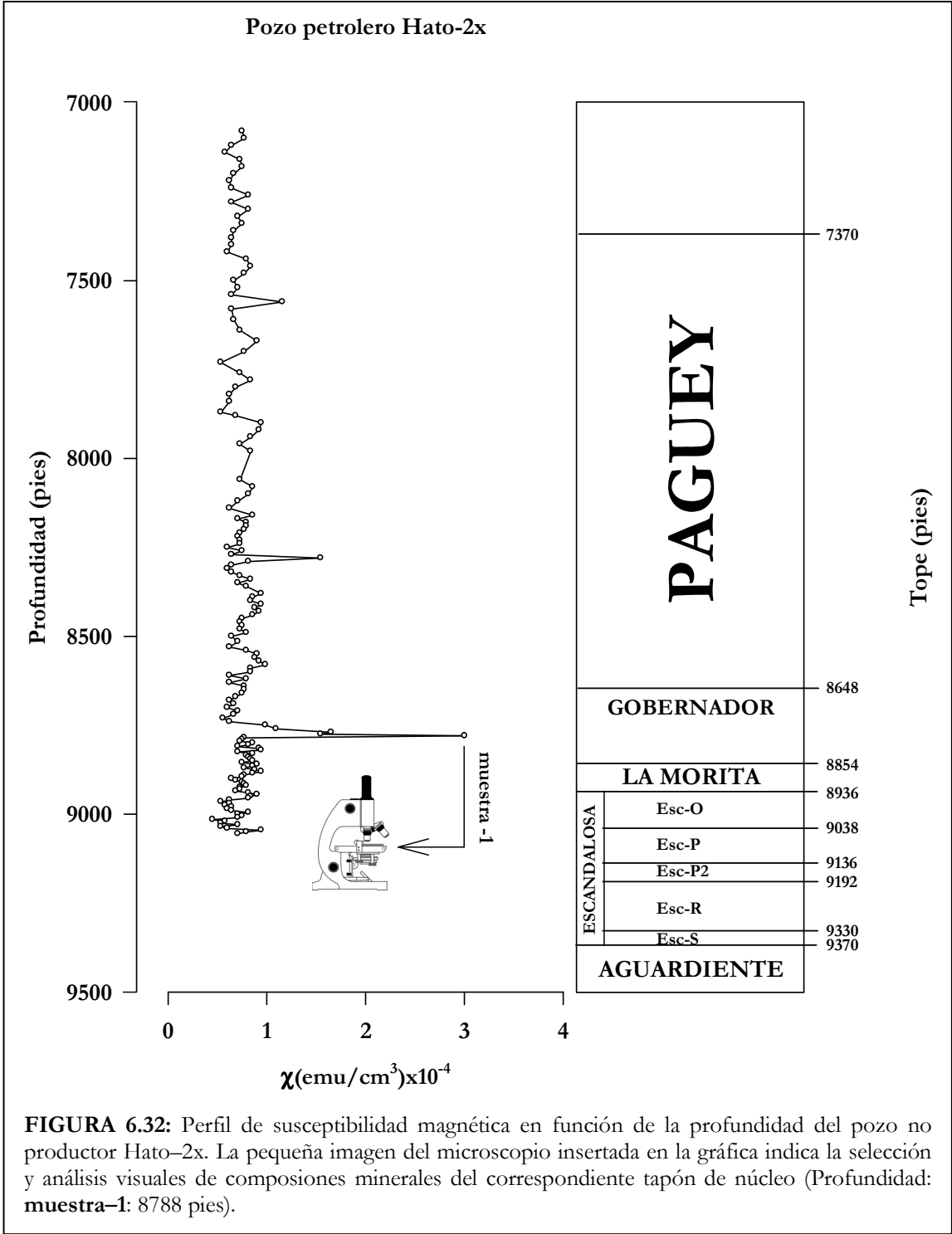
En las Figuras 6.32 y 6.33 se muestran los perfiles de susceptibilidad magnética del pozo no productor Hato-2x y del pozo productor Barrancas-1x, respectivamente, donde se puede observar que el perfil magnético del pozo productor posee un intervalo anómalo que coincide con la unidad sedimentaria contenedora de hidrocarburo (zona identificada con color gris), con una amplitud relativa 200 veces mayor en comparación con el pozo no productor.

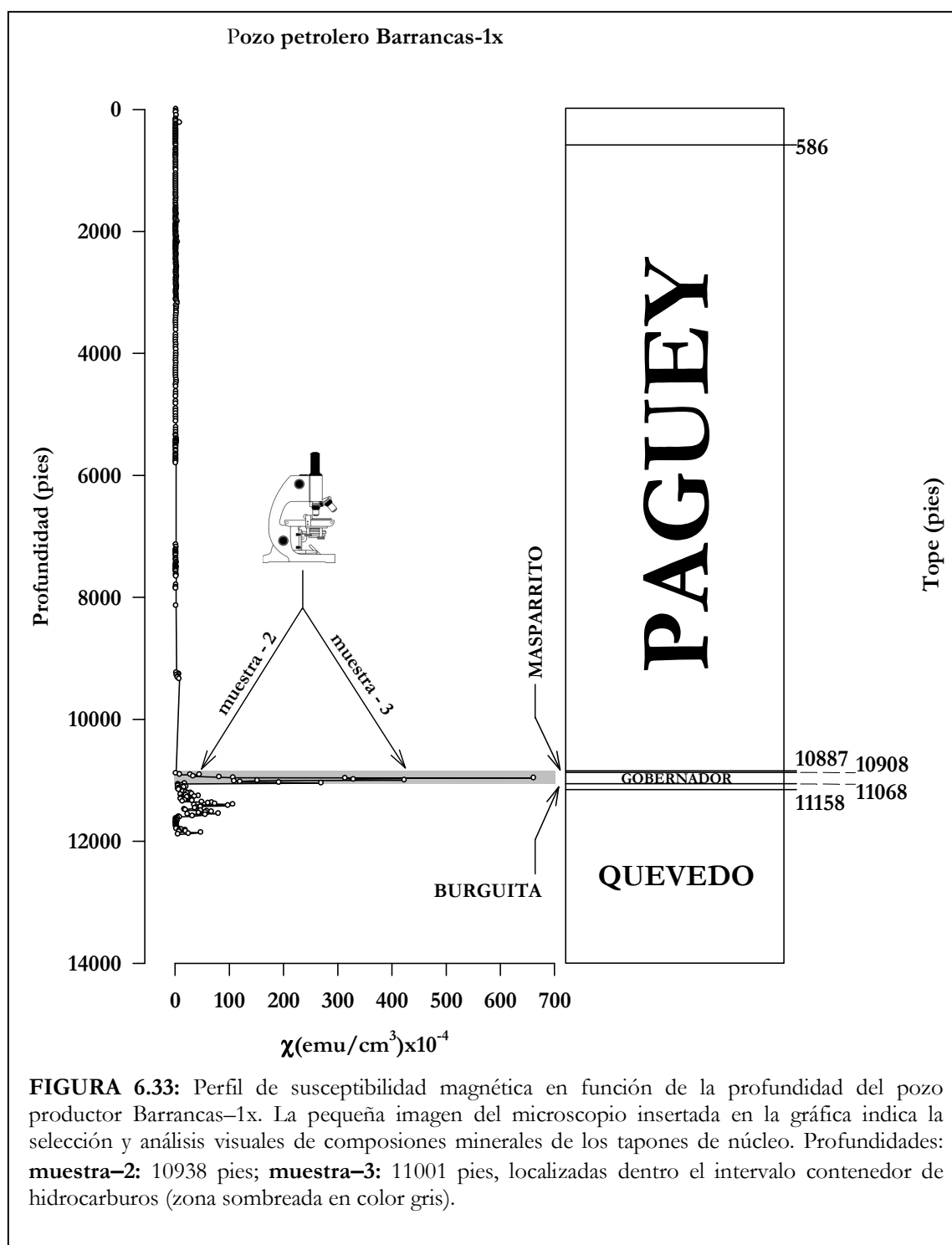
Este resultado indica la existencia de zonas bastante diferenciadas de altas y bajas susceptibilidades magnéticas, lo cual nos permitió seleccionar un grupo limitado de 3 muestras con el propósito de realizar el estudio petrográfico.

En la Tabla 6.13 se listan los pozos seleccionados y la profundidad de la muestra bajo estudio y en los perfiles se indica, mediante el símbolo de un microscopio, la localización del tapón de núcleo que fue caracterizado.

Tabla 6.13: Tapones de núcleo seleccionados.				
Estado	Pozo petrolero	Profundidad (pies)	Muestra	Características observadas en el perfil magnético (SM)
No productor	Hato-2x	8788	Muestra-1	Máxima SM.
Productor	Barrancas-1x	10938	Muestra-2	SM cercana a cero.
		11001	Muestra-3	SM intermedia.

[†] Cabe recordar que los perfiles magnéticos fueron contruidos en base a muestras de ripios (o muestras no consolidadas), y las secciones finas elaboradas corresponden a tapones de núcleo.





En las Figuras 6.34 (a) y (b) y 6.35 (a) y (b) se presentan los análisis petrográficos de la sección fina de la muestra-1 del pozo no productor Hato-2x. En las leyendas de las figuras se explican los detalles. De estas observaciones se identificaron los minerales cuarzo y limonita. Además se pudo determinar que la muestra posee una alta porosidad de 20%, posiblemente producto del proceso de elaboración, es decir, a lo largo de la confección de la muestra esta tiene que ser sometida a un proceso de degaste, con el fin de alcanzar el espesor adecuado de aproximadamente 0,03 mm (ver Figura 5.10 y 5.11. Página 106 y 107); pensamos que el degaste de la muestra no fue el más apropiado originando una porosidad no real o asociada a algún proceso sedimentario.

En la Figura 6.36 (a), se presenta la sección fina del pozo productor Barrancas-1x de la muestra-2, donde se puede observar un foraminífero bentónico del genero *Nummulites* sp. de edad Eoceno (Figura 6.36 (b)), carbonato de calcio y presencia de dolomita, indicando un ambiente de línea de costa.

En las Figuras 6.37 (a) y (b) y 6.38 (a) y (b) se presentan los análisis petrográficos de las secciones finas de la muestra-2 y de la muestra-3, respectivamente, del pozo productor Barrancas-1x. En las leyendas de las figuras se explican los detalles. En estas secciones finas se reconocieron cinco (5) minerales: cuarzo, limonita, pirita, dolomita y ankerita. Entre los factores que favorecieron la calidad de este intervalo podríamos mencionar la disolución de cementos carbonatitos (dolomita y ankerita), cuyo resultado final fue el desarrollo de una porosidad secundaria (porosidad por disolución), es decir la creación de esta porosidad favoreció la acumulación de los hidrocarburos.

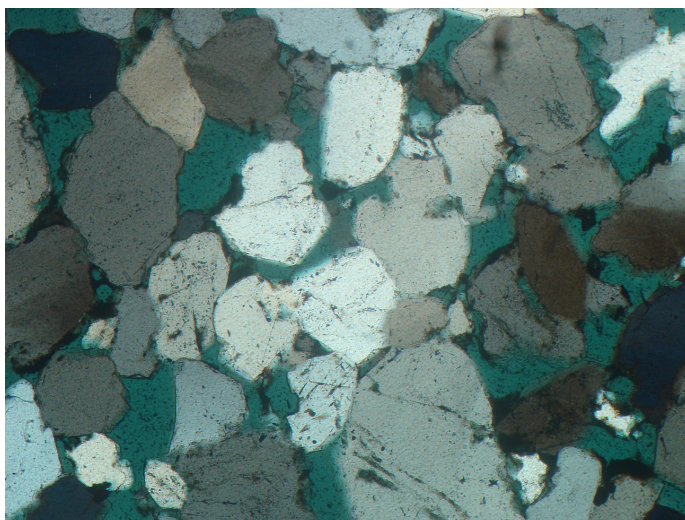


Figura 6.34 (a): Muestra-1. Pozo Hato-2x. Arenisca cuarzosa con abundantes granos de cuarzo presentando un escogimiento de regular a bueno. Los granos son de redondos a subredondeados poseen un redondeamiento de regular a bueno. Algunos de los contactos entre los granos están suturados indicando una compactación importante y pérdida de porosidad. Nícoles cruzados. Escala horizontal 3 mm..

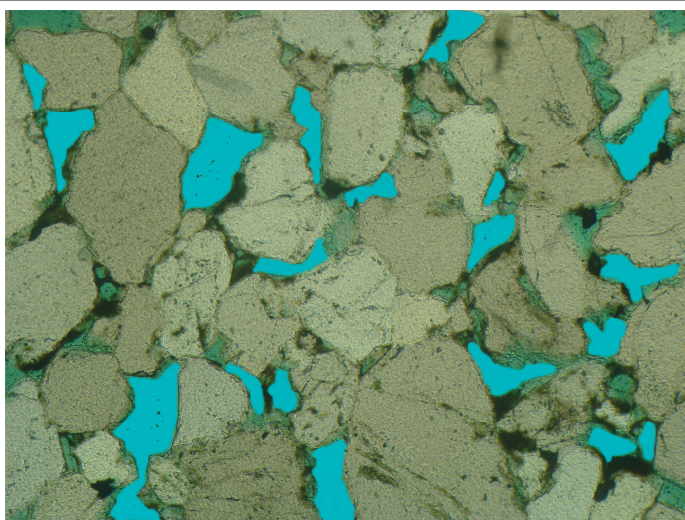


Figura 6.34 (b): Muestra-1. Pozo Hato 2-x. Muestra anterior en nícoles paralelos. Se observa una buena porosidad intergranular (en azul). Escala horizontal 3 mm.

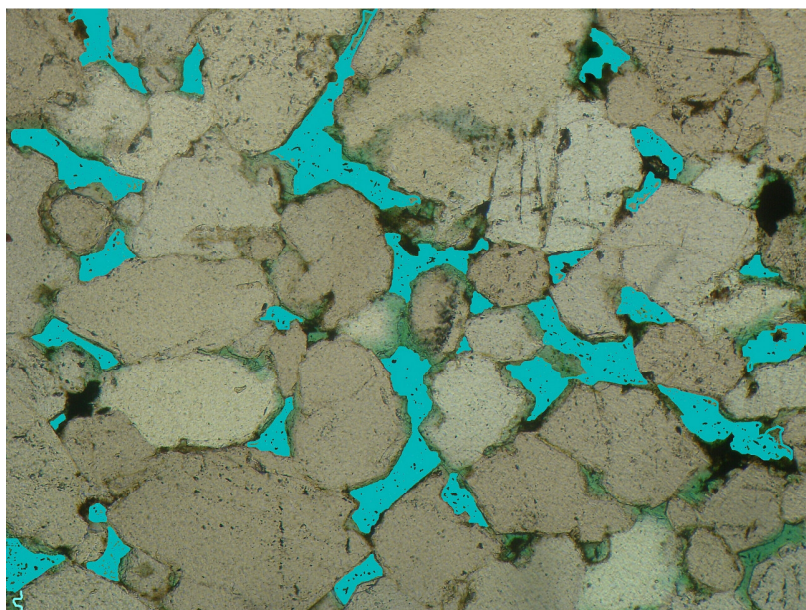


Figura 6.35 (a): Muestra-1. Pozo Hato-2x. Porosidad intergranular (en azul) en arenisca con escogimiento de los granos de cuarzo de regular a bueno. Nícoles paralelos. Escala horizontal 3mm.

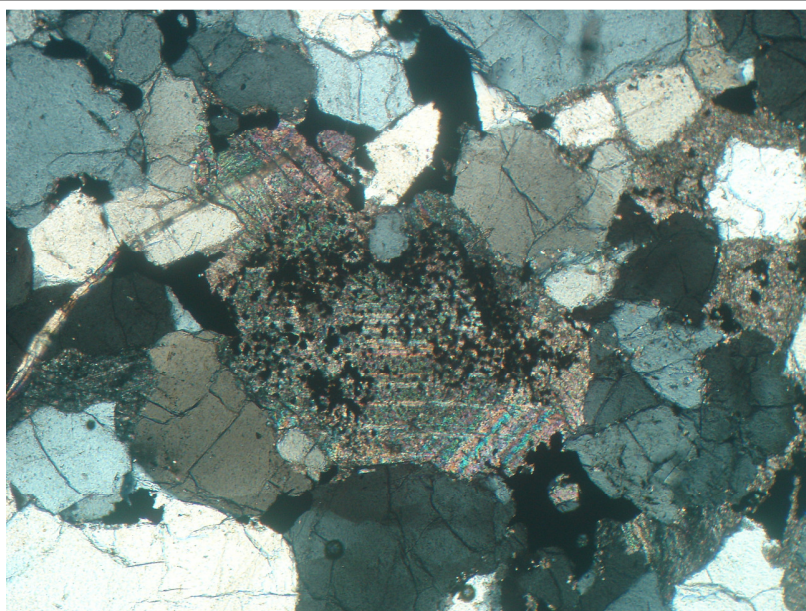


Figura 6.35 (b): Muestra-1. Pozo Hato-2x. Facies de arenisca en la parte inferior y limonita en la parte superior. La facies de arenisca presenta buena porosidad (en azul). Nícoles cruzados. Escala horizontal 3 mm.

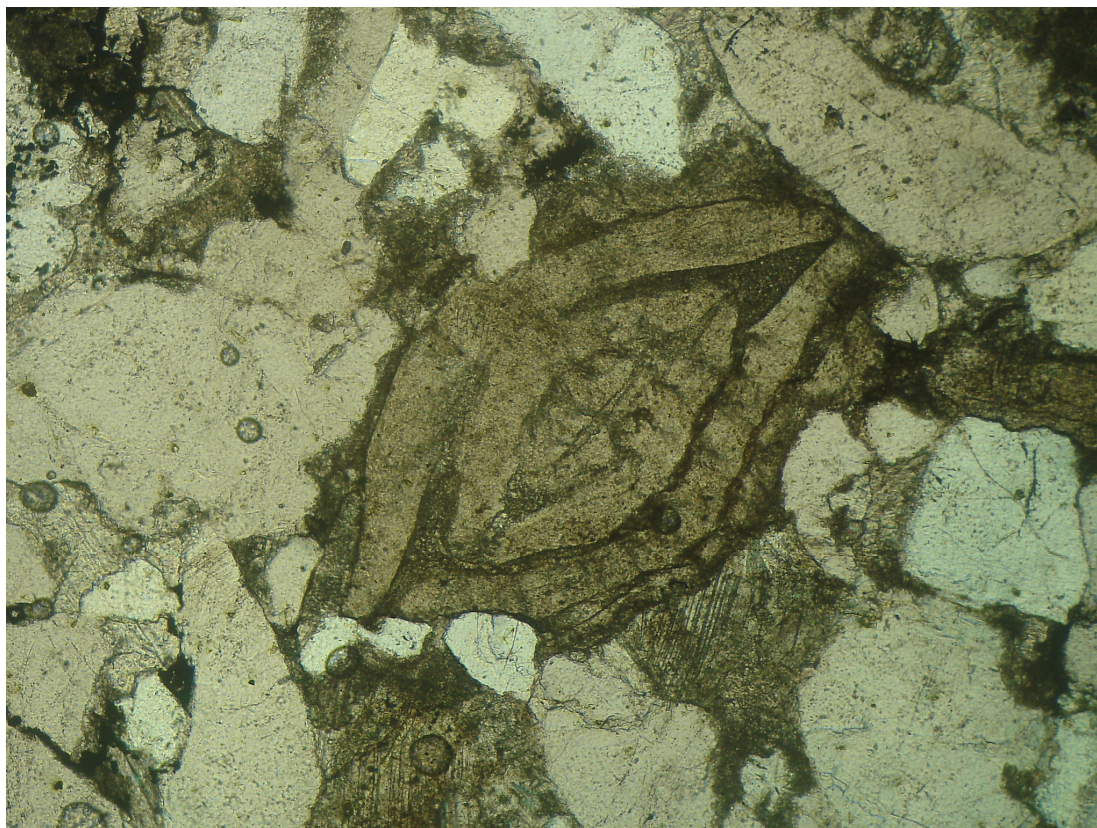


Figura 6.36 (a): Muestra-2 proveniente del pozo Barrancas-1x. Arenisca con granos de cuarzo regularmente escogidos y presencia carbonato de calcio en la matriz, dolomita, y un fósil del género *Nummulites* sp., todo lo cual indica un ambiente de línea de costa con sedimentación de clásticos terrígenos y algo de carbonatos. Nícoles cruzados. Escala horizontal 3mm.

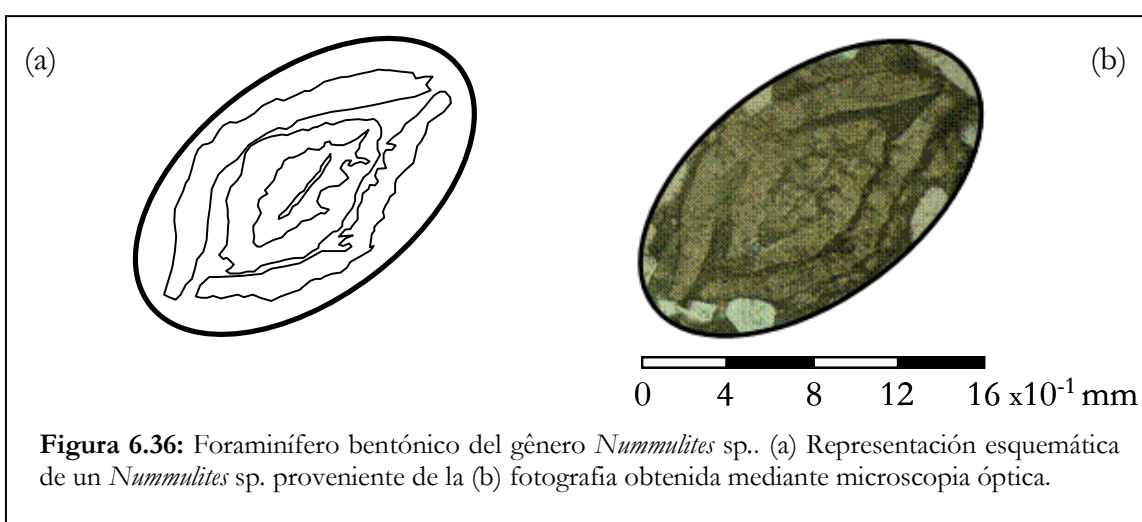


Figura 6.36: Foraminífero bentónico del género *Nummulites* sp.. (a) Representación esquemática de un *Nummulites* sp. proveniente de la (b) fotografía obtenida mediante microscopía óptica.

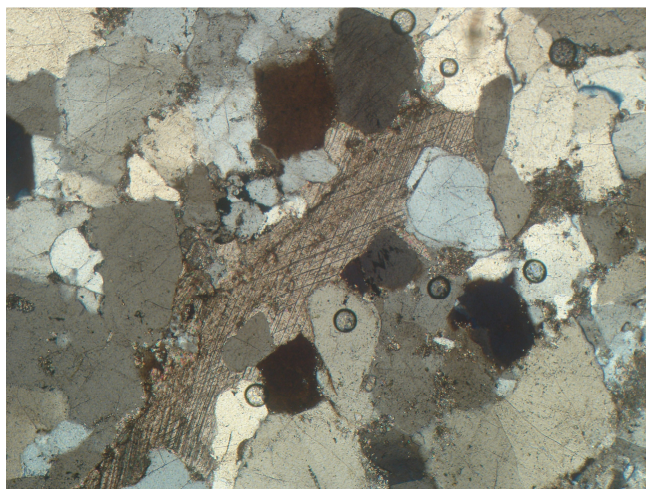


Figura 6.37 (a): Muestra-2. Pozo Barrancas-1x. Arenisca con la presencia de dolomita, probablemente dolomita ferrosa o ankerita, formada en los espacios donde había micrita o algo de porosidad intergranular. Se observa que los granos generalmente tienen contactos suturados indicando una fuerte compactación. Nícoles cruzados. Escala horizontal 3 mm.

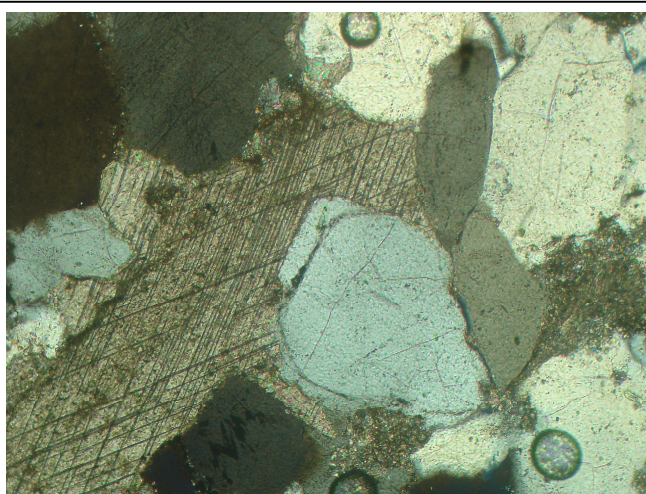


Figura 6.37 (b): Muestra-2. Pozo Barrancas-1x. Arenisca con la presencia de dolomita, probablemente del tipo ankerita, y con granos de cuarzo presentando sobre crecimiento, lo cual indica una gran compactación y soterramiento durante el cual se originó la disolución y precipitación de cuarzo en los bordes. Nícoles cruzados. Escala horizontal 2 mm.

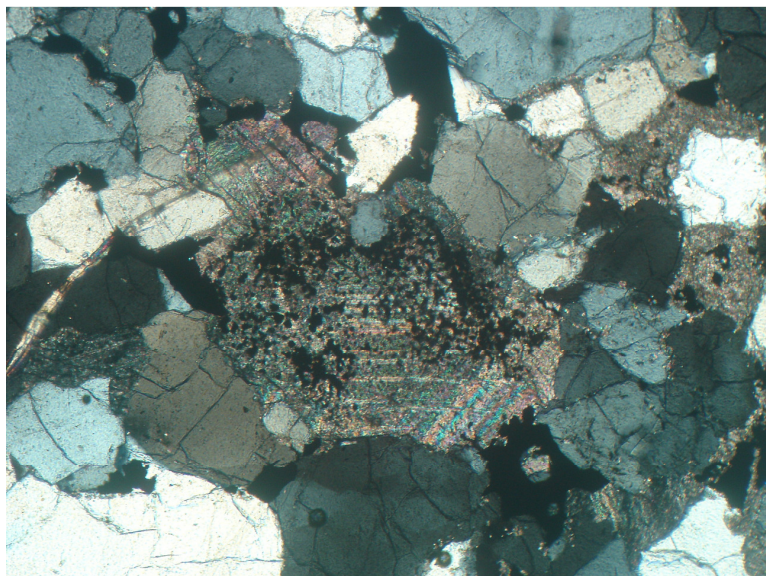


Figura 6.38 (a): Muestra-3. Pozo Barrancas-1x Arenisca compactada y con presencia de carbonato de calcio entre los granos, probablemente dolomita. Sin porosidad aparente. Nícoles cruzados. Escala horizontal 3 mm.

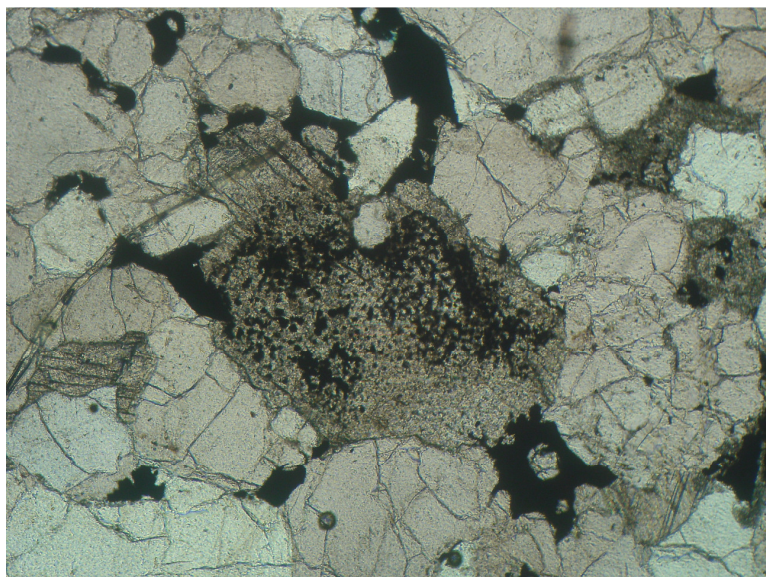


Figura 6.38 (b): Muestra-3. Pozo Barrancas-1x.. La muestra anterior pero con los nícoles paralelos. Se detalla con más precisión la presencia del carbonato de calcio entre los granos de cuarzo. El color negro tanto en forma de pigmentos como entre los granos de cuarzo es pirita. Escala horizontal 3 mm.

6.8 Comparación entre Perfiles de Susceptibilidad Magnética y Registros Petrofísicos

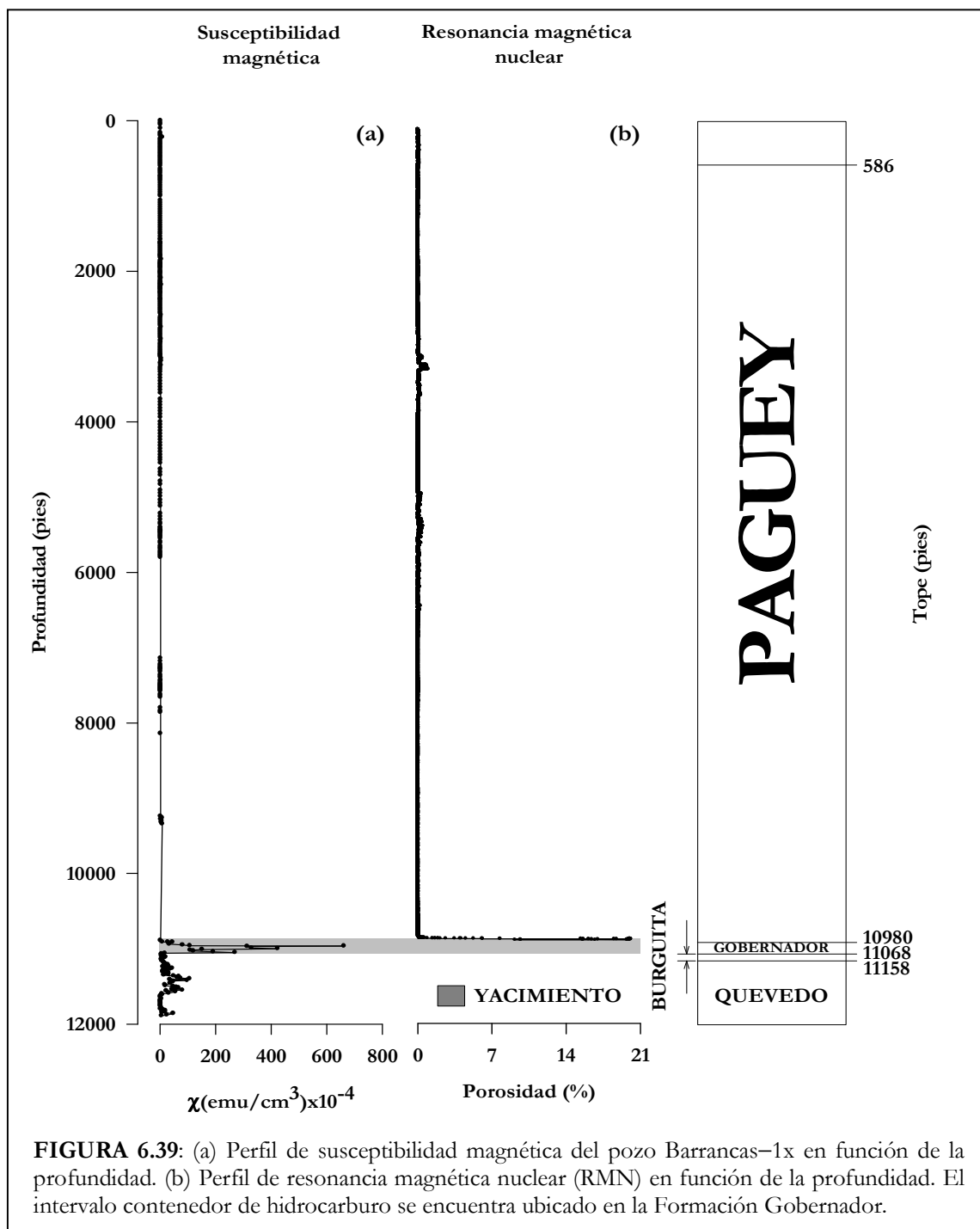
Con el fin de complementar nuestras observaciones experimentales se realizaron comparaciones entre algunos perfiles de susceptibilidad magnética obtenidos en el presente trabajo con los perfiles petrofísicos correspondientes.

El perfil de susceptibilidad magnética del pozo Barrancas-1x es comparado con el correspondiente perfil de resonancia magnética nuclear (Figura 6.39 (a) y (b)). Se observa que el máximo relativo de porosidad coincide con la anomalía magnética (10908 pies y 11068 pies). Este intervalo corresponde a la Formación Gobernador y es donde se encuentra localizado el reservorio de hidrocarburo.

De manera análoga comparamos el registro magnético del pozo Torunos-1x con el perfil de gamma ray (Figura 6.40 (a) y (b)). Se observa que la máxima actividad gamma se encuentra dentro una zona magnéticamente anómala (11200 pies hasta 11800 pies).

Por otra parte el perfil de gamma ray correspondiente al pozo Bejucal-2x muestra máximos de amplitudes localizados aproximadamente en los mismos niveles en donde los contrastes magnéticos alcanzan también sus valores máximos (Figura 6.41).

Es de hacer notar que el estudio petrofísico aporta mediciones indirectas y aproximadas de las propiedades del yacimiento, ya que son afectadas por el filtrado de lodo de perforación y adicionalmente por factores ambientales presentes en el pozo. Estas mediciones requieren ser corregidas e interpretadas para obtener información sobre el potencial hidrocarburiífero.



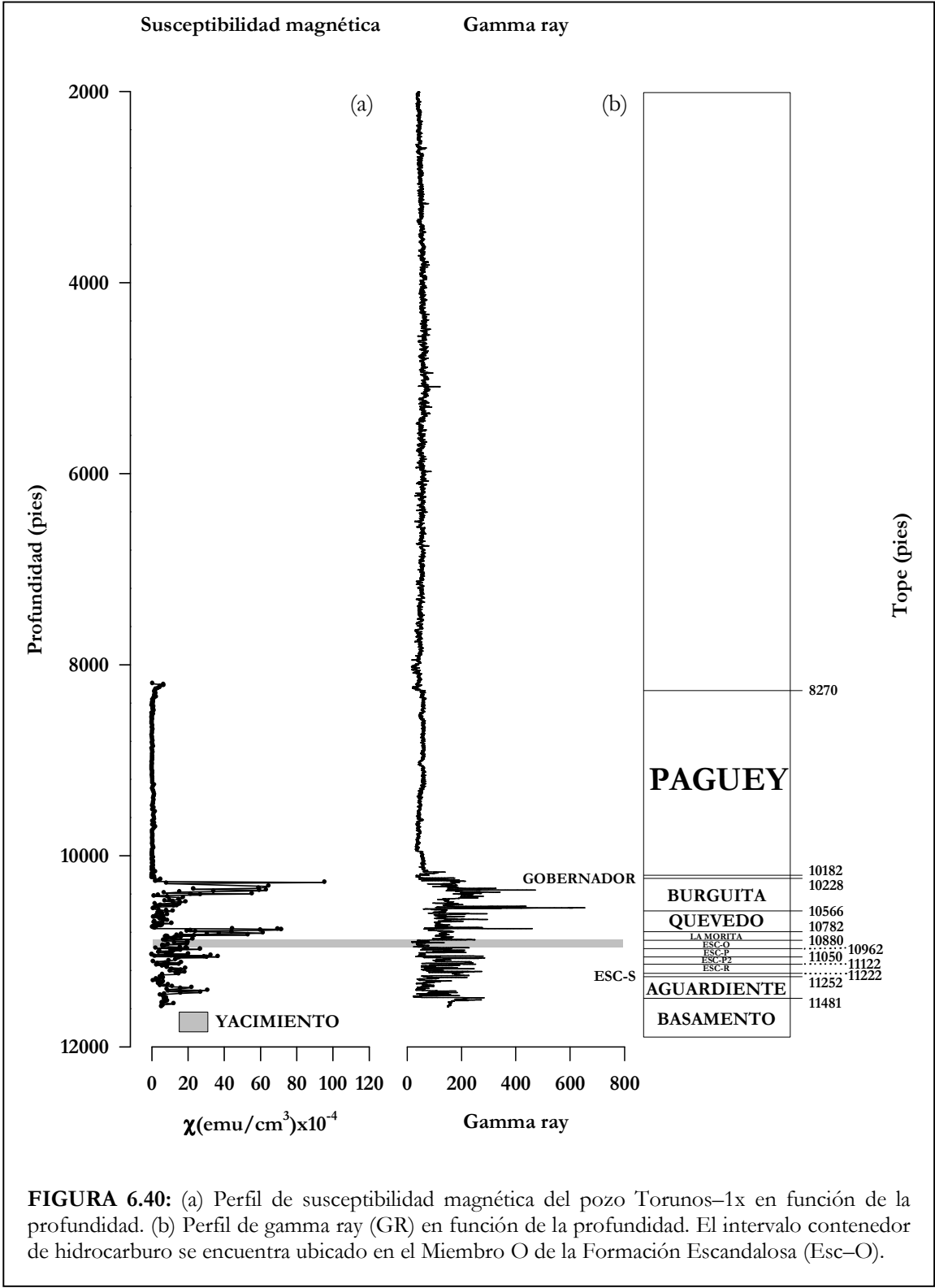


FIGURA 6.40: (a) Perfil de susceptibilidad magnética del pozo Torunos-1x en función de la profundidad. (b) Perfil de gamma ray (GR) en función de la profundidad. El intervalo contenedor de hidrocarburo se encuentra ubicado en el Miembro O de la Formación Escandalosa (Esc-O).

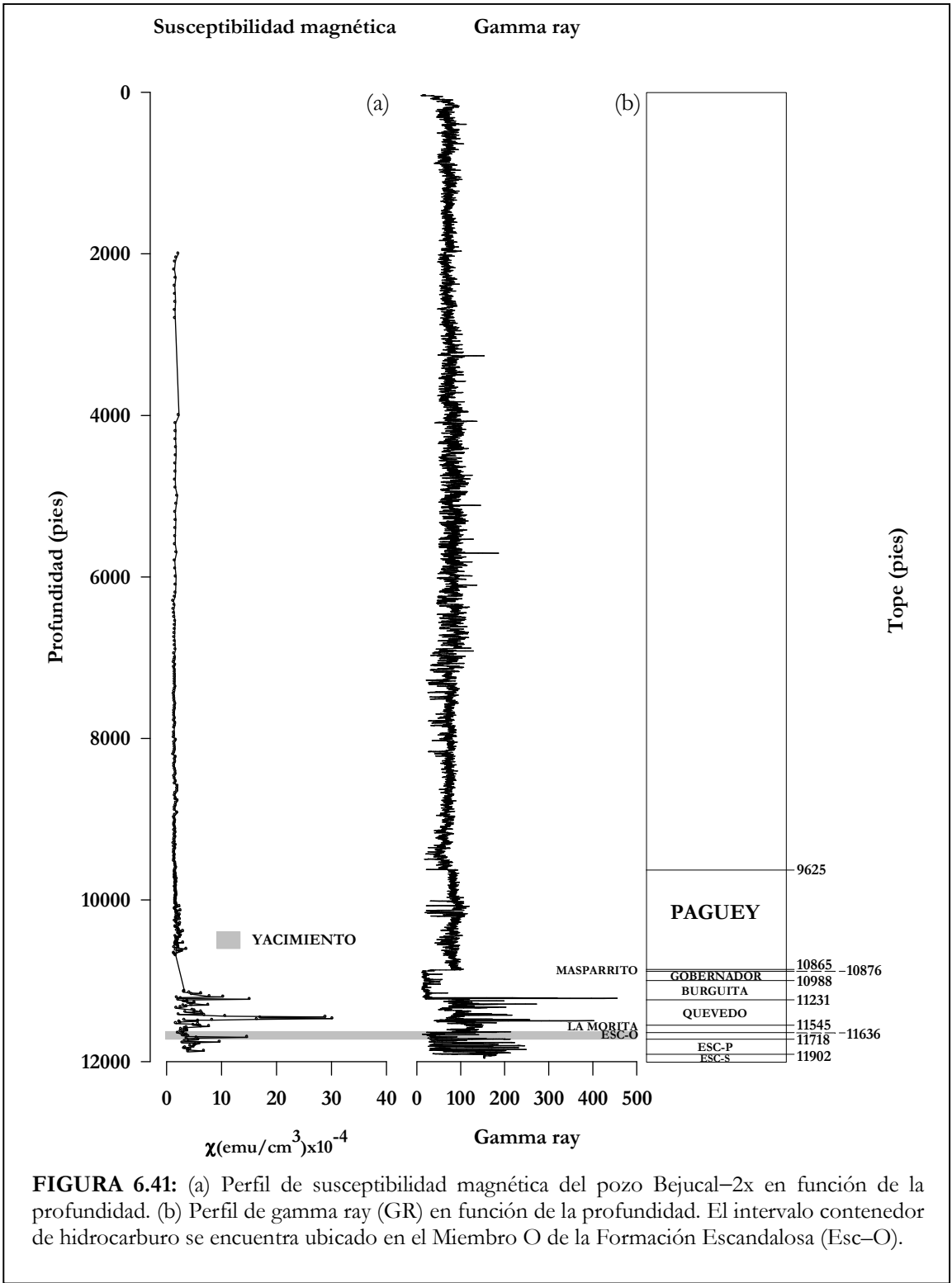
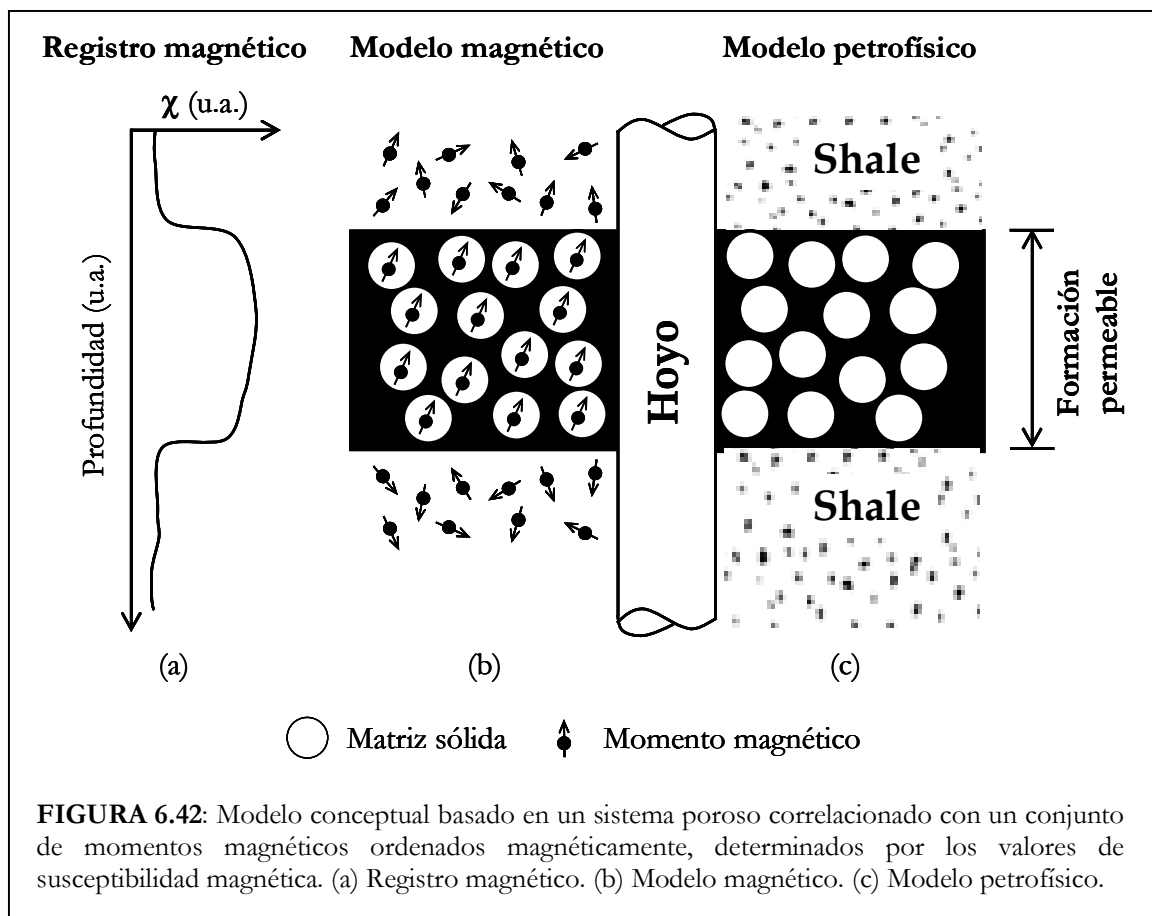


FIGURA 6.41: (a) Perfil de susceptibilidad magnética del pozo Bejucal-2x en función de la profundidad. (b) Perfil de gamma ray (GR) en función de la profundidad. El intervalo contenedor de hidrocarburo se encuentra ubicado en el Miembro O de la Formación Escandalosa (Esc-O).

En contraste el perfilaje de pozos de las medidas de susceptibilidad magnética realizadas en el laboratorio, no se encuentran afectadas por los diferentes factores antes mencionados, siendo más confiable. Además permitiría la reconstrucción de la columna de perforación en términos del contenido de las fases de hierro de naturaleza magnética. De acuerdo a la comparación realizada entre el estudio petrofísico y magnético se evidencia la existencia de alto grado de correlación positiva entre las respuestas aportadas por las diferentes herramientas de perfilaje.

En la Figura 6.42 se observa un posible diagrama conceptual donde el modelo petrofísico está basado en un sistema poroso que permite acumular hidrocarburo, el modelo magnético está caracterizado por un conjunto de momentos magnéticos alineados en una determinada dirección asociados a la matriz sólida donde se acumula el petróleo.



En el intervalo sedimentario donde se entrapa el petróleo los valores de susceptibilidad son altos, mientras el conjunto de momentos desorientados se encuentran en los intervalos de “shale” esta caracterizado por presentar valores de susceptibilidad magnética pequeños o cercanos al cero de SM.

Capítulo 7

Conclusiones y Recomendaciones

7.1 Introducción

Uno de los tres artículos dedicados a los métodos magnéticos aplicados a la exploración petrolera publicados por la revista *Geophysics* en octubre del año 1965 merece un breve comentario.

Nelson Clearence Steenland autor de una de estas publicaciones observó en mapas de planta que las altas intensidades magnéticas coinciden con zonas acumuladoras de hidrocarburos.

A partir de este momento hasta el presente se han realizado estudios del origen de las anomalías magnéticas asociadas con yacimientos de hidrocarburos. Estos estudios son el producto de los trabajos llevados a cabo en muestras someras (ripios o secciones de núcleos de perforación) provenientes de los primeros 4.000 pies de perforación.

En este trabajo nosotros extendemos la escala de investigación hasta 12.000 pies de profundidad y realizamos medidas de susceptibilidad magnética en un número considerable de muestras de ripios, alcanzando resultados originales concernientes a la concentración inusual de fases mineralógicas de hierro en las unidades sedimentarias acumuladoras de hidrocarburos.

A continuación se plantean un conjunto de conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo experimental diseñado.

7.2 Conclusiones

(a) Análisis de propiedades magnética totales en ripios de perforación

- 1) Verificamos una correlación positiva entre los altos valores de susceptibilidad y la presencia de hidrocarburos, usando herramientas básicas de la estadística en un amplio número de muestras.
- 2) A diferencia de los trabajos desarrollados en las últimas décadas en muestras de ripios de pozos petroleros provenientes de niveles sedimentarios cercanos a la superficie, nuestra investigación nos condujo a identificar anomalías magnéticas en un rango de profundidad entre 9.000 hasta 11.600 pies (3 – 3,5 km), una distancia suficientemente alejada de la posible contaminación del ruido cultural (humanos o la industria).
- 3) Los contrastes de susceptibilidad magnética observados en los perfiles correspondientes a los 13 pozos productores de petróleo coinciden con la Formación Escandalosa y Formación Gobernador, intervalos sedimentarios donde se encuentra los yacimientos de hidrocarburos.
- 4) Los altos valores promedio de SM correspondientes a los pozos productores es cuatro veces mayor en comparación con los pozos no productores (relación 4:1), lo que sugiere la presencia de minerales de hierro de naturaleza magnética desarrollados por la presencia de depósitos de hidrocarburos.

- 5) Los valores promedio de SM disminuyen cerca de la roca madre y aumentan de manera gradual a partir de ésta, hasta las unidades correspondientes a la roca reservorio, solo en el grupo de pozos productores.
- 6) Los máximos de susceptibilidad magnética se observan cerca del tope de las formaciones productoras.

(b) Análisis de datos y estrategias estadísticas

- 7) El cálculo de índices estadísticos (χ_p , σ , θ) son representativos del comportamiento observado en la señal original, esto indica que podrían ser implementados en el análisis de series magnéticas.
- 8) La representación gráfica de la desviación estándar en función del valor promedio de la susceptibilidad magnética podría ser utilizado como separador de grupos de pozos petroleros.

(c) Comparación entre perfiles de susceptibilidad y registros petrofísicos

- 9) Los intervalos anómalos identificados en los perfiles de susceptibilidad magnética en niveles sedimentarios que se encuentran por debajo de la Formación Paguey, coinciden con intervalos sedimentarios cuyas propiedades geológicas y petrofísicas permiten acumular hidrocarburo en sus espacios porosos (correlación positiva).

(d) Caracterización mineralógica de muestras de rípios mediante Espectroscopía Mössbauer

- 10) La existencia de los contrastes magnéticos observados en los registros de susceptibilidad magnética es atribuida principalmente a dos contribuciones mineralógicas: una proporción considerable de magnetita, y en menor cantidad hierro metálico.
- 11) En los espectros Mössbauer obtenidos se evidencian contribuciones paramagnéticas contenidas en el doblete central, posiblemente debidas a la relajación superparamagnética de óxidos e hidróxidos de hierro en pequeñas partículas, así como contribuciones magnéticas de este mismo tipo de compuestos de Fe^{3+} , además una proporción visible de Fe^{2+} y que aquí se observan como sulfato de hierro monohidratado ($\text{FeSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$).

(d) Caracterización petrográfica

- 12) Los resultados de la caracterización mineralógica mediante microscopio petrográfico indica la presencia de ankerita y dolomita como las principales fases carbonáticas presentes en los intervalos contenedores de hidrocarburos.
- 13) La presencia de carbonato de calcio mejora la calidad del yacimiento una vez que éstas son disueltas.

(e) Mapas de intensidad magnética

- 14) El mapa de distribución de la susceptibilidad magnética correspondiente a la Formación Gobernador y Escandalosa permite aislar zonas potenciales acumuladoras de hidrocarburos de aquellas no aptas para la exploración de petróleo.

(f) Modelado magnético

- 15) La construcción de mapas teóricos de intensidad de campo magnético a partir de medidas de susceptibilidad magnética aportan datos concernientes a investigaciones geofísicas y podría utilizarse como una herramienta potencial en levantamientos aeromagnéticos.

7.3 Recomendaciones**Para trabajos futuros recomendamos:**

- 1) Sería favorable contar con un mayor número de pozos petroleros y que estos presenten un alto grado de distribución a nivel de la superficie, con el fin de obtener mapas de distribución de la magnetización reales y así evitar la construcción de cartografía de contrastes magnéticos falsos, producto de la estimación de valores teóricos realizado por la fuerte extrapolación entre los valores experimentales.

- 2) Realizar una caracterización mineralógica de las muestras de ripios utilizando Espectroscopía Mössbauer con el fin de esclarecer el desarrollo de fases ferro, ferri magnéticas responsables de originar los contrastes magnéticos.
- 3) Realizar un estudio detallado concerniente a los resultados obtenidos con los perfiles de susceptibilidad magnética y las distintas herramientas petrofísicas utilizando técnicas estadísticas con el fin de explorar correlación entre estos atributos.
- 4) Continuar con este tipo de estudio con el objeto de establecer este método como una herramienta alternativa en la prospección y evaluación de yacimientos petrolíferos.

7.4 Comentarios Generales

Desde que Steenland (1965) y otros autores prestaron atención a las investigaciones aeromagnéticas, es la primera vez que se reporta un estudio en detalle en un número considerable de muestras de ripios provenientes de depósitos petroleros (desde niveles muy cercanos a la superficie hasta el yacimiento) realizado utilizando Susceptibilidad Magnética a temperatura ambiente, Espectroscopía Mössbauer y la implementación de técnicas geoestadísticas, siendo así la cuenca Barinas–Apure la única en contar con este tipo de estudio hasta el momento.

Referencias Bibliográficas

Aldana M., Costanzo-Alvarez V., Vitiello D., Colmenares L. y Gómez G. (1999). Framboidal magnetic minerals and their possible association to hydrocarbons: La Victoria oil field, southwestern Venezuela. *Geofísica Internacional*, **38**, 137-152.

Aldana M., Costanzo V. y Di Sapio D. (2000). Estudios de curvas de Magnetismo Remanente Isotermal (IRM) y Resonancia Paramagnética Electrónica (EPR) en muestras de dos pozos del campo La Victoria. VIII Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas

Anka Z., Callejón Á., Louis E., Hernández V., Gallardo O., González Á., Loureiro D., Lacey J. y Thompson K. (1998). “Informe Técnico, Inversión Geoquímica Flanco Surandino, Sector Barinas-Portuguesa”. Intevep S.A., Los Teques.

Asquith G. y Krygowski D. (2004). Basic well log analysis second edition, AAPG Methods in exploration series, no. 16, America Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.

Benthien R. H. y Elmore R. D. (1987). Origin of magnetization in the phosphoria formation at Sheep Mountain, Wyoming: A possible relationship with hydrocarbon. *Geophysical Research Letters*, **14**, 323-326.

Brown A. (2000). Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin*, **84**, 1775-1789 .

Burazer M., Milinko G. y Vicko Z. (2001), Magnetic data processing for hydrocarbon exploration in the Pannonian Basin, Yugoslavia. *Geophysics*, **66**, 1669-1679.

Cornelis Y. y Cornelius H.S. Jr., (1999).. *Manual of Mineralogy*, Twenty-first Edition. New York John Wiley & Sons, Inc.

Costanzo-Álvarez V., Aldana M., Aristeguieta O., Marcano M. C. y Aconcha E. (2000). Study of magnetic contrasts in the Guafita oil field (South-Western Venezuela). *Physics and Chemistry of the Earth, Part A*, **25**, 437-445.

Costanzo-Alvarez V, Aldana M., Díaz M., Bayona G. y Ayala C. (2006). Hydrocarbon-induced magnetic contrasts in some Venezuelan and Colombian oil wells. *Earth Planets Space*, **58**, 1401-1410.

Da Costa G.M., De Grave E., Bowen L. H., De Bakker P.M.A. y Vandenberghe R.E. (1995). Temperature dependence of the hyperfine parameters of maghemite and Al-substituted maghemites *Physics and Chemistry Minerals*, **22**, 178-185.

De Toni B., Loureiro D., Márquez C., Colleta B. (1994). “Eventos y Estilos Tectónicos en la Cuenca de Barinas-Apure: Memoria V”. *Simposio Bolivariano Puerto La Cruz*, p.311-313.

Díaz M., Aldana M., Costanzo-Alvarez V., Silva P. y Perez A. (2000). EPR and magnetic susceptibility studies in well samples from some Venezuelan oil fields. *Physics and Chemistry of the Earth, Part A*, **25**, 447–453.

Donovan T. J., Forgey R. L. y Roberts A. A. (1979). Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields. AAPG Bulletin **63**, 245-248.

Donovan T. J., Hendricks J. D., Roberts A. A. y Eliason P. T. (1984). Low-altitude aeromagnetic reconnaissance for petroleum in the Arctic National Wildlife Refuge, Alaska. Geophysics, **49**, 1338-1353.

Dunlop J. D. y Özdemir Ö. (1997). Rock Magnetism. Fundamental and frontiers. Cambridge University Press, New York.

Eisberg R. y Resnick R. (2000). Física Cuántica, Séptima Edición Editorial Limusa.

Ellwood B.B. y Burkart B. (1996). Test of hydrocarbon-induced magnetic patterns in soils: the sanitary landfill as laboratory. En: Schumacher D., Abrams M.A. (Eds.), Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression. AAPG Memoir, **66**, 91-98.

Elmore R. D., Ángel M. H., Crawford L., Nick K., Imbus S. y Sofer S. (1987). Evidence for a relationship between hydrocarbons and authigenic magnetite. Nature, **325**, 428-430.

Elmore R. D., McCollum R. y Engel M. H. (1989). Evidence for a relationship between hydrocarbon migration and diagenetic magnetic minerals implications for petroleum exploration. Bulletin of the Association of Petroleum Geochemical Explorationists, **5**, 1-17.

Elmore R. D. y Crawford L. (1990). Remanence in authigenic magnetite: testing the hydrocarbon-magnetite hypothesis. *Journal of Geophysical Research*, **95**, B4, 4539-4549.

Feo-Codecido G. (1972). Contribución a la estratigrafía de la Cuenca Barinas Apure. Memoria IV Congreso Geológico Venezolano, Ministerio Minas e Hidrocarburos, Dirección Geológica, Publicación Especial No 5, 11:773-762.

Feynman R. y Leighton R. H. (1987). *Electromagnetismo y Materia*, Vol II. Addison-Wesley Iberoamericana.

Foote R. S. (1984). Significance of near-surface magnetic anomalies. En M. J. Davidson and B. M. Gottfried Editores, *Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas III*, Institute for the study of Earth and Man, Southern Methodist University Press, Dallas, 12-24.

Foote R. S. (1992). Use of magnetic fields aids oil search. *Oil and Gas Journal*, **4**, 137-141.

Foote R. S. (1996). Relationship of Near-Surface Magnetic Anomalies to Oil and Gas Producing Areas. En: *AAPG Memoir*, **66**, 111-126.

Fuentes J., González A., Hernández V., Lander R. (1994) "Exploración del Sector Barinas Acarigua, Área Flanco Surandino. Subcuenca Barinas". Informe Técnico. Corpoven S. A., Puerto La Cruz.

Gay S. P. Jr. (1993), Epigenetic versus syngenetic magnetite as a cause of magnetic anomalies. *Geophysics*, **57**, 60-68.

González de Juana C., Iturralde I. M. y Picard X. (1980). Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. Ediciones Foninves, Caracas, Venezuela.

González-Jiménez F., D'Onofrio L., Martinez H. (2004). First Observation of Authigenic Iron in Oil Reservoirs: New Type of Magnetic Anomaly. International Symposium on the Industrial Applications of the Mössbauer Effect, Program and Abstract Book, Madrid, España.

Goldanskii V.I y Herber R.H. (1968). Chemical Applications of Mössbauer Spectroscopy. Academic Press, New York.

Goldhaber B. M. y R. L. Reynolds (1991). Relations among hydrocarbon reservoirs, epigenetic sulfidization, and rock magnetization: Example from the south Texas coastal plain. *Geophysics*, **56**, 748-757.

Henry W. E. (1989). Magnetic detection of hydrocarbon seepage in a frontier exploration region. *Bulletin of the Association of Petroleum Geochemical Explorationists*, **5**, 18-19.

Henry W. E. y Tomlinson W. D. (1991). Evidence for near-surface magnetic anomalies formed in response to both recent and long-term hydrocarbon microseepage. *AAPG Bulletin*, **75**, 593.

Hunt C. (1992). Mössbauer: Marvelous Measurements of Magnetic Minerals. *The IRM Quarterly*, 2, no 3, 1-8.

Irving E. (1964). *Paleomagnetism and Its Application to Geological and Geophysical Problems*. John Wiley & Sons, Ltd, New York.

Isaaks E. H. Srivastava R. M. (1989). *Applied Geostatistics*, Oxford University Press, Inc. Este libro presenta una introducción sobre un conjunto de herramientas comúnmente utilizadas en la aplicaciones geoestadísticas.

Jacobsen P. (1961). An Evaluation of Basement Depth Determinations from Airborne Magnetometer Data. *Geophysics*, **26**, 309-319.

Jorge, J. (2001). Diseño y construcción de un equipo para la medida de susceptibilidad magnética en núcleos de rocas. Trabajo de Grado de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ciencias. Escuela de Física.

Kerr P. F. (1961). *Optical Mineralogy*, McGraw–Hill Book Co.

Kilgore B. y Elmore R. D. (1989). A study of the relationship between hydrocarbon migration and the precipitation of authigenic minerals in the Triassic Chugwater Formation, southern Montana. *Geological Society of America Bulletin*, **101**, 1280-1288.

Kiser G. (1988). “Relaciones Estratigráficas de la Cuenca Apure-Llanos, con Áreas Adyacentes de Venezuela Sureste y Colombia Oriental”. Informe Interno, Corpoven S.A., Puerto La Cruz.

Kitalgorodski I.A. (1985). *Física para todos*, vol. 3, Editorial MIR, Moscú.

Kittel C. (2004), *Introduction to Solid State Physics*, 8^{va} edición. John Wiley & Sons, Inc., New York.

Liu Q.S., Cheng T.J. y Liu, S.G. (1998a). Comprehensive evaluation of the mechanism of “chimney effect” using principle of magnetic, geochemistry and mineralogy. *Chinese Science Bulletin*, **43**, 743-748.

Liu Q.S., Liu S.G., Qu Z., Xu Z. X., Hou W.G. (1998b). Magnetic and mineralogical characteristics of hydrocarbon microseepage above oil/gas reservoirs of the Tuoku region, northern Tarim Basin, China. *Science China*, **41**, 121-129.

Liu Q.S. y Liu S.G. (1999). Magnetic and mineralogical characteristics of reservoir rocks in the Yakela oil field, northern Tarim Basin: implications for magnetic detection of oil and gas accumulations. *Chinese Science Bulletin*, **44**, 174-177.

Liu Q. S., Chan L. S., Liu. Q. S., Li H. X., Wang F., Zhang S. X., Xia X. H. y Cheng T. J. (2004). Relationship between magnetic anomalies and hydrocarbon microseepage above the Jingbian gas field, Ordos Basin, China. *AAPG Bulletin*, **88**, 241-251.

Liu Q. S., Liu Q. S., Chan L. S., Yang T., Xia X. H. y Cheng T. J. (2006). Magnetic enhancement caused by hydrocarbon migration in the Mawangmiao Oil Field, Jiangnan Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **53**, 25-33.

Lugo J. (1994). “Arco de Mérida: Control Tectónico sobre la Sedimentación desde el Mesozoico Tardío hasta el Cenozoico Temprano en el Occidente Venezolano. Memorias del V Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas”. Puerto La Cruz, 291-310.

Machel H. G. y Burton E. A. (1991). Causes and Spatial Distribution of Anomalous Magnetization in Hydrocarbon Seepage environments. AAPG Bulletin, **75**, 1864-1876.

Machel H. G. (1995). Magnetic mineral assemblages and magnetic contrasts in diagenetic environments-with implications for studies of paleomagnetism, hydrocarbon migration and exploration. Geological Society, London, Special Publications, **98**, 9-29.

Machel G. H. (1996). Magnetic Contrasts as a Result of Hydrocarbon Seepage and Migration. AAPG Memoir, **66**, 99-109.

McCabe C., Sassen R. y Saffer B. (1987). Occurrence of secondary magnetite within biodegraded oil. Geology, **15**, 7-10.

Martínez H., D'Onofrio L., González-Jiménez F., Pérez A., Rojas C. (2004). Estudio de anomalías magnéticas asociadas con la existencia de yacimientos de hidrocarburos en un pozo del Campo Bachaquero (Estado Zulia): Presencia de hierro metálico asociado a esta anomalía. Artículo en extenso, XII Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas, Venezuela.

Mello M., Gil E., Henz G., Chigne N. (1995). Petroleum Habitat of Barinas-Apure Basin and the Andes of Mérida. Geochemical Characterization of Oil, Seep and Potential Source Rock Samples, CEMPES, Brasil.

Mørk, M. B. E., McEnroe S. A. y Olesen O. (2002). Magnetic susceptibility of Mesozoic and Cenozoic sediments off Mid Norway and the role of siderite:

Implications for interpretation of high-resolution aeromagnetic anomalies. *Marine and Petroleum Geology*, **19**, 1115-1126.

Parasnis D. S. (1970). *Principios de Geofísica Aplicada*. Ediciones Paraninfo, Madrid, España.

Parnaud F., Capello M., Gou Y., Sanchez A., Pascual J. C. y Truskowsky I. (1994). “Análisis Geológico Integrado de las Cuencas de Barinas y Maracaibo. Síntesis Estratigráfica”. Informe Técnico, Intevep S.A., Los Teques.

Passalacqua H., Parnaud F., Capello M. A., Gou Y., Sánchez J., Pascual C., Truskowski I. (1994). “Análisis Geológico Integrado de las Cuencas de Barinas y Maracaibo”. Informe Técnico Intevep S.A.

Pérez A. (1999). *Estudios de las Anomalías Magnéticas Secundarias en Campos de Oriente y Occidente del País*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ciencias. Escuela de Física.

Pérez A., D'Onofrio L., Gonzalez-Jiménez F., Aldana M. y Costanzo V. (1999). Mössbauer study of iron minerals related to the magnetic anomalies present near oil wells: Guafita oil field, Apure, Venezuela ICAME'99, Garmisch-Partenkirchen, Alemania. Book of Abstracts, Abstract t1/14.

Pérez A., D'Onofrio L., Gonzalez-Jiménez F., Aldana M. y Costanzo V. (2000). Origen de las anomalías magnéticas asociadas con yacimientos de petróleo: un modelo tentativo sustentado en medidas de espectroscopia Mössbauer, susceptibilidad magnética y microscopía electrónica. Artículo en extenso, X Congreso Venezolano de Geofísica. Caracas, Venezuela.

Perez-Perez A., D'Onofrio L., Bosch M. y Zapata E. (2011). Association between magnetic susceptibilities and hydrocarbon deposits in the Barinas-Apure Basin, Venezuela. *Geophysics Letters*, **76**, 6, L35-L41.

Reif F. (1980). *Fundamentos de Física Estadística y Térmica*. McGraw Hill Book Company.

Reynolds R. L. (1982), Post-depositional alteration of titanomagnetite in a Miocene sandstone, south Texas (U.S.A.). *Earth and Planetary Science Letters*, **61**, 381-391.

Reynolds R. L., Fishman N. S., Wanty R. B. y Goldhaber M. B. (1990a), Iron sulfide minerals at Cement oil field, Oklahoma—implications for the magnetic detection of oil fields. *Geological Society of America Bulletin*, **102**, 368-380.

Reynolds R. L., Webring M., Grauch V. S. y Tuttle M. (1990b). Magnetic forward models of Cement oil field, Oklahoma, based on rock magnetic, geochemical, and petrological constraints. *Geophysics*, **55**, 344-353.

Reynolds R. L., Fishman N. S. y Hudson M. R. (1991). Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska), and the Wyoming-Idaho-Utah thrust belt: *Geophysics*, **56**, 606-617.

Reynolds R. L., Goldhaber M. B. y Tuttle M. L. (1993). Sulfidization and magnetization above hydrocarbon reservoirs. *Application of Paleomagnetism to Sedimentary Geology*, SEPM Special Publication, **49**, 167-179.

Salas D., González-Jiménez F., D'Onofrio L., Pérez A., Goxe J., Rojas H., López L., Salazar J. (2002). Nuevo tipo de anomalía magnética asociada a yacimientos

petrolíferos: Existencia de Hierro Metálico autigénico en un pozo productor del Campo Bachaquero. Artículo en extenso, XI Congreso Venezolano de Geofísica. Caracas, Venezuela.

Sassen R., McCabe C., Kyle J. R. y Chinn E. W. (1989). Deposition of magnetic pyrrhotite during alteration of crude oil and reduction of sulfate. *Organic Geochemistry*, **14**, 381-392.

Saunders F. D. y Stephen A. T, (1985). Onshore exploration using the new geochemistry and geomorphology. *Oil and Gas Journal*, **83**, 126-130.

Saunders D. F., Burson K. R. y Thompson C. K. (1991). Observed relation of soil magnetic susceptibility and soil gas hydrocarbon analyses to subsurface hydrocarbon accumulations. *AAPG Bulletin*, **75**, 389-408.

Schumacher D. (1996). Hydrocarbons-Induced Alterations of Soils and Sediments, *AAPG Memoir* **66**, 71-88.

Steenland N. C. (1965), Oil fields and aeromagnetic anomalies. *Geophysics*, **30**, 706-739.

Thompson R., J., Stober C., Turner G. M., Oldfield F., Bloemendal J., Dearing J. A. y Rummary T. A. (1980). Environmental applications of magnetic measurements. *Science*, **207**, 481-486.

Tocco R., Parnaud F., Gallango O., Alberdi M. y Passalacqua H. (1997). Geochemical modelling of the principal source rocks of the Barinas and Maracaibo

Basins, Western Venezuela: Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos **22**, 17–28.

Tompkins K. (1990). Direct location technologies: Unified theory. Oil and Gas Journal, **88**, 126-134.

Valencio, A. D. (1980). El magnetismo de las rocas. Editorial Universitaria de Buenos Aires, Argentina.

Vandenberghe, R. E., De Grave E., Landuydt C. y Bowen L. H. (1990). Some aspects concerning the characterization of iron oxides and hydroxides in soils and clays. Hyperfine Interactions, **53**, 175-196.

Vitiello D., V. Costanzo–Alvarez y G. Gómez. (1996). "Validación de una nueva técnica para establecer criterios de ubicación y evaluación de pozos mediante el estudio de mineralogías magnéticas secundarias en el campo La Victoria, Corpoven S.A." En: Memorias del VIII Congreso Venezolano de Geofísica Maracaibo. Edo. Zulia.

Werthein G. K. (1964). Mössbauer Effect: Principles and Applications. Academic Press, New York.

Yaroshevskii A. A., 2006, Possible Geochemical Conditions of Local Reducing Environments in the Earth's Crust and Upper Mantle, **44**, 3, 308-309.

Zambrano C., González M., Pérez J. (1999). Caracterización Geoquímica de Rocas Madres, Crudos y Menes en el Flanco Surandino de Venezuela. Informe Técnico, Intevep.

ANEXOS

Association between magnetic susceptibilities and hydrocarbon deposits in the Barinas-Apure Basin, Venezuela

A. Perez-Perez¹, L. D'Onofrio², M. Bosch³, and E. Zapata⁴

ABSTRACT

We have measured the magnetic susceptibility of 5425 drill cuttings, coming from 20 oil wells distributed in eight fields of the Petroliferous Barinas-Apure Basin (Barinas, Venezuela), seeking evidence of magnetic anomalies associated with the presence of hydrocarbon deposits. The rock samples are located between the near earth's surface and the basement's top (approximately 4000 m). In the magnetic susceptibility profiles, we observed high magnetic susceptibilities at the top of the sedimentary units corresponding to reservoir and source rocks of oil-producing wells, whereas in the case of nonproducing wells we observed low magnetic susceptibilities. A basic statis-

tical analysis of the magnetic susceptibility measurements shows a significant difference between the mean values across producing and nonproducing wells at the correspondent oil-related formations, with a ratio of 4:1 of producing to nonproducing wells. In the producing wells, we have found a relation between the magnitudes of the magnetic susceptibility and the age of the formation; the larger the magnetic susceptibility, the younger the geological stratum. The age and depth of the formations where the cuts were obtained exclude the presence of cultural (human origin) contamination of the samples, suggesting the evidence of authigenic origin of the magnetic minerals due to the reductive effect of hydrocarbons in rocks.

INTRODUCTION

In the last four decades a number of studies have been reported on the magnetic anomalies present in levels near the surface, associated with the presence of underlying hydrocarbon deposits (Thompson et al., 1980; Saunders and Terry, 1985; Saunders et al., 1989, 1991; Benthien and Elmore, 1987; Tompkins, 1990; Foote, 1992, 1996; Ellwood and Burkart, 1996; Liu et al., 1998a, 1998b, 2004; Liu and Liu, 1999). Historically, Steenland (1965), Donovan et al. (1979, 1984) and Saunders and Terry (1985) were the first geophysicists to use the magnetic survey as a complementary method to the conventional survey for oil exploration.

In 1975, a survey was sponsored by the U.S. Geological Survey and directed by Terrence Donovan to measure the magnetic and radiometric fields over the Cement oil field, Caddo and Grady counties (Oklahoma, USA), from a low flying aircraft. Donovan

et al. (1979) reported the results of these aeromagnetic investigations together with magnetic susceptibility profiles (depth range of 60–300 m) made from measurements on rock cuttings from wells of the Cement oil field. These authors identified aeromagnetic anomalies on this oil field and attributed them to the presence of abundant diagenetic magnetite resulting from the reduction of the hematite induced by the petroleum reservoir. On the other hand, Reynolds et al. (1991) reported the presence of iron sulfides (e.g. pyrrhotite and greigite) as a possible source of the magnetic anomalies.

Foote (1996) reported the results of an aeromagnetic study made in four different regions of the United States. These studies reveal a connection between the oil/gas producing areas and the anomalously high magnetic susceptibility values measured in vertical well profiles. These anomalous magnetic susceptibilities were possibly produced by different mineral magnetic phases developed in

Manuscript received by the Editor 7 December 2010; revised manuscript received 12 July 2011; published online 22 December 2011.

¹Universidad Central de Venezuela, Instituto de Ciencias de la Tierra, Centro de Geofísica, Facultad de Ciencias, Caracas, Venezuela. E-mail: alyrafael@gmail.com; alperez@fisica.ciens.ucv.ve.

²Universidad Central de Venezuela, Escuela de Física, Facultad de Ciencias, Caracas, Venezuela. E-mail: lonofrio@fisica.ciens.ucv.ve.

³Universidad Central de Venezuela, Departamento de Física Aplicada, Facultad de Ingeniería, Caracas, Venezuela. E-mail: miguel.bosch@ucv.ve.

⁴Universidad Central de Venezuela, Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Facultad de Ingeniería, Caracas, Venezuela. E-mail: zapata.eglee@excite.com.

© 2011 Society of Exploration Geophysicists. All rights reserved.

sedimentary soils near the surface. Foote (1996) determined that 78% to 90% of the oil/gas producing wells exhibited significant magnetic susceptibility anomalies.

Because many of the studies on the subject were focused on magnetic susceptibility measurements from samples collected at shallow depths, the endogenic or exogenic origin of the magnetic material was not clearly solved (Reynolds, 1982; Machel and Burton, 1991; Gay, 1993; Liu et al., 2004).

Drill cuttings from some Venezuelan and Colombian oil wells were analyzed by magnetic susceptibility (MS), and natural remanent magnetization (NRM) measurements to investigate the possible causal relation between the magnetic anomalies and the hydrocarbon accumulation (Aldana et al., 1999, 2003a, 2003b; Diaz et al., 2000; Costanzo-Alvarez et al., 2000, 2006). The MS profiles were made from 200 m to a depth of about 2000 m. The MS maxima were observed at a depth of about 600 m, which has been

interpreted by the authors as resulting from the presence of authigenic magnetite.

In addition, an analysis of drill cuttings from the Guafita oil field (Barinas-Apure Basin, Venezuela) was done using a variety of techniques, such as variable-temperature magnetic susceptibility, Mössbauer effect, electron probe microanalyzer, and scanning electron microscopy (Perez-Perez et al., 2000). This study aimed at determining the iron mineralogy and its distribution in the MS profiles (depth range of 100–1000 m). The analysis of the results indicated that maghemite ($\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$) was the mineralogical phase responsible for the highest MS values. Along the selected depths, hematite ($\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$), goethite ($\alpha\text{-FeOOH}$), and $\text{FeSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ were also found. Comparison of the $\text{FeSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ concentrations along the MS profiles indicated that the near-surface anomalous zone coincided with the intervals of low concentrations, whereas the sulfate concentration increased at nonanomalous MS zones. This

could be due to the in situ transformation from part of the oxides or hydroxides present in the sediments into iron sulfate, and originating from the reducing emanations of the underlying oil deposits. The formed iron sulfate, which is easily soluble in water, can migrate toward shallow levels and reoxidize slowly to form maghemite. These results suggest a causal relation between the magnetic anomalies, observed at shallow levels, and the presence of underlying hydrocarbon reservoirs.

Saunders and Terry (1985) reviewed some of the theories that explain the formation of diagenetic magnetite. According to Ferguson (1979) and Oehler and Stenberg (1984), the hematite present in the sedimentary rocks is transformed to magnetite in presence of hydrogen sulfide (H_2S), which is commonly produced by anaerobic bacteria that reduce the sulfate anion (SO_4^{2-}) present in hydrocarbons to extract the oxygen required by their metabolisms.

The previous studies motivated us to extend the investigations with data from various oil fields, to find more evidence for the association of magnetic anomalies with hydrocarbon deposits. We undertook the analysis of 5425 samples of drill cuttings from the Barinas-Apure Basin, located in the Barinas State, Venezuela (Figure 1). The sampling was made in 20 oil-producing and nonproducing wells distributed within eight oil fields (Figure 1a). The collection of samples is comprised within the depth range between zero to 4 km, encompassing reservoir and various hydrocarbon source rock formations. The producing formations, Escandalosa and Gobernador of the Barinas-Apure Basin (Figure 1b), are included within this depth range, unlike previous studies in which samples from reservoirs and source rocks were not analyzed (Aldana et al., 1999, 2003a, 2003b; Perez-Perez et al., 2000; Diaz et al., 2000). We have obtained magnetic susceptibility profiles (MS as a function of depth) for each oil well, and analyzed them using

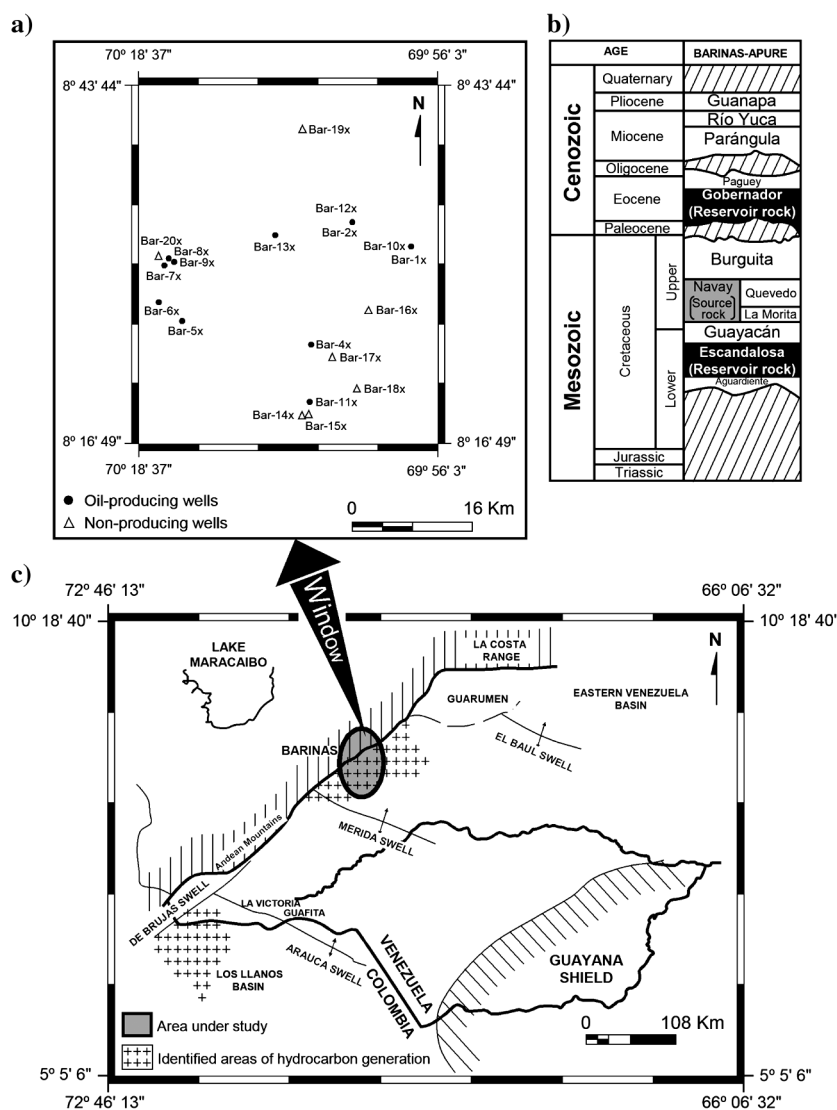


Figure 1. (a) Wells location (Bar-3x well is not shown because it is far away from the main area) (b) Stratigraphic column showing the main formations (modified from Gonzalez de Juana et al., 1980) (c) Geographical setting of the Barinas-Apure Basin showing the location of the area under study.

basic statistics to characterize the producing and nonproducing wells from the point of view of their magnetic characteristics. We have found anomalously high magnetic susceptibility values below the seal formation and near the top of the reservoir and rock formations in the MS profiles of the oil-producing wells only. To the best of our knowledge, this is the first study of its kind performed on an extensive number of samples from oil wells located within a continental geologic environment, accompanied by a statistical analysis of the MS profiles. Similar studies have been carried out to examine the lithological and stratigraphic variations in magnetic susceptibilities of sediments offshore of Norway, in the northern North Sea and the Norwegian Sea (Mørk et al., 2002).

EXPERIMENTAL

Samples of drill cuttings were provided by Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA, Petroleum of Venezuela, Caracas, Venezuela). The drilling mud employed in these wells was reported to be a mixture of bentonite and water, without magnetic contaminants. After collection, the drill cuttings were filtered out and completely cleaned of the viscous drilling mud.

We studied a total of 5425 samples in the form of fine unconsolidated rocks associated with a single group of molasses of fluvial-deltaic provenance. The samples were extracted from within a wide depth range of zero to 4000 m from 20 randomly chosen oil wells (13 producing and seven nonproducing) distributed in eight different oil fields of the Barinas-Apure Basin, as shown in Figure 1a. This basin is located in south-western Venezuela, between the Andean Mountains and the Guayana Shield (Figure 1c). It occupies an area of 95,000 km² and has an important oil production. Figure 1b illustrates the sedimentary stratigraphic section under study and includes sediments ranging in age from the Lower Cretaceous to the Oligocene periods (Gonzalez de Juana et al., 1980). The main geological formations are:

- Aguardiente and Escandalosa (reservoir rock formation; 6 members) Formations from the Lower Cretaceous period;
- Guayacán, Navay (source rock; La Morita and Quevedo Members), and Burguita Formations from the Upper Cretaceous period; and
- Gobernador (reservoir rock formation), Paguey (seal formation), Parángula, Río Yuca and Guanapa Formations from the Tertiary period.

We performed magnetic susceptibility (MS) measurements on sample volumes of 3 cm³ at room temperature, using a homemade AC susceptometer based on an AC mutual inductance bridge. The results are expressed in terms of the dimensionless volume MS intensity. The magnetic field used was 4 nT at a single frequency of 1 kHz. The sensitivity of the instrument

was better than 10^{-7} SI (Jorge, 2001). The magnetic susceptibility readings for each sample were repeated five times, and a standard deviation of less than 10% was found for each MS sample average. For each oil well, we obtained a graphical representation of MS as a function of well depth (MS profile).

RESULTS AND DISCUSSION

Figure 2a and b shows the measured MS profiles for two nonproducing wells. These profiles do not exhibit large magnetic susceptibilities at the level of oil-producing formations (approximately 2700 m). The mean MS value calculated from the near-surface zone to the basement depth is approximately 2×10^{-4} SI, which falls within the set of values of the low MS population of oil-producing wells. All MS profiles for oil-producing wells show large magnetic susceptibilities at the level of producing formations (between 3200 to 3400 m), and the value of the mean MS over the entire profile is approximately 6×10^{-4} SI.

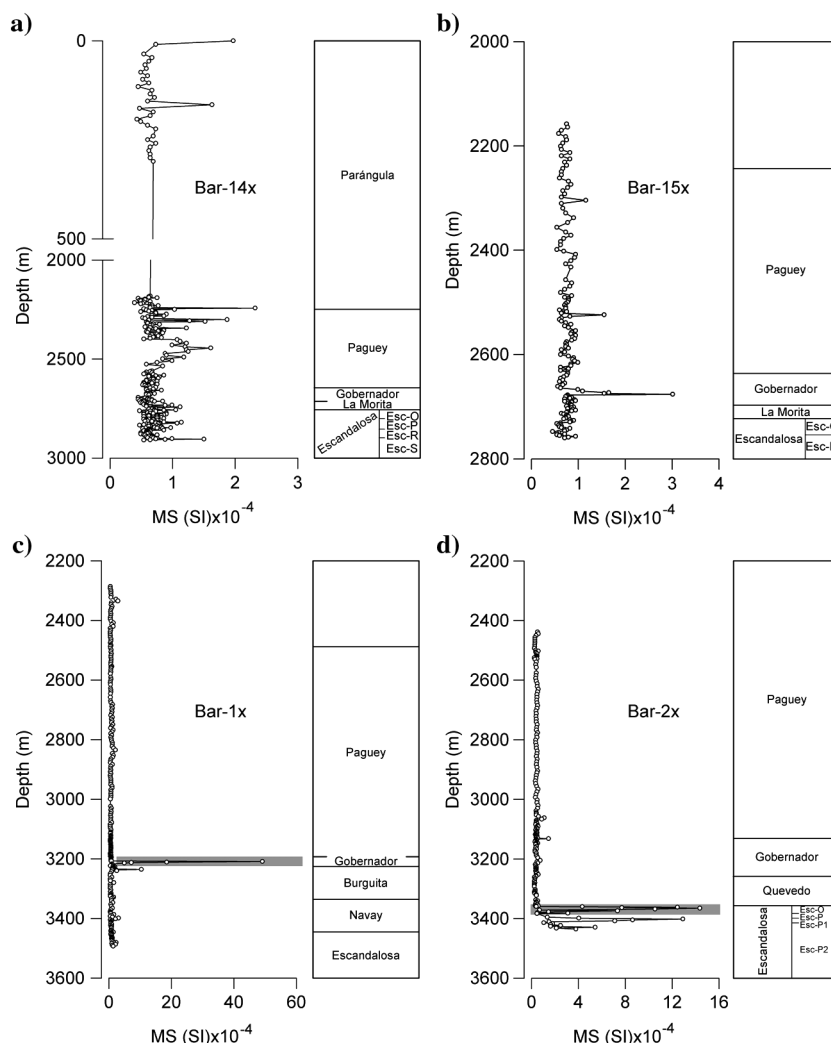


Figure 2. Magnetic susceptibility profiles of drill cut samples for (a) and (b) the nonproducing wells Bar-14x and Bar-15x and (c) and (d) the producing wells Bar-1x and Bar-2x. The right hand side of each graph shows the stratigraphic columns. Note the depths of formation tops for each case. The gray depth interval indicates the oil-producing reservoir.

Figure 2c and d shows typical examples of MS profiles for two oil-producing wells. These wells belong to two different oil fields and two different stratigraphic traps (see Table 1). In both cases, we observed the existence of zones of high and low magnetic susceptibilities in the MS profiles at the oil-producing locations. The low magnetic susceptibilities correspond to the Paguey Formation, which acts as a seal formation of the Barinas-Apure Basin. The highest susceptibilities are present at the overlying formations (Gobernador and Escandalosa) to the producing formations.

For the data shown in Figure 2c and d, the magnetic susceptibility peaks are associated with the producing formations and located preferentially at the overlying formations. Several peaks in the MS profile of the well Bar-2x (Figure 2d) correspond to the Members Esc-O (Escandalosa O), Esc-P (Escandalosa P), Esc-P1 (Escandalosa P1), and Esc-P2 (Escandalosa P2) of the Escandalosa Formation. It is worth mentioning here that the Esc-O Member is currently the only exploited member of the Escandalosa Formation, although each of the other members has proven oil presence. The fact that largest MS values coincide with the sedimentary unit containing the hydrocarbons allows us to consider the possibility that the positive relation could be used to define oil indicators associated with the outlier susceptibility strata or the top of the strata. These magnetic susceptibility peaks are possibly due to the presence of a secondary magnetic mineralogy (e.g., magnetite, Fe_3O_4), which

could be produced by a chemical reaction between a primary magnetic mineralogy (e.g., hematite, Fe_2O_3) and a reducing gas (e.g., hydrogen sulfide, H_2S) coming from the underlying hydrocarbon reservoir (Saunders and Terry, 1985).

In the MS profiles exhibiting only a single magnetic anomaly, Figure 2c, no large variations of the magnetic susceptibility values were found along the producing formation. This may be due to the fractures lack and fault systems that contribute to hydrocarbon filtering and, therefore, to the anomaly displacement. The MS profiles exhibiting various anomalies, Figure 2d, and large MS variations above and below the producing formations suggest that a hydrocarbon filtering process or an oil microfiltering left metal traces along the migration path.

Visual microscopic inspection of all the samples that showed the highest MS values and those neighboring samples (extracted from above and below the corresponding depth) indicated that the drill cuttings do not contain residues from the perforation drill or any other metallic contaminants. In addition, we have used Mössbauer spectroscopy on magnetic extracts to identify the iron mineral content. The preliminary results indicate that magnetite is the main iron phase responsible for the magnetic anomalies observed in the MS profiles. This magnetic mineralogical phase has been previously identified by other research groups as the possible source of the magnetic anomalies associated with the hydrocarbon deposits (see, for example, Donovan et al., 1979; Costanzo-Alvarez et al., 2000, 2006).

To perform a statistical analysis of the magnetic susceptibility data, we first separated the MS data according to the geologic formation and well category (producing or nonproducing), from which the measured sample was extracted. Figure 3 shows the average magnetic susceptibility per formation for each well category. Note that we excluded from this analysis the Paguey Formation and the overlying formations, which regularly present low magnetic susceptibilities and are not related to the oil production in this area (i.e.,) these formations are neither source nor reservoir rocks. The most striking feature of Figure 3 is that the average magnetic susceptibility is larger in the oil-producing wells than in the nonproducing wells for all the formations considered. In addition, the sample standard deviations show that the groups of wells are very well separated in every formation. Furthermore, the overall magnetic susceptibility average across all considered formations per well category indicates that oil-producing wells have larger magnetic susceptibilities, with a ratio 4 to 1 (producing to nonproducing wells).

We attributed the differences observed in the MS profiles between the producing and non-producing wells to the unusual concentrations of magnetic minerals at the oil-producing wells. There are several possible sources of these magnetic minerals in the sediments: (1) they are formed during the sedimentary deposition; (2) they are traces of metals produced by hydrocarbon migrations through faults, microfaults,

Table 1. Oil wells under study.

Class	Wells	Depth (m)		Samples
		Top	Bottom	
Producing oil wells	Bar-1x	2286	3493	257
	Bar-2x	2438	3435	197
	Bar-3x	0	3624	371
	Bar-4x	610	3065	346
	Bar-5x	610	3621	330
	Bar-6x	2292	3814	199
	Bar-7x	622	3746	341
	Bar-8x	2981	3816	199
	Bar-9x	2667	3530	118
	Bar-10x	625	3505	439
	Bar-11x	2213	3350	422
	Bar-12x	2500	3530	315
	Bar-13x	2554	3344	154
		Subtotal of samples <u>3688</u>		
Nonproducing oil wells	Bar-14x	0	2911	302
	Bar-15x	2158	2760	165
	Bar-16x	3	3060	293
	Bar-17x	716	3005	152
	Bar-18x	1981	3057	216
	Bar-19x	661	3953	213
	Bar-20x	613	3840	396
		Subtotal of samples <u>1737</u>		
		Total of samples <u>5425</u>		

and stratigraphic planes; (3) they are a combination of the aforementioned processes; (4) they result from the reductive geochemical environment induced by the hydrocarbons deposits. Figure 1a shows the oil well locations and their categories (producing or non-producing). It can be seen that in some cases both categories are close. For simplicity, let's focus our attention on the MS anomalous zones observed in the group of oil-producing wells, which are localized at the reservoir rock formations. Our results support the authigenic origin of the magnetic mineralogy induced by the hydrocarbons deposits, although we cannot entirely preclude the possibility of minor influence, due to other processes in the formation of magnetic minerals in the sediments. Table 2 shows the number of samples studied (extracted from a depth range 2300–4000 m) for each formation arranged according to decreasing geologic age. In column 4, we list the overall lithological description corresponding to the different formations of the Barinas-Apure Basin. In this table, the Escandalosa Formation has been divided into its respective members, and more than 200 samples for each group of wells were characterized.

Figure 4 shows the mean values of the magnetic susceptibility, their standard deviations, and a linear fitting for the groups of producing and nonproducing wells as a function of the geological age of the formation. In addition, the coefficient of variation was calculated, i.e., the inverse of the intercept multiplied by the standard deviation, expressed in (percentage), for both producing and nonproducing groups, respectively. The coefficient of variation determines the confidence limits which are represented by two gray bands. These bands do not intersect, and their separation indicates a statistically significant result.

Moreover, the difference between the mean values of each formation, corresponding to the nonproducing and producing oil wells, is approximately constant, with a value of $\Delta SM_{\text{mean}} = (6 \pm 1) \times 10^{-4}$ SI. That this difference remains constant could be related to the fact that the arrival of hydrocarbons from the source rock on each of these porous rock units occurred simultaneously. The contact of hydrocarbon with the different geological units gives rise to an oxidation-reduction process of equal geochemical intensity.

Also in Figure 4 it is observed that, for oil-producing wells, the mean magnetic susceptibility corresponding to the La Morita Formation, a member belonging to the source rock (Tocco et al., 1997) and rich in organic matter, has the lower value. At the reservoir rocks (Escandalosa Formation and Gobernador Formation) the mean MS values increase. This result could suggest that hydrocarbon seepage and migration from the source rock produces a more reactive geochemical field, thus altering the in situ properties of reactants associated with iron-bearing minerals, changing the rock magnetism. This alteration process is reflected in the mean magnetic susceptibility values, which decrease near the source rock, but increase toward the reservoir rock units. These results are consistent with those indicated by Liu et al. (1998a).

On the other hand, oil and gas explorationists suggest that the aeromagnetic surveys could be used as an exploration tool for locating oil and gas accumulations. The main disadvantages are

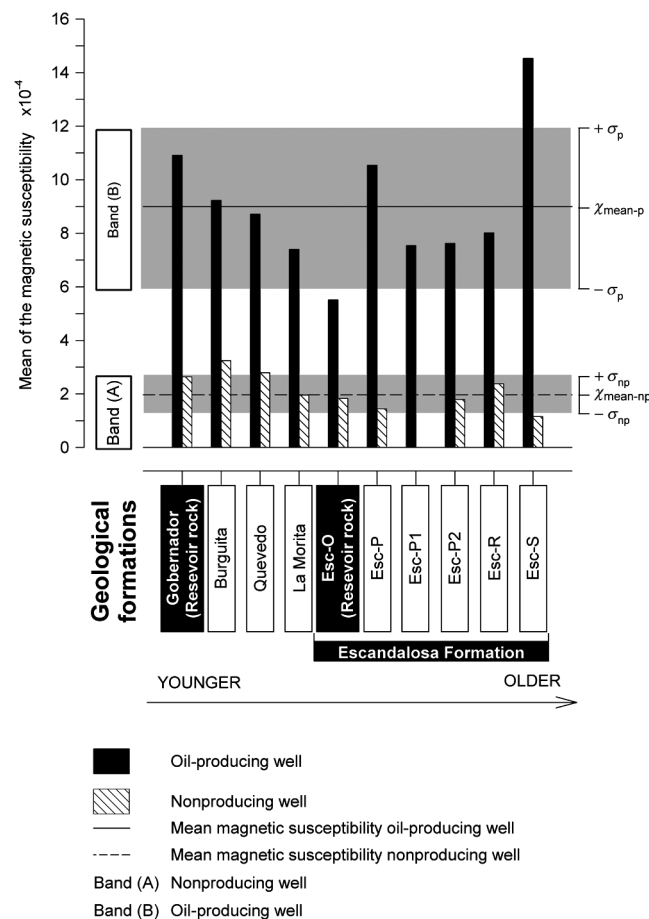


Figure 3. Sample mean of the magnetic susceptibility for the different formations according to well category: producing or non-producing wells. The category mean χ_{mean} includes all formations below the Paguey Formation. The gray band indicates one standard deviation of the samples. The sample mean for the nonproducing wells is $(2.0 \pm 0.7) \times 10^{-4}$ SI, and for the oil-producing wells is $(9 \pm 3) \times 10^{-4}$ SI.

Table 2. Number of drill cutting samples studied per formation with its lithological description.

Formations	Nonproducing wells	Oil-producing wells	Lithological description
Gobernador	111	325	Quartz sandstone
Burguita	20	139	Micaceous sandstone, siltstone, and shale
Quevedo	71	261	Sandstones, shales, and limestones
La Morita	78	71	Shales
Escandalosa	Esc-O	68	Sands
	Esc-P	100	
	Esc-P1	3	
	Esc-P2	30	
	Esc-R	52	
	Esc-S	16	

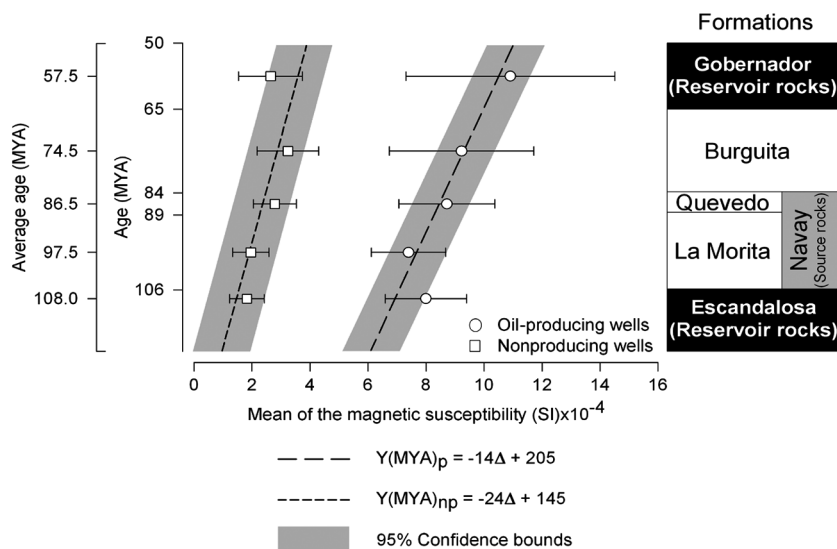


Figure 4. Mean values of the magnetic susceptibility per formation and category (producing and nonproducing wells) plotted against geologic time sequence of the formations. Uncertainty bars indicate the standard deviation of the samples, and the lines show linear functions fitted to the data for the producing and nonproducing wells.

that the magnetic intensity is too small in many cases and that it is very difficult to distinguish them from other magnetic sources. An important question on petroleum research is to understand why the anomalies of susceptibility could be used as an exploration tool.

CONCLUSIONS

We have verified a positive relationship between anomalous large values of susceptibility and the presence of hydrocarbon by using a statistical analysis of the magnetic susceptibility measurements of a particularly large sample of drill cuts. In contrast to related work that sampled rocks close to the surface of oil fields and found near-surface magnetic anomalies, our magnetic susceptibility anomalies are identified for depths in the range of 3–3.5 km, sufficiently far away from possible cultural (human or industry) contamination. The high magnetic contrast of the 13 oil-producing wells appears in the reservoir formations (Escandalosa and Gobernador Formations) where hydrocarbon deposits are found. The MS mean values of the producing wells is four times higher than that of the nonproducing wells, which suggests the presence of magnetic iron minerals caused by the hydrocarbon deposits. In addition, the mean magnetic susceptibility values decrease near the source rock and increase toward the reservoir rock units.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank Sandra de Cabrera (Petróleos de Venezuela, S.A.) for providing the drill samples and Gerardo Jaimes, Luis Melo, and Neyda Moreno for technical support on the Barinas-Apure Basin. The authors also thank José Méndez Baamonde for valuable information on the lithological characteristics of the Barinas-Apure Basin. This work was partly funded by Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico-Universidad Central de Venezuela (Caracas, Venezuela) under the projects #PI-03-7159-2008/1 and #PG-08-00-5631-08. Aly Perez-Perez acknowledges partial funding from the graduate program in

engineering sciences at the Universidad Central de Venezuela (Caracas, Venezuela).

REFERENCES

- Aldana, M., V. Costanzo-Alvarez, and M. Diaz, 2003a, Magnetic and mineralogical studies to characterize oil reservoirs in Venezuela: The Leading Edge, **22**, 528–530, doi: [10.1190/1.1587674](https://doi.org/10.1190/1.1587674).
- Aldana, M., V. Costanzo-Alvarez, D. Vitiello, L. Colmenares, and G. Gomez, 1999, Framboidal magnetic minerals and their possible association to hydrocarbons: La Victoria oil field, southwestern Venezuela: *Geofísica Internacional*, **38**, 137–152.
- Aldana, M., M. Diaz, V. Costanzo-Alvarez, F. Gonzalez, and I. Romero, 2003b, EPR studies in soil samples from a prospective area at the Andean Range, Venezuela: *Revista Mexicana de Física*, **49**, Suplemento 3, 4–6.
- Benthien, R. H., and R. D. Elmore, 1987, Origin of magnetization in the phosphoria formation at Sheep Mountain: Wyoming: A possible relationship with hydrocarbon: *Geophysical Research Letters*, **14**, 323–326, doi: [10.1029/GL014i004p00323](https://doi.org/10.1029/GL014i004p00323).
- Costanzo-Alvarez, V., M. C. Aldana, O. Aristeguieta, M.C. Marciano, and E. Aconcha, 2000, Study of magnetic contrasts in the Guafita oil field (South-Western Venezuela): *Physics and Chemistry of the Earth, Part A*, **25**, 437–445.
- Costanzo-Alvarez, V., M. Aldana, M. Diaz, G. Bayona, and C. Ayala, 2006, Hydrocarbon-induced magnetic contrasts in some Venezuelan and Colombian oil wells: *Earth, Planets, and Space*, **58**, 1401–1410.
- Diaz, M., M. Aldana, V. Costanzo-Alvarez, P. Silva, and A. Perez, 2000, EPR and magnetic susceptibility studies in well samples from some Venezuelan oil fields: *Physics and Chemistry of the Earth, Part A*, **25**, 447–453.
- Donovan, T. J., R. L. Forgy, and A. A. Roberts, 1979, Aeromagnetic detection of diagenetic magnetite over oil fields: *AAPG Bulletin*, **63**, 245–248, doi: [10.1016/S1464-1895\(00\)00069-7](https://doi.org/10.1016/S1464-1895(00)00069-7).
- Donovan, T. J., J. D. Hendricks, A. A. Roberts, and P. T. Eliason, 1984, Low-altitude aeromagnetic reconnaissance for petroleum in the Arctic National Wildlife Refuge, Alaska: *Geophysics*, **49**, 1338–1353, doi: [10.1190/1.1441760](https://doi.org/10.1190/1.1441760).
- Ellwood, B. B., and B. Burkart, 1996, Test of hydrocarbon-induced magnetic patterns in soils: The sanitary landfill as laboratory, in D. Schumacher, and M. A. Abrams, eds., *Hydrocarbon migration and its near-surface expression*: AAPG Memoir, **66**, 91–98.
- Ferguson, T. D., 1979, The subsurface alteration and mineralization of Permian red beds overlying several oil fields in southern Oklahoma, Part II: Oklahoma City Geological Society Shale Shaker, **29**, 200–208.
- Foote, R. S., 1992, Use of magnetic fields aids in oil search: *Oil and Gas Journal*, **90**, 137–141.
- Foote, R. S., 1996, Relationship of near-surface magnetic anomalies to oil and gas-producing areas, in D. Schumacher, and M. A. Abrams, eds., *Hydrocarbon migration and its near-surface expression*: AAPG Memoir, **66**, 107–122.
- Gay, S. P., Jr., 1993, Epigenetic versus syngenetic magnetite as a cause of magnetic anomalies: *Geophysics*, **57**, 60–68, doi: [10.1190/1.1443189](https://doi.org/10.1190/1.1443189).
- Gonzalez de Juana, C., J. M. Iturral de Arozana, and C. Picard, 1980, *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*: Ediciones Foninves.
- Jorge, J., 2001, Diseño y construcción de un equipo para la medida de susceptibilidad magnética en núcleos de rocas: M.S. thesis, Universidad Central de Venezuela.
- Liu, Q. S., L. S. Chan, Q. S. Liu, H. X. Li, F. Wang, S. X. Zhang, X. H. Xia, and T. J. Cheng, 2004, Relationship between magnetic anomalies and hydrocarbon microseepage above the Jingbian gas field, Ordos Basin, China: *AAPG Bulletin*, **88**, 241–251, doi: [10.1306/09250303033](https://doi.org/10.1306/09250303033).
- Liu, Q. S., T. J. Cheng, and S. G. Liu, 1998a, Comprehensive evaluation of the mechanism of “chimney effect” using principles of magnetic, geochemistry and mineralogy: *Chinese Science Bulletin*, **43**, 743–748, doi: [10.1007/BF02898951](https://doi.org/10.1007/BF02898951).
- Liu, Q. S., and S. G. Liu, 1999, Magnetic and mineralogical characteristics of reservoir rocks in the Yakela oil field, northern Tarim Basin and their implications for magnetic detection of oil and gas accumulations: *Chinese Science Bulletin*, **44**, 174–177, doi: [10.1007/BF02884746](https://doi.org/10.1007/BF02884746).
- Liu, Q. S., S. G. Liu, Z. Qu, Z. X. Xu, and W. G. Hou, 1998b, Magnetic and mineralogical characteristics of hydrocarbon microseepage above oil/gas reservoirs of the Touku region, northern Tarim Basin, China: *Science China*, **41**, 121–129.

- Machel, H. G., and E. A. Burton, 1991, Chemical and microbial processes causing anomalous magnetization in environments affected by hydrocarbon seepage: *Geophysics*, **56**, 598–605, doi: [10.1190/1.1443076](https://doi.org/10.1190/1.1443076).
- Mørk, M. B. E., S. A. McEnroe, and O. Olesen, 2002, Magnetic susceptibility of Mesozoic and Cenozoic sediments off Mid Norway and the role of siderite: Implications for interpretation of high-resolution aeromagnetic anomalies: *Marine and Petroleum Geology*, **19**, 1115–1126, doi: [10.1016/S0264-8172\(02\)00115-0](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00115-0).
- Oehler, D. Z., and B. K. Sternberg, 1984, Seepage-induced anomalies, “false” anomalies, and implications for electrical prospecting: *AAPG Bulletin*, **68**, 1121–1145.
- Perez-Perez, A., L. D’Onofrio, F. Gonzalez-Jiménez, M. Aldana, and V. Costanzo, 2000, Origen de las anomalías magnéticas asociadas con yacimientos de petróleo: Un modelo tentativo sustentado en medidas de espectroscopia Mössbauer, susceptibilidad magnética y microscopía electrónica: X Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas, Venezuela, Expanded Abstracts.
- Reynolds, R. L., 1982, Post-depositional alteration of titanomagnetite in a Miocene sandstone, south Texas (U.S.A.): *Earth and Planetary Science Letters*, **61**, 381–391, doi: [10.1016/0012-821X\(82\)90068-1](https://doi.org/10.1016/0012-821X(82)90068-1).
- Reynolds, R. L., N. S. Fishman, and M. R. Hudson, 1991, Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska), and the Wyoming-Idaho-Utah thrust belt: *Geophysics*, **56**, 606–617, doi: [10.1190/1.1443077](https://doi.org/10.1190/1.1443077).
- Saunders, D. F., K. R. Burson, J. F. Branch, and C. K. Thompson, 1989, Alabama Ferry field detectable by hydrocarbon microseepages and related alterations: *Oil & Gas Journal*, **87**, 53–55.
- Saunders, D. F., K. R. Burson, and C. K. Thompson, 1991, Observed relation of soil magnetic susceptibility and soil gas hydrocarbon analyses to subsurface hydrocarbon accumulations: *AAPG Bulletin*, **75**, 389–408.
- Saunders, D. F., and S. A. Terry, 1985, Onshore exploration using the new geochemistry and geomorphology: *Oil & Gas Journal*, **83**, 126–130.
- Steenland, N. C., 1965, Oil fields and aeromagnetic anomalies: *Geophysics*, **30**, 706–739, doi: [10.1190/1.1439646](https://doi.org/10.1190/1.1439646).
- Thompson, R., J. C. Stober, G. M. Turner, F. Oldfield, J. Bloemendal, J. A. Dearing, and T. A. Rummary, 1980, Environmental applications of magnetic measurements: *Science*, **207**, 481–486, doi: [10.1126/science.207.4430.481](https://doi.org/10.1126/science.207.4430.481).
- Tocco, R., F. Parnaud, O. Gallango, M. Alberdi, and H. Passalacqua, 1997, Geochemical modelling of the principal source rocks of the Barinas and Maracaibo Basins, Western Venezuela: *Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos*, **22**, 17–28.
- Tompkins, K., 1990, Direct location technologies: Unified theory: *Oil & Gas Journal*, **88**, 126–134.