



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

FMI: IMAGEN RESISTIVA DE PARED DE POZO,  
PRINCIPIOS Y APLICACIONES

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO GEOLOGO**

**P R E S E N T A :**

**CEREZA BERENICE DOMINGUEZ RODRIGUEZ**



MEXICO, D. F.

NOVIEMBRE DE 1999

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

27 4056



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

PAGINACION

DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-036

**SRITA. CEREZA BERENICE DOMINGUEZ RODRIGUEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Alejandro Arroyo Carrasco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

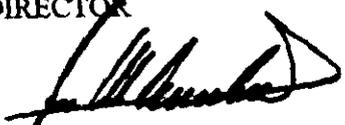
**FMI: IMAGEN RESISTIVA DE PARED DE POZO, PRINCIPIOS Y APLICACIONES**

- I INTRODUCCION**
- II DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA Y PRINCIPIOS DE MEDICION**
- III CONDICIONES DE OPERACION**
- IV CALCULO DEL ECHADO**
- V PROCESAMIENTO DE LAS IMAGENES**
- VI INTERPRETACION DE LAS IMAGENES**
- VII APLICACION**
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, a 24 de septiembre de 1998  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*RLR\*gtg

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer en primer lugar a mi familia, a mis padres y a mis hermanos por el apoyo durante y después de mi carrera; con dedicación especial a mis padres por todo lo que han hecho por mi en la vida. También agradezco a Juan Flores Niño por el valioso apoyo que me a brindado en estos casi ocho años de conocerlo.

De igual forma agradezco a la UNAM y a la sociedad mexicana que han hecho posible el desarrollo profesional de aquellos mexicanos que han podido ingresar a esta casa de estudios.

Agradezco a la compañía Schlumberger por las facilidades prestadas para la realización de esta tesis, en especial a GeoQuest y a todos los integrantes que formamos Data Services. También agradezco a Laura Morales, quien desde que entré a la compañía apoyó la realización de este proyecto.

## **PREFACIO**

Este trabajo resume una amplia investigación bibliográfica sobre la herramienta FMI (Fullbore Formation MicroImager) de marca Schlumberger. Todas las bases teóricas provienen de fuentes de esta compañía.

Todos las imágenes presentadas han sido producto de mi colaboración en Schlumberger en casi dos años de laborar en esta compañía; provenientes de diversos pozos en los que he trabajado, pozos que por razones de seguridad no pueden ser nombrados. Por lo que no se trata de la transcripción de algún manual.

# INDICE

Agradecimientos .....	I
Prefacio .....	II
Indice .....	III
<b>1.- Introducción</b>	
1.1.- Objetivo .....	1
1.2.- Resumen .....	1
1.3.- Desarrollo histórico de las herramientas de imágenes .....	3
1.4.- Características y beneficios del FMI .....	7
1.5.- Aplicaciones del FMI .....	7
<b>2.- Descripción de la herramienta y principios de medición</b>	
2.1.- Descripción de la herramienta .....	9
2.1.1.- Partes de la herramienta .....	9
2.1.2.- Corriente empleada en la herramienta .....	13
2.1.3.- Especificaciones de la herramienta .....	14
2.2.- Principios de medición .....	14
2.2.1.- Principios físico .....	14
2.2.2.- Velocidad del registro .....	15
2.2.3.- Resolución vertical .....	15
2.2.4.- Cobertura de la pared del pozo .....	15
2.2.5.- Modos de operación .....	16
<b>3.- Condiciones de operación</b>	
3.1.- Lodo de perforación .....	18
3.2.- Pozo .....	18
3.3.- Compatibilidad con otras herramientas .....	18

#### 4.- Cálculo del echado

4.1.- Principios .....	19
4.2.- Pozos verticales .....	20
4.3.- Pozos desviados .....	21

#### 5.- Procesamiento de las imágenes

5.1.- Módulo de Carga de Datos (Data Load ) .....	24
5.2.- Módulo de Ecuación (BorEid) .....	24
5.2.1.- Correcciones de Inclínometría .....	24
5.2.2.- Corrección de velocidad .....	25
5.2.2.- Ecuación .....	26
5.2.3.- Corrección por Intensidad de Corriente (EMEX) .....	27
5.2.4.- Corrección de electrodos malos .....	28
5.3.- Módulo para Escalar Datos (BorScale) .....	29
5.3.1.- Marco teórico .....	29
5.3.2.- Escalar .....	33
5.4.- Módulo de Normalización (BorNor) .....	37
5.4.1.- Normalización dinámica .....	37
5.4.2.- Normalización estática .....	39
5.5.- Módulo de Interpretación (BorView) .....	39
5.6.- Módulo para Guardar Información (Data Save) .....	39
5.7.- Control de calidad de la imagen .....	39
5.7.1.- Datos de adquisición .....	40
5.7.2.- Condiciones de pozo .....	41
5.7.3.- Procesado .....	41

#### ANEXO I

Imagen 5.1 .....	V-1
Imagen 5.2 .....	V-2
Imagen 5.3 .....	V-3
Imagen 5.4 .....	V-4
Imagen 5.5 .....	V-5

## 6.- Interpretación de las imágenes

6.1.- Presentación de la imagen .....	43
6.1.1.- El código de colores .....	43
6.1.2.- Descripción de la presentación de la imagen .....	44
6.2.- Metodología.....	45
6.3.- Herramientas para la interpretación .....	46
6.4.- Interpretación .....	48
6.4.1.- Fracturas .....	48
6.4.2.- Fallas .....	53
6.4.3.- Pliegues .....	53
6.4.4.- Porosidad por disolución .....	54
6.4.5.- Estructuras sedimentarias singenéticas .....	54
6.4.6.- Estilolitas .....	55
6.4.7.- Cuerpos geológicos ambiguos en las imagenes .....	56

### ANEXO II

Imagen 6.1 .....	VI-1
Imagen 6.2 .....	VI-2
Imagen 6.3 .....	VI-3
Imagen 6.4 .....	VI-4
Imagen 6.5 .....	VI-5
Imagen 6.6 .....	VI-6
Imagen 6.7 .....	VI-7
Imagen 6.8 .....	VI-8
Imagen 6.9 .....	VI-9
Imagen 6.10 .....	VI-10
Imagen 6.11 .....	VI-11
Imagen 6.12 .....	VI-11
Imagen 6.13 .....	VI-12
Imagen 6.14 .....	VI-13
Imagen 6.15 .....	VI-14
Imagen 6.16 .....	VI-14
Imagen 6.17 .....	VI-15
Imagen 6.18 .....	VI-16

Imagen 6.19 .....	VI-17
Imagen 6.20 .....	VI-18
Imagen 6.21 .....	VI-19

## 7.- Aplicación

7.1.- Introducción .....	60
7.1.1.- Objetivo .....	60
7.1.2.- Método de trabajo .....	60
7.1.3.- Marco geológico .....	61
7.2.- Interpretación .....	65
7.2.1.- Características de los estratos .....	65
7.2.2.- Características de las fracturas .....	68
7.3.- Conclusiones .....	69

### ANEXO III

Figura 7.3 .....	VII-1
Imagen 7.1 .....	VII-2
Imagen 7.2 .....	VII-3
Imagen 7.3 .....	VII-4
Imagen 7.4 .....	VII-5
Figura 7.4 .....	VII-6
Imagen 7.5 .....	VII-7
Imagen 7.6 .....	VII-8
Imagen 7.7 .....	VII-9
Imagen 7.8 .....	VII-10
Imagen 7.9 .....	VII-11
Imagen 7.10 .....	VII-12
Imagen 7.11 .....	VII-13
Imagen 7.12 .....	VII-14
Imagen 7.13 .....	VII-15
Figura 7.5 .....	VII-16
Figura 7.6 .....	VII-16
Figura 7.7 .....	VII-17
Figura 7.8 .....	VII-17

<b>8.- Conclusiones y Recomendaciones</b> .....	<b>71</b>
<b>9.- Bibliografía</b> .....	<b>72</b>

# **1.- INTRODUCCIÓN**

## **1.1.- Objetivo**

El objetivo principal de esta tesis es dar a conocer las aplicaciones geológicas que en el área del petróleo, especialmente durante la explotación, tiene el registro de la herramienta FMI (Fullbore Formation MicroImager), marca Schlumberger; partiendo de los fundamentos de interpretación hasta llegar a un ejemplo real.

Indicar de manera general la descripción de la herramienta y sus principios de medición; las condiciones de operación bajo las cuales puede trabajar el FMI. Así como el procesamiento de los datos que provienen de campo. Todo esto para el mejor entendimiento de los principios físicos y técnicos que permiten la interpretación geológica de la pared de pozo.

## **1.2.- Resumen**

Se da con un bosquejo histórico sobre las herramientas de imágenes de pared de pozo marca Schlumberger, y de sus antecesoras, las herramientas de medición de echados. Debido a la importancia que tiene el conocimiento de las estructuras geológicas para la explotación de los hidrocarburos, se ha dado un alto desarrollo de estas herramientas, ya que son las únicas herramientas capaces de indicar el rumbo y echado de los estratos, así como de cualquier evento geológico planar.

También se describe al FMI, en cuanto a sus dimensiones, partes y principios de medición; junto con las condiciones de operación necesarias para la obtención de una buena imagen del pozo.

Se indica en forma general de que manera es posible la obtención del echado, solo para pozos verticales, para pozos desviados el software de la compañía Schlumberger también lo calcula, a través de todo un programa de cómputo, y que está fuera de los alcances de esta tesis.

El procesamiento es el paso después del registro en campo y antes de la interpretación; es un tratamiento que se le dá a la información de campo, la cual indica unicamente microconductividades, para obtener una imagen. Durante el procesado es posible la ecualización de la información obtenida por los electrodos, para que las respuestas de cada uno sean consistentes con los demás; escalar los datos para la obtención del cálculo de la apertura de las fracturas; normalización dinámica y estática de los datos para la obtención de la imagen a interpretar. Después de este procesado es importante revisar la calidad de la imagen, para conocer si algún defecto en ella es debido a la adquisición, a las condiciones de pozo ó al procesado. En caso de deberse al procesado, se identifica la falla y se corrige procesando nuevamente al cambiar alguno de los parámetros de la cadena de procesamiento; si la falla en la imagen es por adquisición ó por condiciones de pozo, ya no es posible arreglar la falla, pues esta fuera de los alcances del procesamiento.

Se indican los principios físicos acerca de la resistividad en las rocas, en los que se basa la interpretación de las imágenes. La metodología, que no es rigurosa, para una buena interpretación. Se dá una explicación de como son observados diferentes eventos geológicos en las imágenes, vistos en dos dimensiones; y los criterios tomados para la interpretación, por ejemplo la clasificación de las fracturas dentro de las posibilidades en las imágenes. Como el fracturamiento es de suma importancia en yacimientos fracturados, el software permite el cálculo de parámetros estadísticos acerca de las fracturas interpretadas, que ayuden en la explotación. Estos conceptos de interpretación están apoyados con ejemplos de diversas imágenes.

Se desarrolla la interpretación de una imagen de un FMI de un pozo, a manera de como es entregado un reporte geológico al cliente, con objetivos del trabajo, metodología empleada, marco geológico regional, la interpretación propiamente dicha del pozo, hasta las conclusiones y recomendaciones para el pozo en cuestión.

Finalmente se desarrollan las conclusiones y recomendaciones sobre esta tesis.

### 1.3.- Desarrollo histórico de las herramientas de imágenes

El FMI (Fullbore Formation Microimager) es una herramienta diseñada por la compañía Schlumberger (figura 1.1) que mide las microrresistividades de la formación cerca de la pared del pozo, con la que se puede obtener el echado y la dirección de inclinación de cualquier plano (límite de estratos, fracturas, fallas, etc.) a través de imágenes de la pared del pozo. Actualmente en México, con esta misma herramienta se está calculando la apertura de las fracturas. Para llegar al diseño de esta herramienta se ha pasado por un proceso de desarrollo dentro de las herramientas de medición de echados que a continuación se describe.

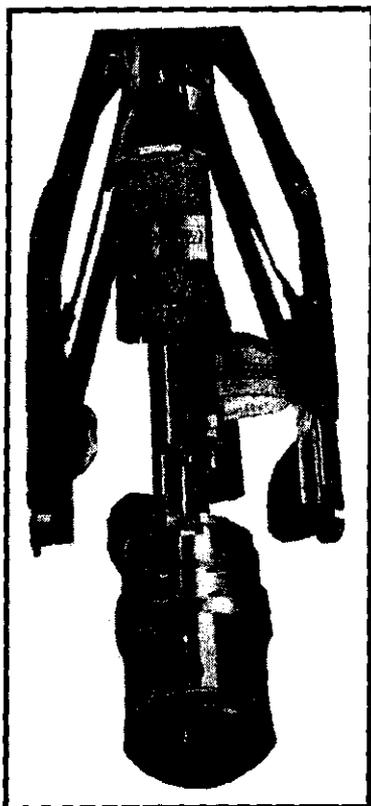


Fig. 1.1. Patines del FMI

Por medio de las herramientas conocidas como Dipmeter Log (medición de echados) se ha podido calcular la actitud y orientación de un plano, esto es, el echado y la dirección de inclinación de un plano; geológicamente estos planos son límites de estratos, fracturas, planos de falla. Se deducen algunas características de estructuras geológicas que sirven como trampas o rocas almacenadoras para los hidrocarburos. Posteriormente, con el

perfeccionamiento de la herramienta y del procesado de los datos se ha podido llegar a la interpretación de las características litológicas y por consiguiente de los procesos y ambientes sedimentarios que generaron esa litología; sin embargo es importante señalar que el conocimiento de los echados en la vecindad de las paredes del pozo no es suficiente para identificar características y estructuras geológicas; es necesario el conocimiento de la geología local y regional de la zona, así como los datos de otros registros geofísicos que pueden ayudar en la interpretación; sin olvidar que es muy importante considerar la experiencia de quien interpreta las imágenes.

Además de cumplir con los objetivos por los que se diseñaron las herramientas Dipmeter Log, la misma forma de la herramienta permite obtener la geometría, el ángulo de desviación y dirección de la desviación del pozo, al contar con brazos que se autocentralizan dentro del pozo.

Las herramientas de medición de echados se introducen en la década de los 30's a la industria del petróleo. Las primeras herramientas eléctricas que salieron al mercado sólo realizaban la medición de echados. En un principio, estas herramientas tenían un sistema mecánico de funcionamiento, en el que la orientación de la herramienta se hacía por medio de un péndulo y una brújula, mientras que el cálculo del echado se realizaba por medio de curvas de microconductividad. Las herramientas con este sistema mecánico fueron (figura 1.2): CDM (Continuous Dipmeter, 1956) con tres brazos y tres electrodos de echados (un electrodo por brazo), HDT (High-Resolution Dipmeter Tool, 1968) con cuatro brazos y cuatro electrodos de echados (un electrodo por brazo), mas un electrodo de velocidad; posteriormente sale al mercado la herramienta SHDT (Stratigraphic High-Resolution Dipmeter Tool, 1982) con cuatro brazos y ocho electrodos de echados (2 electrodos por brazo), la cual ya contaba con un inclinómetro para su orientación.

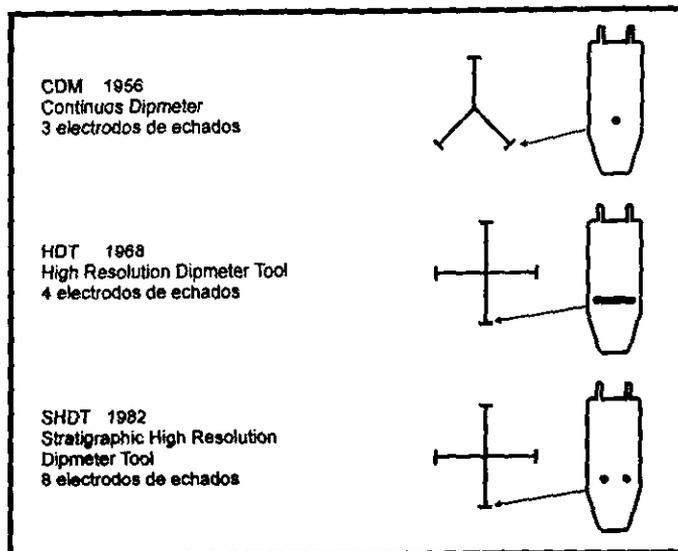


Fig. 1.2. Herramientas Dipmeter

Las imágenes de pared de pozo, según sus principios físicos, se dividen en tres clases: óptico, acústico y eléctrico, el FMI se encuentra dentro de las imágenes eléctricas.

La primera herramienta de imagen fue la acústica, introducida en 1969, que consiste de un transductor que gira emitiendo y captando las ondas acústicas que se reflejaron de la pared del pozo, así esta herramienta registra la amplitud de onda y el tiempo de arribo de la misma.

A mediados de la década de los 80's la compañía Schlumberger introdujo al mercado la primera herramienta de imágenes eléctricas de pozo (figura 1.3), el FMS (Formation MicroScanner), similar a las herramientas eléctricas de medición de echados, pero con mayor número de electrodos que generan datos de campo de las corrientes eléctricas, estos datos se procesan en los centros de cómputo con lo que se obtienen imágenes de la pared del pozo.

La primera versión de FMS conocida como "2 pad" consiste de 4 patines, cada uno con 2 electrodos de echados (8 electrodos en total); 2 de estos cuatro patines tienen 27 electrodos de imagen en cada patín (54 electrodos en total). La segunda generación de FMS conocida como "4 pad" consiste de 4 patines, cada uno con 16 electrodos de imagen, 64 electrodos de imagen en total; (figura 1.4).

La herramienta FMI (Fullbore Formation Micro Imager) genera también imágenes eléctricas (figura 1.3), contiene cuatro brazos, cada uno con un patín y un alerón, cada uno de los cuales tiene 24 electrodos, lo que hace un total de 192 electrodos.

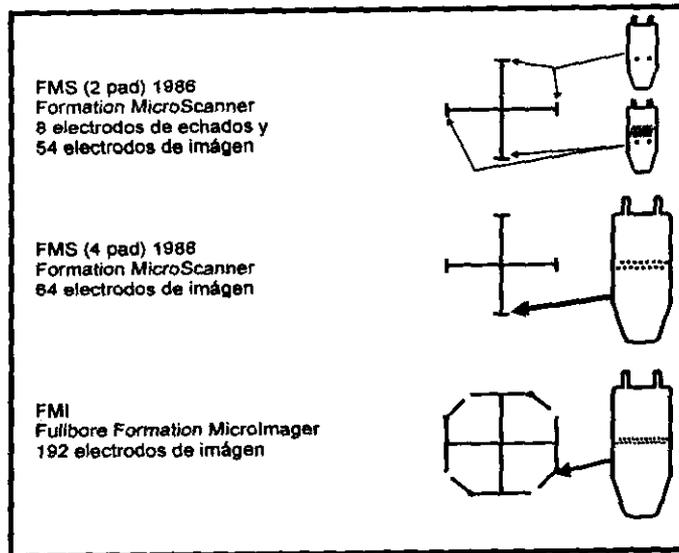


Fig. 1.3. Herramientas de imágenes de pared de pozo.

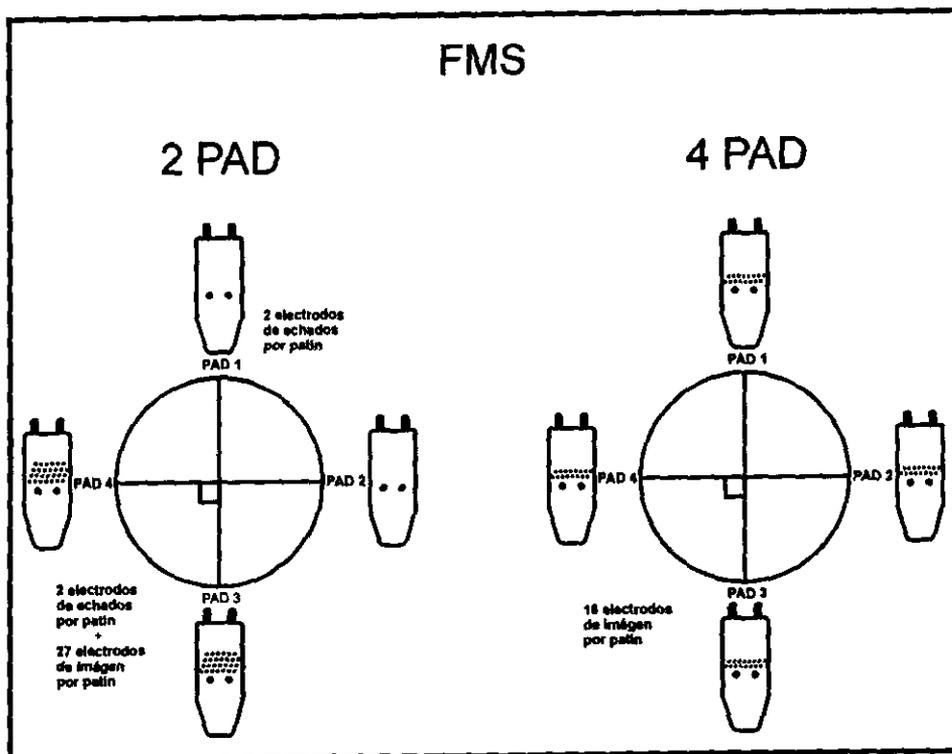


Fig. 1.4. Patines del FMS.

#### **1.4.- Características y beneficios del FMI**

- Contiene 4 brazos, cada uno con un patín principal arriba (pad ó patín ) y otro abajo de este (flap ó alerón); con un total de 192 electrodos, tres veces más que su predecesor el FMS (Formation MicroScanner), lo que le permite al FMI tener una mayor cobertura en la imagen del pozo (80% para pozos con 8 ½ pg de diámetro).
- Un menor tamaño de los electrodos, 5mm, en comparación con el FMS que es de 6 a 6.7 mm; lo que le permite una mayor resolución vertical de los datos.
- El FMI usa una presión compensada en los patines en el punto de adquisición de los datos, lo que elimina el ruido en la herramienta.
- Los diferentes modos de operación en los que puede trabajar la herramienta, permite usarla para diferentes objetivos sin comprometer la eficiencia del registro.
- El registro del FMI permite generar imágenes de la pared del pozo, obteniendo información cuantitativa de las formaciones rocosas para análisis de algunas características estructurales.

#### **1.5.- Aplicaciones del FMI**

El FMI permite las siguientes aplicaciones:

- Alta resolución de la imagen eléctrica

Debido al mayor número de electrodos de la herramienta, 192 electrodos en total, se obtienen una mayor cobertura de la pared del pozo; así como por su mayor resolución vertical, de 0.2 pg (5 mm), que le permite identificar cuerpos de espesor delgado.

- Análisis de estratos de espesor delgado

Las primeras herramientas Dipmeter tenían una resolución vertical menor a la del FMI, por lo que con el FMI es posible identificar estratos de espesor delgado.

- **Análisis estructural**

El cálculo del echado que realiza el software permite hacer estudios de geología estructural para el pozo registrado.

- **Identificación y caracterización de fracturas**

Durante la interpretación del FMI no solamente es posible identificar el tipo de fracturamiento, sino también realizar por medio del software parámetros estadísticos que permiten la caracterización del fracturamiento.

- **Evaluación de porosidad secundaria**

Es posible la evaluación de la porosidad secundaria, tanto del fracturamiento como de la porosidad por disolución, durante la interpretación.

## **2.- DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA Y PRINCIPIOS DE MEDICIÓN**

La herramienta FMI (Fullbore Formation MicroImager) es la nueva generación dentro de las herramientas de imágenes eléctricas de pozo, su cobertura del pozo es el doble de lo que registra el FMS; esta mayor cobertura se debe a que presenta dos patines por brazo. El pequeño diámetro de los electrodos incrementa la resolución de la imagen en un 20% aproximadamente y el incremento de 64 a 192 electrodos permite obtener mayor cantidad de información.

Otra ventaja del FMI es que se puede correr con solo cuatro patines para apresurar el tiempo del registro, así como usarlo solo para la obtención de echados cuando no se requiere de imágenes.

### **2.1.- Descripción de la herramienta**

#### **2.1.1.- Partes de la herramienta**

Las partes de la herramienta se describen a continuación y se observan en la figura 2.1.

- **Sección Telemetría**

Envía los datos a la superficie a través del cable de registro a una proporción de 200 kbit/seg.

- **Cartucho Controlador**

Es el retorno de la corriente eléctrica emitida por los electrodos de los patines.

- **Aislante**

Mantiene aislada la sonda del cartucho controlador, lo que permite que la corriente eléctrica fluya dentro de la formación desde los patines hasta el cartucho controlador.

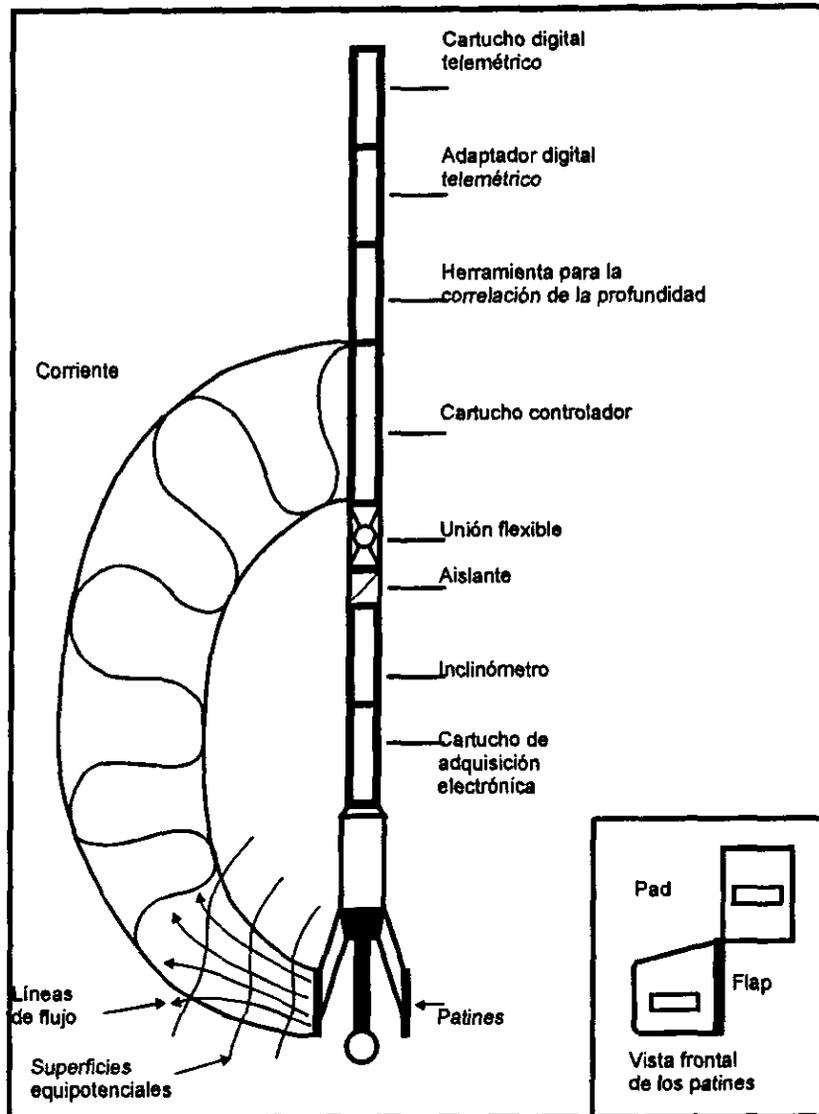


Fig. 2.1. Partes de la herramienta FMI.

- Inclinómetro

Orienta a la sonda dentro del pozo para que esté centralizada con una exactitud de  $2^\circ$  horizontalmente y  $0.2^\circ$  de desviación.

Contiene dos dispositivos: un acelerómetro que indica en tres componentes (x, y, z) la aceleración de la herramienta, lo que nos da la velocidad real y por tanto la posición verdadera de la herramienta a profundidad; un magnetómetro que señala en tres componentes la orientación de la herramienta con respecto al campo magnético terrestre.

- **Cartucho de Adquisición Electrónica**

Tiene varias funciones:

- Quitar de los datos las corrientes provocadas por el SP (potencial espontáneo) ó por la fricción de la herramienta.
- Digitización primaria en la cadena de procesamiento para hacer a los datos inmunes al ruido.
- Filtrado de las señales para eliminar el ruido.

- **Brazos**

Los brazos de la herramienta centralizan la sonda y sostienen a los patines, el FMI contiene 4 brazos a 90° (figura 2.2).

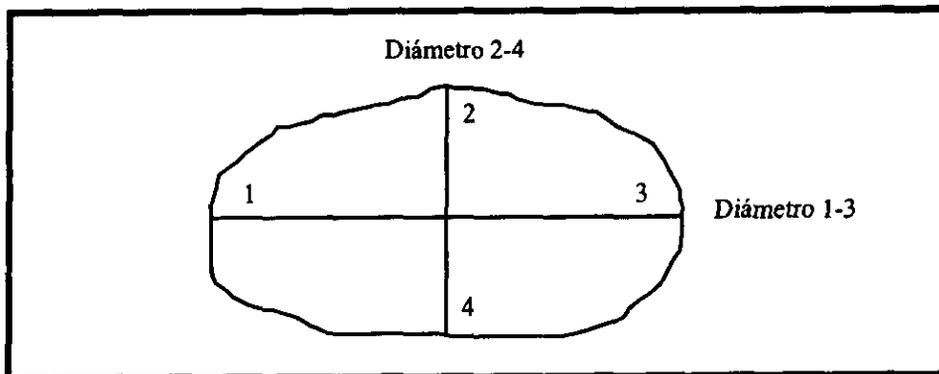


Fig. 2.2. Vista de planta del FMI, en la que se puede observar los brazos de la herramienta.

Cada brazo se autocentraliza dentro del pozo por medio de un gato hidráulico, el cual le da la fuerza suficiente a los patines para que éstos se mantengan pegados a la pared del pozo durante el registro. El FMI baja dentro del pozo con los brazos cerrados hasta una cierta profundidad, en donde se abren los brazos y el registro comienza de abajo hacia arriba. La geometría del pozo se obtiene con dos diámetros del pozo, uno por cada 2 brazos.

- Patines

Cada brazo consta de dos patines, conocidos como pad ó patín y flap ó alerón, cada uno con 24 electrodos (figura 2.3). Este diseño de patines permite una mayor cobertura horizontal del pozo, así mismo que la herramienta pueda cerrarse a 5 µg.

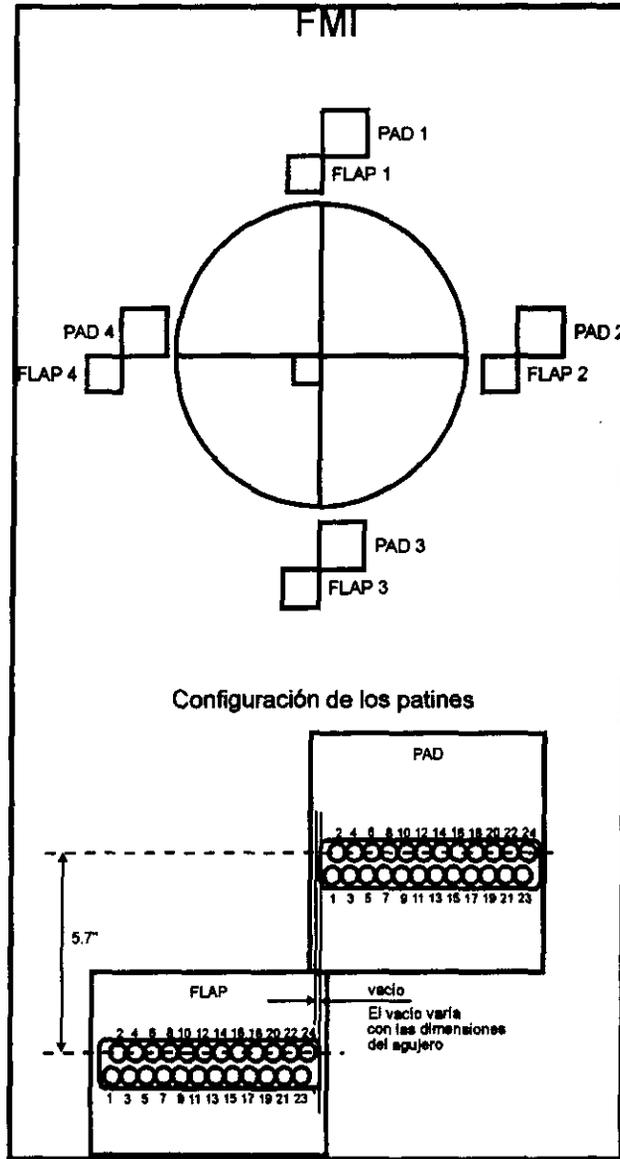


Fig. 2.3. Patines del FMI.

Los pads se mantienen paralelos a la sonda de la herramienta, en caso de que la sonda no sea paralela al eje del pozo, los patines se mantendrán paralelos a las paredes del pozo; los flaps se abren y se adaptan a las paredes del pozo independientemente de los pads.

- Electroodos

Los electroodos tienen forma circular y están rodeados por un aislante concéntrico. El diámetro de los electroodos es de 5 mm, lo que le permite a la herramienta tener una resolución vertical de 0.2  $\mu$ g, a menor diámetro de los electroodos se obtiene una mayor resolución vertical (tabla 2.1).

Herramienta	Diámetro del electrodo
FMS	
2 PAD	6 mm
4 PAD	6.7 mm
4 PAD (slim hole)	5 mm
FMI	5 mm

Tabla 2.1. Diferentes diámetros de electroodos.

#### 2.1.2.- Corriente empleada en la herramienta

La corriente de los microelectroodos del FMI consta de tres componentes:

- Componente de alta frecuencia:

Modulada por los cambios en la microrresistividad de la formación frente a los electroodos, estas variaciones en la microrresistividad se deben a los cambios litológicos de las formaciones geológicas.

- Componente de baja frecuencia:

Modulada por la resistividad de la formación a una profundidad de investigación de unas cuantas pulgadas, para obtener una misma profundidad de investigación. Usada para análisis cuantitativos como la apertura de las fracturas.

- Corriente directa:

Creada por la fricción de los patines contra la pared del pozo ó por las corrientes SP (corrientes debidas al flujo de iones de zonas de mayor a menor saturación de salinidad), estas corrientes son captadas y eliminadas de los datos crudos por la herramienta.

### 2.1.3.- Especificaciones de la herramienta

Largo	316 pg (8.02 m)	
Peso	465 lbn (211 kg)	
Diámetro cerrado	5 pg (12.7 cm)	
Número de sensores	192	
Número de patines (pads y flaps)	8	
Velocidad	máxima	recomendada
Imagen completa	1800 ft/hr	1500 ft/hr
Cuatro patines	3600 ft/hr	2500 ft/hr
Medición de echados	5400 ft/hr	3000 ft/hr
Diámetro mínimo del pozo	6 ¼ pg	
Diámetro máximo del pozo	21 pg	
Cobertura		
Imagen completa	80% en pozo de 8 pg	
Cuatro patines	40% en pozos de 8 pg	
Máxima desviación del pozo	90°	
Máxima resistividad del lodo	50 ohm-m	
Presión	20,000 psi (1,400 bar)	
Temperatura	350°F (175°C)	

Tabla 2.2. Especificaciones del FMI.

## 2.2.- Principios de Medición

### 2.2.1.- Principio físico

El FMI está diseñado para medir la microrresistividad de las formaciones adyacentes a la pared del pozo, asumiendo que los rasgos geológicos tales como límites de estratos son continuos a través de las paredes del pozo y que para diferentes litologías se tienen diferentes resistividades. Sin embargo esta herramienta no puede ser utilizada como un registro de resistividad tradicional, ya que no proporciona la resistividad real de la formación, sino que solo indica resistividades relativas (qué formaciones son más resistivas con respecto a otras);

además, para obtener la resistividad de una formación se necesita conocer las resistividades de profundidad de investigación somera, mediana y profunda.

El FMI aplica, por medio de los electrodos de los patines, cierta corriente eléctrica a las paredes del pozo con una profundidad de investigación muy pequeña, esta corriente viajará, según la resistividad de la formación, hasta el cartucho controlador en donde se capta la corriente eléctrica por otros electrodos, de esta forma se registra la microrresistividad de las paredes del pozo.

#### 2.2.2.- Velocidad del registro

Los electrodos emiten la corriente cada 0.1 pg (2.5 mm). Los datos de los dos calipers, las tres componentes de la aceleración y las tres componentes del campo magnético terrestre son registrados cada 1.5 pg (3.8 cm).

#### 2.2.3.- Resolución vertical

La resolución vertical del FMI es de 0.2 pg (5 mm) y depende de varios factores:

- El tamaño de los electrodos, los cuales son circulares y de diámetro de 5 mm. A menor diámetro del electrodo se obtiene una mayor resolución.
- El muestreo de la información es importante, pues para obtener una cierta resolución se debe tener como mínimas dos lecturas de datos en esa distancia de resolución. Así para obtener una resolución vertical de 0.2 pg se necesitan dos lecturas de ese intervalo de 0.2 pg. Lo anterior es posible gracias a la ubicación de los electrodos en 2 renglones con una separación entre ellos de 0.3 pg y desplazados uno de otro por 0.1 pg, con lo que se obtiene una lectura cada 0.1 pg.

Los rasgos con una apertura menor a los 0.2 pg aparecen en la imagen como si tuvieran una apertura de 0.2 pg.

#### 2.2.4.- Cobertura de la pared del pozo.

La cobertura de la pared del pozo por una herramienta depende del diámetro del pozo, a mayor diámetro menor cobertura. El FMI se puede correr en pozos con diámetros que van de 6.25 pg a 21pg. Considerando una sola corrida, el FMI en agujeros con 6.25 pg de diámetro la

cobertura es del 93%, en diámetros de 8 ½ pg la cobertura es de aproximadamente del 80%, mientras que en diámetros de 12 ¼ pg la cobertura es del 50% (figura 2.4).

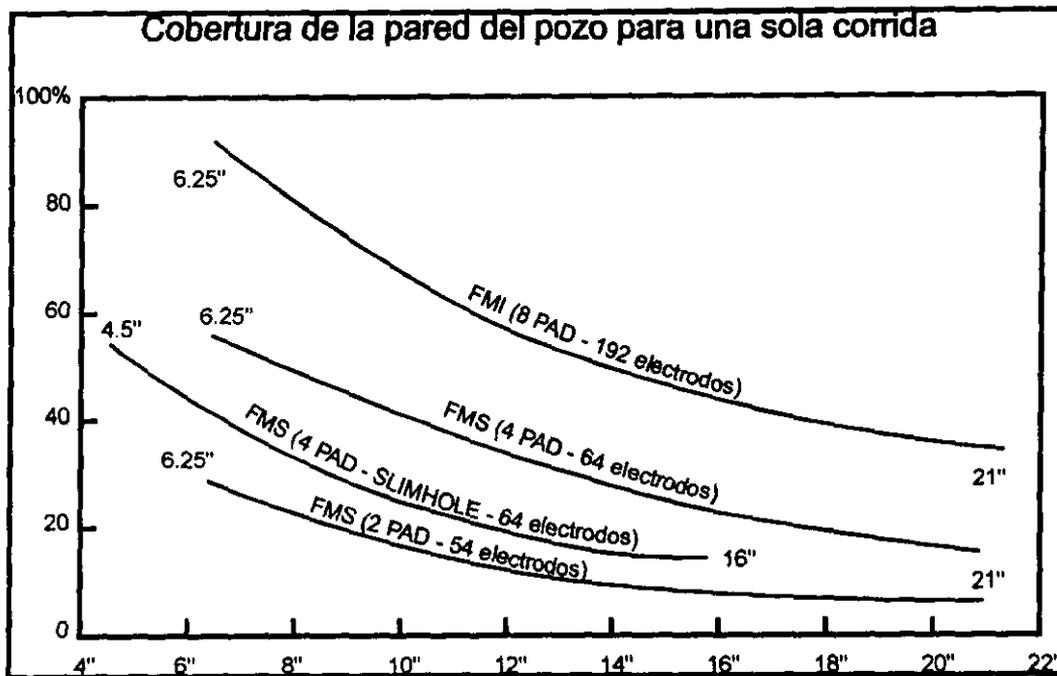


Fig. 2.4. Cobertura de la pared del pozo.

### 2.2.5.- Modos de operación

El FMI puede trabajar de tres diferentes modos de operación: agujero completo, cuatro patines y medición de echados (tabla 2.3 y figura 2.5).

Modo de Operación	Agujero Completo	Cuatro Patines	Medición de echados
Número de sensores	192	96	8
Cobertura en pozos de 8 ½ pg	80%	40%	-
Velocidad máxima de registro	1,800 ft/hr	3,600 ft/hr	5,400 ft/hr

Tabla 2.3. Los tres diferentes modos de operación del FMI.

Cada patín contiene 24 electrodos ubicados en dos renglones, cada renglón con 12 electrodos; los renglones tienen una separación vertical de 0.3 pg y con un desplazamiento horizontal de 0.1 pg. El espacio entre el renglón superior del pad y el renglón superior del flap es de 5.7 pg (ver figura 2.3).

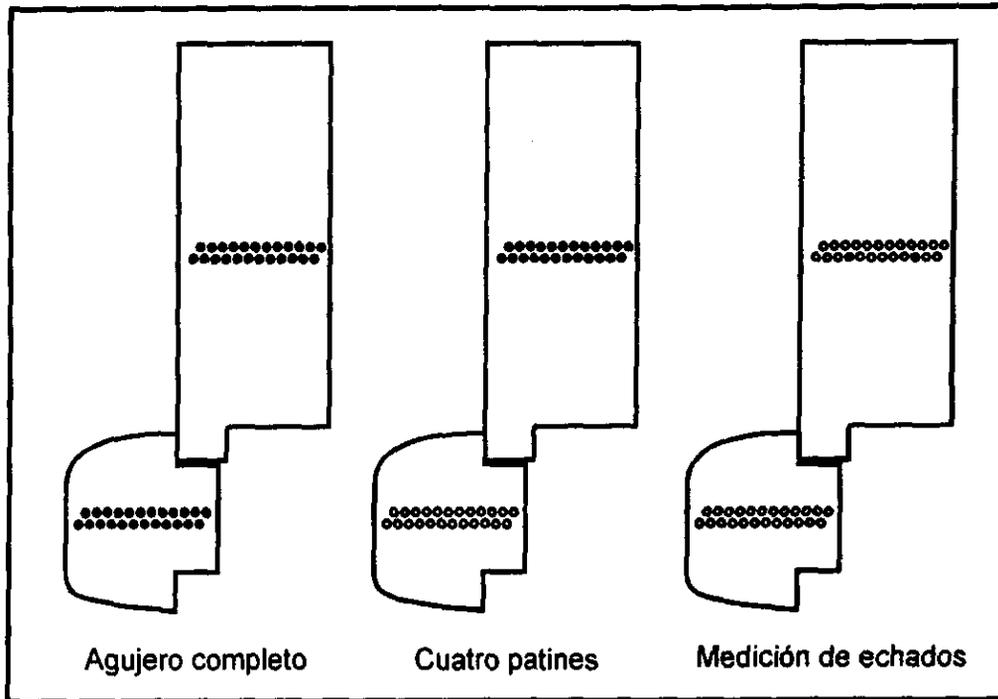


Fig. 2.5. Modos de operación, los electrodos rellenos en color negro son los que trabajan.

- **Agujero Completo**

La cobertura del pozo depende del diámetro del agujero, a menor diámetro del pozo mayor cobertura. En este modo de operación se utilizan los 192 electrodos, con lo que se puede obtener la imagen de pozo, así como el rumbo y echado de planos.

- **Cuatro Patines**

En este modo de operación solo se utilizan los electrodos de los pads, obteniendo lo mismo que en el agujero completo, pero con una menor cobertura del pozo (la mitad de lo que se obtiene con agujero completo). Este modo es útil cuando se requiere de una mayor rapidez de la operación del registro y reduciendo así los costos, cuando las formaciones geológicas son conocidas y no se requiere de mayor detalle.

- **Medición de echados**

En este modo de operación se utilizan solo 2 electrodos por pad, cuando se requiere solo de la obtención de echados de planos y se prescinde de la imagen.

### **3.- CONDICIONES DE OPERACIÓN**

#### **3.1.- Lodo de perforación**

Debido a la corriente eléctrica que emite la herramienta a la formación, el lodo de perforación debe ser conductivo; teóricamente el FMI solo trabaja en lodos base agua con resistividades menores a 50 ohm-m, sin embargo el lodo de perforación no debe ser muy conductivo, pues la corriente eléctrica tendería a fluir dentro del pozo en lugar de entrar a la formación, reduciendo la definición de la imagen. Para obtener una buena calidad de las imágenes, la relación *resistividad de la formación/resistividad del lodo* debe ser menor a 20,000 ohm-m. Sin embargo, esta herramienta puede llegar a trabajar en lodos base aceite con contenidos de agua menores del 30% al 40%, aunque la resolución de las imágenes en lodos base agua siempre será mejor

#### **3.2.- Pozo**

La herramienta puede trabajar tanto en pozos verticales como en pozos horizontales.

En pozos desviados la herramienta se autocentraliza por medio de sus brazos. En las zonas donde el pozo se presenta ovalizado, los patines tienen un contacto imperfecto con las paredes del pozo, presentándose las imágenes borrosas

#### **3.3.- Compatibilidad con otras herramientas**

El FMI se puede correr conjuntamente con otras herramientas, por lo que se dice que esta herramienta es compatible con otras herramientas y debe de ser la última en la hilera.

## 4.- CÁLCULO DEL ECHADO

### 4.1- Principios

Para calcular el echado de planos se necesita de la siguiente información:

- La posición de tres puntos del plano
- La orientación de la herramienta
- Ángulo y dirección de la desviación de la herramienta (que es la del pozo porque la herramienta esta centrada).

Suponiendo un estrato muy delgada y resistiva sobreyacida e infrayacida por estratos menos resistivos (figura 4.1), al pasar los patines del FMI se registran los cambios de resistividad en el contacto de los diferentes estratos (límites de estratos ó superficie de estratificación), este cambio en la resistividad se manifiesta como picos en las curvas resistivas registradas de cada electrodo, los picos de cada curva se manifiestan a diferentes profundidades del pozo.

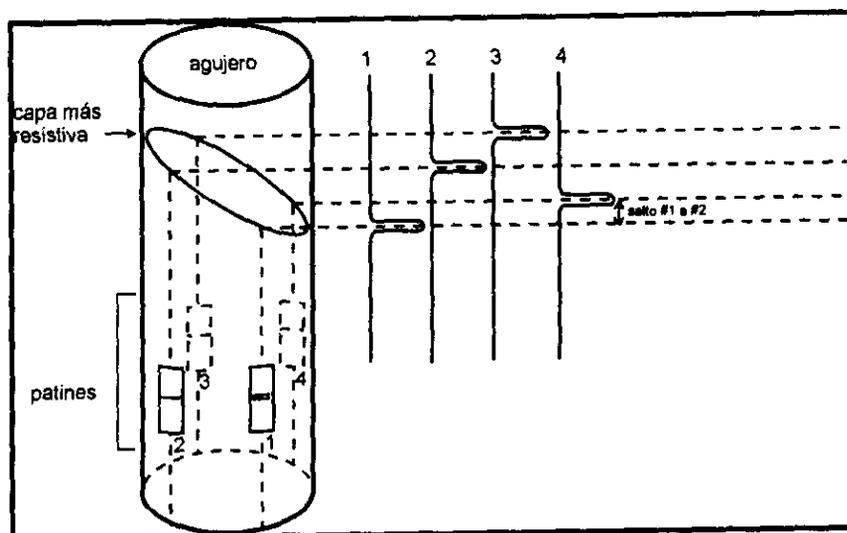


Fig. 4.1. Cambio de resistividad entre estratos.

Este cambio de resistividad entre límites de estrato puede entenderse como un plano, cualquier plano no perpendicular al pozo intersecta a las paredes del pozo formando una elipse

(figura 4.2), esta elipse vista en dos dimensiones formará una curva senoide, que es la forma como es posible interpretar las imágenes de la pared del pozo.

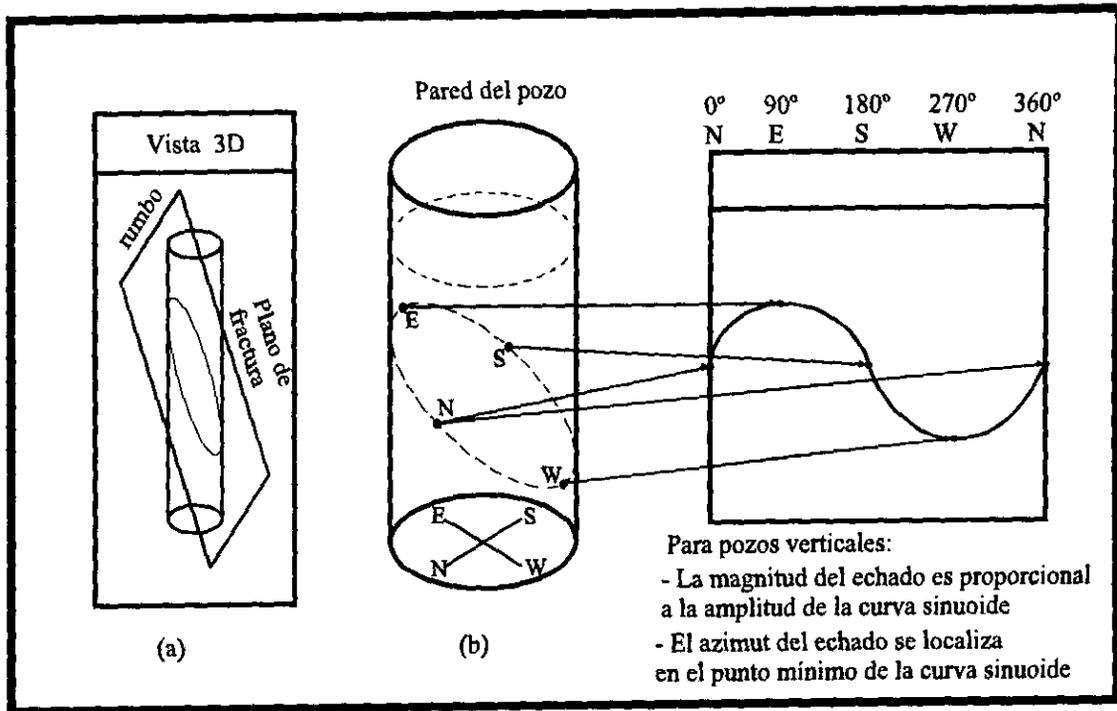
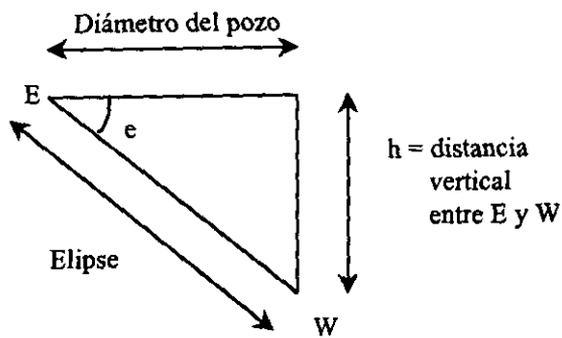


Fig. 4.2. (a) Intersección del plano y el pozo; (b) Representación de la Intersección del plano en dos dimensiones

#### 4.2- Pozos verticales

Para el caso de pozos verticales, conociendo la profundidad en el pozo a la que se encuentran los picos de las curvas resistivas y el diámetro del pozo, se puede calcular trigonométricamente el echado de planos de la siguiente forma:

Tomando los datos de la figura 4.2 se tiene:



$$\tan e = \left( \frac{h}{\text{diámetro del pozo}} \right)$$

Así el echado (e) sería:

$$e = \tan^{-1} \left( \frac{h}{\text{diámetro del pozo}} \right)$$

La dirección de la inclinación del echado será indicada por el punto mínimo de la curva senoide, que para el caso de la figura 4.2, el echado es hacia el oeste; y la magnitud del echado será proporcional a la amplitud de la curva senoide.

### 4.3- Pozos desviados

Para el caso de pozos desviados (figura 4.3), cuando se calculan los echados directamente sobre la imagen, las curvas que se observan en ella no indican el echado de los planos, sino un "echado aparente" que ni siquiera correspondería con el buzamiento del plano; este echado aparente se toma como referencia para la medida del ángulo a una línea perpendicular al pozo, que para pozos desviados nunca será la horizontal, sin embargo este echado aparente sirve para el cálculo del echado de los planos. Por esta razón cuando el pozo es vertical, la línea de referencia para la medición del ángulo coincide con la horizontal y de esta forma el ángulo obtenido es realmente el echado, por lo que no se requiere de más cálculos.

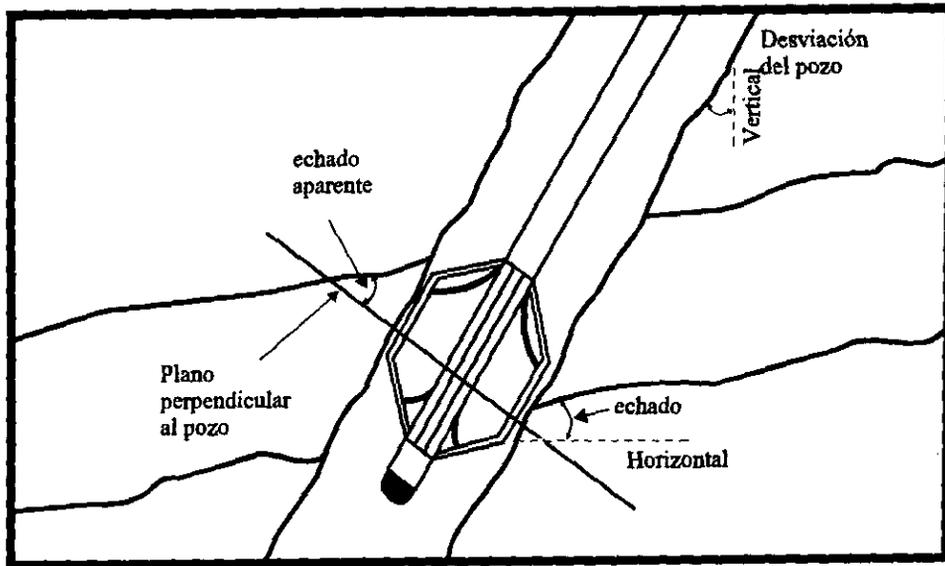


Fig. 4.3. Echado aparente en pozos desviados.

La medición del echado en pozos desviados lo realiza el software a partir del echado aparente, a través de un complejo programa matemático, el cual por razones obvias se sale de los objetivos de la tesis.

En el registro del FMI es de suma importancia conocer muy bien ciertos datos que permiten obtener el echado con precisión. Conocer la velocidad de la herramienta es importante porque con ello se calcula la verdadera profundidad a la que se encuentran los datos registrados, ya que la herramienta en la práctica no registra a una velocidad constante.

Debido a la exactitud requerida para el cálculo de los echados, que es importante para la localización de trampas de hidrocarburos, es esencial realizar el registro a un gran detalle, lo cual es posible por el muestreo de la información, que es cada 0.1 pg (0.254 cm).

La orientación de la herramienta es necesaria para posicionar geográficamente a los echados. Al patín uno se le mide su azimut con un magnetómetro, con lo que se obtiene el azimut del campo magnético terrestre (azimut magnético del patín), a partir de este azimut se obtiene el azimut del norte geográfico (azimut verdadero) conociendo la declinación magnética del lugar registrado.

## 5.- PROCESAMIENTO DE IMÁGENES

A todas las correcciones que se les aplican a los datos de campo ó datos crudos, para obtener las imágenes de la pared del pozo, se denominan "procesado de la información". Las primeras correcciones que se le aplican a los datos crudos se realizan junto a los pozos, después de que se ha corrido la herramienta; las imágenes obtenidas por este proceso son enviadas al cliente como imágenes preliminares.

Posteriormente los datos crudos se envían al centro de cómputo para darles un nuevo procesamiento, con el que se le da una mayor calidad a la imagen que la obtenida por las correcciones de campo y en este centro de cómputo es donde se hace la interpretación geológica de los datos. Aquí el procesamiento de los datos crudos se realiza por medio de una serie de pasos a través de una cadena de procesamiento (figura 5.1), estos pasos son secuenciales y se llevan a cabo dentro de los módulos que forman a la cadena de procesamiento.

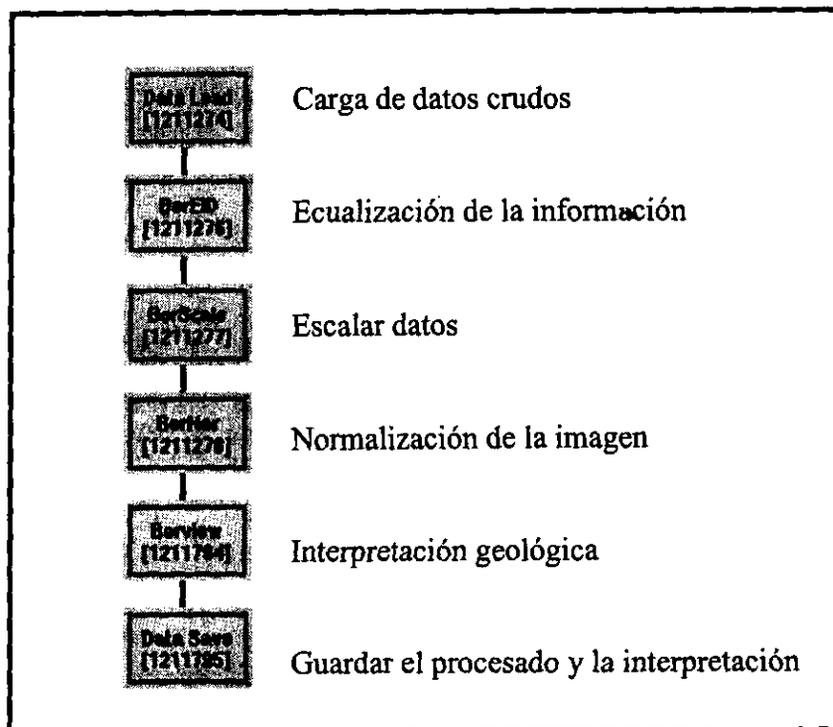


Fig. 5.1. Cadena de procesamiento.

## **5.1.- Módulo de Carga de Datos (Data Load)**

El primer paso de procesamiento es el que se realiza dentro del módulo Data Load, este consiste en la carga de los datos crudos en la cadena de procesamiento.

## **5.2.- Módulo de Ecuación (BorEid)**

El segundo paso es la ecuación de la información obtenida por los electrodos, para que las respuestas de cada electrodo sean consistentes unas con otras.

### **5.2.1.- Correcciones de Inclinometría**

La corrección de inclinometría sirve para hacerle correcciones, cuando se requiere, a los datos de inclinometría de la herramienta; los datos de inclinometría indican la aceleración y orientación de la herramienta con respecto al campo magnético terrestre.

El módulo BorEid simplemente toma los canales de inclinometría adquiridos durante el registro por el acelerómetro y magnetómetro del cartucho de inclinometría GPIT (General Purpose Inclinometry Tool). Sin embargo este módulo puede realizar dos tipos de correcciones cuando estas son necesarias. Una es la sincronización de la profundidad a la que se encuentran los datos del inclinómetro con los datos de microrresistividad de los patines del FMI, cuando se requiere que todo el registro de los patines FMI se mueva cierta cantidad de metros hacia arriba ó hacia abajo (conocida como salto de profundidad), para poner a los datos del FMI a la profundidad correcta y para cuando se aplican las correcciones por velocidad de la herramienta. De esta forma la corrección de los canales de inclinometría para el salto de profundidad, solo se aplica cuando los datos del FMI no están en profundidad, situación que no siempre sucede; pero las correcciones de los canales de inclinometría para las correcciones de velocidad de la herramienta siempre se aplican en cada procesado de la información. La otra corrección de inclinometría es la que se aplica a la declinación magnética, cuando se corre el registro del FMI se le da un valor de declinación magnética a los canales de inclinometría, pero si este valor es erróneo es posible corregirlo durante el procesado indicando la correcta declinación magnética de la zona.

### 5.2.2.- Corrección de velocidad

La corrección de velocidad es la principal corrección dentro de la cadena de procesamiento y su objetivo es poner en la profundidad correcta los datos obtenidos por los electrodos.

Debido a que los electrodos están en diferente posición vertical unos de otros en los patines, para un mismo evento geológico los electrodos lo registran a diferente tiempo, por lo que los datos registrados presentan un salto correspondiente a la distancia de separación vertical entre los electrodos; así el salto que presentan los dos renglones del pad es de 0.3 pg, mientras que el salto del renglón superior del flap es de 5.7 pg y el del renglón inferior es de 6 pg (ver figura 2.3).

Como se observa en la siguiente figura, figura 5.2, la línea horizontal es registrada por los electrodos en diferentes tiempos, considerando que la herramienta se mueve de abajo hacia arriba.

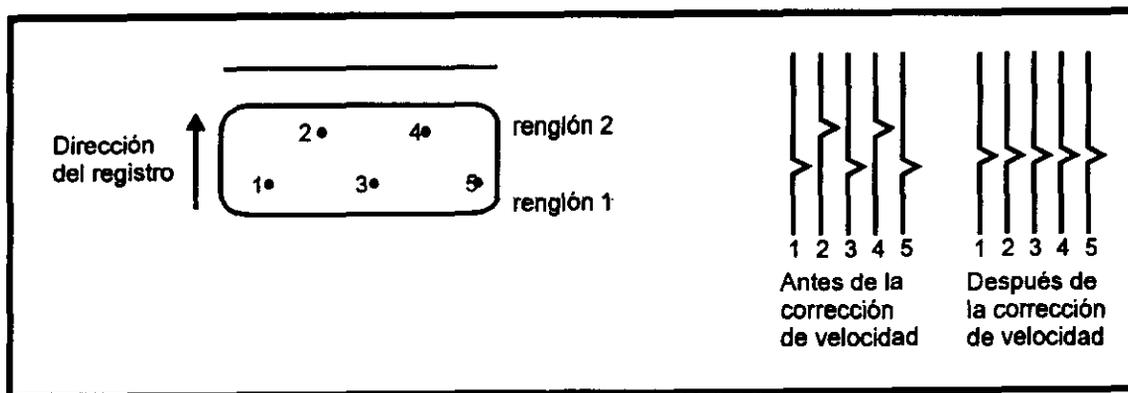


Fig. 5.2. corrección de velocidad.

Si la herramienta se moviera a una velocidad constante dentro del pozo, entonces la corrección consistiría en aplicar solo una distancia de desfase constante para cada renglón de electrodos. Sin embargo la herramienta usualmente se atora y rebota dentro del pozo, a pesar de que el cable de la herramienta pueda moverse a una velocidad aparentemente constante debido a su elasticidad; por lo que el acelerómetro determina la verdadera velocidad de la herramienta y con ella se calcula el salto por el que se van a corregir los datos. Otro método para aplicar esta corrección de velocidad es con la imagen misma, si se observa que un mismo evento está desfasado en la imagen se puede calcular la distancia del

salto a corregir. El acelerómetro (que es automático en el procesamiento) y la imagen son los dos métodos por los que se puede hacer la corrección de velocidad.

- Método del acelerómetro

El método de la corrección de velocidad utilizando el acelerómetro consiste en estimar la velocidad y la profundidad de la herramienta usando simultáneamente la profundidad a la que se encuentra el cable de la herramienta y la componente z del acelerómetro. Para encontrar la velocidad y la profundidad correcta de la herramienta se utiliza un método que utiliza un "Factor de Confiabilidad del Cable", este valor puede tomar valores de 1 a 10, hacia el 10 se indica una alta confiabilidad en la profundidad del cable, mientras que hacia el 1 se indica una muy baja confiabilidad, el 5 es un buen factor para muchas de las condiciones en las que trabaja la herramienta, como puede observarse en la imagen 5.1.

La detección del atoramiento que puede sufrir la herramienta dentro del pozo es importante. Si la herramienta se atora por un corto tiempo (por ejemplo que el cable de la herramienta se siga moviendo durante una corta distancia de aproximadamente de 4 pg mientras la herramienta no se mueve), la corrección podrá llevarse a cabo durante la corrección de velocidad como normalmente se realizaría; pero si el atoramiento de la herramienta es severo, es necesario detectar la profundidad en la que la herramienta se atoró e indicarle al método del inclinómetro este suceso.

### 5.2.3.- Ecuación

La finalidad de la ecuación es la estandarización de los datos crudos y desechar los datos por ruido, así se mejoran los datos cuando los patines no tienen buen contacto con las paredes del pozo. Cuando se ha realizado este procesamiento se dice que la imagen ha tenido una corrección estática.

Frecuentemente cada electrodo genera respuestas con diferentes magnitudes para una misma resistividad de formación geológica, por lo que los datos crudos presentan variaciones entre ellos. El diseño de la herramienta no permite la calibración independiente para cada electrodo, por lo que la estandarización de las respuestas de resistividad se realiza sobre los datos crudos durante el proceso de ecuación.

La ecualización hecha por el BorEid usa un movimiento de ventanas (secciones del registro) durante el procesado para hacer que los histogramas de frecuencias de cada electrodo estén en fase (offset equalization), posteriormente se estandarizan los valores de los diferentes histogramas de frecuencias de cada electrodo (gain equalization), ver figura 5.3. Generalmente la longitud que abarca la ventana es de 15 ft, por lo que la ecualización se repite hasta que todos los datos estén ecualizados.

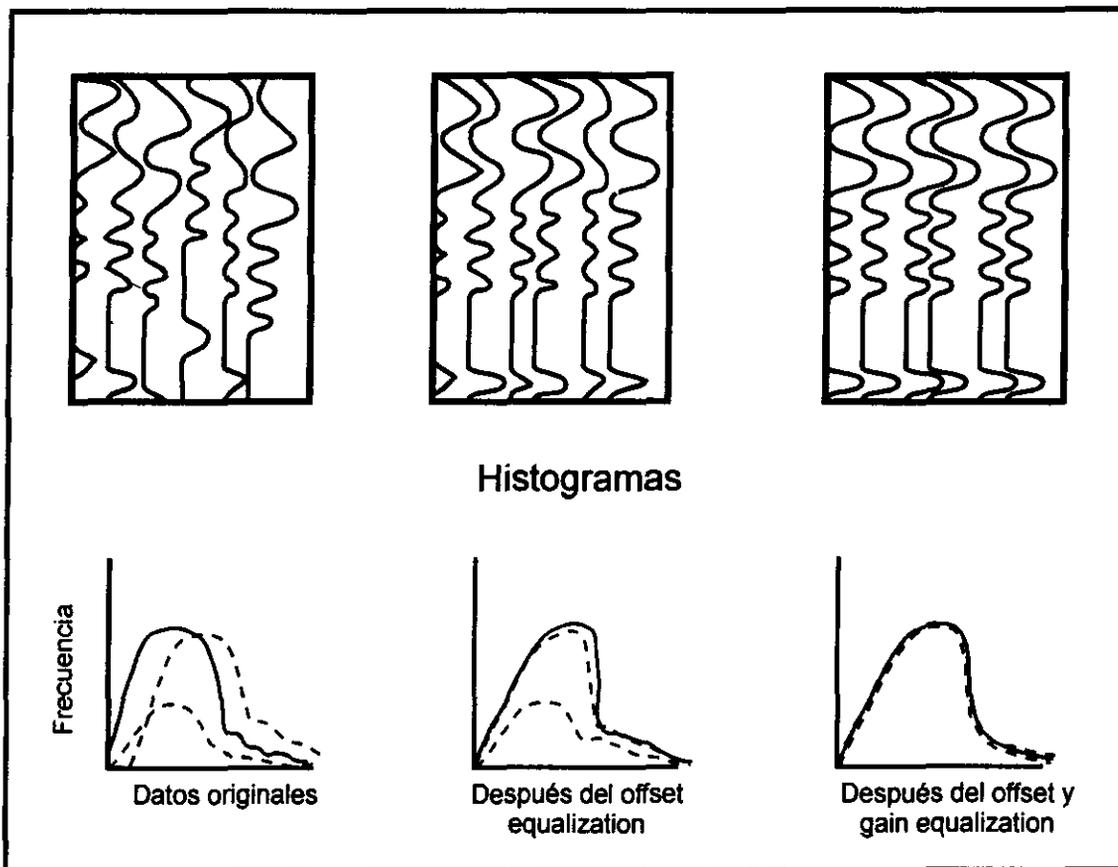


Fig. 5.3. Ecualización.

#### 5.2.4.- Corrección por Intensidad de Corriente (EMEX)

Durante el registro la herramienta continuamente ajusta el nivel de la corriente aplicada a la formación geológica para obtener una adecuada respuesta de resistividad, debido a los contrastes de resistividad entre diferentes cuerpos geológicos, ya que para una formación más resistiva se aplica una mayor corriente.

Para mantener en proporción las resistividades del registro y las de la formación geológica se debe hacer una corrección a las variaciones de la corriente aplicada. Uno de los registros de

la herramienta es el voltaje EMEX, el cual mantiene el grado de compensación que será aplicado a la herramienta (figura 5.4). Aunque la corrección EMEX normalmente no produce cambios importantes en la imagen, es necesaria para mantener una relación entre los datos de la herramienta y los datos de los registros de resistividad tradicionales.

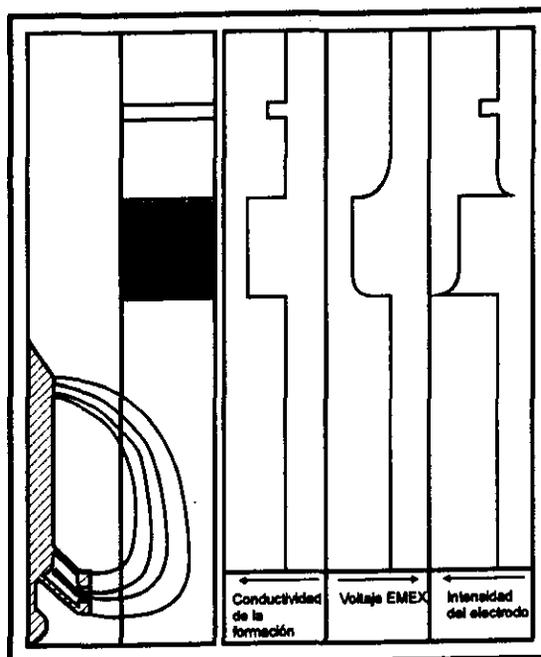


Fig. 5.4. corrección EMEX.

#### 5.2.5.- Corrección de electrodos malos

La detección y corrección de los electrodos malos, que no han funcionado bien, son automáticas en el módulo del BorEid. Sin embargo hay ocasiones en las cuales los electrodos no funcionan durante el registro, observándose una línea en la imagen; en estos casos lo que se hace es desactivar manualmente ese electrodo y el BorEid realiza un promedio de los valores de los electrodos adyacentes al electrodo que no funciona y coloca ese valor en el electrodo malo. En la imagen 5.2 puede observarse la corrección de los electrodos malos, en la figura 5b están indicados que electrodos fueron desactivados por los cuadros rojos, obteniendo así una mejor imagen.

### 5.3.- Módulo para Escalar Datos (BorScale)

Una vez ecualizados los datos de campo se realiza el módulo BorScale, el cual es opcional y tiene la finalidad de obtener la apertura de las fracturas al calibrar los datos de resistividad de la imagen con los datos de los registros de resistividad de profundidad de investigación somera tradicionales como el SFL (Spherically Focused Log) o el LLS (LateroLog Shallow). Los datos del FMI se trabajan conjuntamente con los valores del LLS ó del SFL porque la profundidad de investigación somera de las tres herramientas es muy parecida.

#### 5.3.1.- Marco teórico

El lodo de perforación fluye a través de las fracturas abiertas ó parcialmente abiertas, pero este flujo disminuye en proporción con el aumento de la rugosidad de las superficies de las fracturas. Este lodo es conductivo, como ya se indicó en las condiciones de operación para la herramienta, por lo que en las fracturas se observa un incremento anormal en la conductividad y por ende en la cantidad de corriente que pasa por la fractura (figura 5.5). Así el cálculo de la apertura de las fracturas se realiza a partir del contraste de conductividad entre la roca y el lodo de perforación que penetra en las fracturas, por el exceso de corriente que pasa a través de la fractura.

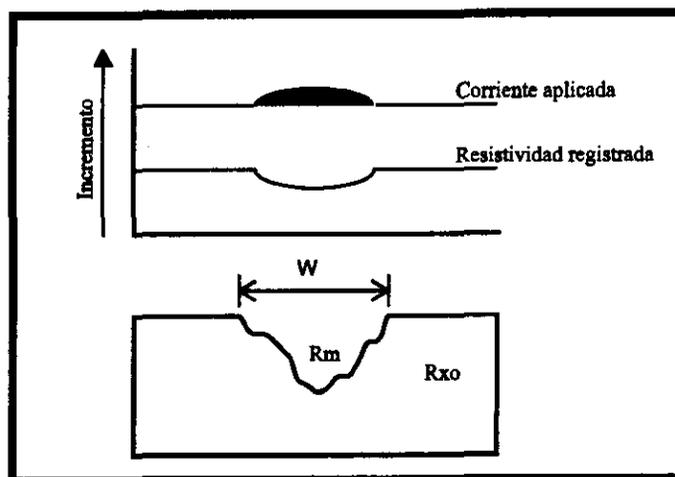


Fig. 5.5. Apertura de fractura.

Sin embargo, este incremento de corriente continuará hasta que los electrodos se alejen lo suficientemente de las fracturas, hasta que éstas dejen de influir en los electrodos, por lo que las fracturas en la imagen pueden observarse con aperturas mayores que las reales. Para

obtener una apertura de fractura lo más cercana posible a la realidad se utiliza una simulación matemática en la que se conoce la respuesta de la imagen para un determinado fluido con cierta resistividad; este modelo matemático determina que la apertura de las fracturas es proporcional a la suma del incremento de la corriente, esto matemáticamente puede expresarse como:

$$W = c A R_m^b R_{xo}^{1-b}$$

donde:

W = apertura de la fractura

R<sub>xo</sub> = resistividad en la zona invadida por el lodo de perforación

R<sub>m</sub> = resistividad del lodo de perforación

A = corriente que fluye a través del lodo que está en las fracturas, dividido entre el voltaje utilizado, e integrado a lo largo de una línea perpendicular a la traza de las fracturas.

c = coeficiente numérico del modelo

b = coeficiente numérico del modelo

Para obtener W se necesita conocer R<sub>xo</sub>, este dato se obtiene por los registros de resistividad tradicionales de profundidad de investigación somera, el R<sub>m</sub> es un dato de campo, mientras que A es calculada por la computadora; los valores de los coeficientes c y b dependen de la configuración de la herramienta.

Dos tipos de apertura de fractura pueden ser posibles a calcular. La primera, conocida como "apertura" es simplemente el promedio de la apertura a lo largo de toda la fractura, ya que esta apertura no es constante a todo lo largo de la fractura. La segunda, conocida como "apertura hidráulica" tiene un significado cúbico del espesor de la fractura, ya que esta es proporcional a la cantidad de fluido que penetra en la fractura. La apertura proporciona solo información sobre el tamaño del espesor de la fractura, mientras que la apertura hidráulica indica la capacidad de la fractura para permitir el flujo de fluidos. Cuando existen fuertes contrastes de resistividad entre la roca y la resistividad del lodo que invade la roca (cuando R<sub>t</sub> es muy resistivo y R<sub>m</sub> muy conductivo), la apertura de la fractura observada en la imagen es mayor que la real; así la apertura calculada es incorrectamente mayor que la real, mientras que

la apertura hidráulica se aproxima más a la real. El concepto de apertura hidráulica se ha observado que ha dado buenos resultados en la práctica para yacimiento de hidrocarburos en fracturas; como se observa en la figura 5.6, a mayor apertura hidráulica, mayor producción de hidrocarburos.

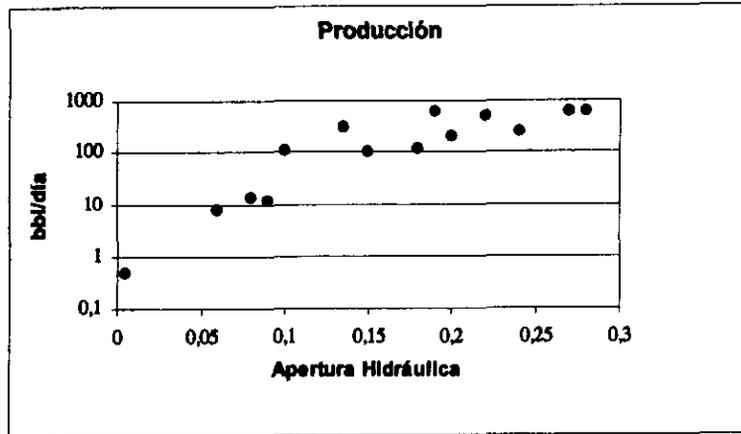


Fig. 5.6. Apertura hidráulica.

En general cuando se comparan los resultados de apertura con los de apertura hidráulica, la apertura hidráulica proporciona una apertura ligeramente mayor que los datos de apertura, como se observa en la figura 5.7.

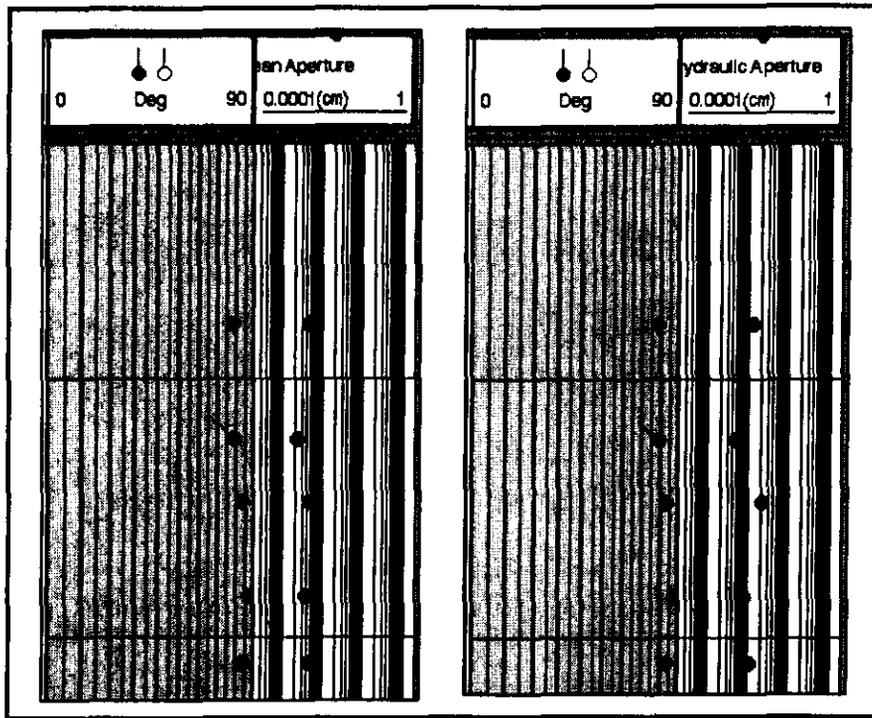


Fig. 5.7. Comparación del cálculo de la apertura de las fracturas para los mismos eventos. (a) Apertura; (b) Apertura hidráulica.

El dato para  $R_m$  debe ser bien especificado en el cálculo de las aperturas de las fracturas; una alta resistividad del lodo disminuirá las respuestas en la imagen, mientras que una baja resistividad realzará la apariencia de las fracturas en la imagen (tabla 5.1). De la misma forma, cuando no se realiza una correcta calibración entre las resistividades de la imagen con los datos de resistividad de profundidad de investigación somera, el cálculo de la apertura de las fracturas se ve afectado.

Datos	Aperturas
$R_m$ muy alto	Incrementa
$R_m$ muy bajo	Decrece
$R_{xo}$ muy alto	Decrece
$R_{xo}$ muy bajo	Incrementa

Tabla 5.1. Efectos del  $R_m$  en el cálculo de la apertura de fractura.

En la figura 5.8 se tiene que el valor correcto de  $R_m$  es 2.9, cuando se incrementa el valor de  $R_m$ , la apertura aumenta; cuando se disminuye el valor de  $R_m$ , la apertura decrece.

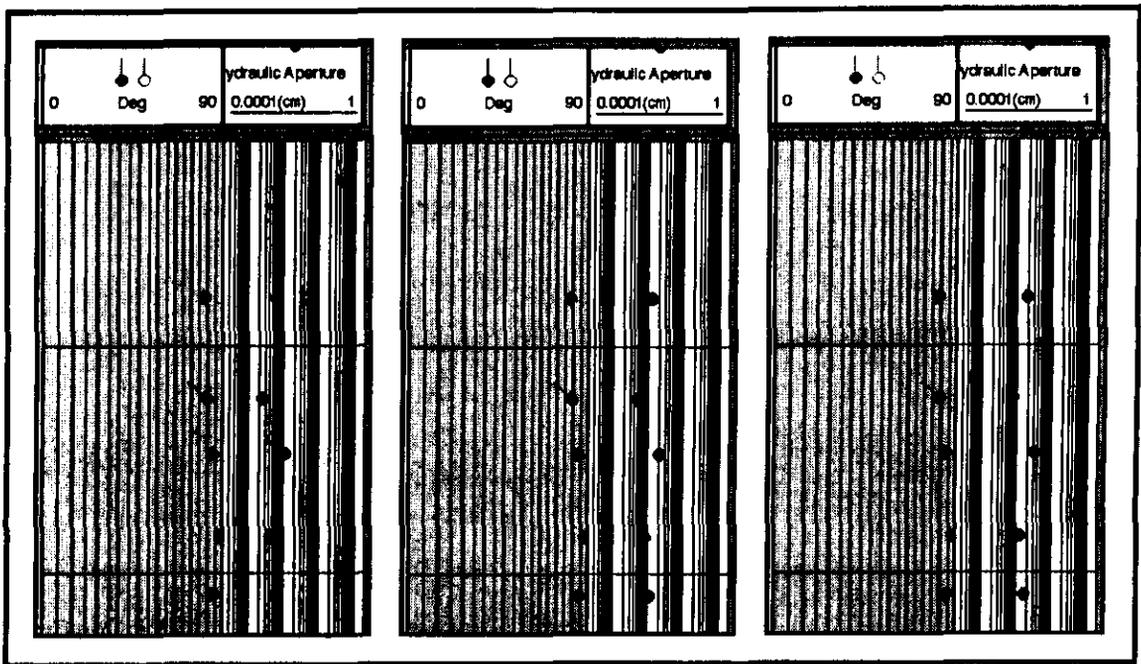


Fig. 5.8. Efectos del  $R_m$  en el cálculo de la apertura de fracturas.

### 5.3.2.- Escalar

El FMI mide la corriente eléctrica que va del electrodo emisor al electrodo receptor, así como el voltaje entre estos dos electrodos. Esta corriente eléctrica aplicada a la formación y su voltaje generado pueden convertirse en una medida de la conductividad de la formación.

Las herramientas de resistividad de profundidad de investigación somera pueden medir las resistividades de la formación debido a la configuración de sus electrodos, en cambio los electrodos del FMI no están diseñados para medir las resistividades por que:

- La corriente que emiten los electrodos no está enfocada.
- La corriente que emite cada electrodo no está calibrada (entre ellos no emiten la misma cantidad de corriente).

Por lo que las respuestas de microrresistividad del FMI no son calibradas y normalmente la corriente viaja hacia donde la formación es conductiva. Por ello es necesario transformar la corriente medida por el FMI a una medición "parecida" a la conductividad real de la formación

cercana a la pared del pozo, como la que proporcionan el LLS ó el SFL; a esta transformación se le conoce como "escalar".

La razón principal por la que la corriente medida por el FMI no puede convertirse en una medición de conductividad es por la falta de calibración de la corriente; ya que para los casos en los que la formación sea homogénea y de gran espesor (conocidas como "zonas de calibración"), la falta de enfoque de la corriente no es importante y es entonces cuando es posible transformar la corriente a medidas de conductividad parecidas a las que proporcionan el LLS ó el SFL.

Así para transformar la corriente medida por el FMI a medidas de conductividad a través del módulo del BorScale, lo primero que se realiza es comparar la corriente del FMI con los de conductividad del LLS ó del SFL, esto se hace igualando la curva promedio de la corriente de todos los electrodos del FMI con la curva de conductividad del LLS ó del SFL. La curva promedio de la corriente del FMI la realiza el BorScale por medio de una ventana con una longitud vertical igual a la separación de los electrodos en el LLS ó SFL, que es de 32" (figura 5.9). Esta igualación de las curvas sirve para identificar las zonas de calibración.

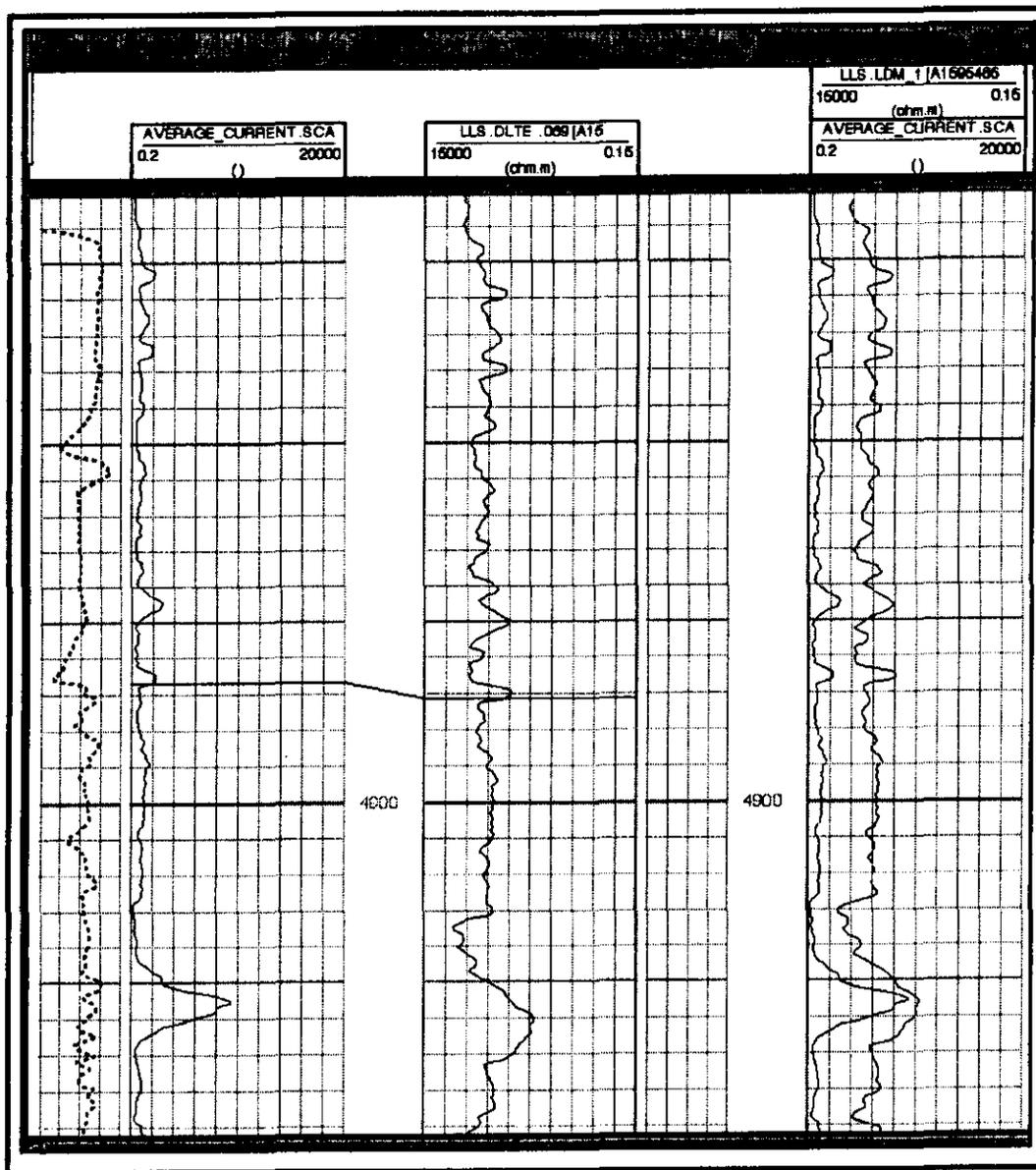


Fig. 5.9. Igualación de la curva LLS con respecto a la curva promedio del FMI.

También se calcula una corriente teórica, la cual es un valor teórico del promedio de corriente dada por los valores de la resistividad de la formación, el voltaje EMEX, el diámetro del pozo y la resistividad del lodo. Tomando solo en cuenta las zonas de calibración, la relación corriente promedio-corriente teórica por medio de una gráfica de la corriente teórica contra la corriente promedio, la gráfica presentará una tendencia lineal de pendiente positiva (figura 5.10). Esta gráfica proporcionará ciertos parámetros de calibración que relacionan a estas dos corrientes.

En la práctica se utilizan todos los datos del FMI, sin discriminar las zonas no homogéneas y de gran espesor, asumiendo que los parámetros de calibración indican las zonas de calibración presentes; por ello sólo en los casos en los que la gráfica indica una tendencia lineal, el escalar puede llevarse a cabo.

Al realizar el escalar, se transforma la corriente de cada electrodo del FMI en corriente calibrada usando los parámetros de calibración. Estrictamente hablando, se puede obtener la conductividad a partir de la corriente calibrada sólo en las zonas de calibración, donde no se necesita que la corriente esté enfocada; sin embargo esta transformación se realiza para toda la corriente registrada por el FMI. Así el escalar compensa la corriente por su falta de calibración, pero no por su falta de enfoque; sin embargo, se asume que por este método se obtiene una cierta compensación para la falta de enfoque al utilizar los parámetros de calibración de la tendencia lineal.

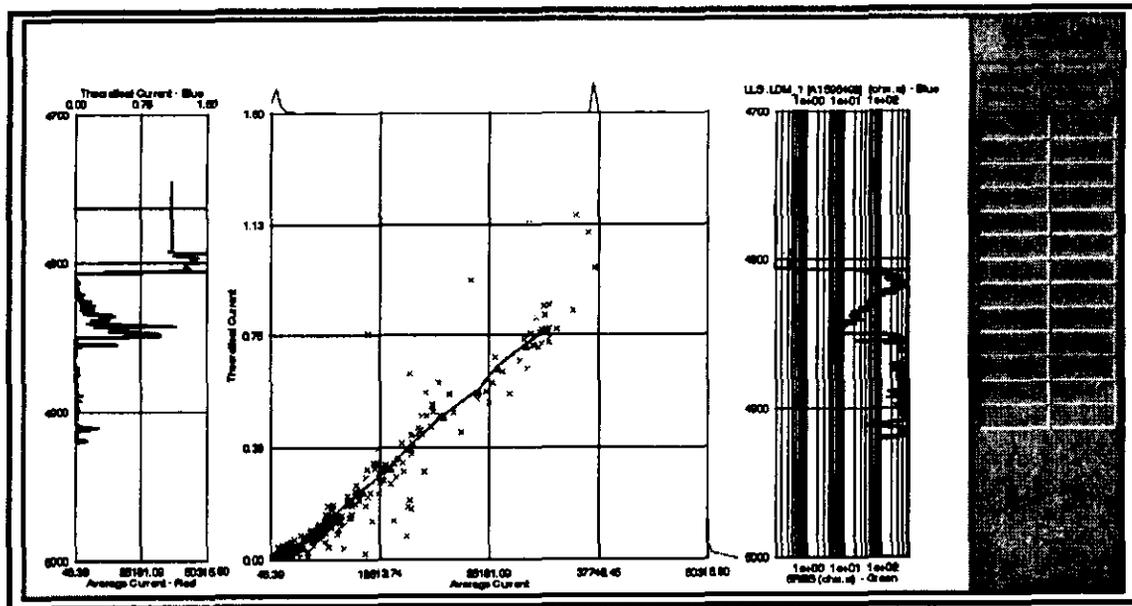


Fig. 5.10. Gráfica corriente teórica contra corriente promedio.

Si la tendencia lineal en la gráfica no se observa, entonces no es posible realizar la conversión corriente-conductividad para el FMI, y por lo tanto tampoco se puede calcular la apertura de las fracturas. Por ejemplo, la profundidad de investigación del FMI frente a estratos muy delgados es mucho más somera que el LLS ó SFL, y dependiendo de la invasión del lodo, el FMI puede dar resistividades bastante diferentes que las observadas por el LLS ó SFL;

frente a fracturas, porosidad vugular y frente a estratos de echados muy altos, la diferencia en las resistividades entre el FMI y el LLS ó SFL puede ser notable.

Ahora bien, las imágenes escaladas, resultado del BorScale, son necesarias para el cálculo de la apertura de las fracturas, pues indican la respuesta de la imagen para un determinado lodo de perforación con cierta resistividad. Este cálculo de la apertura de fractura está basado en una respuesta teórica de los electrodos del FMI frente a las fracturas y el cual no requiere que la corriente sea enfocada, pero sí es necesario que la corriente esté muy bien calibrada. Y es el escalar lo que proporciona una corriente bien calibrada; así, las fracturas se encontrarán en las zonas donde la correlación entre las curvas de conductividad calculada para el FMI y del LLS ó SFL difieran.

#### **5.4.- Módulo de Normalización (BorNor)**

Este módulo se usa para obtener una normalización dinámica de las imágenes, con la finalidad de realzar los contrastes locales de la imagen. De esta forma es como se obtiene la imagen que será posteriormente interpretada. El BorNor realiza la imagen por el método de ecualización del histograma, este método es una técnica que realza los detalles de la imagen optimizando el uso de los colores, indica el mismo tono de color para una misma frecuencia en el histograma. En este módulo esta técnica es aplicada a dos casos: para una normalización estática de la imagen, la cual es una optimización global; y para la normalización dinámica que es una optimización local usando un movimiento de ventanas (tramos del registro).

##### **5.4.1.- Normalización Dinámica**

Los datos de resistividad de la formación geológica son analizados por ventanas (tramos del registro) normalmente de 1.0 ft de longitud vertical y que puede variar según se requiera; es un movimiento de ventanas porque se repite el análisis cada longitud vertical de la ventana hasta terminar todo el registro; además este movimiento de ventanas se repite de tal forma que exista un traslape entre las sucesivas ventanas de un 75%. Es una optimización local porque para una ventana se utilizan determinados colores según la resistividad del tramo analizado. La desventaja de este tipo de normalización es que para un mismo color en dos lugares distantes del mismo registro (sobre todo cuando están muy separadas entre sí), no necesariamente

corresponden a una misma resistividad, ya que aplica un histograma de frecuencias por ventana a analizar.

El módulo de BorNor para cada ventana realiza automáticamente un histograma de frecuencias, graficando la frecuencia contra la resistividad, distribuyendo los datos de resistividad en clases (intervalos de valores de resistividad); una vez distribuidos los datos en clases se busca que las clases se agrupen de tal forma que cada grupo tenga un mismo número de datos (área bajo la curva del histograma) utilizando la gráfica ojiva y a cada grupo se le asigna un color que pertenece a la gama consecutiva de colores: negro-café-naranja-amarillo-blanco, de esta forma el blanco que está en un extremo de la gama de colores indica la mayor resistividad y el negro la menor resistividad de los valores analizados, los demás colores son transiciones de los extremos resistivos (figura 5.11). Con lo anterior se tiene para cada dato del registro un color determinado que indica la resistividad relativa de un punto con respecto a los que lo rodean. Como cada dato del registro tiene una posición espacial en la pared del pozo y un color determinado se obtiene la imagen de la pared del pozo.

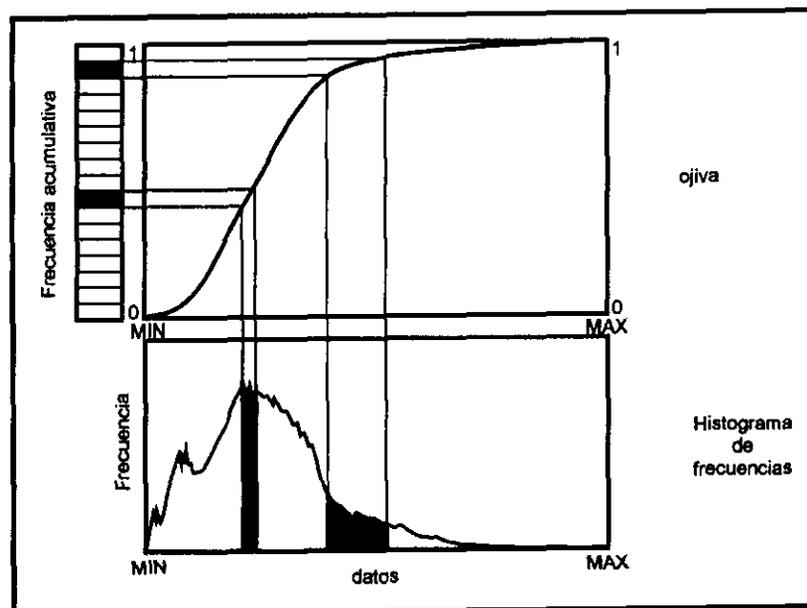


Fig. 5.11. Histogramas para la obtención de la normalización dinámica de la imagen.

Al realizar el BorNor es posible procesarlo según el número de colores que se quiera (hasta 64 diferentes tonos de colores), a menor número de colores es posible visualizar con mayor claridad los principales rasgos geológicos de la pared del pozo, mientras que a mayor

número de colores es posible observar eventos más pequeños contenidos en una estrecha porción del rango de los datos para una interpretación mas fina (Imagen 5.3).

#### **5.4.2.- Normalización Estática**

La normalización estática utiliza el mismo principio de histogramas que la normalización dinámica, solo que ésta se realiza por una sola ventana que cubre todo el intervalo registrado, obteniendo una optimización global de los colores, esto es, los diferentes tonos de colores para todo el intervalo registrado. Sin embargo, este tipo de normalización sí refleja en la imagen la misma respuesta de resistividad que obtuvo la herramienta durante el registro. La diferencia con la normalización dinámica es que la estática permite distinguir zonas más resistivas de zonas menos resistidas (imagen 5.4). Aunque la interpretación se realiza en la imagen dinámica, la estática puede ser de gran ayuda en la interpretación; en la dinámica se distinguen las diferentes zonas pero es menos evidente cual de ellas es mas o menos resistiva; de esta forma se puede distinguir claramente cuando se pasa de una formación geológica a otra ó de un ambiente sedimentario a otro.

Finalmente es de destacar que el BorNor puede realizarse sin haber llevado a cabo el BorEid, es decir, directamente de los datos crudos; pero como es lógico, en la práctica no sirve una imagen en la que los datos no estén a profundidad (imagen 5.5).

#### **5.5.- Módulo de Interpretación (BorView)**

Es el módulo en el que se realizan de forma manual las interpretaciones geológicas.

#### **5.6.- Módulo para Guardar Información (Data Save)**

Este módulo sirve para archivar el procesamiento y la interpretación de la información.

#### **5.7- Control de la calidad de la imagen**

Para que un registro sea confiable se necesita de una sección repetida (pequeña sección del intervalo registrado que se vuelve a registrar) que confirme que los eventos observados son reales y no ruidos. Una sección repetida es obligatoria para todo registro, pero no asegura que

la calidad para todo el registro sea la adecuada. Es necesario reconocer la calidad de las imágenes y puede clasificarse en los siguientes tipos: datos de adquisición, condiciones de pozo y procesado.

#### 5.7.1.- Datos de adquisición

- **Calibradores (Calipers)**

Los agujeros grandes ó la ovalización del pozo pueden afectar la calidad de la imagen. Los calipers de los pads 1-3 y 2-4 pueden indicar la presencia de estas condiciones cuando afecten a la imagen.

- **Comportamiento de las curvas del FMI**

Las curvas deben mostrar buena continuidad cuando se deflectan. Si una de las curvas aparece recta durante un largo intervalo mientras las demás curvas indican actividad, esto puede indicar un electrodo malo.

- **Rotación del FMI**

La rotación de la herramienta puede ser observada por el pad 1 en la imagen. Para evitar discontinuidad entre cada muestreo, la herramienta no debe rotar más de una revolución cada dos metros en un pozo de 8.5". Una excesiva rotación, una revolución cada 4 m en términos generales, puede generar que los patines pierdan contacto con la pared del pozo.

- **Presión del pad**

La presión del pad es generalmente aplicada en una presión estándar. Presión adicional puede ser necesaria en agujeros irregulares ó por enjarres de gran espesor. Esto puede causar que la herramienta se atore u origine un movimiento irregular en la herramienta.

- **Atoramiento del FMI en el pozo**

La corrección por velocidad dentro del procesamiento verifica la correcta posición de la herramienta dentro del pozo durante el registro. Sin embargo, aún después de hecha esta corrección, algunos problemas de posición de la herramienta continúan debido a que esta corrección se realiza por ventanas, por lo que puede suceder que para una misma ventana la

herramienta no haya tenido la misma velocidad de registro. De suceder esto se observa en la imagen algún evento plano no bien definido. Esto generalmente no afecta a la interpretación, excepto en condiciones de excesivo atoramiento y rebote de la herramienta.

- Electrodo malo

Cuando durante el registro alguno de los electrodos no funcionó, éstos generan una línea recta de color negro, la cual es corregida durante el procesamiento. Ver imagen 5.2.

#### 5.7.2.- Condiciones de pozo

- Espesor grueso del enjarre

La calidad de la imagen es buena mientras el espesor del enjarre sea menor a 5" (1.25 cm).

- Desviación del pozo

Los pozos muy desviados frecuentemente se ovalan, esto puede causar un desbalance en la cantidad de corriente emitida entre los pads, posiblemente debido al mal contacto que hace la herramienta con la pared del pozo. Viéndose la imagen de cada patín con diferente resistividad para una misma zona.

#### 5.7.3.- Procesado

- Largo de la ventana

En ocasiones algunos pequeños rasgos de resistividad muy alta ó muy baja (como la porosidad de vùgulos) pueden provocar que el histograma de los tonos de color se sesgue. Suponiendo que en general la resistividad de la roca varía armónicamente y se registra un pequeño rasgo de resistividad muy alta, el cual puede causar que los estratos que anteriormente se veían ligeramente arcillosas ahora se vean mucho más arcillosas.

- Ruido

Una alta relación resistividad de la formación/resistividad del lodo, con valores mayores a 20,000 ohm-m, provoca que la cantidad de corriente penetrada en la formación sea pequeña y

la relación señal-ruido baja; por lo que cuando se realiza el procesado se obtiene una imagen que asemeja estar nevada (textura de puntos negros y blancos).

- Profundidad

En ocasiones el registro de un intervalo se hace en dos ó más tramos, lo que implica el registro y el procesado por separado de cada tramo, de esta forma la herramienta no corre a la misma velocidad en cada tramo registrado, lo que puede provocar que al juntar las imágenes no estén en profundidad unas con otras. Para solucionar esto se necesita poner en profundidad cada imagen durante el procesado.

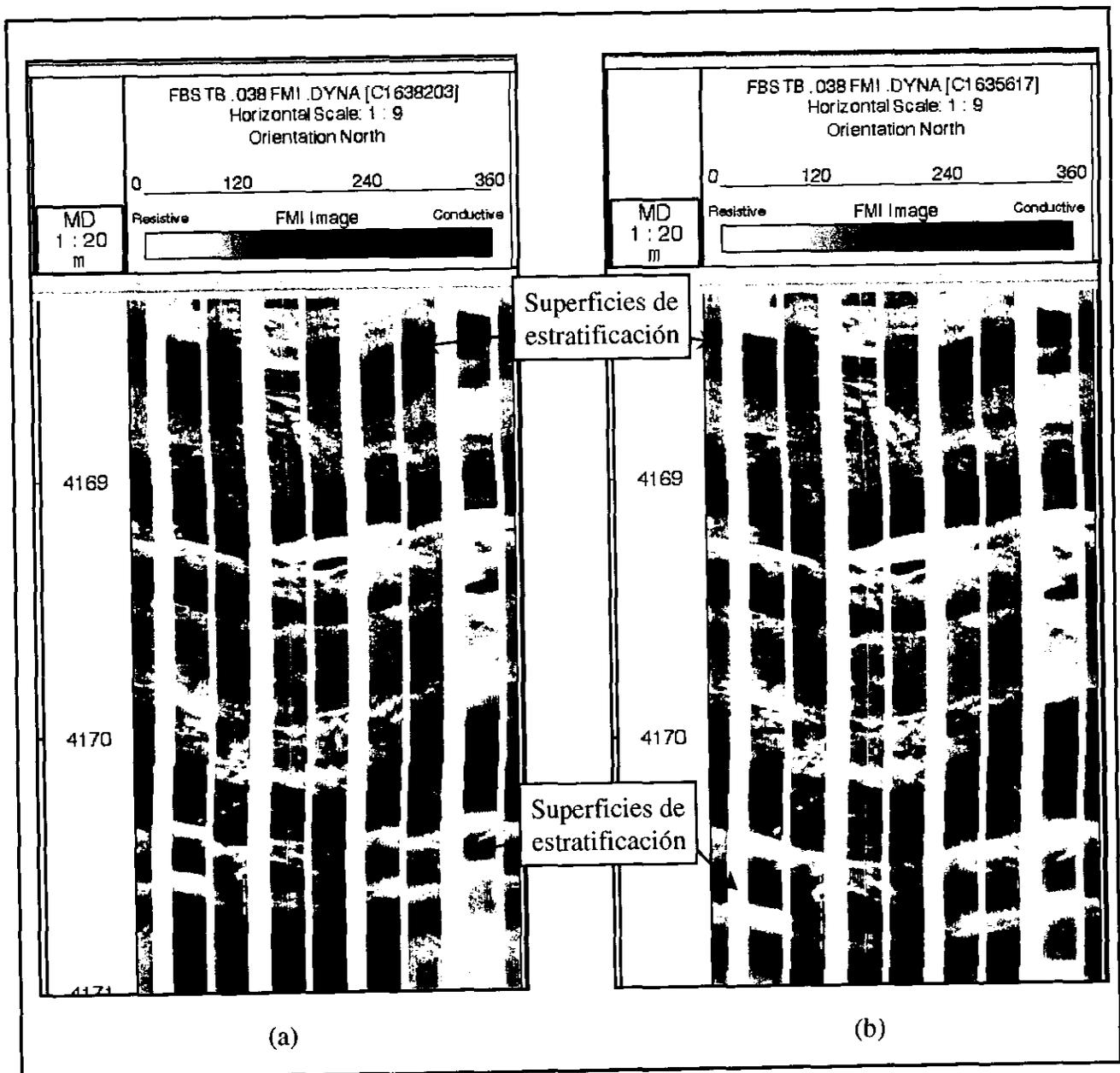


Imagen 5.1. (a) Imagen sin la corrección de velocidad; en la parte superior e inferior de la imagen puede notarse discontinuidad en las superficies de estratificación. (b) Imagen con la corrección de velocidad; las superficies de estratificación se presentan continuas .

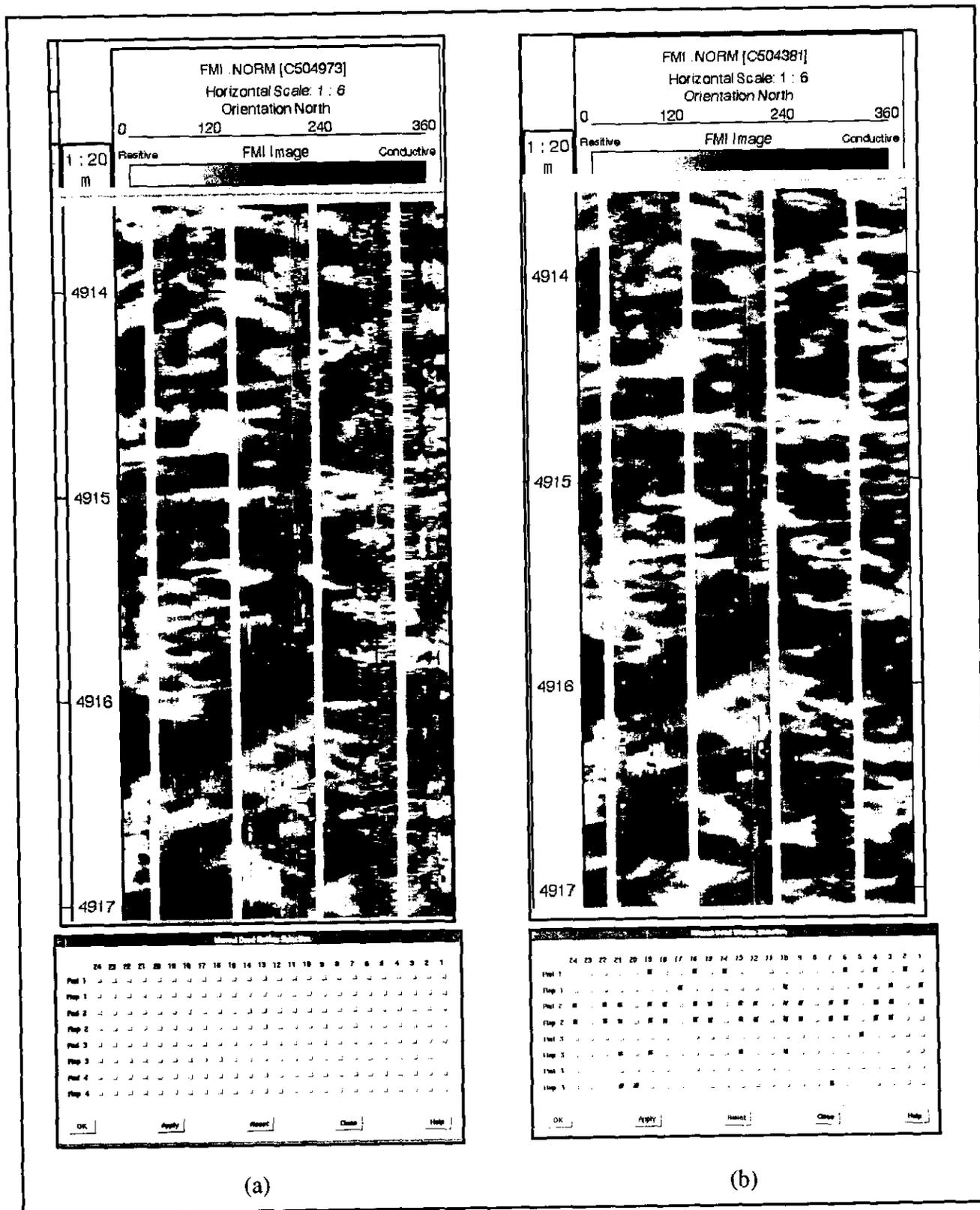


Imagen 5.2. (a) Imagen sin la corrección de electrodos malos; en este caso por la presencia de aceite en los patines (no por mal funcionamiento de los electrodos), por lo que la imagen se observa borrosa. (b) Imagen con la corrección de electrodos malos; aquí la imagen se presenta mas nítida. Los electrodos desactivados se indican de color rojo, para cada pad o flap, según sea el caso.

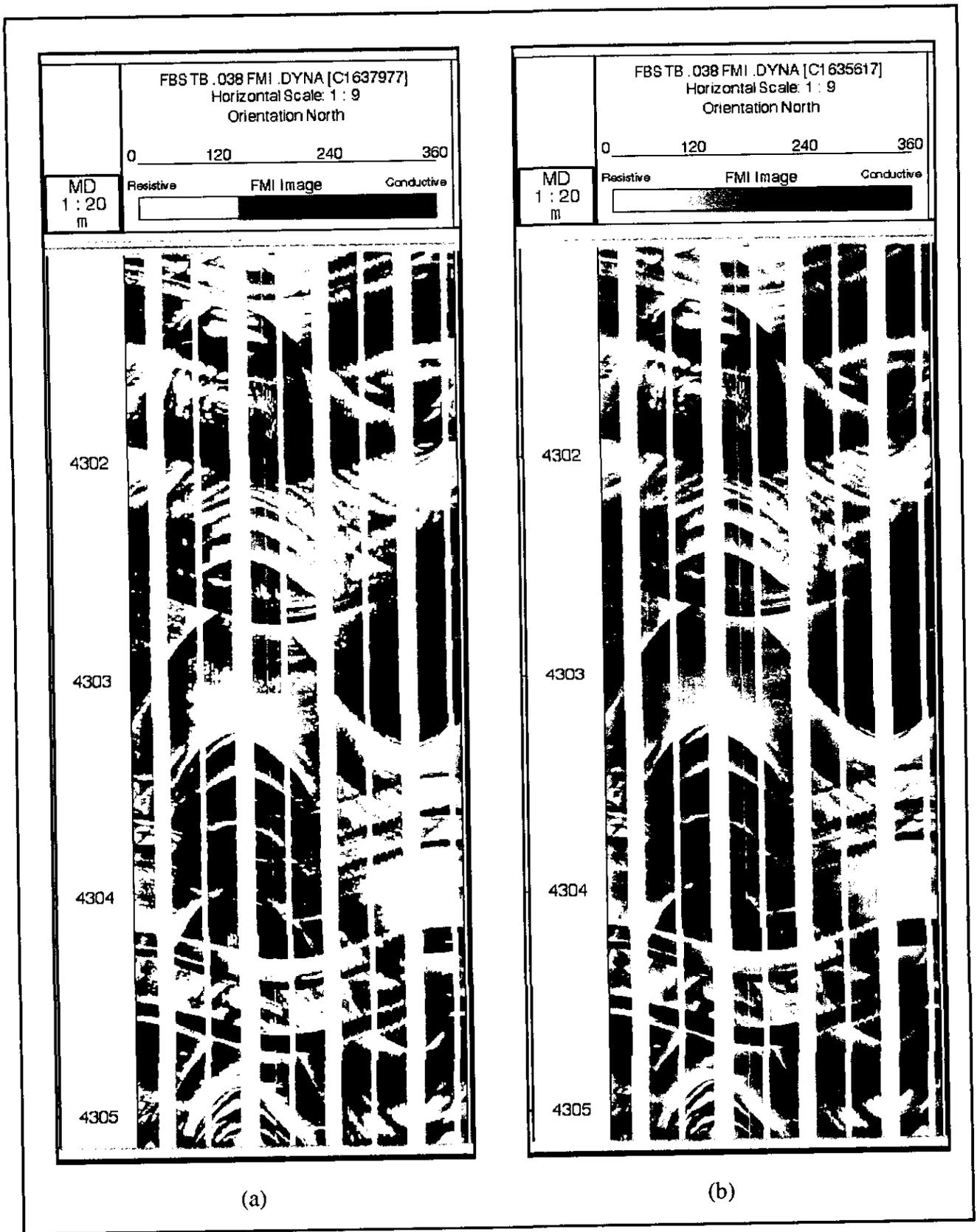


Imagen 5.3. (a) Imagen con 3 colores. (b) Imagen con 32 colores, usualmente este es el número de colores con los que se trabaja una imagen.

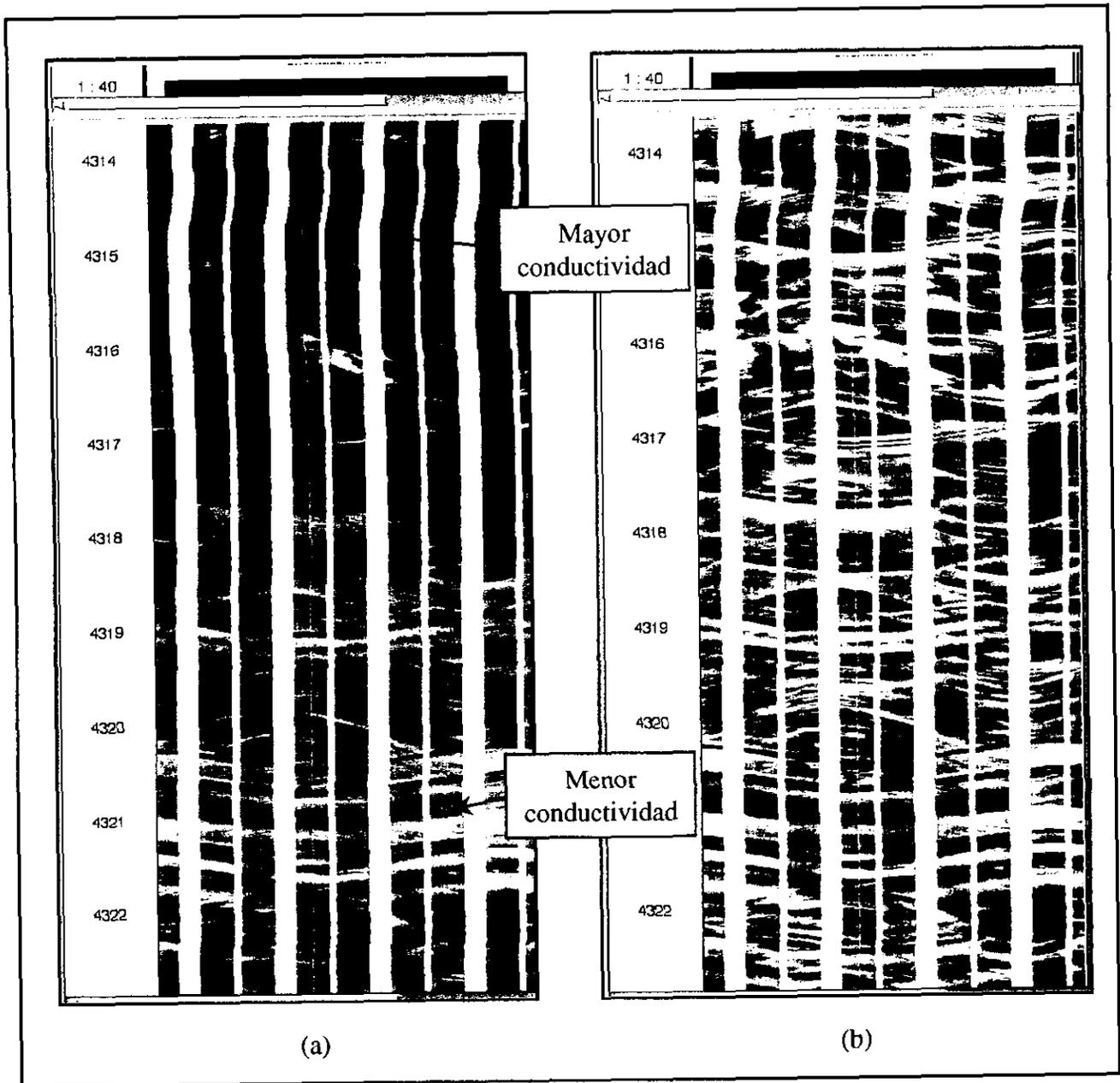


Imagen 5.4. (a) Imagen estática; la zona superior se nota más conductiva (en este caso arcilla en las calizas), que hacia la zona inferior de la imagen (caliza mas limpia). (b) Imagen dinámica; en la cual no se observan zonas de diferente conductividad.

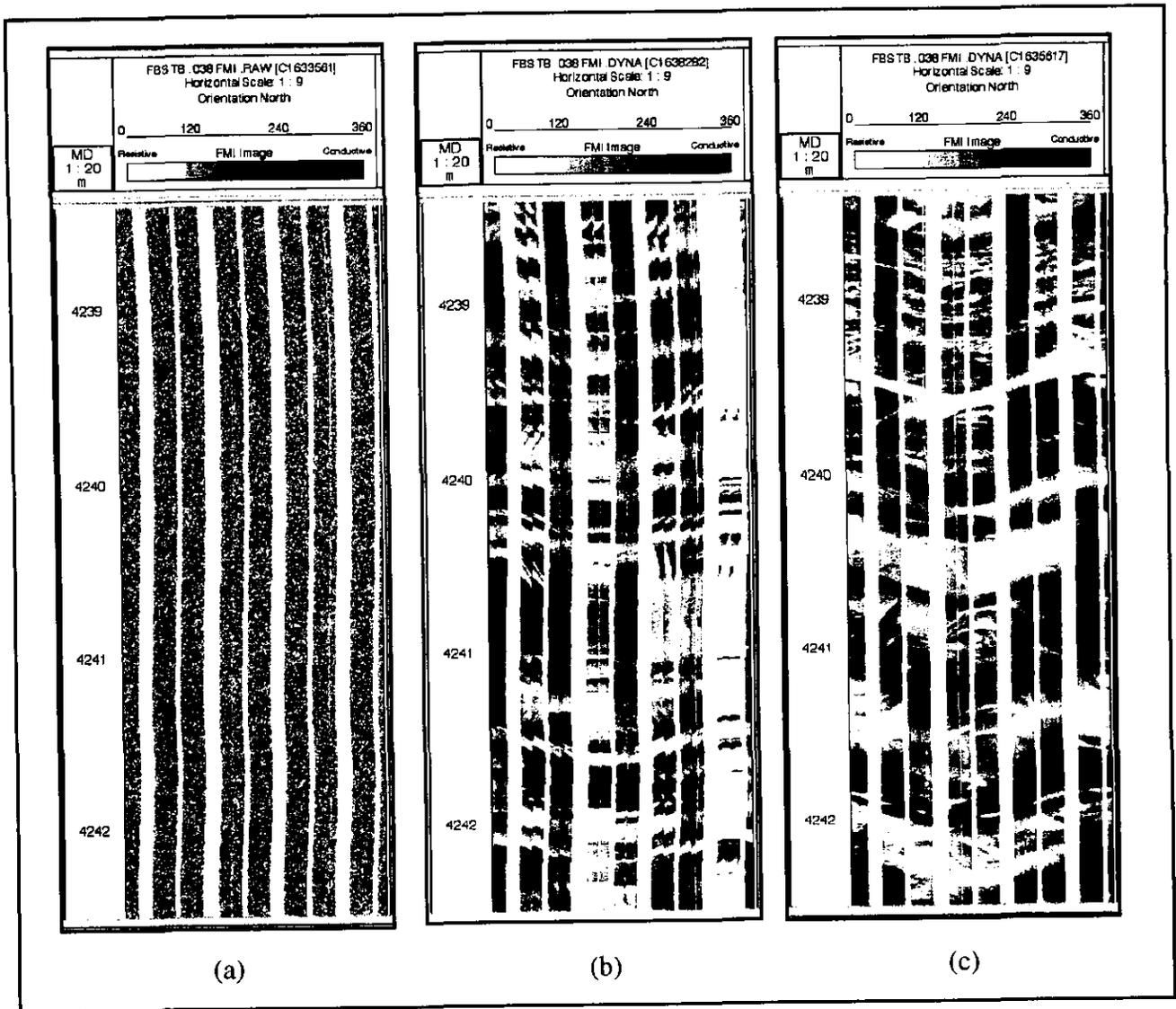


Imagen 5.5. (a) Imagen de los datos crudos. (b) Imagen sin las correcciones del BorEid, pero aplicando el BorNor. (c) Imagen con todas las correcciones de la cadena de procesamiento.

## 6.- INTERPRETACIÓN DE LAS IMÁGENES

### 6.1.- Presentación de la imagen

#### 6.1.1.- El código de colores

El código de colores para leer imágenes de FMI es progresivo, hacia el blanco indica resistividades altas y hacia el negro conductividades altas (figura 6.1).

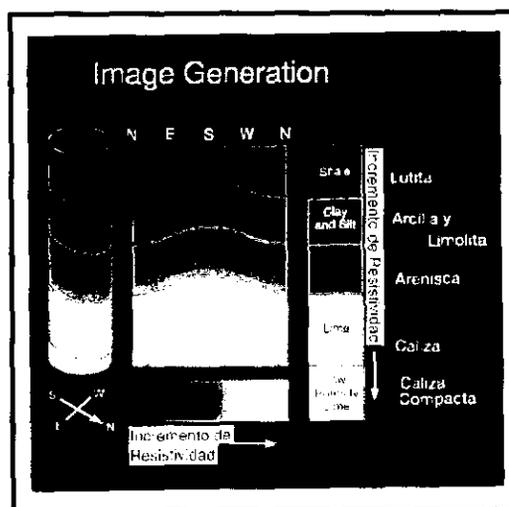


Fig. 6.1. Código de colores para el FMI

Las altas conductividades pueden ser ocasionadas por conductores de la electricidad como: cierto tipo de arcillas; pirita; la presencia de filtrado de lodo base agua en fracturas, cavidades de disolución o en cualquier tipo de espacio poroso.

Los echados de los elementos geológicos son planares, como: la estratificación, fracturamiento, fallamiento, discontinuidades sedimentológicas se observan en las imágenes como sinusoides. Para la interpretación se usan ciertos colores para las curvas sinusoides: las de color verde representan límites de estrato, las azul marino fracturas abiertas, las azul cielo fracturas parcialmente abiertas, las azul fosforescente fracturas cementadas, las negras discontinuidades sedimentológicas ó tectónicas.

### 6.1.2.- Descripción de la presentación de la imagen

La presentación de las imágenes se realiza en seis pistas, descritas a continuación de izquierda a derecha (figura 6.2):

- PISTA No. 1. Se muestra la trayectoria del pozo mediante símbolos de echado ("tadpoles"), que representan la desviación del pozo (escala horizontal), la orientación azimutal y la orientación de uno de los patines. Así la flecha pequeña indica la orientación del patín 1 y la flecha grande indica la dirección de desviación del pozo según los grados indicados en la pista.
- PISTA No. 2. Se presentan dos curvas de diámetro del agujero (caliper), y el registro de rayos gamma.
- PISTA No. 3. Los valores de profundidad están a escala 1:20, los valores de profundidad están anotados cada 5 metros, aunque existen divisiones cada metro.
- PISTA No. 4. Se presentan las imágenes de FMI normalizadas dinámicamente, representando mediante colores las variaciones de resistividad en una escala de blanco a negro pasando por amarillo, naranja y café.
- PISTA No. 5. Se muestran las características del echado y orientación de los estratos y fracturas, representados por símbolo de echado. En la escala horizontal de 0° a 90° se mide la intensidad de la inclinación o echado real del evento y su dirección de inclinación la define la pequeña línea que apunta en cualquier dirección de 0° a 360°. También se despliega una roseta a cada 10 metros, que indica el resumen de las direcciones del echado verdadero en ese intervalo.
- PISTA No. 6. Es una escala logarítmica de 4 ciclos (0.0001 a 1.0), se presenta la dimensión de la apertura de fractura, por la posición en la escala de un círculo del mismo color que su respectivo símbolo de echado en la escala de la pista 5.

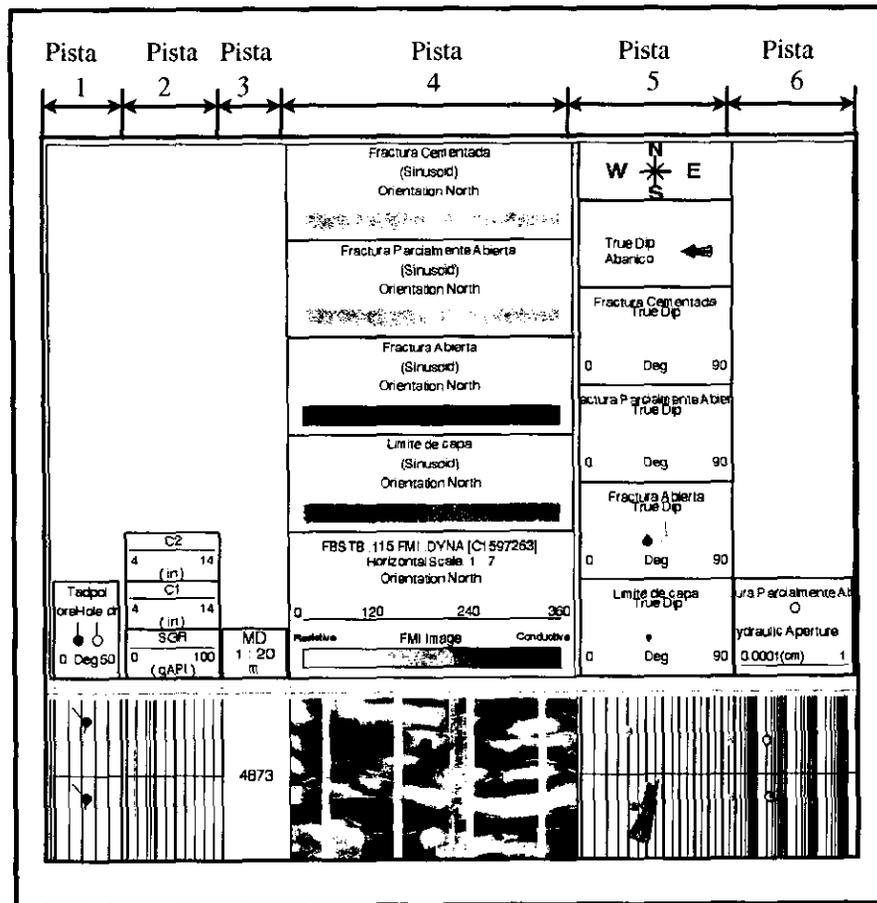


Fig. 6.2. Pistas de la presentación del FMI.

## 6.2.- Metodología

La interpretación de las imágenes de pozo abierto se realiza dentro del módulo del BorView, pero que por su soporte teórico se analiza como un capítulo aparte.

El objetivo de la interpretación de las imágenes de pozo abierto es la caracterización de las propiedades de la formación; con usos geológicos y de estudios de prospección de hidrocarburos.

- Para la observación y descripción de estructuras geológicas (laminaciones, estratos, estratos, canales, arrecifes, fracturas, fallas, pliegues, etc.)
- Proporciona los datos que permiten un análisis estructural (determinación de fallas, sistemas de fracturamiento, etc.).
- Los sensores de alta resolución permiten resaltar la textura de la roca.

- Evaluación de porosidad secundaria (fracturamiento, barreras impermeables, porosidad vugular, etc.)
- Sienta las bases para el establecimiento de estudios sedimentológicos.

Es importante mencionar que la interpretación de las imágenes debe realizarse junto con el análisis de los registros de agujero abierto, para una mejor interpretación.

El FMI genera una gran cantidad de datos que permiten un alto detalle de las características de la formación; para resultados óptimos de la interpretación de las imágenes, una metodología minimiza el tiempo para la interpretación:

- 1º. Corroborar que la imagen esté en profundidad con los registros de agujero abierto, utilizando la imagen a escalas verticales pequeñas (1:200, 1:500).
- 2º. Identificar los principales cambios geológicos utilizando la imagen estática, a escalas verticales pequeñas.
- 3º. Identificar el ambiente sedimentario más probable según la información geológica y geofísica disponible del área a interpretar.
- 4º. Realizar la interpretación de la imagen a escalas grandes (1:1, 1:5, 1:10), siendo la escala horizontal y vertical la misma. De esta forma se marcan los eventos que se observen en la imagen (límites de estrato, fracturas, discontinuidades). Esta interpretación se realiza sobre la imagen dinámica.
- 5º. Análisis estructural y sedimentario de los eventos marcados.

### **6.3.- Herramientas para la Interpretación**

Lo que el analista ve en pantalla en muchas ocasiones no es suficiente para realizar correctamente la interpretación, en muchas ocasiones se necesita hacer uso de otras fuentes de información que le ayuden a la interpretación; estas herramientas pueden ser parte del software, o cualquier tipo de información del pozo. Por supuesto el uso de estas herramientas depende de la familiaridad y de la aplicación que quiera darles el intérprete. Algunas de ellas serán tratadas en este apartado.

- Información previa

Como siempre, la información geológica, geofísica, petrofísica, del área a analizar es siempre importante y de gran ayuda en la interpretación.

- Registros Geofísicos

Los registros geofísicos son de gran ayuda en la interpretación, ya que colaboran en la determinación de la litología, en la identificación de los cambios litológicos, para la petrofísica del pozo.

- Opciones de color

Las imágenes pueden verse en pantalla en diferentes escalas de colores, todas van de colores que indican alta resistividad a colores que indican alta conductividad (imagen 6.1). Estas diferentes escalas pueden ayudar en la identificación de rasgos geológicos que en la escala normalmente usada (escala heated) llegan a verse ambiguos.

- Escala

Normalmente, para la interpretación, se pone a la misma escala tanto la escala horizontal como la vertical, lo cual permite que los rasgos geológicos sean observados en sus verdaderas proporciones y por tanto mejor identificados. Aunque observar la imagen a escalas pequeñas (1:40, 1:100, 1:200, 1:300) puede ayudar a una rápida identificación de los rasgos más relevantes, con lo que se puede obtener una idea general de la geología del pozo; además que es común que la presentación de los trabajos se haga en escalas condensadas, pues los registros tienen longitudes normalmente de cientos de metros. En la imagen 6.2 puede observarse la misma imagen a diferentes escalas.

- Imagen estática y dinámica

Como ya se mencionó en el procesado, en la imagen dinámica es donde se realiza la interpretación por ser en donde se obtiene mayor contraste entre los eventos pequeños (límites de estrato, fracturas, porosidad); sin embargo en la imagen estática es en la que se puede observar realmente que zonas son más resistivas con respecto a otras, lo que habla de

cambios litológicos, por lo que la estática puede auxiliar en la identificación de límites litológicos.

## 6.4.- Interpretación

### 6.4.1.- Fracturas

Las fracturas observadas en la imagen pueden ser de cuatro tipos: cementadas ó resistivas, conductivas, poligonales e inducidas. La forma más común como puede observarse una fractura se debe a que como éstas difícilmente tienen el mismo echado y dirección de inclinación que los límites de estrato, se les observa que cortan a los límites de estratos; aunque en los raros casos en los que tengan el mismo ó parecido echado y dirección de inclinación de los límites de estratos, se les puede identificar con la ayuda de la imagen estática, pues se observarán con una resistividad diferente que el que presenten los estratos. Como las superficies de las fracturas generalmente no son perfectamente planas, las curvas sinusoides representan una superficie planar ideal de las fracturas.

Las fracturas que marcan un ángulo de  $20^\circ$  a  $30^\circ$  con la normal al plano de estratificación corresponden a fracturas "shear" (indicativo de materiales dúctiles), en las que el esfuerzo principal ( $\sigma_1$ ) es perpendicular a la estratificación (figura 6.3); estas fracturas shear pueden desarrollarse bajo esfuerzos compresivos, distensivos ó par de esfuerzos. Mientras que cuando el ángulo que forman la normal al plano de estratificación y la fractura es de  $60^\circ$  a  $70^\circ$ , el esfuerzo principal es paralelo a la estratificación.

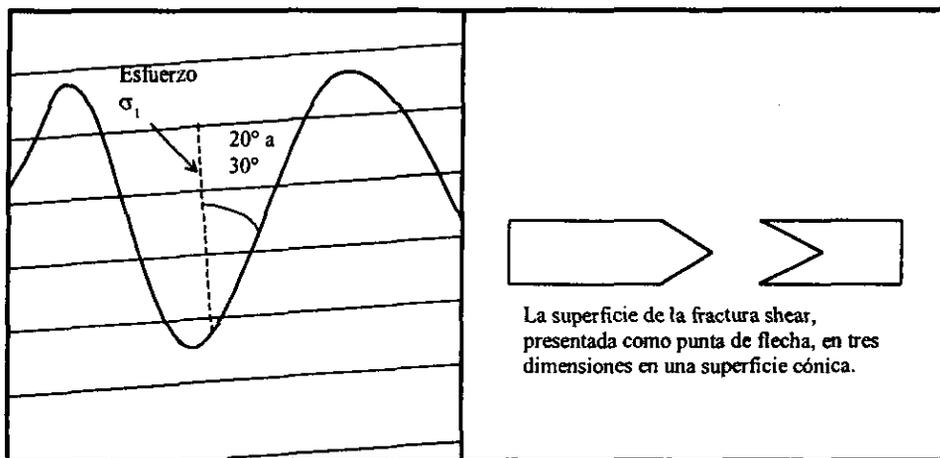


Fig. 6.3. Fractura shear.

La intersección de dos fracturas (fracturas conjugadas) indica el esfuerzo intermedio ( $\sigma_2$ ). Según la teoría del fallamiento de Anderson, indica que  $\sigma_1$  está orientado a  $30^\circ$ - $45^\circ$  del plano de fractura,  $\sigma_2$  es la intersección de las dos fracturas, y  $\sigma_3$  está orientado a  $45^\circ$ - $60^\circ$  (imagen 6.3 y figura 6.4).

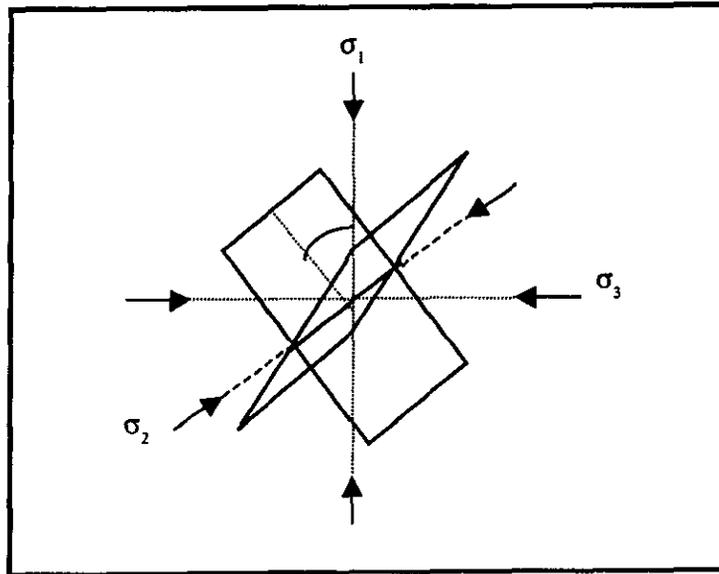


Fig. 6.4. Fractura conjugadas. Aquí en ángulo  $\theta$  varía de  $30^\circ$  a  $45^\circ$ .

Las fracturas verticales corresponden a esfuerzos locales de tensión ó distensión, estas fracturas son paralelas al esfuerzo principal ( $\sigma_1$ ). Las fracturas horizontales corresponden a fracturas "release", causadas por disminución de la carga litostática ó hidrostática, generalmente observadas a poca profundidad. Estas fracturas pueden ser difíciles de reconocer en rocas sedimentarias y ser confundidas con la laminación.

La permeabilidad entre las fracturas, al igual que en la porosidad vugular, puede ser observada cuando las fracturas se cortan entre sí.

- Fracturas cementadas ó resistivas

Las fracturas cementadas ó resistivas son fracturas diagenéticas que fueron rellenas por algún cementante, el cual generalmente es algún carbonato y por lo cual son resistivas; en la imagen se observan de color blanco. Son más resistivas que el medio que las rodea, por lo que resaltan con facilidad en la imagen (imagen 6.4a).

Estas fracturas son naturales e indican que la formación fue sometida a esfuerzos que provocaron fracturas abiertas ó parcialmente abiertas, las cuales posteriormente fueron cementadas por la circulación de fluidos ricos en sales.

Las fracturas cementadas indican la presencia de barreras al flujo de los fluidos; tales barreras pueden actuar como pequeñas trampas locales si tienen una larga extensión lateral.

- Fracturas conductivas

Las fracturas conductivas son diagenéticas y pueden ser abiertas ó parcialmente abiertas, rellenas por el lodo de perforación, el cual es más conductivo que la formación en la que se encuentran las fracturas, por lo que a estas fracturas se les observa de color negro en la imagen (imagen 6.5a); sin embargo la intensidad del color negro depende de la resistividad de lodo que las invade, un lodo muy salino realzará a la fractura y un lodo menos salino tenderá a disminuir la definición de la fractura. Las superficies de las fracturas pueden ser semiplanares ó vugulares, ésta última superficie se forma cuando la disolución sigue los planos de la fractura, por lo que primero sucede el fracturamiento y posteriormente la disolución (imagen 6.5b).

El espesor aparente observado en la imagen de las fracturas conductivas es igual ó mayor al diámetro del electrodo, debido a la resolución de la herramienta, por lo que estas fracturas se observan en la imagen generalmente con una apertura mayor a la real. Normalmente una apertura mínima de 0.05 mm es necesaria para que las fracturas sean productivas en un yacimiento de gas y para un yacimiento de aceite se necesita como mínimo una apertura de 0.1 mm.

- Fracturas poligonales

Las fracturas poligonales son singenéticas formadas por precipitación de evaporitas en sedimentos previamente establecidos ó por esfuerzos tectónicos, siempre aparecen cuando existe un cambio en la litología. Tienen la apariencia de formar una red, por lo que no pueden ser orientadas (imagen 6.4b).

- Fracturas inducidas

Las fracturas inducidas son fracturas abiertas no naturales que se formaron durante la perforación del pozo, en las imágenes siempre se les observa como dos líneas semiparalelas

(imagen 6.6), por lo que no llegan a formar una curva senoide; en algunas ocasiones son difíciles de distinguir de las fracturas conductivas. Estas curvas cumplen con una ó todas de las siguientes características:

- Eventos verticales de corta longitud.
- Paralelas al eje del pozo.
- No forman líneas totalmente rectas, ni llegan a formar una senoide.
- Frecuentemente se curvean el final de las líneas
- Siempre son abiertas, nunca cementadas ó de planos vugulares.
- Paralelas a la dirección del esfuerzo principal de tensión.
- Son muy comunes de encontrar.
- Asociadas al derrumbe del agujero.

Un uso de las fracturas inducidas es la orientación de las fracturas hidráulicas, ya que una fractura se propagará a lo largo del rumbo de las fracturas inducidas.

- **Análisis del fracturamiento**

Para darle un significado cuantitativo a la interpretación de las fracturas, ya que éstas son importantes en yacimientos fracturados, se han adoptado ciertos conceptos que dan una idea de la frecuencia del fracturamiento. Sin embargo estos conceptos cuantitativos están en función de la interpretación previamente hecha por el analista, por lo que hasta cierto punto son relativos (figura 6.5).

- **Porosidad del fracturamiento**

La porosidad por fracturamiento es el porcentaje de la pared del pozo ocupada por las fracturas. Esta porosidad deriva de los conceptos de apertura de fractura y de cobertura del pozo (tratados anteriormente), por lo que solo considera la porosidad proveniente de las fracturas y no cualquier otro tipo de porosidad (figura 6.5, pista 8).

- **Densidad de fracturamiento**

Se puede calcular dos tipos de densidad de fracturamiento (figura 6.5, pista 6):

1. Densidad de fracturamiento: número de fracturas por metro.
  2. Densidad de fracturamiento corregido: número de fracturas por metro ó pie a lo largo de una línea perpendicular al plano de fractura.
- Apertura hidráulica

Esta apertura, tratada anteriormente, puede observarse en magnitud, en el carril correspondiente a la presentación de la imagen (figura 6.5, pistas 5 y 7).

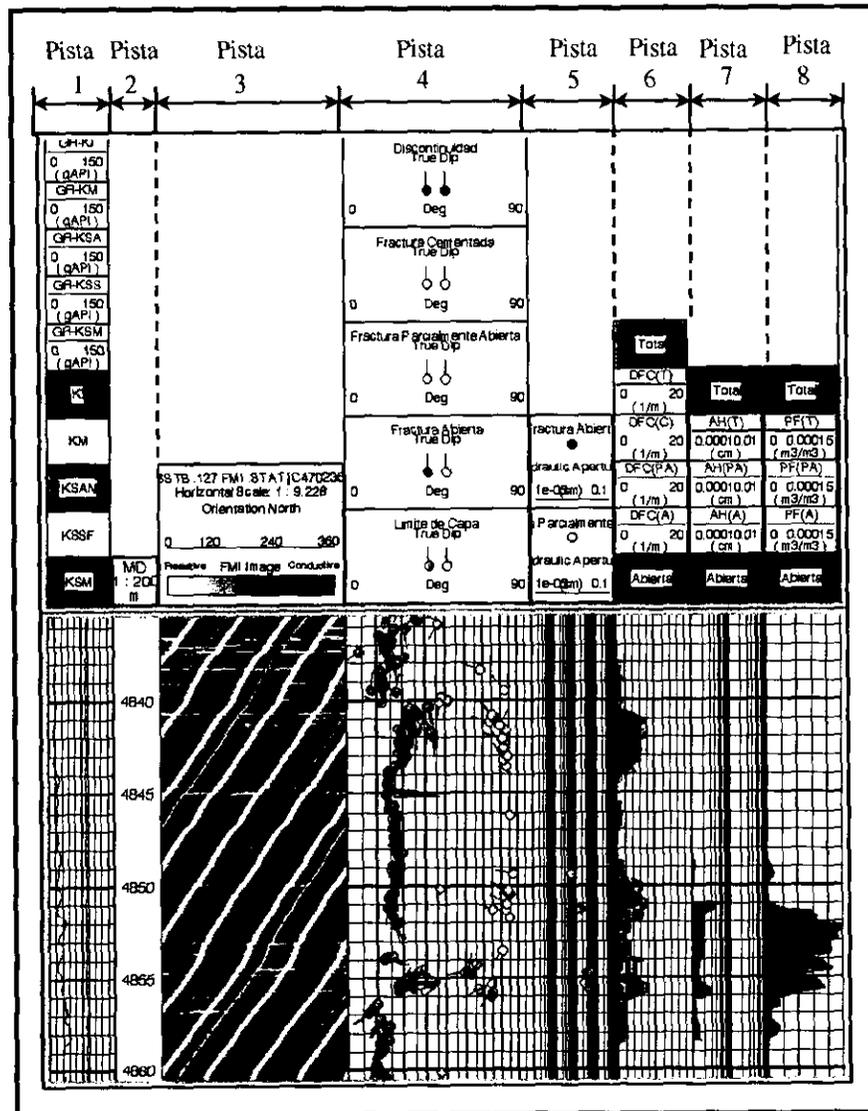


Fig. 6.5.Registro de análisis de fracturas.

#### 6.4.2.- Fallas

En la imagen las fallas son muy similares a las fracturas y en la mayoría de las ocasiones se necesitan tener otras evidencias (registros geofísicos, conocimientos geológicos del área) que nos aseguren la existencia de tal discontinuidad.

Las fallas pueden ser identificadas en la imagen por una ó varias de las siguientes características:

- Al separar litologías diferentes que indiquen claramente la existencia de la falla.
- Pequeños desplazamientos, claramente visibles en la imagen, de una misma formación a partir del plano de falla (imagen 6.7).
- Existencia de brechamiento en la vecindad de la falla.
- El análisis de la disposición de los "tadpoles" de todo el registro, que indican el comportamiento estructural del registro.
- La existencia de fracturas asociadas (con similar echado y dirección del echado) a la falla.

#### 6.4.3.- Pliegues

Un indicador de la existencia de plegamiento en las imágenes es la presencia del plano axial, a partir del cual comúnmente cambia el echado de los estratos de un lado a otro de dicho plano (imagen 6.9). Cuando se presenta un pliegue, puede suceder que el echado de las capas aumente gradualmente a medida que nos acercamos al plano axial (imagen 6.9). En ocasiones puede observarse claramente como las curvas sinusoides de los estratos cambian drásticamente en la imagen de una posición cóncava a una posición convexa (imagen 6.8).

Sin embargo, pueden existir casos en los que el pliegue sea de grandes dimensiones de tal manera que el pozo solo pase por uno de los flancos del pliegue y de esta forma solo se observe una constante orientación del echado de los estratos, sin que se llegue a observar el plano axial del pliegue; en estos casos la determinación de la existencia o no del pliegue depende en gran medida del conocimiento de la geología regional de la zona, de evidencias geofísicas de la existencia del pliegue, etc.

#### 6.4.4.- Porosidad por disolución

La porosidad secundaria por disolución más comúnmente observada en las imágenes es la vugular y la menos común es la cavernosa (imagen 6.10), la fenestral es mucho más difícil de encontrar. La porosidad vugular se observa en la imagen como huecos de formas caprichosas. Los poros pueden o no estar cementados, si no están cementados se les observará de color negro, ya que el lodo de perforación los rellenará (ya se mencionó que el lodo debe ser conductivo); de igual forma que la pirita, los vúgulos no cementados se observarán claramente en las imágenes por su baja resistividad. En caso de estar los vúgulos cementados, el cementante más común son los carbonatos ó la sílice, en cualquiera de los dos casos el poro se verá blanco. Así podemos encontrar a los vúgulos en dos formas:

- Vúgulos interconectados

Cuando los vúgulos se tocan, no están separados entre sí, lo cual puede ser observado en la imagen. Una forma de generar este tipo de porosidad es a partir de fracturas, por las cuales circulan fluidos que disuelven la roca y provocan que los vúgulos estén conectados a través de la fractura. Esto indica que existe cierta permeabilidad en este tipo de porosidad (imagen 6.10).

- Vúgulos no conectados

Cuando los vúgulos no se tocan entre sí, no se conectan y por tanto no hay permeabilidad.

Esta porosidad secundaria implica fenómenos diagenéticos. El factor de formación (F) para el cálculo de la porosidad, depende fuertemente del tipo de roca y de la porosidad, a través del valor del factor de cementación (m). El conocimiento de la porosidad es fundamental para precisar y determinar la porosidad efectiva, la saturación del agua, las reservas y para una estimación de la permeabilidad. Alta porosidad vugular y altos valores de m indican una baja permeabilidad; bajos valores de m indican una buena permeabilidad.

#### 6.4.5. - Estructuras sedimentarias singenéticas

- Estratos, capas y láminas

Un estrato es una estructura sinsedimentaria depositada bajo condiciones físicas y químicas relativamente constantes y cuyos espesores pueden ser de centímetros hasta

metros; los límites de los estratos están determinados por superficies de estratificación que indican periodos de no depósito. Los estratos pueden dividirse en capas y en laminaciones, los espesores de las capas siempre son menores al de los estratos y los espesores de las láminas son generalmente de milímetros; como son producto de fluctuaciones menores en el depósito, sus límites no son superficies de estratificación.

Debido a la composición homogénea de los estratos, capas y láminas, resulta fácil su identificación en las imágenes, pues se les observa con una misma respuesta de la herramienta (resistivos, conductivos ó de resistividad intermedia), ver imagen 6.11.

La forma de los límites de los estratos (superficies de estratificación) puede ser fácilmente identificada como: planar, ondulado, cóncavos, convexos, ondulado, irregular, etc.

El espesor de los estratos puede ser medido directamente en las imágenes siempre y cuando las superficies de estratificación sean paralelas para un mismo estrato (imagen 6.11).

- Discontinuidades sedimentarias

Es posible observar cualquier tipo de discontinuidad sedimentaria (imagen 6.12), contactos concordantes ó discordantes entre formaciones; sin embargo para la determinación de estas superficies, al igual que en las fallas, es necesario tener información geológica previa y conocer el ambiente de depósito. En general es posible ver diferentes tipos de estructuras sinsedimentarias, las cuales son posibles de identificar con los conocimientos y experiencia del analista.

#### 6.4.6.- Estilolitas

Las estilolitas son estructuras diagenéticas caracterizadas por superficies irregulares y formadas por presión-disolución. Comúnmente las estilolitas contienen residuos insolubles del material original en el proceso de formación de estas estructuras, este material frecuentemente es pirita u otro mineral conductivo; por lo que las estilolitas en las imágenes aparecen como conductivas, delgadas, onduladas y paralelas a la estratificación (imagen 6.13); generalmente son observadas en rocas carbonatadas cementadas y compactas.

Las estilolitas indican una fuerte disolución y compactación de la roca y constituyen barreras de permeabilidad en direcciones perpendiculares a ella, sin embargo pueden provocar

que la dirección del drenaje sea paralela a las estilolitas; aunque es importante destacar que las estilolitas frecuentemente se encuentran asociadas con zonas de fracturamiento. Estructuralmente el eje principal del paleoesfuerzo ( $\sigma_1$ ) es perpendicular a la estilolita. Como las estilolitas constituyen niveles conductivos, cuando las estilolitas son muy constantes y paralelas entre sí, la ecuación de saturación para estas zonas debería ser la misma que se usa para lutitas laminadas.

#### 6.4.7.- Cuerpos geológicos ambiguos en las imágenes

Ciertos rasgos geológicos observados en las imágenes como cuerpos resistivos y/o conductivos, en algunas ocasiones corresponden a brechas, conglomerados, nódulos, concreciones; éstos pueden ser bien identificados si se conoce la roca del lugar a interpretar y/o se tienen registros de agujero abierto que nos ayuden a identificar la litología.

Los rasgos resistivos en las imágenes pueden representar brechas, conglomerados, estructuras evaporíticas (nódulos, concreciones), fragmentos de lignita, nódulos ó bandas de pedernal. Por otro lado, los rasgos conductivos pueden indicar nódulos ó cristales metálicos, porosidad por disolución, estratificación gradada, estratificación flaser.

- Conglomerado

Los conglomerados pueden ser relativamente fáciles de reconocer, pues como su definición lo indica, se muestran en las imágenes como una roca formada por fragmentos redondeados del tamaño de gravas, en una matriz de partículas más finas. En ocasiones puede llegar a observarse la presencia de imbrincación en los conglomerados.

- Brecha

La brecha, al igual que los conglomerados, puede distinguirse por la angulosidad de sus fragmentos del tamaño de las gravas (imagen 6.12). En ciertas ocasiones, las brechas se encuentran asociadas a la presencia de fallas (imagen 6.14).

Otro tipo de brecha común en rocas carbonatadas son las "brechas de colapso", estas se forman cuando la disolución de las cavernas es tal que provoca la inestabilidad del techo, ocasionando el colapso de la roca y la formación de la brecha (imagen 6.15). Se reconoce al

distinguir que para una misma sedimentación, existen algunos metros brechados, entanto que las demás rocas permanecen inalterables. En algunas áreas estas brechas son muy permeables y pueden llegar a ser zonas productoras de hidrocarburos.

- Fragmentos de lignita ó carbón

Los fragmentos de lignita ó carbón se observan generalmente como elongaciones irregulares que en las imágenes se presentan resistivas. Estos hidrocarburos están marcados por un decremento en la densidad de la roca ( $\rho_b$ ) y en el factor fotoeléctrico ( $P_e$ ), y por un pequeño incremento en la porosidad de neutrón ( $\phi_N$ ) y en el tiempo de tránsito sínico ( $\Delta t$ ).

Los fragmentos de carbón son encontrados en depósitos fluviales, deltaicos ó turbidíticos. Su presencia frecuentemente incrementa la resistividad. Los efectos que produce en las respuestas de densidad, neutrón y sínico son similares a las respuestas que produce el gas; por lo que puede provocar el error de concluir en que existe saturación de gas. El análisis de fluidos puede ayudar en la determinación de la existencia de carbón y/o gas.

- Nódulos

Los nódulos son formados durante la diagénesis, los observados en las imágenes como resistivos pueden ser de evaporitas ó de pedernal (imagen 6.16), presentándose comúnmente semiesféricos. Éstos nódulos podrían provocar que la densidad de la roca ( $\rho_b$ ) y el factor fotoeléctrico ( $P_e$ ) se incrementen, mientras que el índice de hidrógeno del registro de neutrón decrece.

Reconocer la presencia de los nódulos es importante porque incrementan la densidad de la roca, lo que provoca un error en la determinación de la porosidad. Cuando los nódulos no son muy constantes y están distribuidos en la roca, no constituyen barreras permeables. Los nódulos incrementan la resistividad promedio, lo que puede indicar falsa saturación de hidrocarburos. En algunas ocasiones pueden ayudar como sello en los yacimientos.

- Nódulos y bandas de pedernal

Estos nódulos se presentan muy resistivos. Las respuestas de los demás registros de agujero descubierto indican una alta porosidad en matriz caliza (porosidades mayores al 25 ó

30 %) y la permeabilidad será baja especialmente si no se presenta microfracturamiento. Aunque como es común en calizas, el pedernal puede presentarse en bandas (imagen 6.17).

Los nódulos de pedernal no constituyen barreras permeables y su volumen puede ser substraído del volumen de la formación productora para una correcta estimación de las reservas.

- Pirita

En las imágenes la pirita se observa como cuerpos, generalmente pequeños y en ocasiones de secciones cuadradas, mucho más conductivos que el cuerpo que los contiene (imagen 6.18). Así la resistividad disminuye notablemente y es mejor observada desde las curvas de resistividad como picos altamente resistivos. Comúnmente la pirita se presenta en formaciones con alto contenido de uranio. Se puede distinguir de la porosidad vulgar por su sección cuadrada y por su alto factor fotoeléctrico ( $P_e$ ).

La pirita es asociada con un ambiente reductor y de baja energía.

- Bioturbación

En las imágenes, la bioturbación más observada son las galerías y las raíces de plantas, las cuales son observadas como turbaciones de la estratificación que siguen caminos subverticales u oblicuos (imagen 6.19).

La bioturbación indica un ambiente oxidante con una fuerte actividad biológica. A mayor energía en el ambiente hay mayor bioturbación, la cantidad de energía está relacionada con la profundidad marina.

- Estructura boudinage

La estructura boudinage es posible observarla en las imágenes. Según su definición, estructura secundaria en secuencias de estratos competentes interestratificados con estratos más dúctiles, formada durante la formación de algún pliegue; y si conocemos la litología y la geología de la zona, es posible determinar la existencia de esta estructura, que nos indica movimientos tectónicos (imagen 6.20).

- **Estructuras de deformación**

Las estructuras de deformación son relativamente comunes de observar en las imágenes (imagen 6.21). Se forman por procesos no tectónico, durante las primeras etapas de compactación de los sedimentos; por gravedad, escape del agua durante la consolidación.

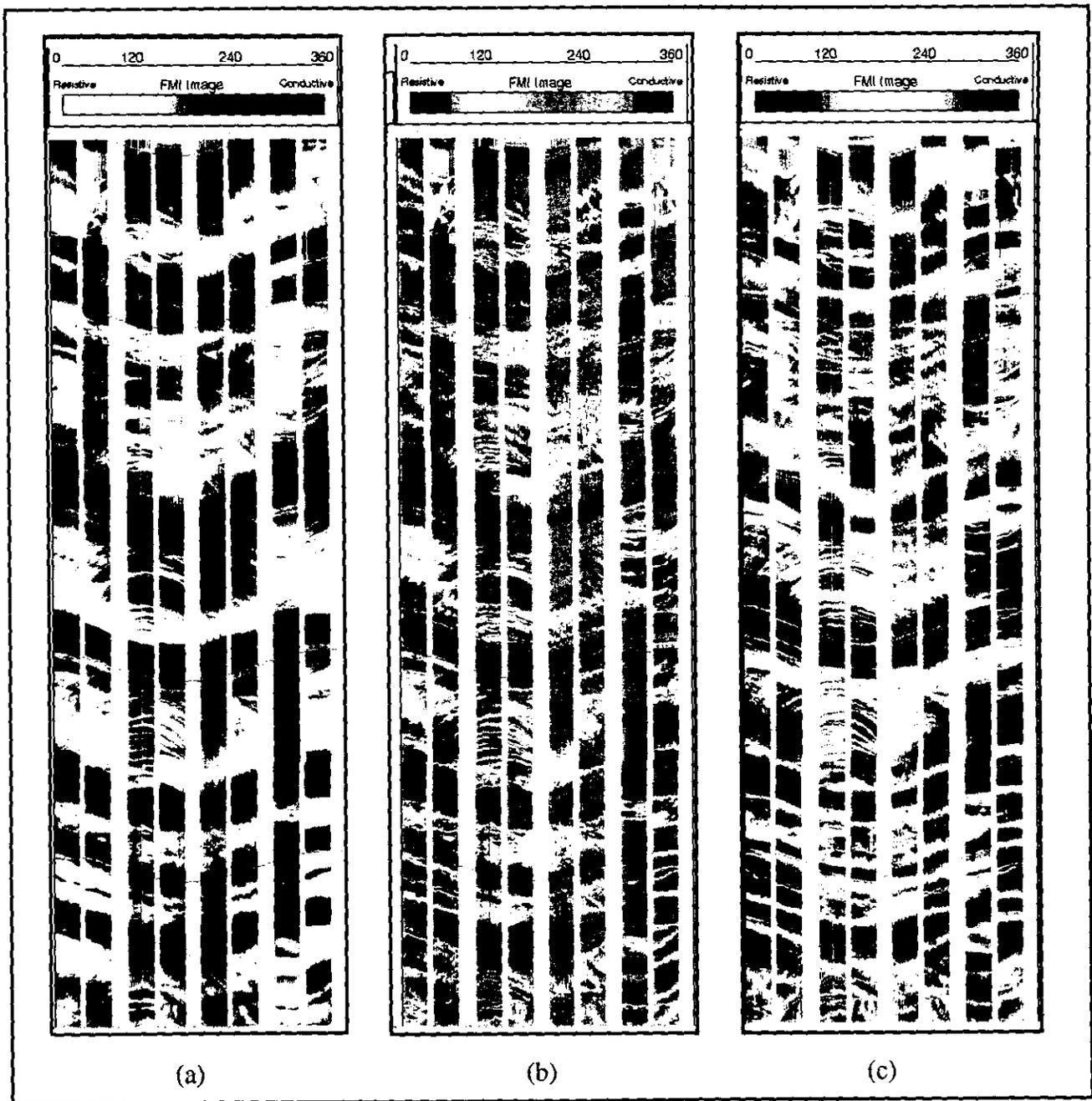


Imagen 6.1. Imagen en tres diferentes escalas de colores: (a) Brown, (b) Rainbow, (c) Seismic.

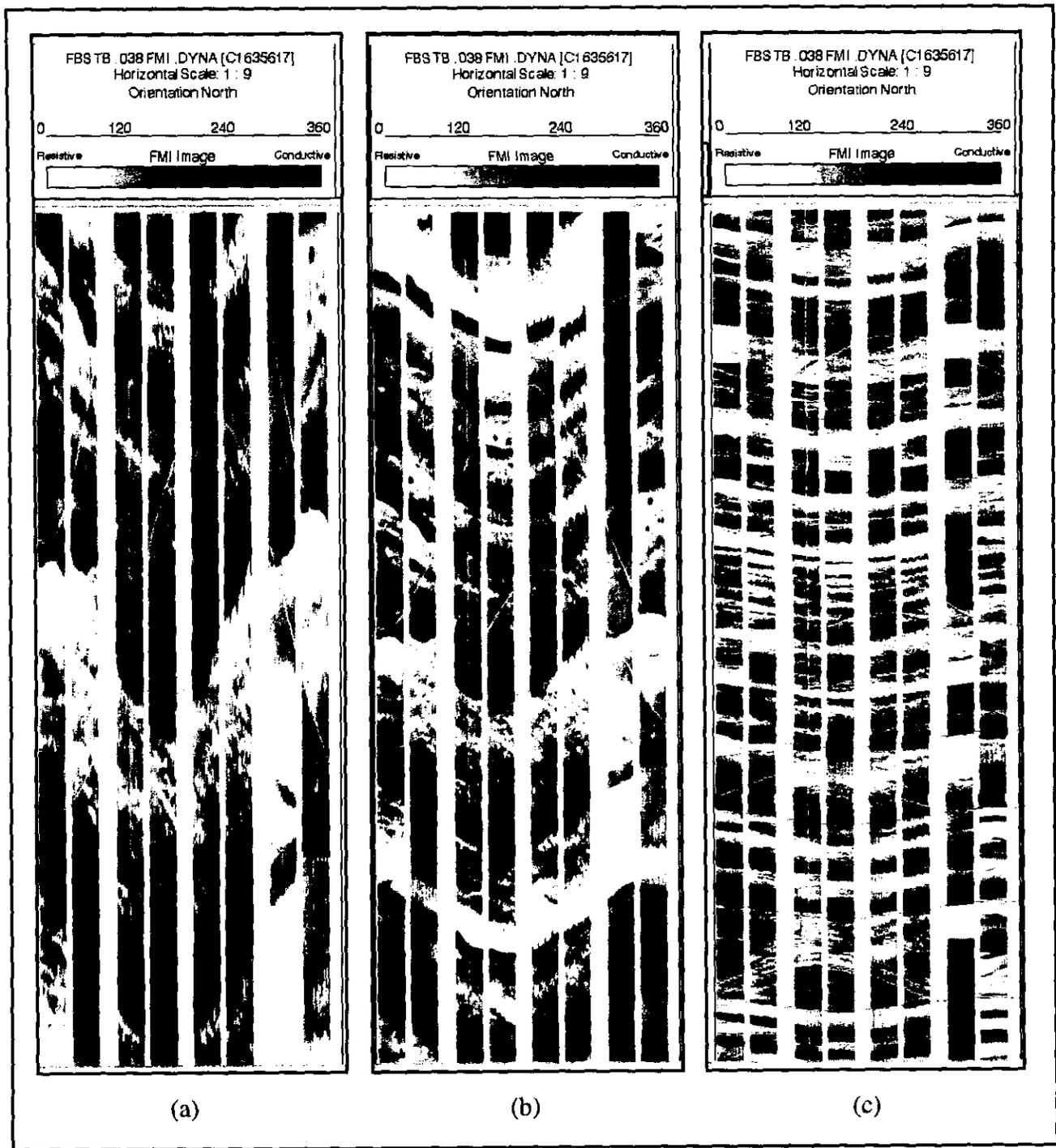
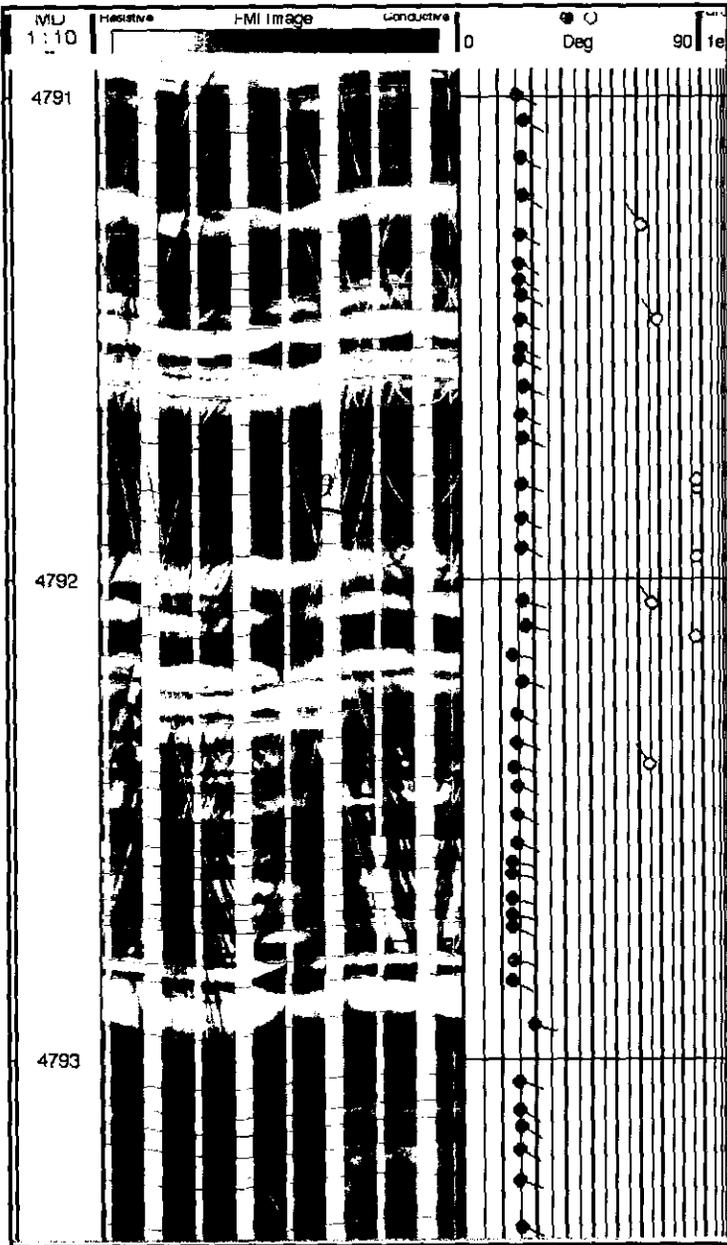
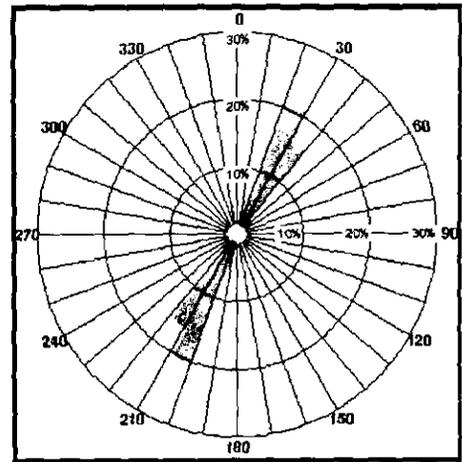


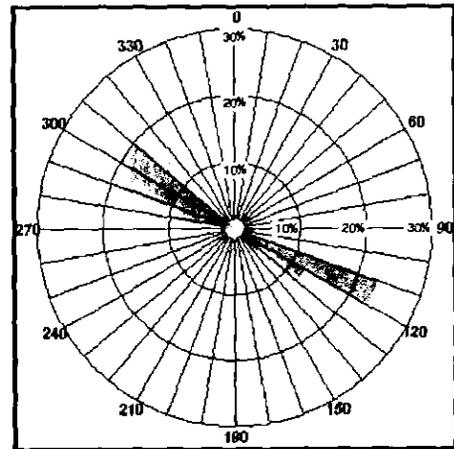
Imagen 6.2. Imagen a una misma escala horizontal (1 : 9) y a diferentes escalas verticales: (a) 1 : 4, (b) 1 : 9, (c) 1 : 40.



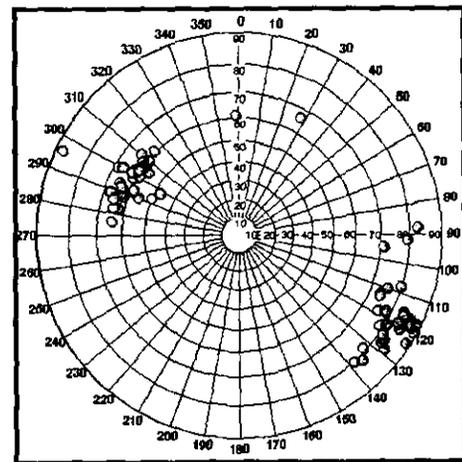
Estas fracturas conjugadas tienen un rumbo NE20°-40°SW con echados al NW y SE;  $\theta$  en la imagen se presenta aproximadamente de 60°. Indicando la orientación de los esfuerzos principales:  $\sigma_1$  vertical (correspondiente a la carga litostática),  $\sigma_2$  NE-SW (paralelo al rumbo de las fracturas) y  $\sigma_3$  NW-SE (en la misma dirección del echado).



Roseta del rumbo de las fracturas.



Roseta de la dirección del echado de las fracturas



Red estereográfica del echado.

Imagen 6.3. Fracturas cementadas conjugadas, las rosetas y la red estereográfica indican la orientación de estas fracturas.

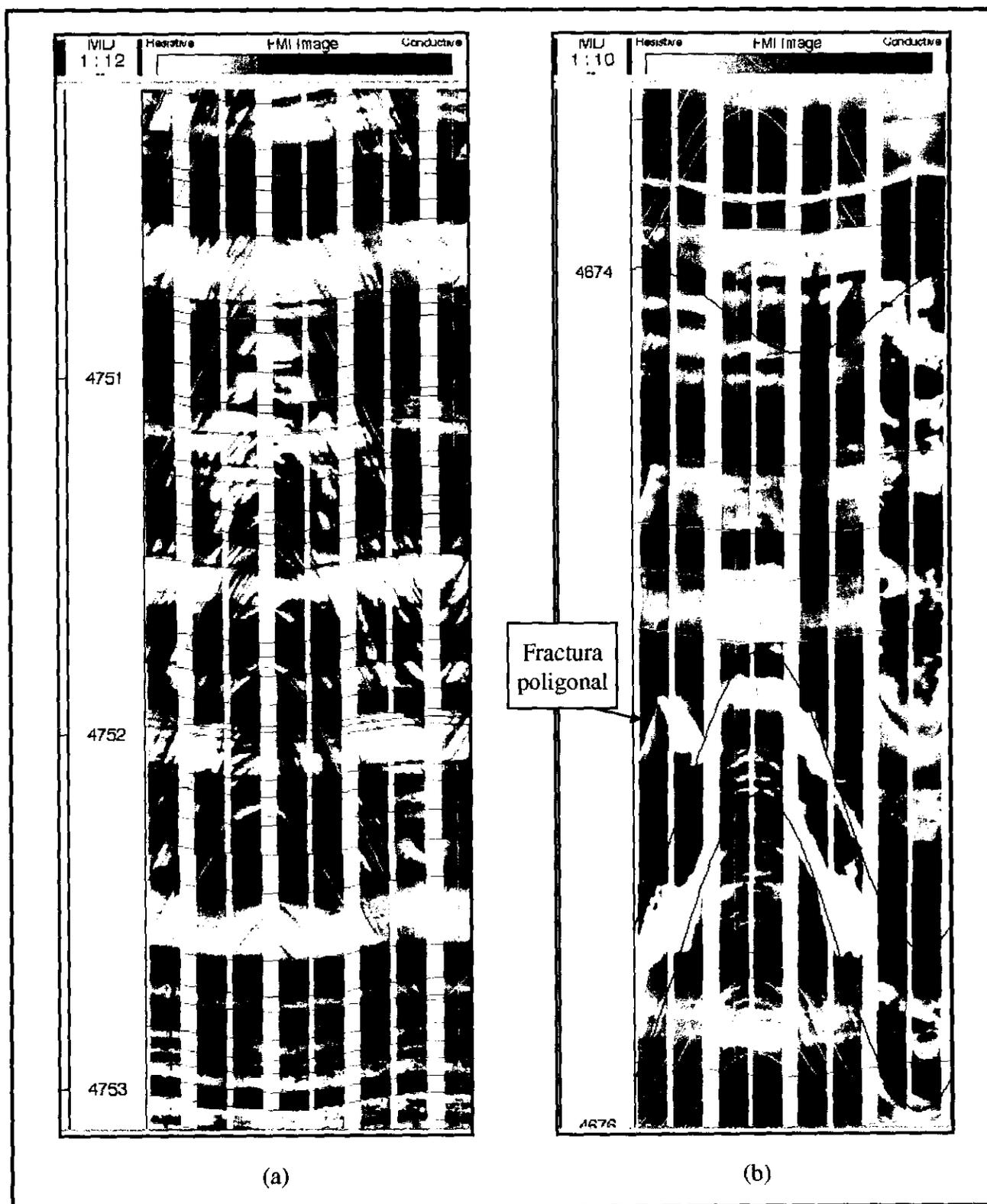


Imagen 6.4. (a) Intenso fracturamiento resistivo (cementado); puede notarse hacia la parte baja de la imagen que el fracturamiento termina abruptamente, lo que indica anisotropía en diferentes horizontes rocosos (en este caso para una misma formación geológica). (b) fractura poligonal cementada, las sinusoides negras indican microfalloamiento cementado.

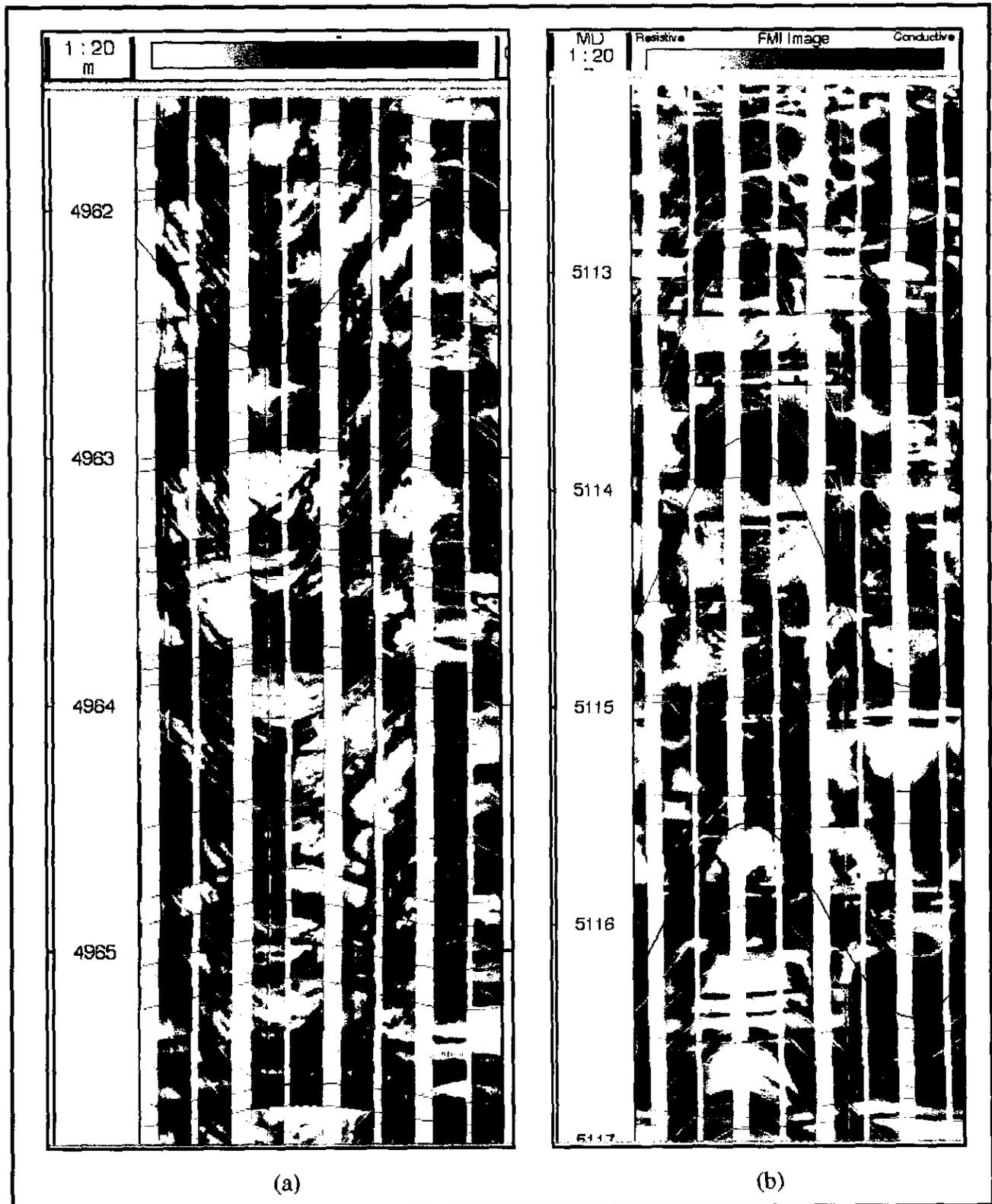


Imagen 6.5. (a) Intenso fracturamiento conductivo de superficies semiplanares. (b) Fracturamiento conductivo de superficies vugulares, este fracturamiento le dá a la porosidad vugular mayor permeabilidad; la sinusoide negra indica una microfalla.

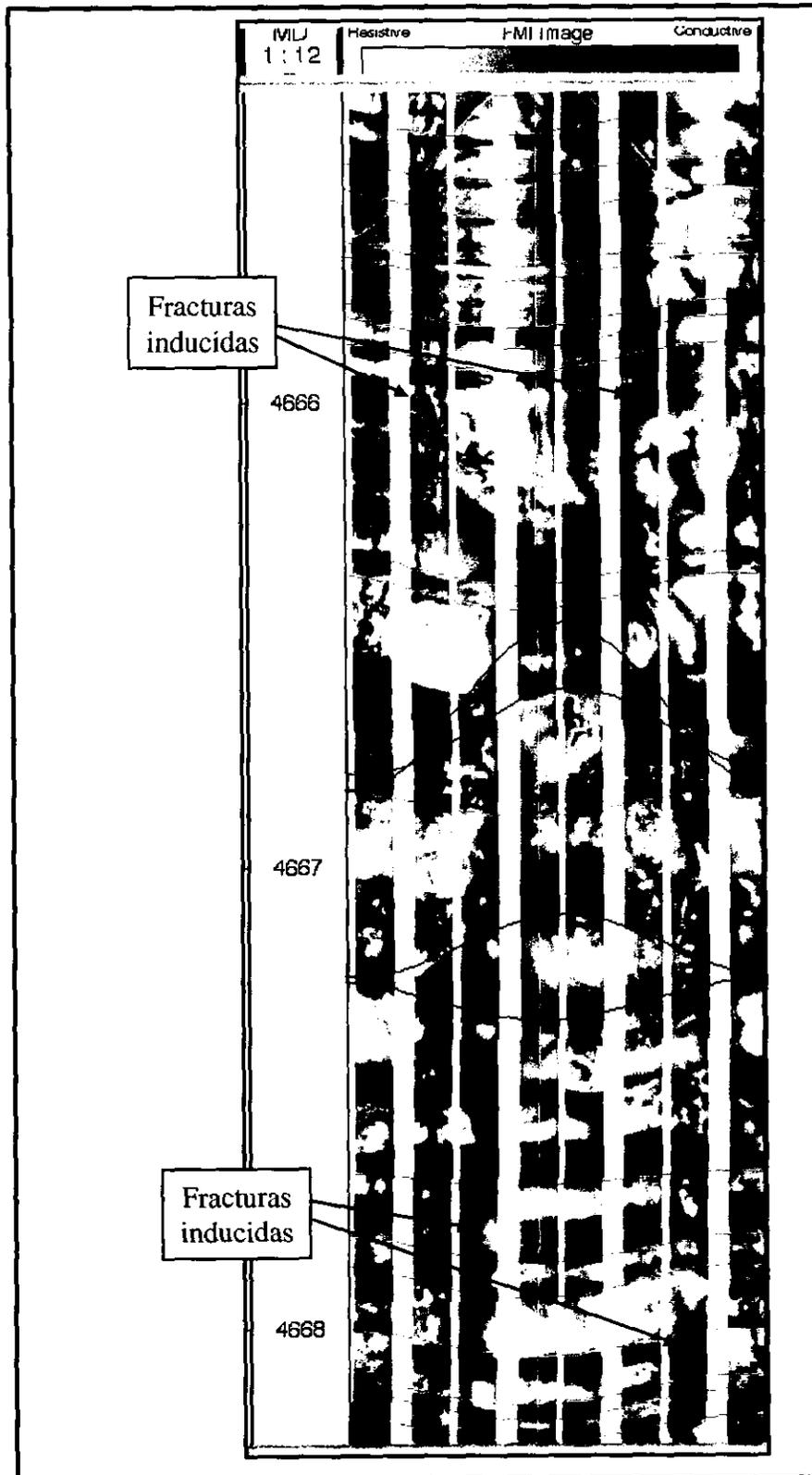


Imagen 6.6. Fracturas inducidas. Hacia la parte de superior de la imagen, la fractura tiene una orientación aproximada de 55° y 235° azimutal; mientras que en la parte inferior de la imagen, la orientación tiende a 110° y 290° azimutal.

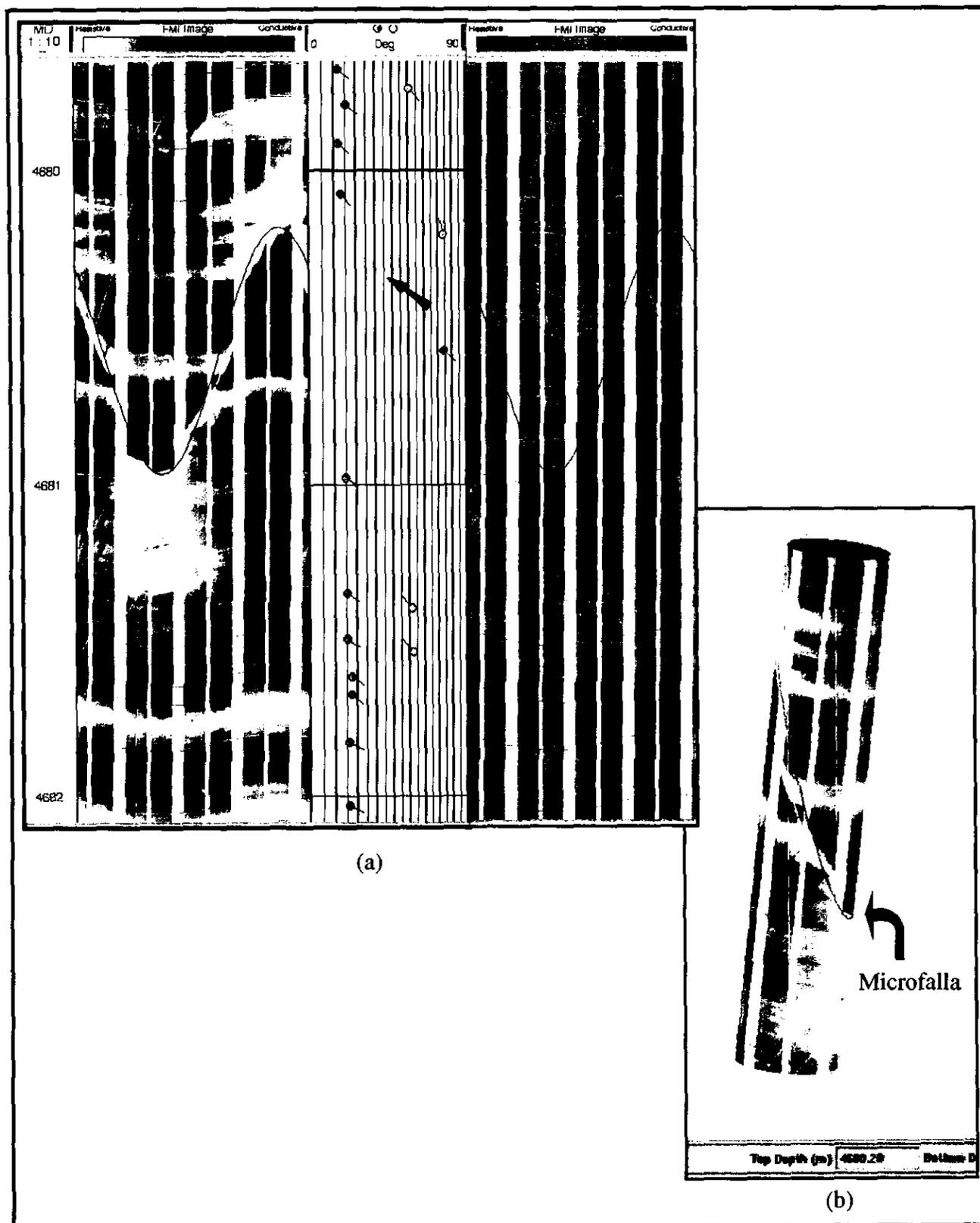


Imagen 6.7. Microfallo inversa de 4681 a 4680 m, indicada como una discontinuidad (sinusoide negra).  
 (a) Microfallo vista en 2D, en escala de color heated (derecha) y en escala sunbow (izquierda). (b) Microfallo vista en 3D.

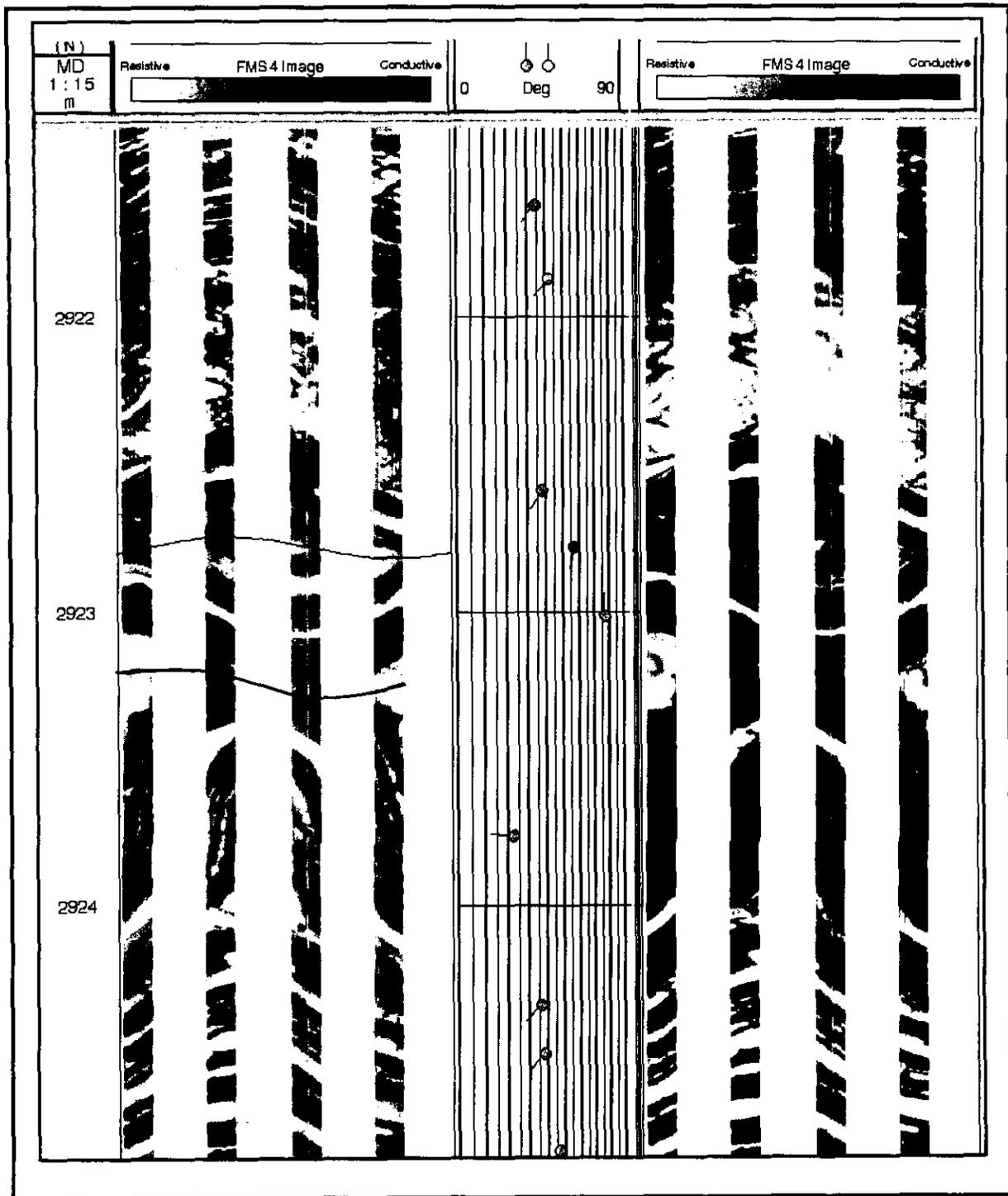


Imagen 6.8. Plegamiento consecutivo, la imagen izquierda es dinámica y la imagen de la derecha estática, ambas de un FMS. A 2922.8 m se ubica un plano axial de rumbo NW-SE y echado al SW; inmediatamente debajo de este plano se encuentra otro plano axial deformado, por lo que en la imagen no se puede orientar, en 2922.8 m. Ambos planos se indican por curvas negras. Puede notarse el cambio en el echado de los estratos en las cercanías de los planos.

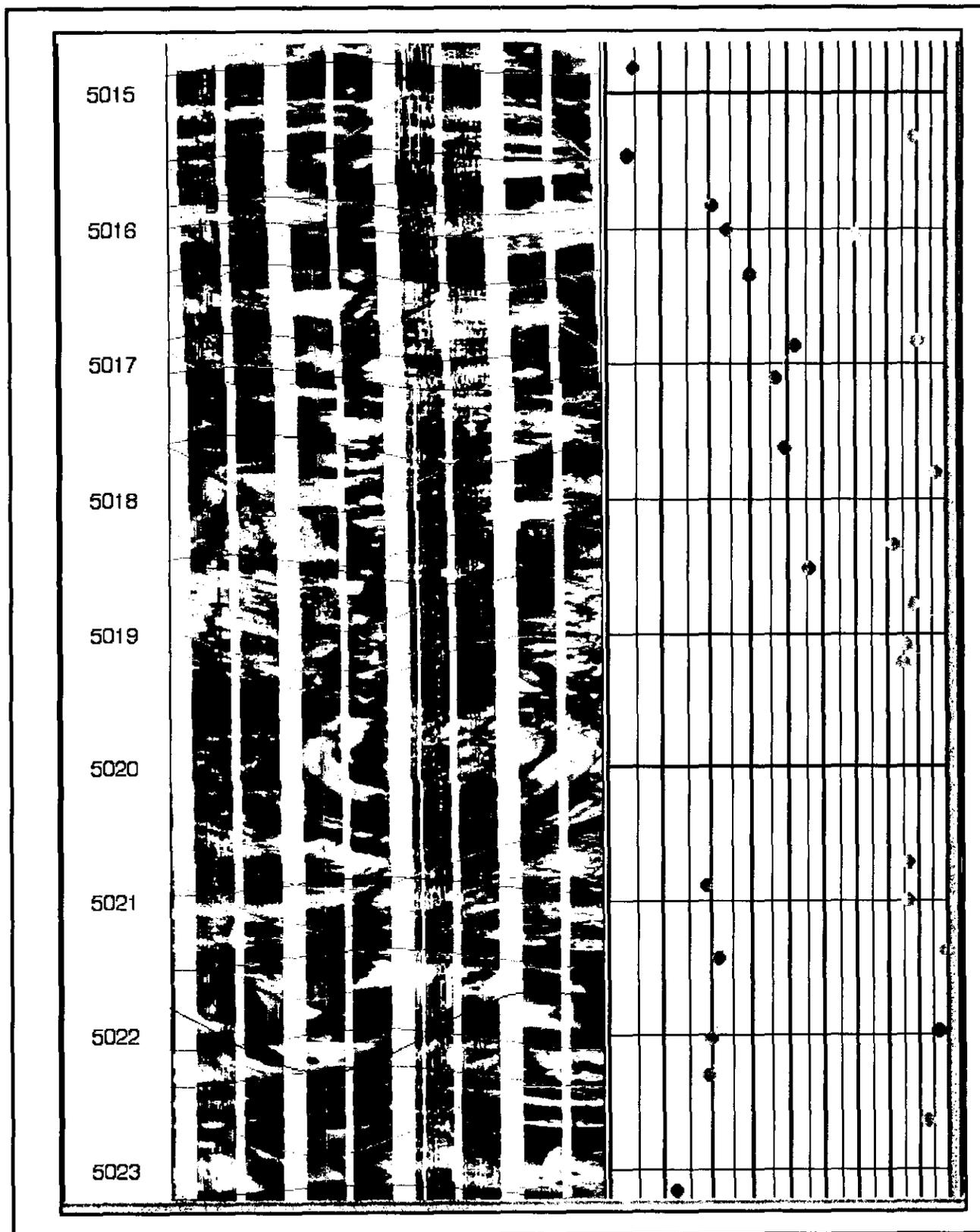


Imagen 6.9. Pliegue recumbente con plano axial en 5020 m y de rumbo NW-SE. Puede notarse continuidad de las capas entre uno y otro lado del eje del pliegue, formando una especie de ojo. El echado de las capas aumenta a medida que están más cercanas al plano axial.

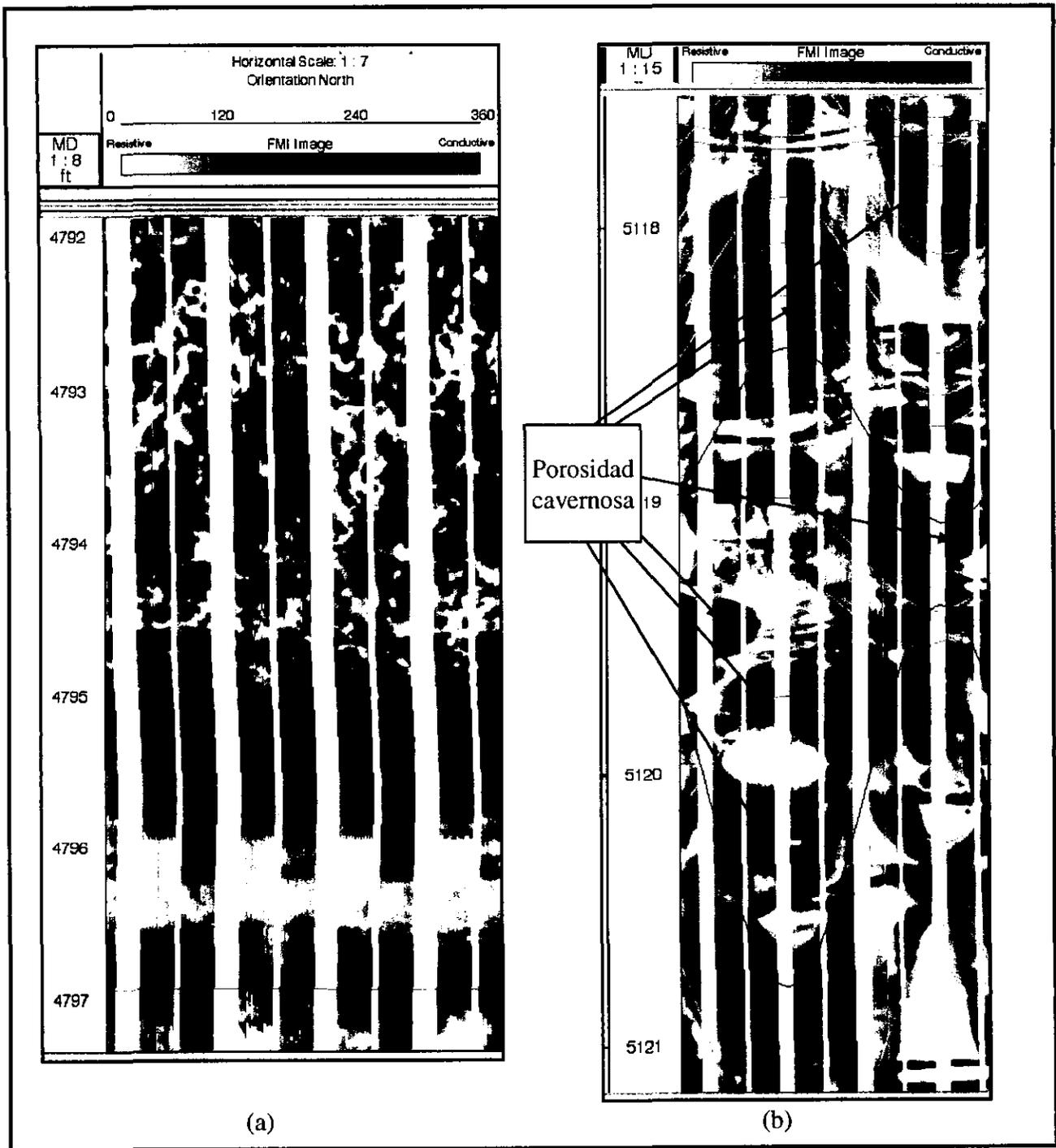


Imagen 6.10. Porosidad por disolución. (a) vugulos interconectados. (b) porosidad cavernosa interconectada por fracturamiento, las curvas negras indican microfalloamiento.

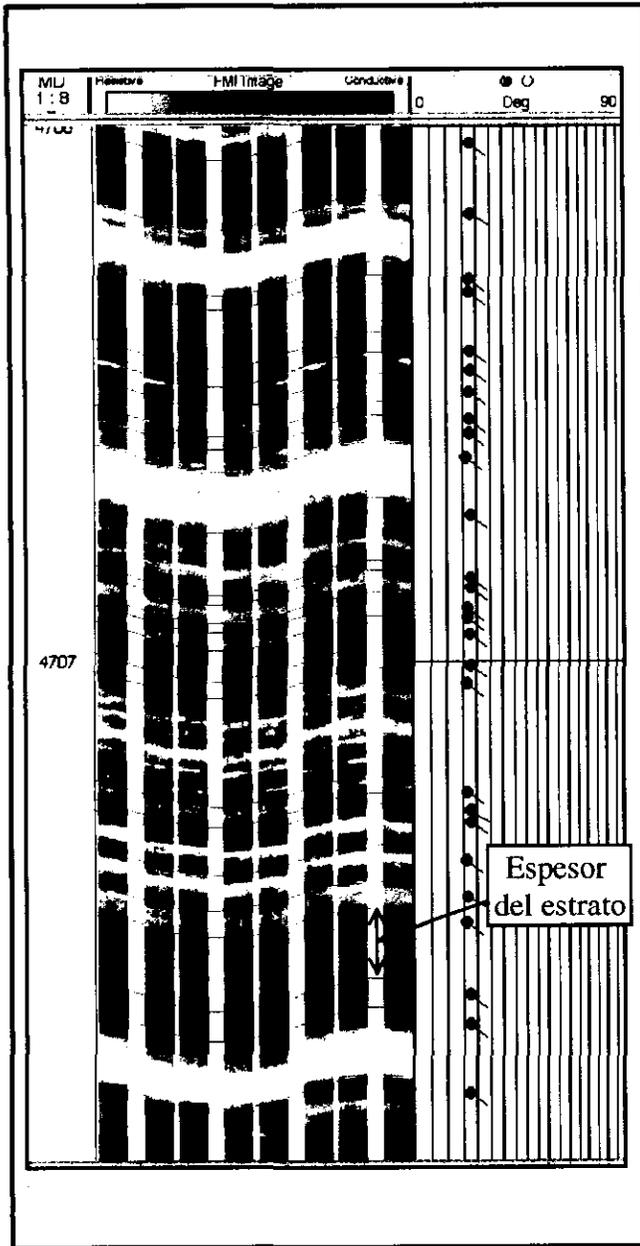


Imagen 6.11. Estratos de estratificación planar, con espesores de 1 a 10 cm. El rumbo de los estratos es NE-SW con echados de 15-20° al SE.

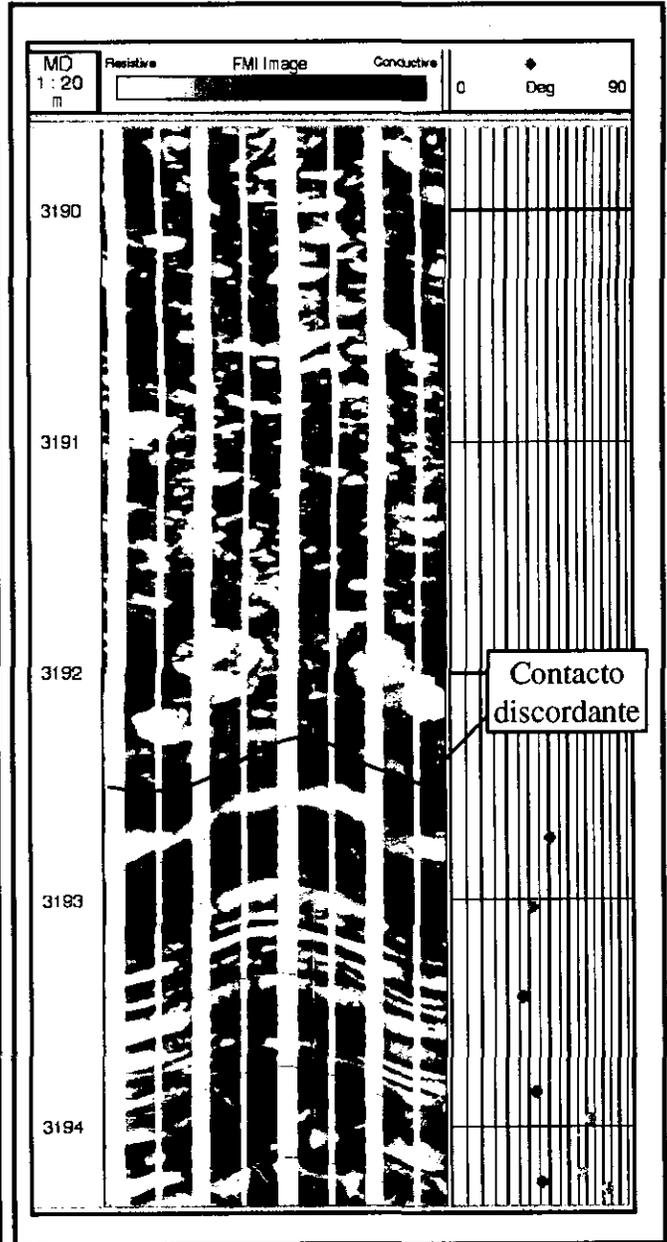


Imagen 6.12. Contacto discordante entre calizas y lutitas Cretácicas (abajo) y la brecha del Paleoceno (arriba). En las brechas ya no se observan superficies de estratificación.

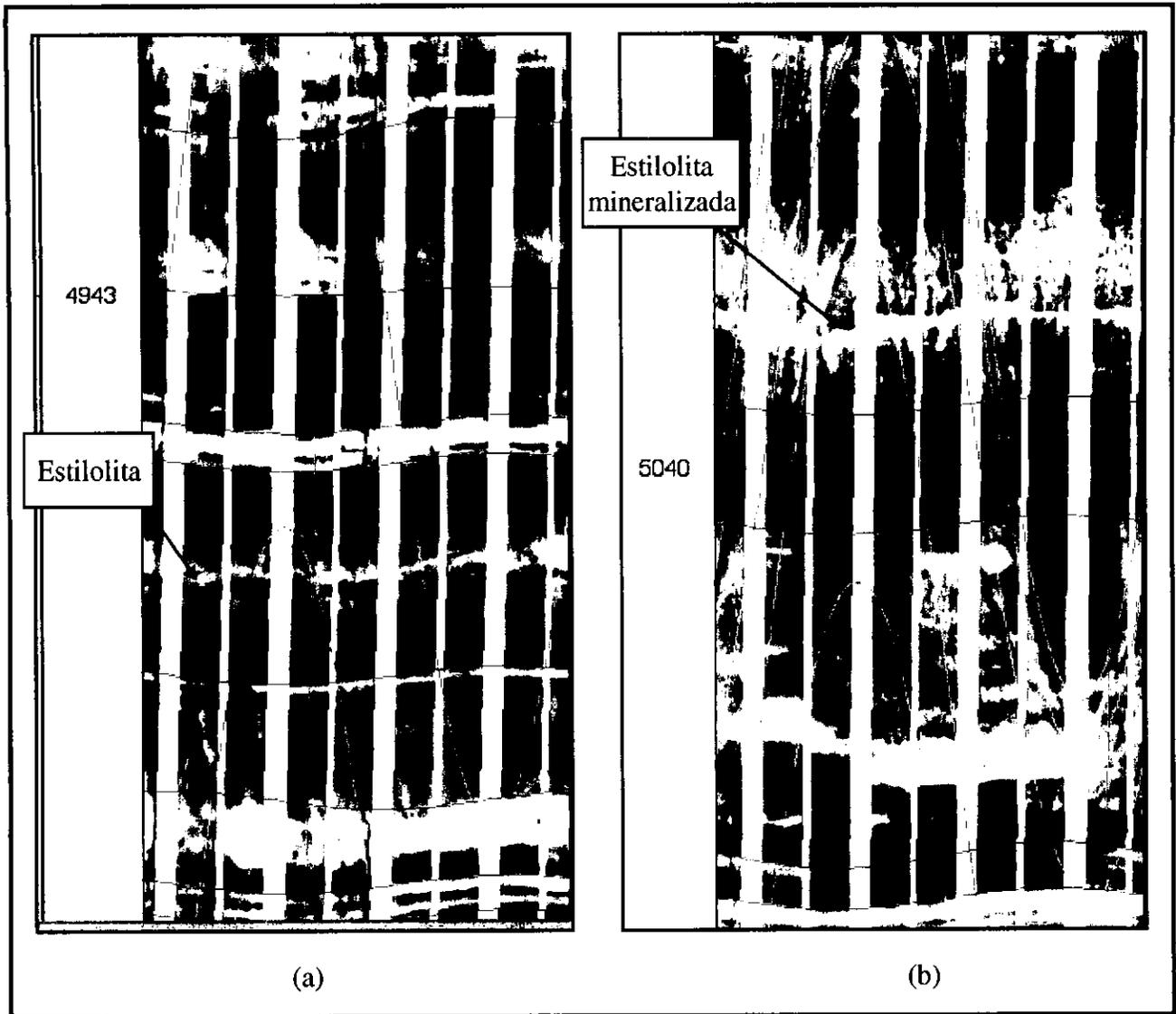


Imagen 6.13. Estilolitas paralelas a la estratificación, a escala vertical 1:8, en una zona en la que se presenta fracturamiento cementado, lo que indica una fuerte disolución y compactación de la roca. (a) Estilolita. (b) Estilolita mineralizada, sin residuos insolubles conductivos, por lo que se observa como resistiva.

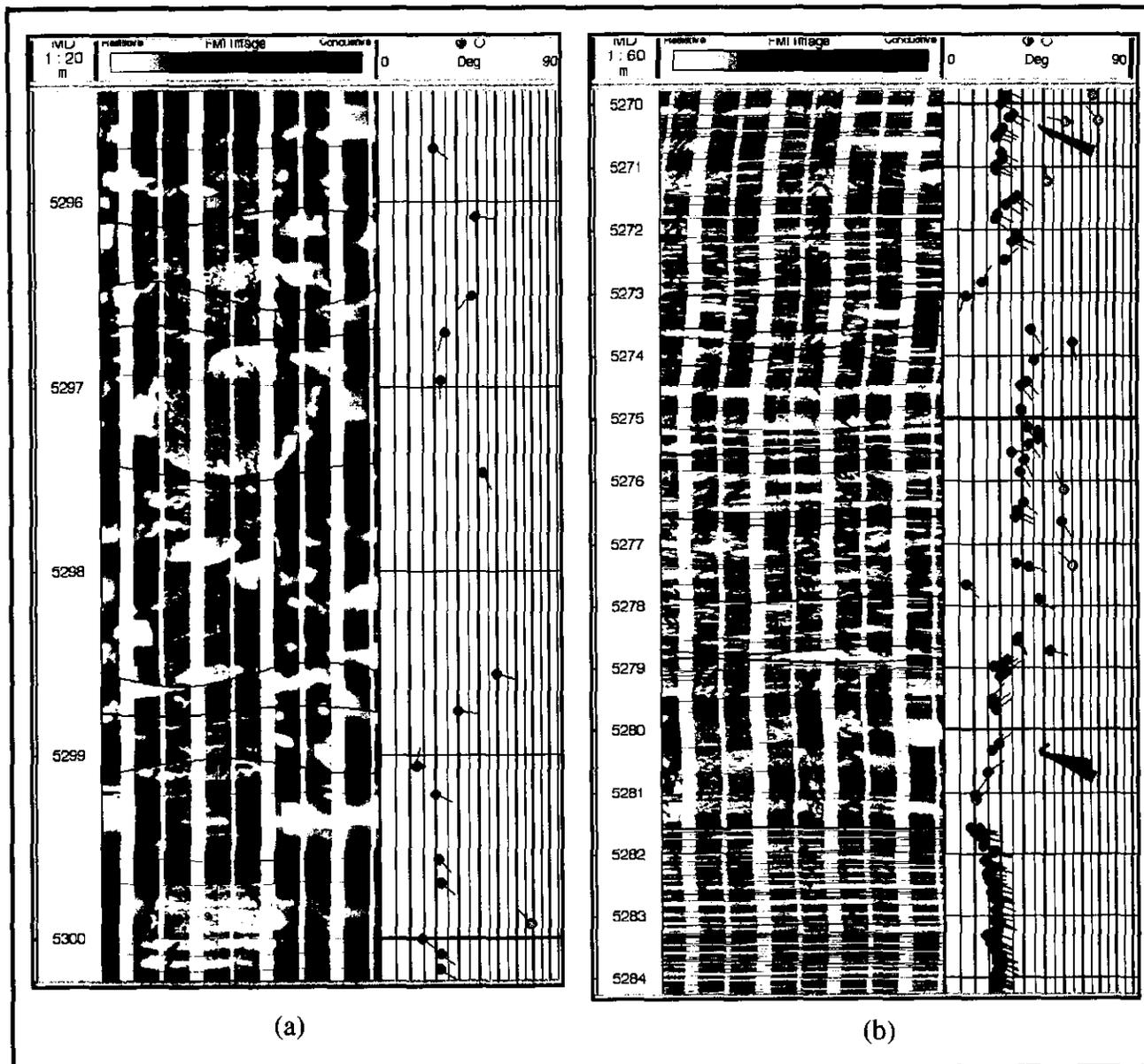


Imagen 6.14. Brecha de origen tectónico, asociada a una falla más profunda (y no registrada) que pone en contacto al KI con el JST. (a) Brecha del KI; las discontinuidades interpretadas (sinusoides negras) indican deformación y ruptura de los estratos, dando lugar al brechamiento. (b) Imagen a mayor escala, en la que se observa el cambio constante en la dirección del echado de los estratos y el brechamiento constante de los estratos del KI.

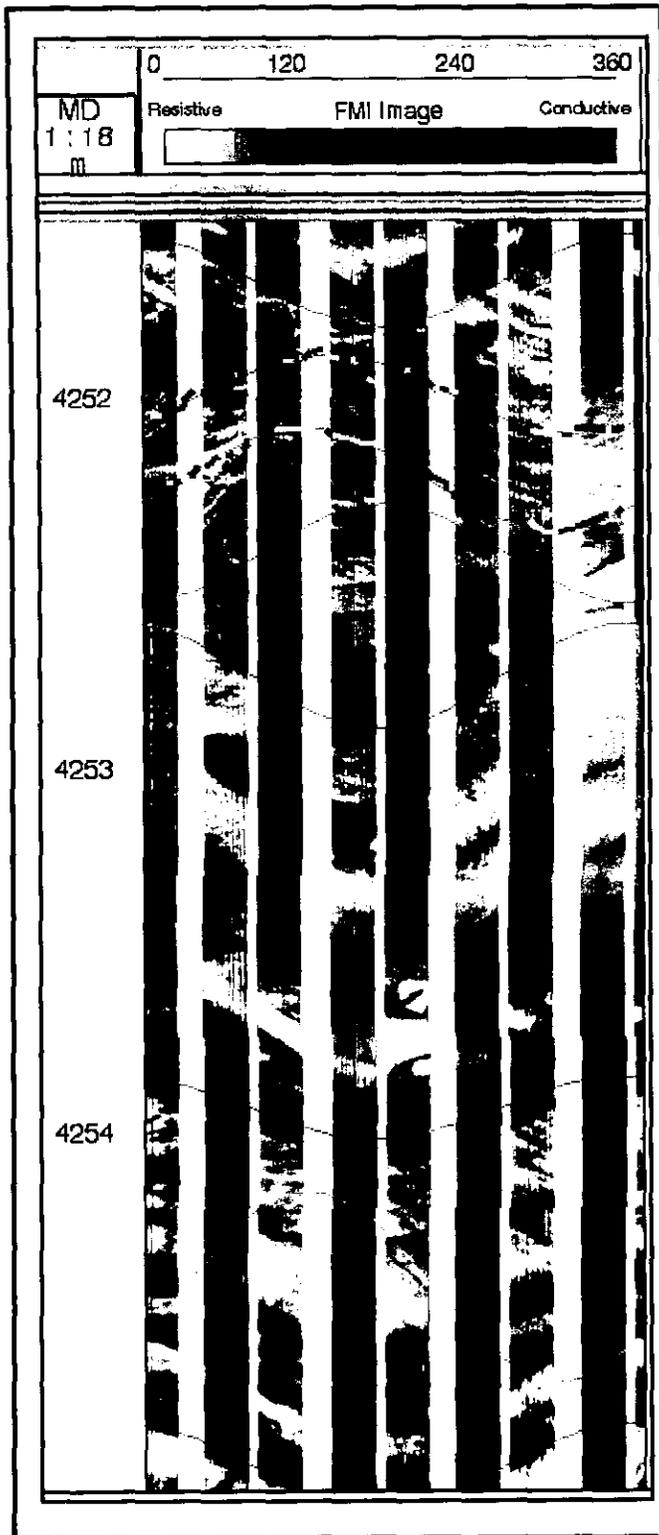


Imagen 6.15. Brecha de colapso de 4254 a 4253 m.

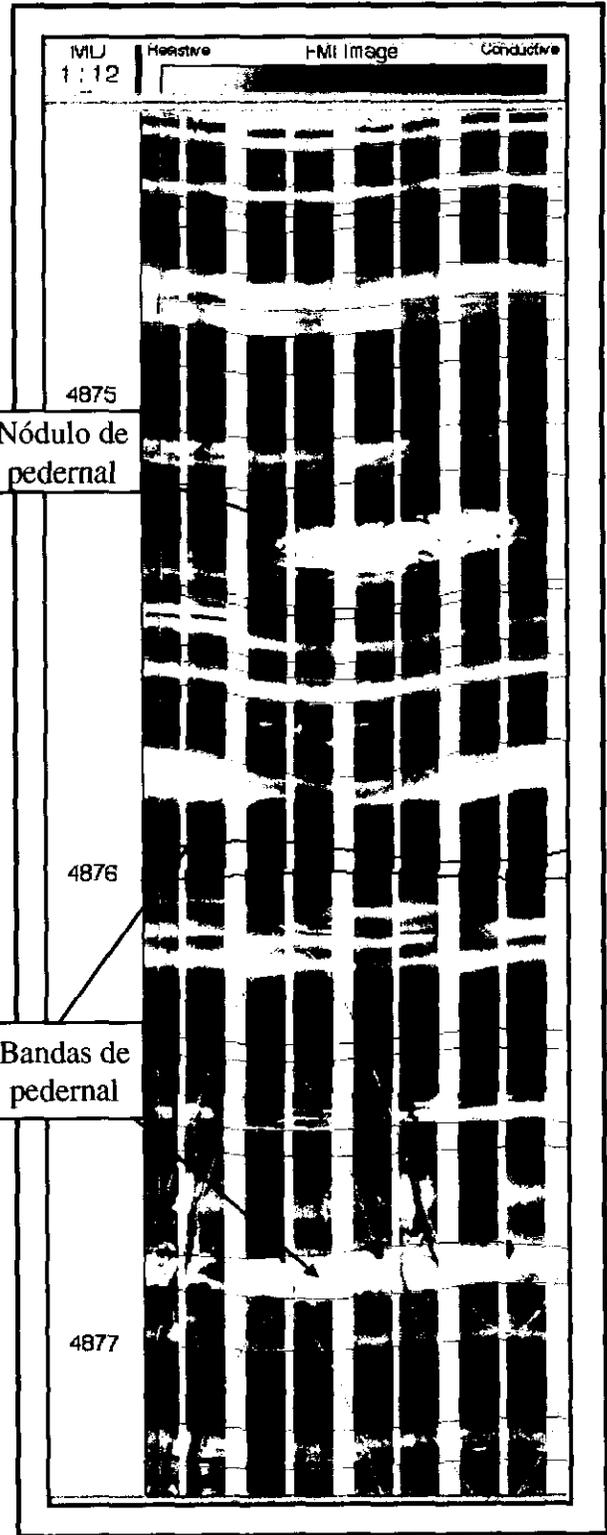


Imagen 6.16. Nódulos y bandas de pedernal.

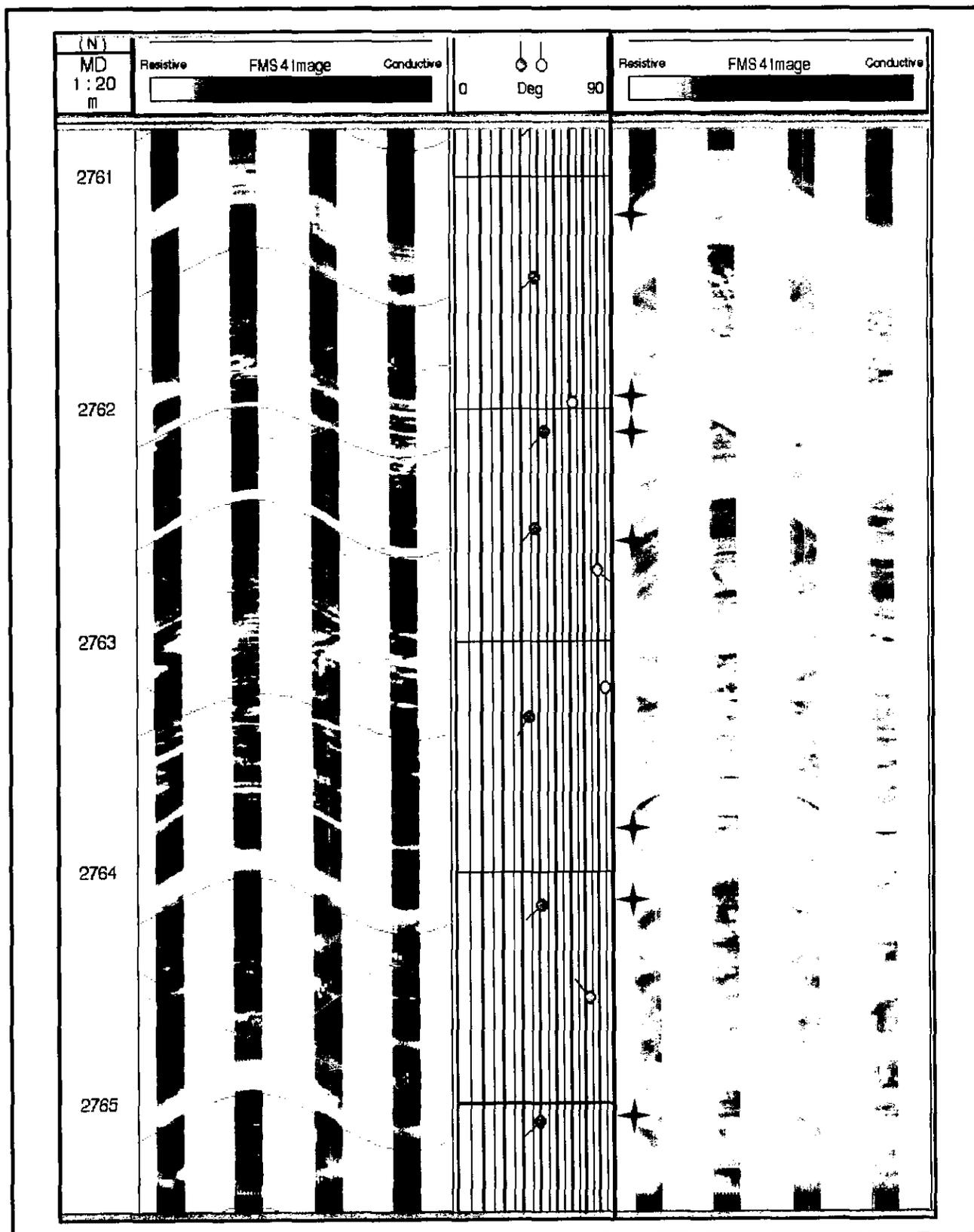


Imagen 6.17. Bandas de pedernal en imagen dinámica (izquierda) y estática (derecha), señaladas por las estrellas rojas (★). Puede notarse como en la imagen estática resalta la resistividad del pedernal.

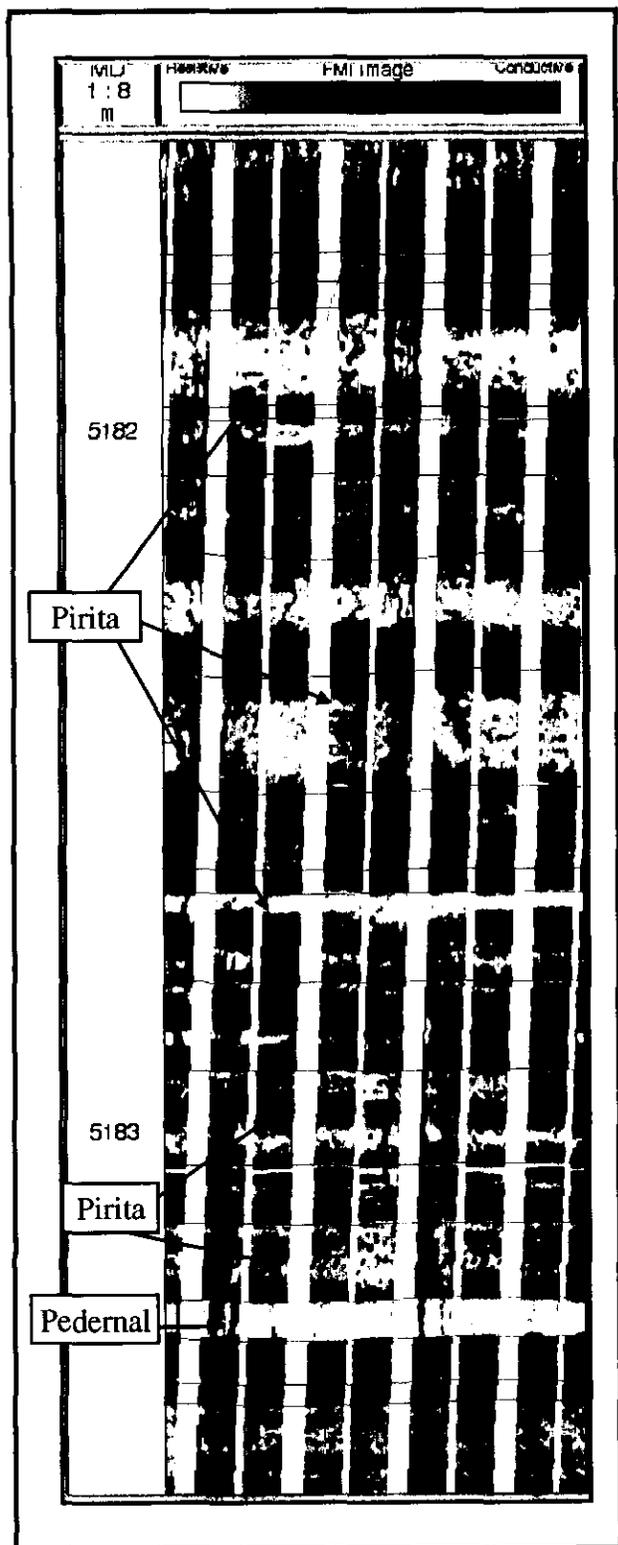


Imagen 6.18. Constante pirita diseminada en calizas, indicativo de un ambiente reductor. Abajo una banda de pedernal.

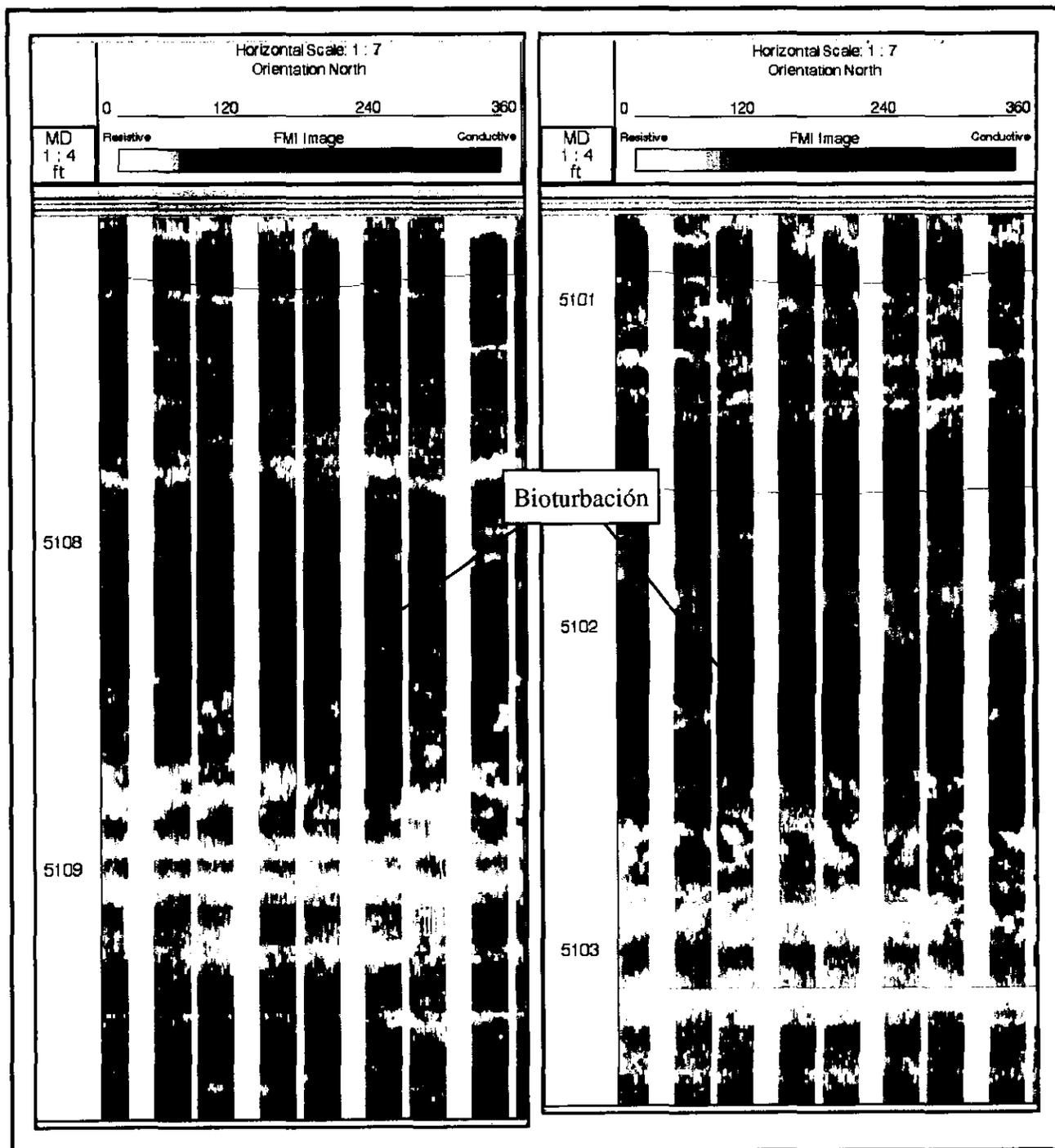


Imagen 6.19. Bioturbación en calizas, posiblemente galerías, ambas imágenes pertenecen a un ambiente marino somero, de la plataforma de Yucatán.

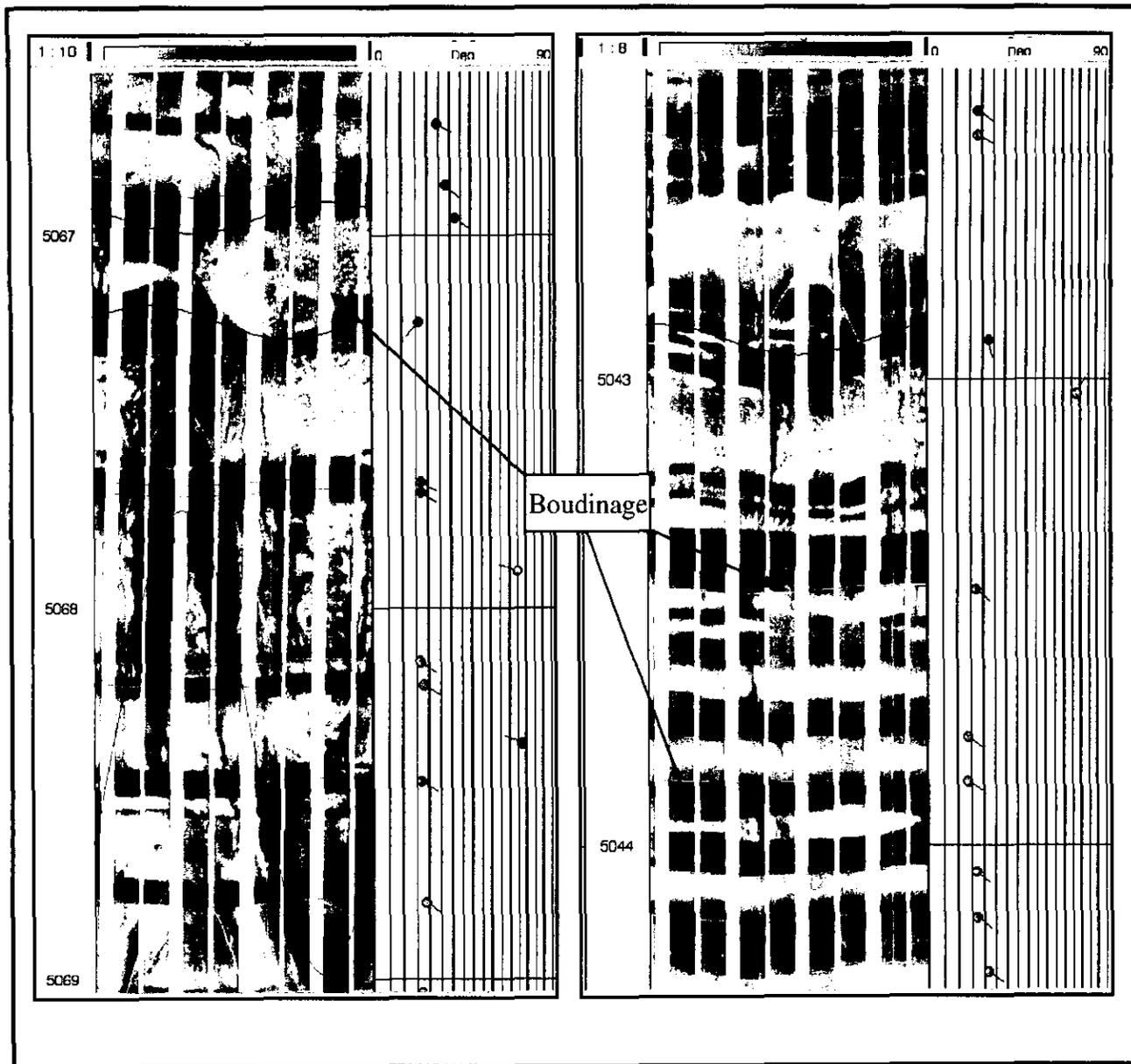
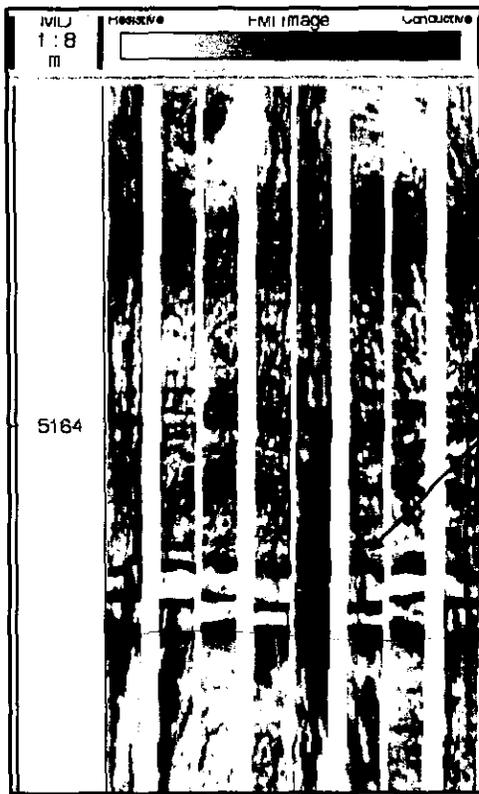
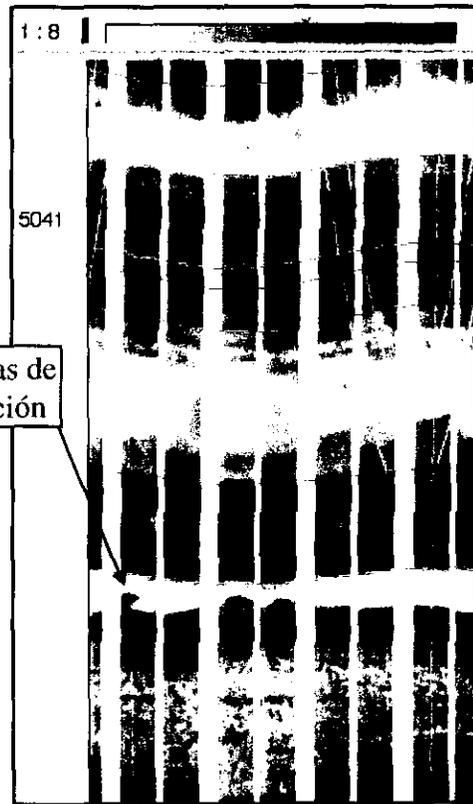


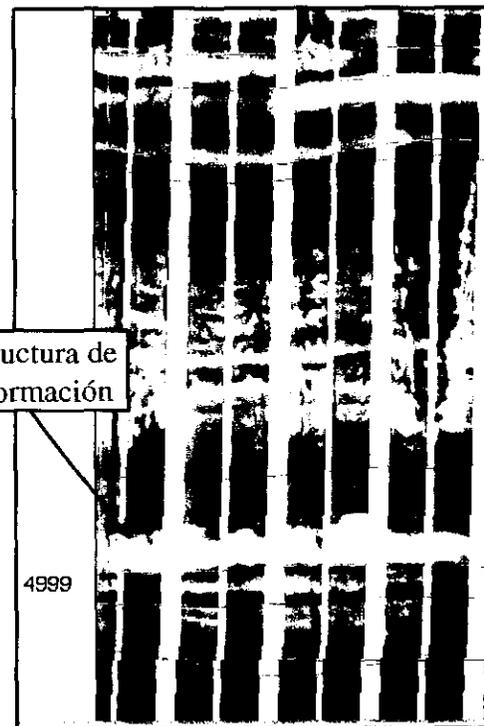
Imagen 6.20. Estructura boudinage en una secuencia de calizas y lutitas, en una ambiente de cuenca, que forma parte de una anticlinal.



(a)



(b)



(c)

Estructuras de deformación:

- (a) estructura de carga, en la que la caliza se introdujo en la lutita.
- (b) estructura de carga, la banda de pedernal se introdujo en la lutita.
- (c) estratificación convoluta de una banda de pedernal.

Imagen 6.21. Estructuras de deformación en una secuencia de calizas interestratificadas con lutitas.

## 7.- APLICACIÓN

### 7.1.- Introducción

#### 7.1.1.- Objetivo

El presente reporte geológico se basa en la interpretación de un registro de imágenes de FMI y cuyo objetivo primordial es la identificación de intervalos potencialmente productores de hidrocarburos en términos del fracturamiento, la porosidad vugular y la litología observada. Así mismo se determina la orientación de las fracturas y estratos presentes.

#### 7.1.2.- Método de trabajo

Para el estudio de imágenes del pozo, se realizó tanto el procesamiento como la interpretación en una estación de trabajo utilizando el software GeoFrame 3.0 (Schlumberger) con una escala vertical reducida de 1:10 y 1:5 en pantalla y la presentación gráfica se presenta a 1:20.

Las características que se analizaron principalmente son: orientación de la estratificación; orientación, frecuencia y tipo de fracturamiento (natural o inducido) así como el análisis de apertura de las fracturas, que se realiza ajustando la resistividad del FMI con una curva de resistividad somera que puede ser un SFL (Spherical Focused Log) o un LLS (LateroLog Shallow), este análisis se realizó entre el intervalo de 3928 a 4437 metros (509 metros en total), registrando un total de 1073 eventos evaluados que comprende estratos, fracturas y discontinuidades.

Se ubicaron los diferentes eventos en proyección estereográfica tipo Wulf, roseta de rumbo para estratos y fracturas, así como histograma de frecuencias del echado de los eventos; también se imprimieron imágenes en 3 dimensiones e imágenes del registro, con el objeto de enfatizar características geológicas importantes en los diferentes intervalos mostrados.

Para tener un conocimiento general de como funciona la herramienta y una mejor comprensión acerca de la adquisición de ésta información; a continuación se describen solo las características más sobresalientes, que permitan su pronta comprensión.



La Plataforma de Yucatán contiene rocas calcáreas Mesozoicas y Terciarias, prácticamente sin deformar, por constituir un elemento estable.

La Cuenca de Macuspana es considerada como una fosa tectónica con una activa subsidencia Miocénica, seguida de movimientos de deformación. La cuenca Terciaria de Comalcalco presenta una tectónica menos complicada que la de Macuspana.

En el Pilar Tectónico Reforma-Akal se tienen estructuras con fallas normales, inversas, plegamientos concéntricos pronunciados y discordancias. La tendencia estructural es de NW-SE y es similar a la alineación que presentan los ejes de la Sierra de Chiapas. Las estructuras resultantes son en algunos casos de gran extensión, como la de Akal-Nohoch que tiene 30 Km de largo por 12 Km de ancho.

El origen de esta deformación estructural está íntimamente relacionado con los eventos tectónicos del Cretácico-Terciario Temprano y otro evento Orogénico Miocénico-Pliocénico.

Las acciones de fuerzas de compresión o de tensión que determinan el carácter de las estructuras mencionadas, deben estar relacionadas, en gran parte, por los movimientos relativos de los elementos tectónicos Plataforma de Yucatán y Macizo Granítico de Chiapas. Asimismo, la acción de esfuerzos que definen finalmente las estructuras complejas que se tienen en el área.

- **Estratigrafía**

La columna sedimentaria marina atravesada en los pozos de la Sonda de Campeche va del Jurásico Superior al Terciario Superior; tiene un espesor de más de 6000 m en la porción occidental del área. Los ambientes de depósito varían de plataforma a cuenca. En la secuencia, se presentan varias discordancias mayores, destacan las del Cretácico-Terciario, Oligoceno-Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico Superior.

A continuación se comenta su estratigrafía, de acuerdo a la información que se tiene en la Sonada de Campeche y sus proximidades (fig. 7.2).

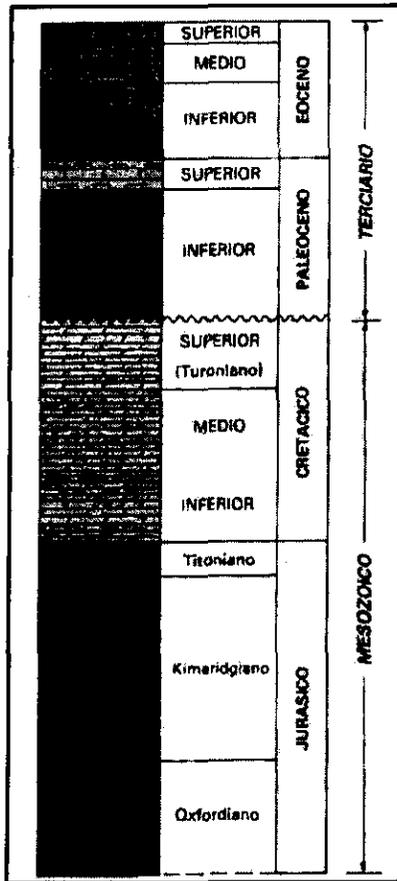


Fig. 7.2. Columna geológica típica del Complejo Cantarell.

A las rocas metamórficas en los pozos Yucatán-4 y Yucatán-4, se les considera de edad Paleozoica y constituyen el basamento de la columna Mesozoica; este elemento fue decisivo en la sedimentación y tectónica de la región.

El elemento orogénico Permo-Triásico da origen a una paleotopografía particular de Horsts y Grabens, sobre la cual, en ambientes áridos, se inicia una sedimentación continental en el Paleoelemento de Yucatán, caracterizada por una secuencia de areniscas y limolitas de coloración rojiza. Al occidente de este evento se interpreta una cuenca evaporítica, en donde es factible el inicio de los depósitos salinos.

Las condiciones continentales y sus depósitos continuaron en el elemento de Yucatán durante el Jurásico y el conjunto de estos sedimentos Triásicos-Jurásicos viene a constituir la formación Todos Santos que suprayace a las rocas del basamento Paleozoico. Por otra parte, hacia el occidente de esta unidad, se identificó una transgresión marina Oxfordiana inferida por

los datos del pozo Chac-1, en el cual se tuvo una penetración en rocas de dicha edad, que consisten de lutitas con intercalaciones de calizas y hacia su parte inferior de areniscas de ambientes marinos costeros, con impregnación de hidrocarburos.

Durante el Kimeridgiano continuó la transgresión sobre el área continental de Yucatán y es factible localizar una nueva línea de costa hacia el occidente de este elemento. En cambio, en la porción que ocupa la Sonda de Campeche, se depositó una sección de carbonatos con alternancias de terrígenos finos, de ambientes someros que propician condiciones favorables para generar el magnesio de las microdolomías y macrodolomías que se tienen en esta secuencia sedimentaria. Las condiciones de sedimentación más profunda del Kimeridgiano, deben localizarse hacia el occidente de la plataforma localizada.

En el Titoniano, cambian las condiciones de sedimentación en la Sonda de Campeche, como resultado de la transgresión; los ambientes marinos someros del Kimeridgiano cambian a ambientes más profundos y de circulación mas restringida, depositándose arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica.

Uno de los problemas comunes en esta área, para la identificación de los pisos del Cretácico, es la frecuente dolomitización que se tiene en los carbonatos; sin embargo, un posible modelo de sedimentación es la siguiente: una plataforma calcárea en el área de Yucatán, con una sedimentación de ambientes predominantemente de laguna hacia su interior y de borde de plataforma en la periferia; esta sedimentación principia en el Cretácico Temprano y continúa durante todo el Cretácico. Dicho elemento geológico debe ser la fuente de los clastos calcáreos y soluciones de magnesio, que dan origen a las brechas y dolomías que se localizan hacia los taludes de esta plataforma, interdigitados con ambientes más profundos. Debido a la acción mecánica que interviene en el transporte de los clastos, así como el de migración de las soluciones de magnesio, esta facies constituye una franja paralela a la Plataforma de Yucatán, cambiando hacia el occidente a facies de cuenca mas profunda y con escasas posibilidades de encontrar rocas porosas.

Los efectos orogénicos Laramídicos originan cambios notables en la sedimentación y se inicia un gran depósito de terrígenos desde el Paleoceno hasta el Reciente, disminuyendo gradualmente la extensión de la Plataforma Calcárea de Yucatán. En el área marina de Campeche, las condiciones sedimentológicas del Cretácico continúan hasta la base del

Paleoceno, en donde se identifican brechas con fragmentos de rocas Cretácicas y del mismo Paleoceno.

La secuencia Terciaria presenta frecuentes interrupciones en su columna, siendo las más notables las que existen entre las rocas del Oligoceno y Mioceno. En general, las causas principales que repercuten en la secuencia estratigráfica Terciaria son:

- Efectos Laramídicos durante el Terciario Temprano; esta acción propicia el levantamiento de la Sierra de Chiapas; en consecuencia, se inicia un sistema fluvial que repercute en la sedimentación marina durante todo el Terciario.
- Eventos tectónicos miocénicos que activan la formación de las Cuencas Terciarias como la de Macuspana, con grandes depósitos de rocas del Mioceno y Pleistoceno.
- La acción intrusiva de la sal como una respuesta a la tectónica Miocénica.

## **7.2.- Interpretación.**

Durante la interpretación en la imagen eléctrica se trata de buscar analogías entre los valores de conductividad o resistividad representada por una escala de colores que no solo está en función de la litología, sino también de la presencia de fluidos, así como del fracturamiento, porosidad y permeabilidad de la roca.

La interpretación de imágenes de FMI se basa en el reconocimiento y determinación de eventos geológicos entre los que figuran el fracturamiento, definición de estratos, así como rasgos texturales y geológicos que nos permiten realizar asociaciones geológicas y determinar ambientes de depósito, condiciones de depositación primaria, dirección preferencial de esfuerzos de deformación, y evaluar cualitativamente características petrofísicas de la roca.

### **7.2.1.- Características de los estratos.**

La imagen de FMI en el pozo ha sido adquirida entre las profundidades desarrolladas 3928 a 4437 metros (509 metros en total).

Al comienzo del registro, de 3928 a 3971 m (43 metros en total) se observa una secuencia de calizas con intercalación abundante de estratos arcillosos, como también lo indican los registros de agujero abierto (fig. 7.3). Aquí la imagen se presenta difusa por la falta de un buen

contacto de los patines con la pared del pozo, ya que como se puede observar en los registros de agujero descubierto (fig. 7.3) y en el calibre del FMI, el pozo sufrió ovalización, además por el contenido de aceite en los patines de la herramienta. Los estratos para este intervalo tienen un echado de alrededor de 10° en general, con dirección hacia el NW y SW. El fracturamiento es parcialmente abierto y escasamente cementado, de alto ángulo de echado.

En 3971 m comienza una brecha sedimentaria, de fragmentos de composición calcárea y angulosos, de tamaño muy variable, desde unos cuantos centímetros hasta 30 cm, en una matriz arcillosa. Esta brecha continúa hasta 4095 m, siendo en total 124 m de brecha. Se detectan en la imagen los periodos de no-depósito entre brecha y brecha (generalmente delgados estratos arcillosos), marcándose como límites de estrato. Esta brecha se interrumpe por horizontes de calizas con intercalaciones de estratos arcillosos, generalmente fracturados, dándole a la roca, en ocasiones, una apariencia brechoide, los intervalos observados son: 3990 a 3998 m, 4044 a 4057 m (imagen 7.1), 4070 a 4074 m y 4083 a 4088.3 m (imagen 7.2) Continúa presentándose aceite en los patines de la herramienta hasta 4088 m. En 4095 m se puede observar el contacto discordante entre la brecha y la secuencia que la subyace (imágenes 7.3 y 7.4), indicado también por los registros de agujero descubierto (fig. 7.4). Los estratos presentan echados de 20° a 70° hacia el NW generalmente. El fracturamiento es parcialmente abierto, con alto ángulo de echados, de 70° a 90°.

A partir de 4095 a 4124.6 m (29.6 m en total) se observan calizas arcillosas de espesor delgado (0.05 a 0.2 m) con intercalaciones abundantes de estratos arcillosos, esta secuencia presenta depósitos delgados de un material más resistivo en comparación con las calizas y que pudiera indicar la presencia de bandas de pedernal (imagen 7.5 y figura 7.4), así mismo se observa escasa pirita diseminada. Aquí el echado de los estratos es de alrededor de 10° con inclinaciones preferenciales hacia el NW y SW. El fracturamiento es esencialmente cementado de alto ángulo de echado.

De 4124.6 a 4136 m (12.6 m en total) la imagen sufrió un tirón de la herramienta, debido a un cambio litológico. En este intervalo se presentan calcarenitas, indicadas por los registros de agujero descubierto (fig. 7.4), ya que se observa una porosidad muy elevada del 15% al 20% y que no corresponde a presencia de arcillosidad, siendo parecida a la de las arenas y con composición de carbonatos. Los estratos tienen como máximo un echado de 20°, sin dirección preferencial. No se observan fracturas.

De 4136 a 4153.3 m (17.3 m en total) se presentan calizas mas limpias y con intercalaciones arcillosas, con algunos posibles horizontes de calcarenita, los intervalos de calcarenita son: 4138.2 a 4139 m, 4140.4 a 4141.7 m y de 4150.7 a 4152.3 m (imagen 7.6 y figura 7.4). Las capas tienden a inclinarse hacia el SW, no se observa fracturamiento.

A partir de 4153.3 a 4159 m (5.7 m en total) se presentan calizas dolomitizadas con abundante porosidad vugular, de espesor delgado, de 0.05 a 0.2 m, con intercalaciones de estratos arcillosos (imágenes 7.6 y 7.7, figura 7.4). Sin presencia de fracturamiento.

Desde 4159 m se observan calizas arcillosas, de espesor delgado a mediano, de 0.1 a 0.4 m, con abundantes intercalaciones de estratos arcillosos. Presencia de posibles bandas de pedernal (Imágenes 7.7 y 7.8, figura 7.4) y escasa pirita diseminada. El fracturamiento es parcialmente abierto y cementado de alto ángulo de echado. A partir de 4210 m el fracturamiento dominante es el cementado, con escaso fracturamiento conductivo (abierto y parcialmente abierto), continuando la presencia de bandas de pedernal (imagen 7.9). De 4253 a 4254 m se presenta una brecha de colapso (imagen 7.10). Continúa el abundante fracturamiento cementado; en las zonas de fracturamiento parcialmente abierto, se aprecia en ocasiones escasa porosidad vugular asociada a este fracturamiento, en donde el fracturamiento ayudó al flujo de fluidos que permitieron la disolución de la roca (imagen 7.11). En 4294 m el fracturamiento cementado llegó a formar microfallamiento, igualmente cementado, con la misma orientación de las fracturas cementadas (imágenes 7.12 y 7.13). En 4389.5 m se observa una estilolita. La litología anterior continúa hasta el final del registro, 4437 m, así como el dominante fracturamiento cementado. Así podemos decir que debido a la constante cementación del fracturamiento y a la presencia de estilolitas en la roca, en especial de 4210 a 4437 (227 m en total), la formación se encuentra más compacta que las rocas que la sobreyacen. Este intervalo de 4159 a 4437 m (278 m en total) presenta los estratos con un echado de alrededor de 10° con inclinaciones preferentemente hacia el NW y SW, mientras que el fracturamiento tiene alto ángulo de echado, de 70° a 90°, predominantemente.

Para todo el registro, de 3928 a 4437 m, los eventos reconocidos como estratos en total fueron 581, los cuales fueron graficados en la red estereográfica de Wulff para conocer su distribución espacial y para obtener la dirección preferencial del rumbo de estrato.

El rumbo de los estratos varía hacia todas direcciones, sin embargo puede notarse una tendencia principal que es NE-SW (fig. 7.7), con echados al NW y SE (fig. 7.5). El echado de los estratos varía de 0° a 80°, con una mayor frecuencia de 0° a 20° (fig. 7.6). Esta frecuencia indica echados casi horizontales, por lo que el pozo se ubicaría muy cercano al eje del anticlinal; es importante destacar que los echados de mayor ángulo, de hasta 80°, pertenecen a la brecha observada.

#### 7.2.2.- Características de las fracturas.

El fracturamiento observado de 3928 a 4095 m es conductivo (abierto y parcialmente abierto), de 4095 a 4210 m se presenta tanto fracturamiento conductivo como cementado, y de 4210 a 4437 m el fracturamiento predominante es el cementado. La zona en donde se identificó la mayor frecuencia de fracturamiento fue en donde predominan las fracturas cementadas, por lo que éstas son mas frecuentes que las fracturas conductivas.

De 3928 a 4095 m la apertura de las fracturas conductivas (abiertas y parcialmente abiertas) varía de 0.001 a 1 cm, sin embargo es escaso éste fracturamiento. Debajo de la brecha, de 4095 y hasta el final del registro, 4437 m, la cementación afectó fuertemente a las fracturas parcialmente abiertas, que se presentan escasamente en comparación con las fracturas cementadas, y con una apertura tan pequeña y casi totalmente cementadas, siendo su apertura menor a 0.0001 cm.

Las zonas de mayor interés para la explotación de los hidrocarburos son las que presentan fracturas no cementadas, los intervalos que indican una mayor densidad relativa de fracturamiento parcialmente abierto fueron: 3933 a 3936 m, 3968 a 3971 m, 3990 a 3998 m, 4051 a 4056 m, 4082 a 4096 m, 4162 a 4163 m, 4195 a 4210 m, 4272 a 4277 m.

Para todo el registro, de 3928 a 4437 m, se identificaron un total de 490 eventos como fracturas, de las cuales 3 fueron fracturas abiertas, 177 fracturas parcialmente abiertas y 310 fracturas cementadas.

El rumbo de las fracturas presenta una familia predominante, que es NE20°-50°-SW (fig. 7.8), con echados al NW y SE (fig. 7.5). El echado de las fracturas varía de 0° a 90°, con una mayor frecuencia de 80° a 90° (fig. 7.6).

### 7.3.- Conclusiones

- 1) El intervalo registrado e interpretado fue de 3928 a 4437 m (509 m en total). Este intervalo puede dividirse por su litología y su función en el yacimiento en tres secciones.
- 2) El intervalo de 3928 a 3971 m (43 metros en total) presenta una secuencia de calizas con intercalación abundante de estratos arcillosos. Que correspondería al Paleoceno, funcionando como sello del yacimiento.
- 3) De 3971 a 4095 m (124 m en total) se presenta la brecha calcárea sedimentaria del Paleoceno Inferior – Cretácico Superior, formada durante la orogenia Laramide. La cual es conocida como la roca almacén y en donde los registros de agujero descubierto indican buena saturación de hidrocarburos.
- 4) De 4095 a 4437 m (347 m en total) se presenta el Cretácico. Compuesta por calizas arcillosas con intercalaciones variables de estratos arcillosos, correspondiente a un ambiente de mar abierto. Los únicos intervalos de interés para el petróleo, serían los correspondientes a los horizontes de calcarenita, que presentan una buena porosidad y contenido de hidrocarburos, según los registros de agujero descubierto.
- 5) Los intervalos con mayor densidad relativa de porosidad vugular son: 4153 a 4159 m, 4176 a 4178 m, 4307 a 4308 m. Estos intervalos se ubican en el intervalo Cretácico, por lo que muy posiblemente no tengan ningún interés en términos de explotación de hidrocarburos.
- 6) Los intervalos que presentaron mayor densidad relativa de fracturamiento parcialmente abierto son: 3933 a 3936 m y 3968 a 3971 m, correspondientes al sello del Paleoceno, por lo que no representan importancia alguna; 3990 a 3998 m, 4051 a 4056 m y 4082 a 4096 m, pertenecientes a la brecha y por tanto de importancia para la explotación de hidrocarburos; 4162 a 4163 m, 4195 a 4210 m y 4272 a 4277 m, dentro del intervalo Cretácico y muy posiblemente sin importancia para la explotación de hidrocarburos.

- 7) Los intervalos con mayor densidad de fracturamiento cementado se ubican dentro del Cretácico y son: 4215 a 4218 m, 4213 a 4223.5 m, 4235 a 4237 m, 4265 a 4280 m. Actuando como barreras de permeabilidad para los hidrocarburos.
- 8) Para todo el registro, el rumbo de los estratos varía hacia todas direcciones, sin embargo puede notarse una tendencia principal que es NE-SW, con echados al NW y SE. El echado varía de  $0^{\circ}$  a  $80^{\circ}$ , con una mayor frecuencia de  $0^{\circ}$  a  $20^{\circ}$ . Esta frecuencia indica echados casi horizontales, por lo que el pozo se ubicaría muy cercano al eje del anticlinal.
- 9) Para todo el registro, el rumbo de las fracturas presenta una familia predominante, que es NE $20^{\circ}$ -50°-SW, con echados al NW y SE. El echado varía de  $0^{\circ}$  a  $90^{\circ}$ , con una mayor frecuencia de  $80^{\circ}$  a  $90^{\circ}$ .

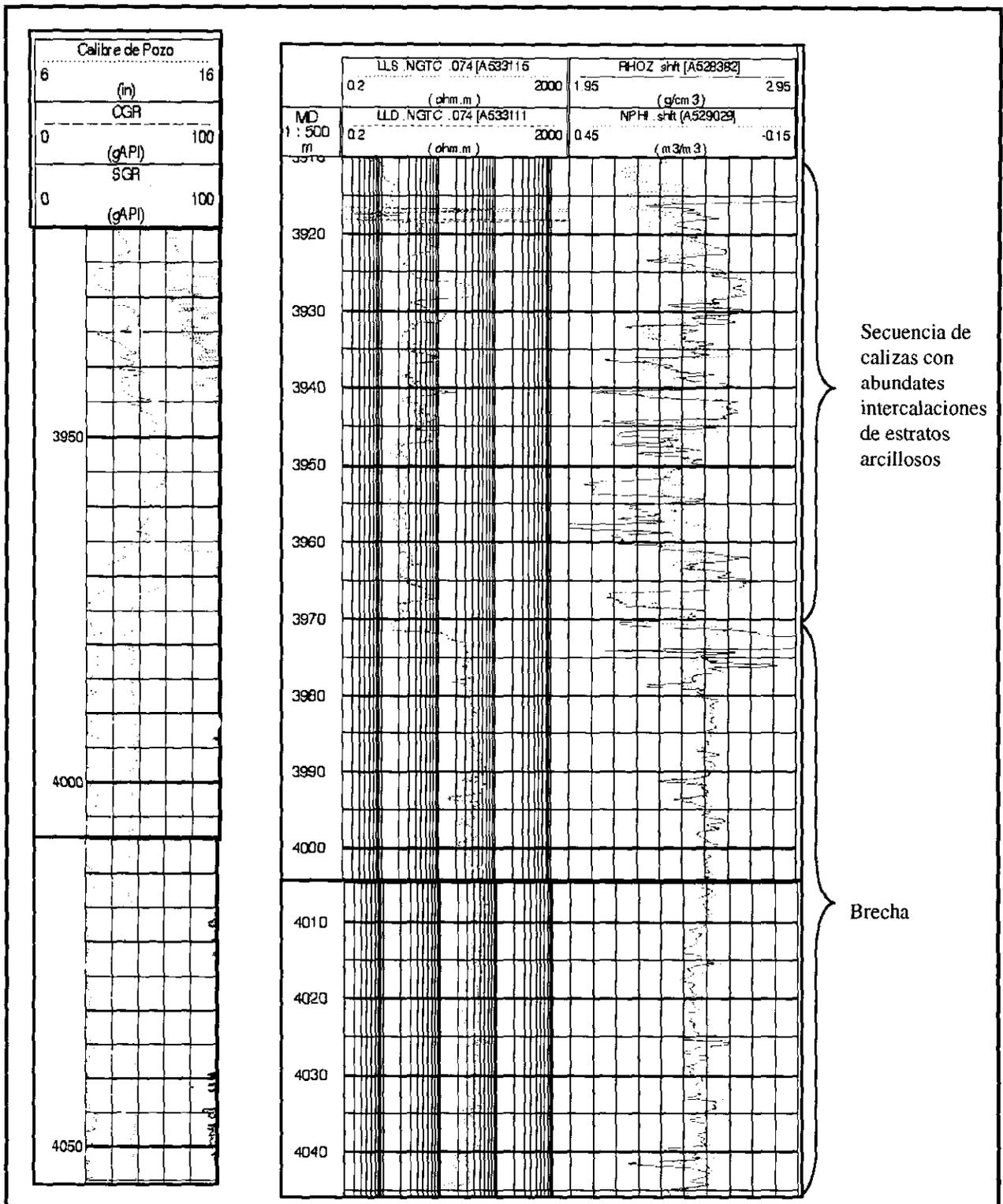


Fig. 7.3. Abundante arcillosidad de 3915 a 4970 m (SGR), indicado también por los registros de resistividad (LLS y LLD) que indican resistividades bajas. Los registros de porosidad y densidad (NPHI y RHOZ) están afectados por la ovalización del pozo.

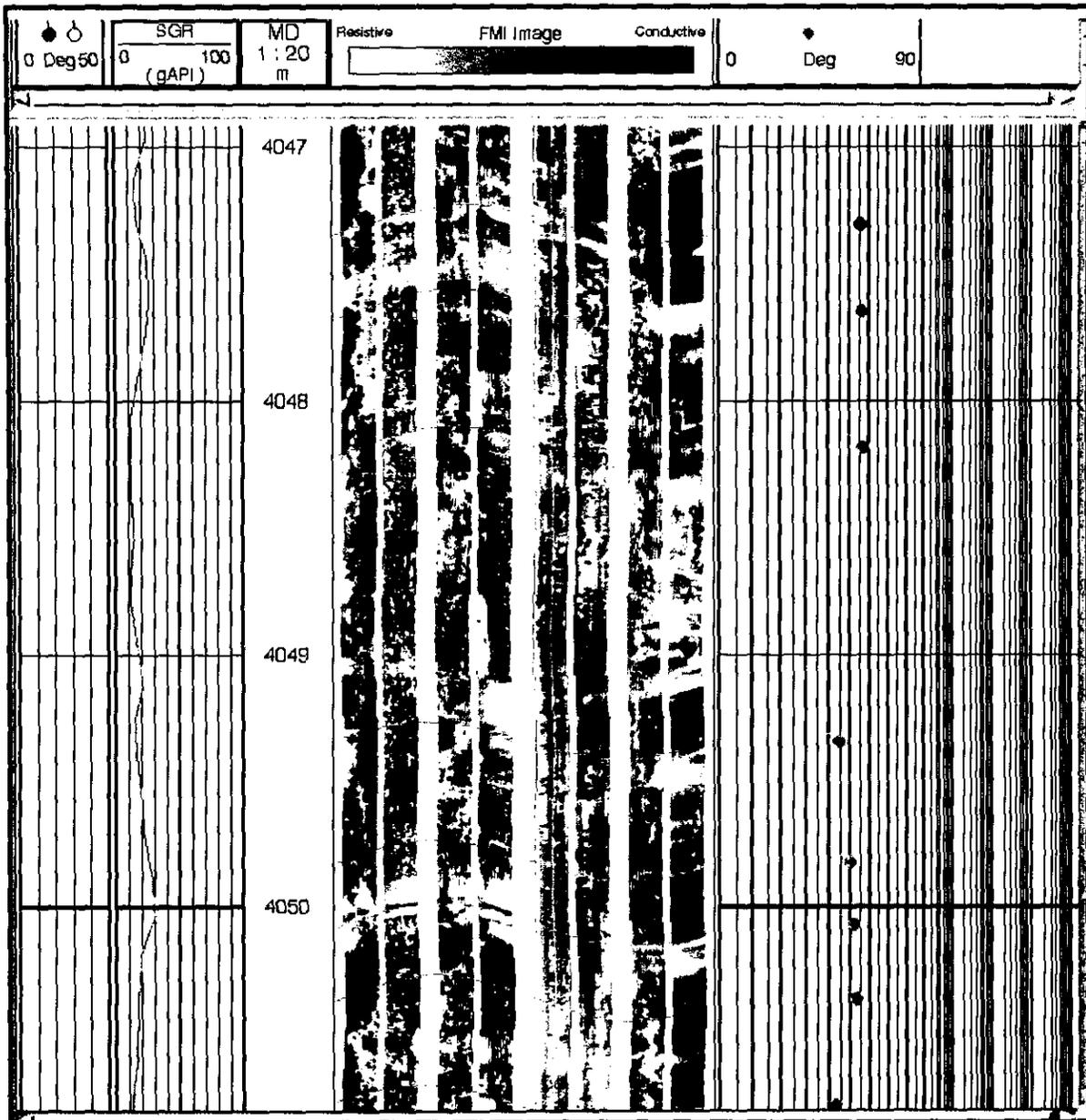


Imagen 7.1. Estratificación uniforme de calizas con escasas intercalaciones de estratos arcillosos. La imagen presenta aceite, llevado por los patines de la herramienta.

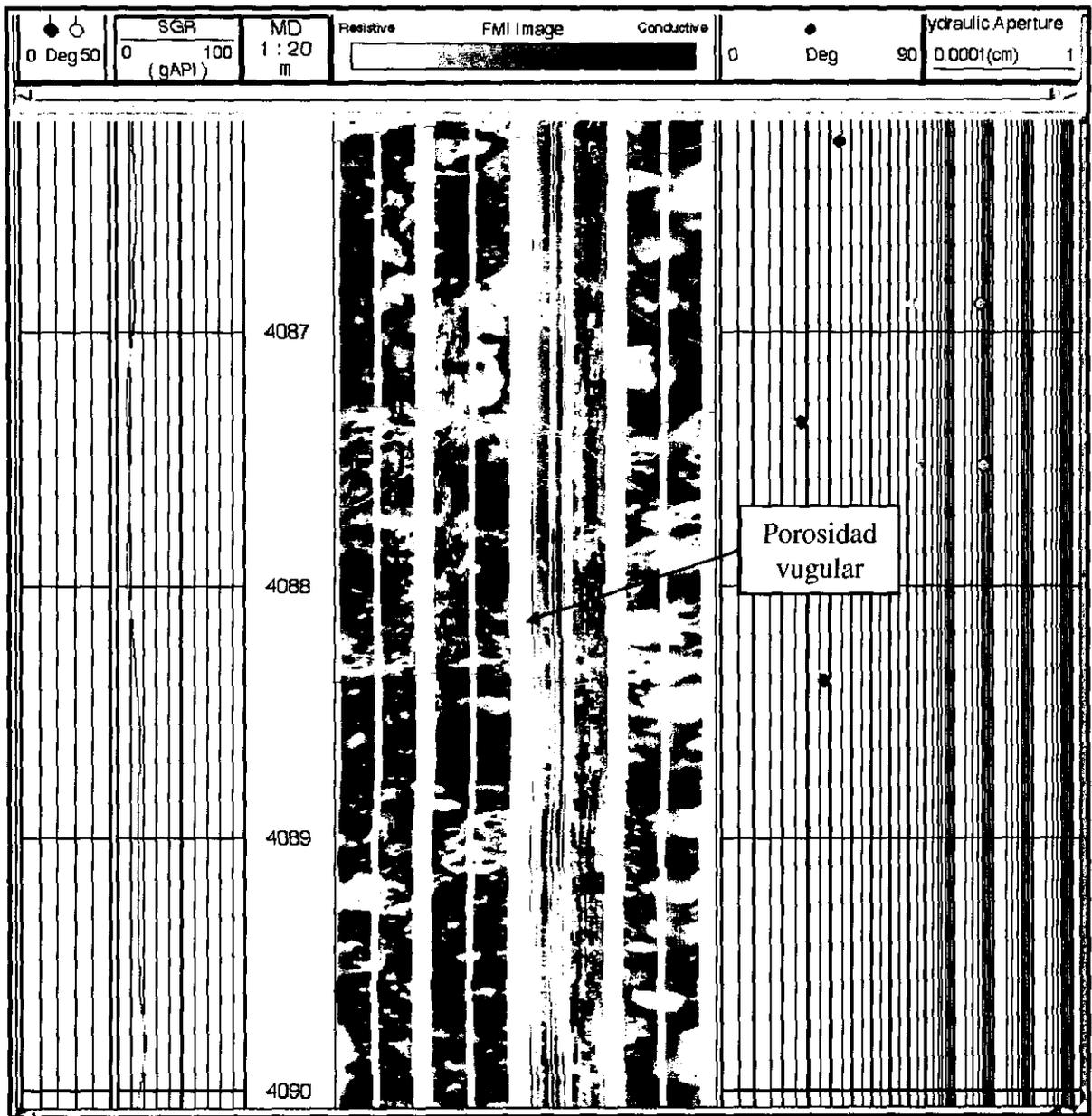


Imagen 7.2. Porosidad vugular en 4088 m en un estrato, arriba y debajo de este cuerpo la brecha.

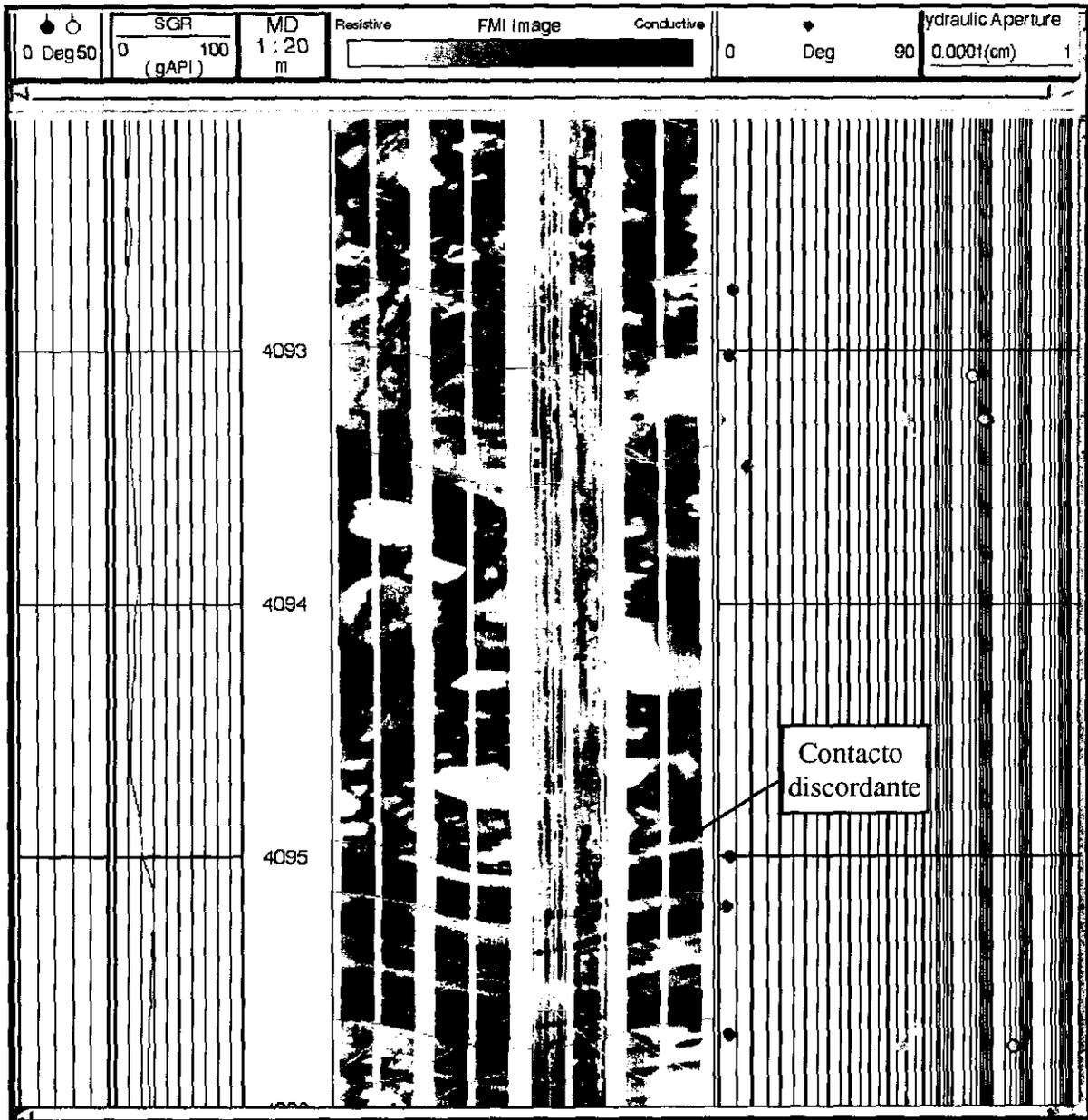
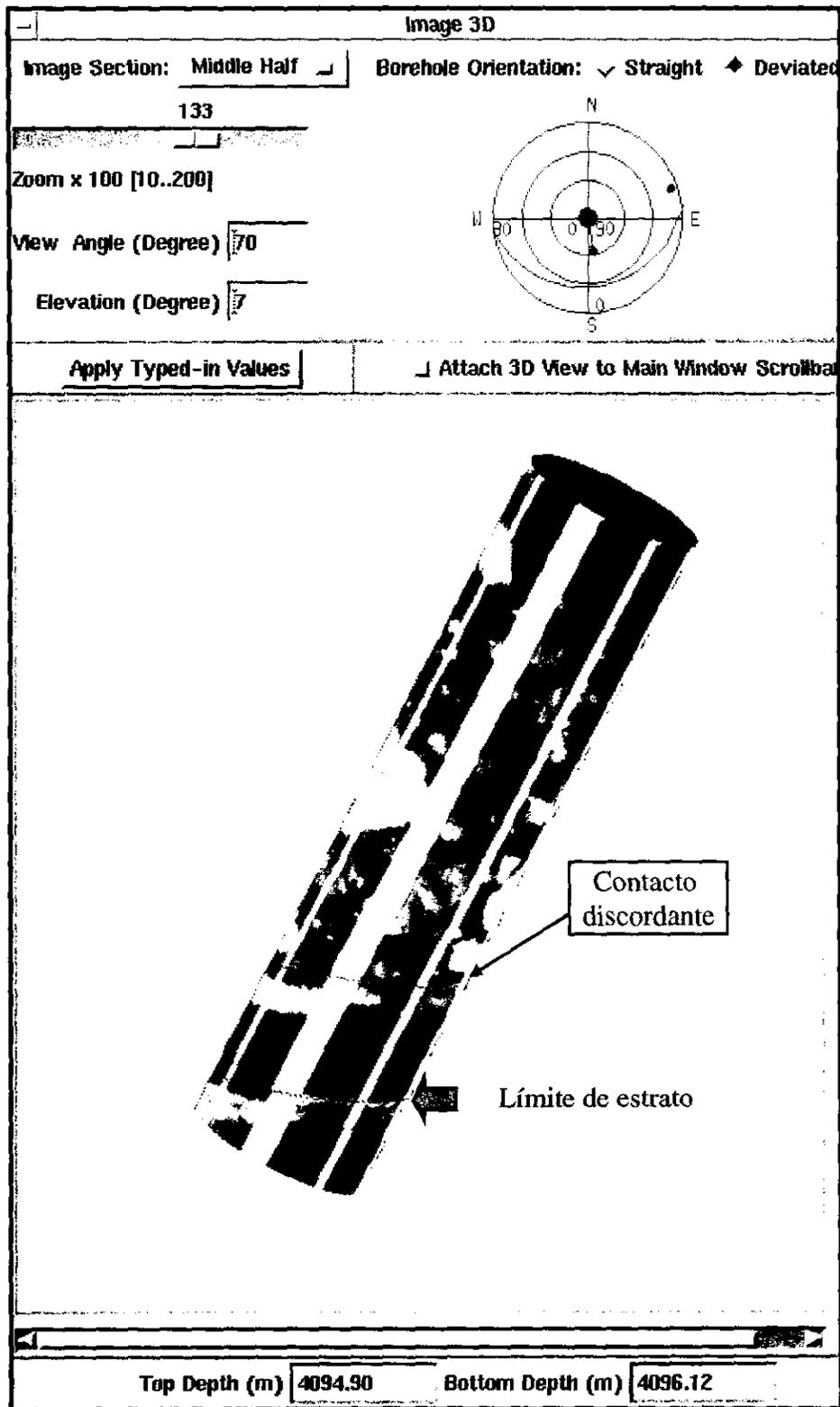


Imagen 7.3. Cotacto discordante entre la secuencia de calizas con intercalación de capas arcillosas (abajo) y la brecha (arriba).



**IMAGEN EN 3D**

Imagen 7.4. Cotacto discordante entre la secuencia de calizas con intercalación de capas arcillosas (abajo) y la brecha (arriba).

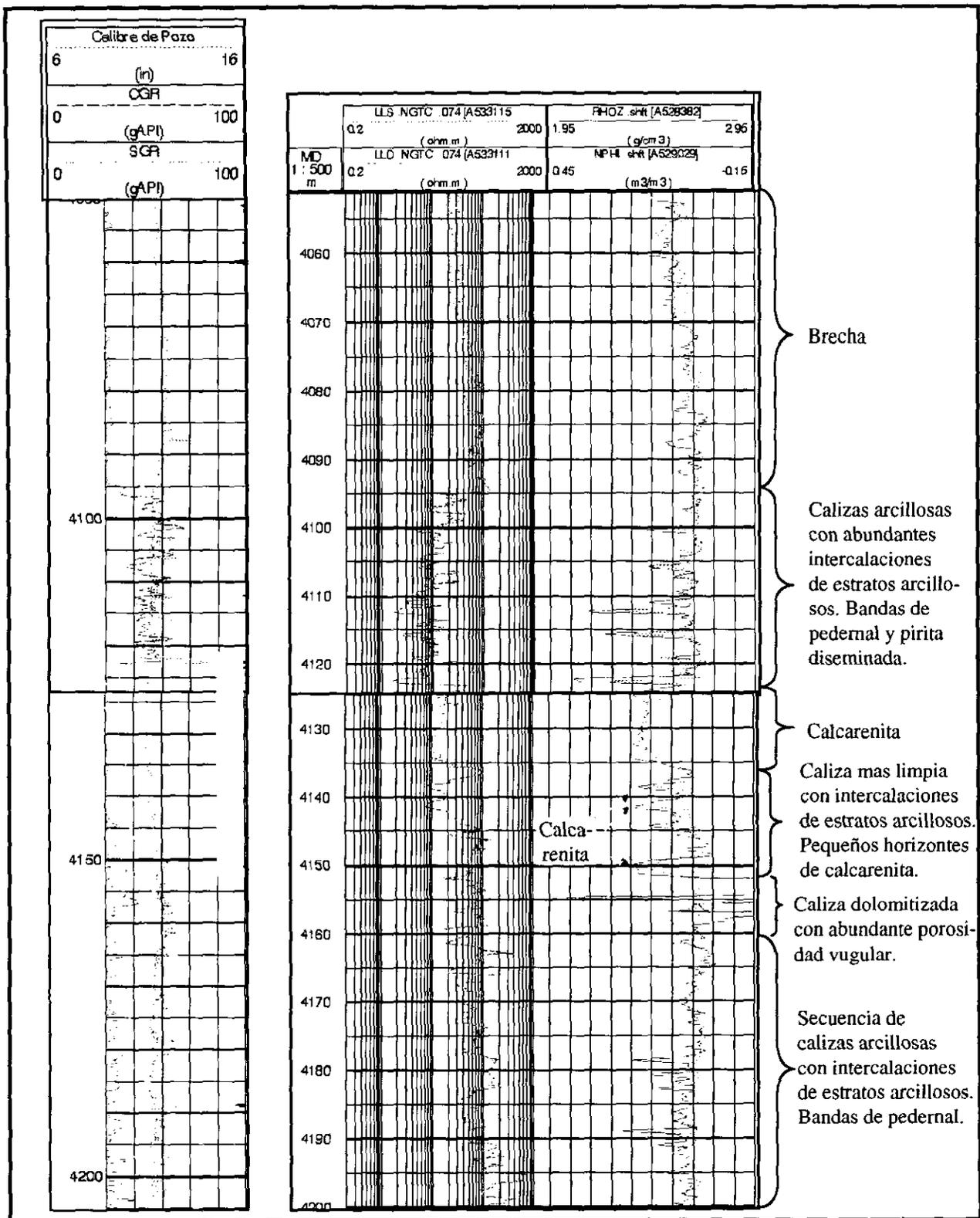


Fig. 7.4. Registro de agujero descubierto, en el que se observan los intervalos de brecha, de las secuencias de calizas con intercalaciones de estratos arcillosos, así como los horizontes de calcarenita.

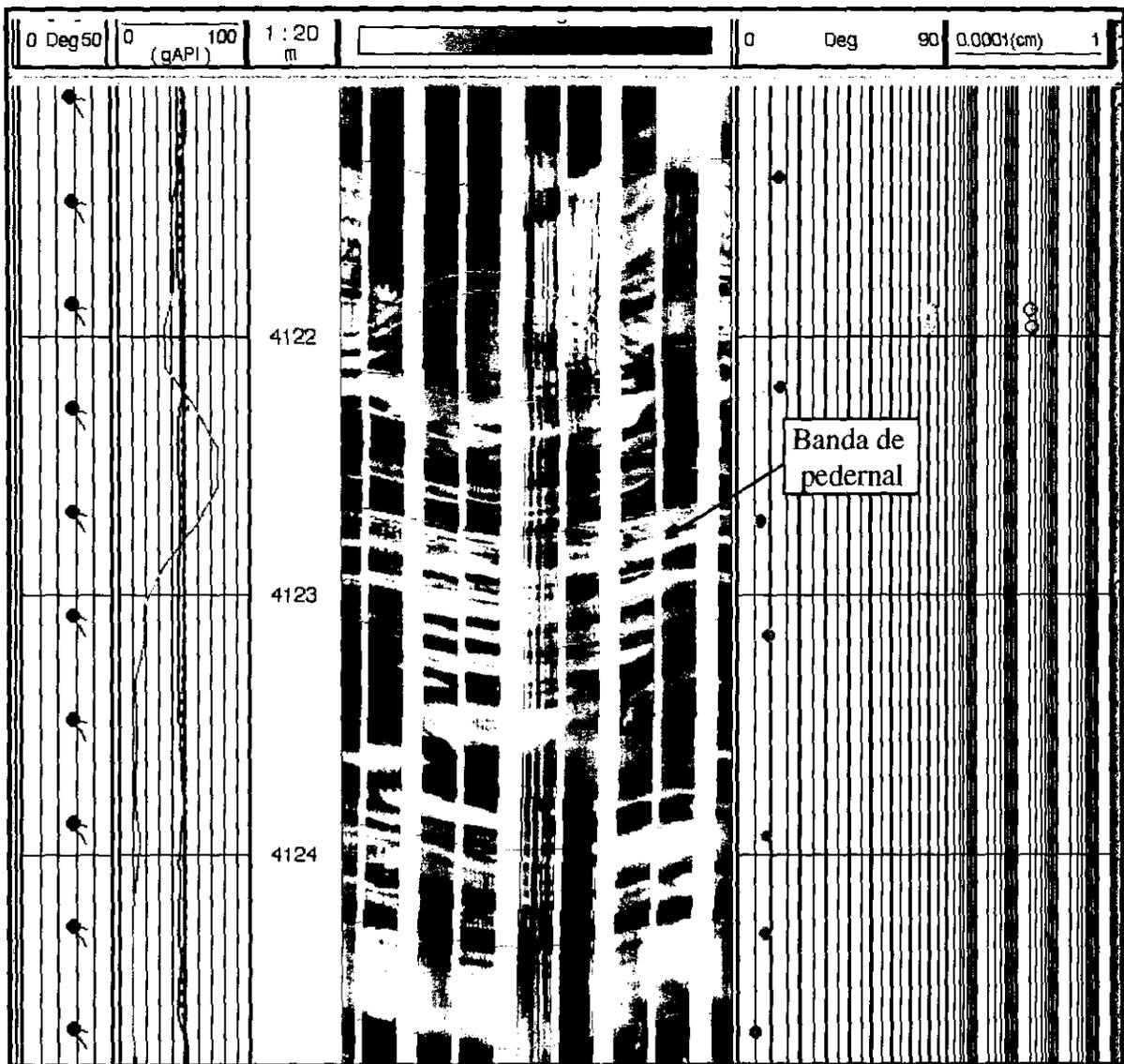


Imagen 7.5. Secuencia de calizas arcillosas con abundantes intercalaciones de estratos arcillosos.

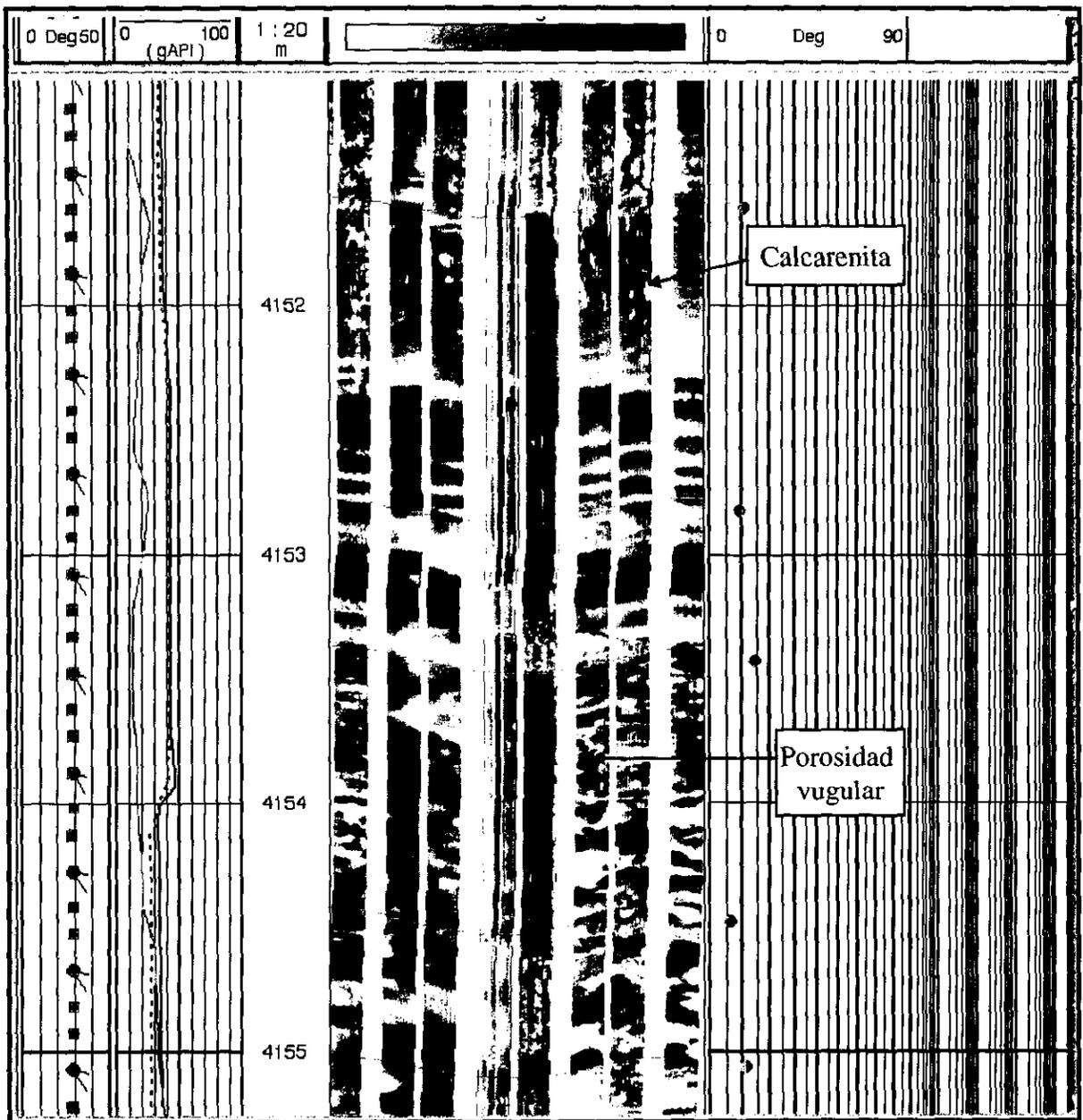


Imagen 7.6. Arriba calcarenita, de 4151.3 a 4152.3 m; caliza con intercalaciones arcillosas de 4152.3 a 4153.3 m; caliza con abundante porosidad vugular de 4153.3 a 4155.3 m.



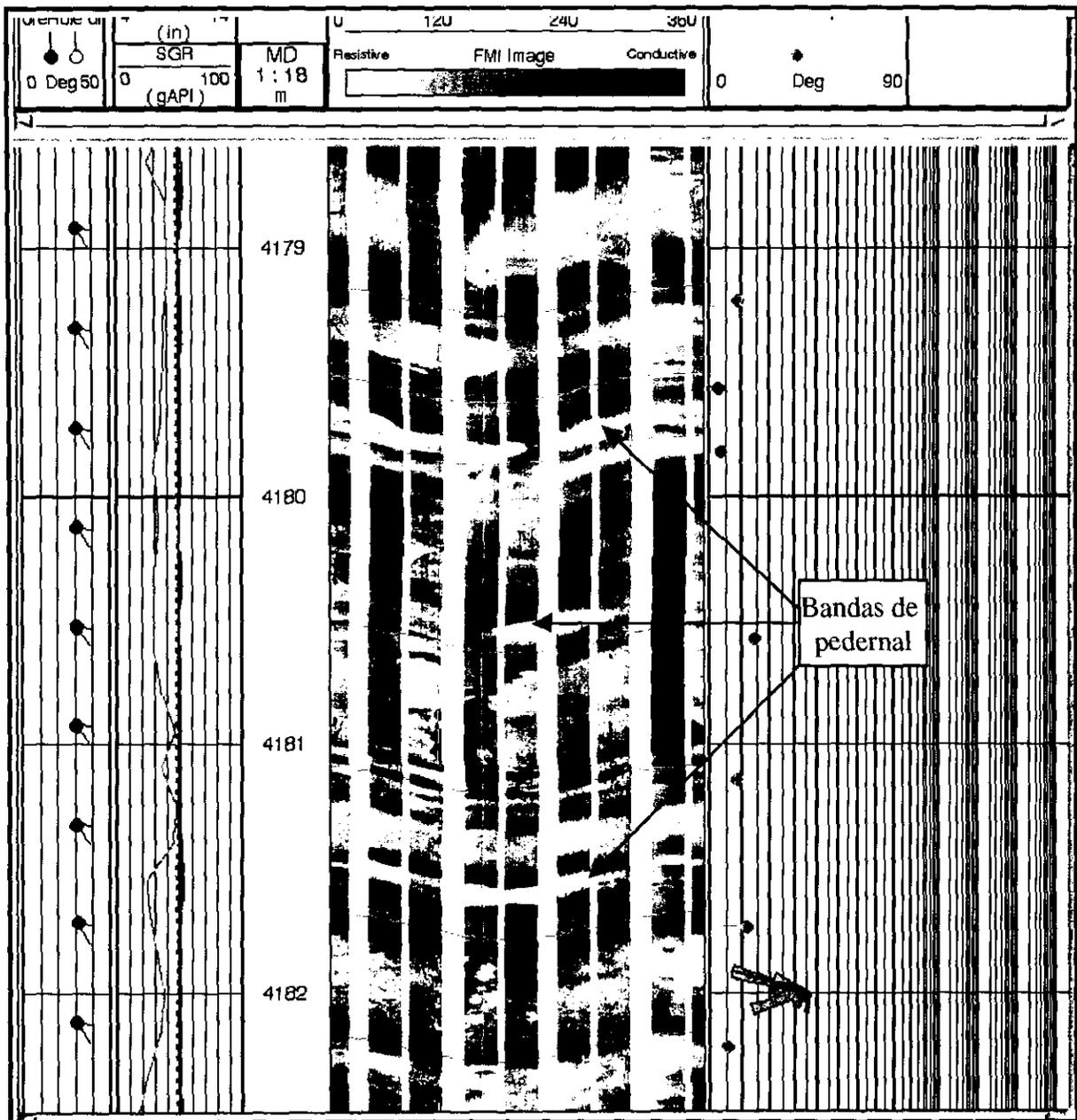


Imagen 7.8. Caliza arcillosa de espesor delgado a mediano, de 0.05 a 0.4 m, con intercalaciones de estratos arcillosos. Presencia de posibles bandas de pedernal.

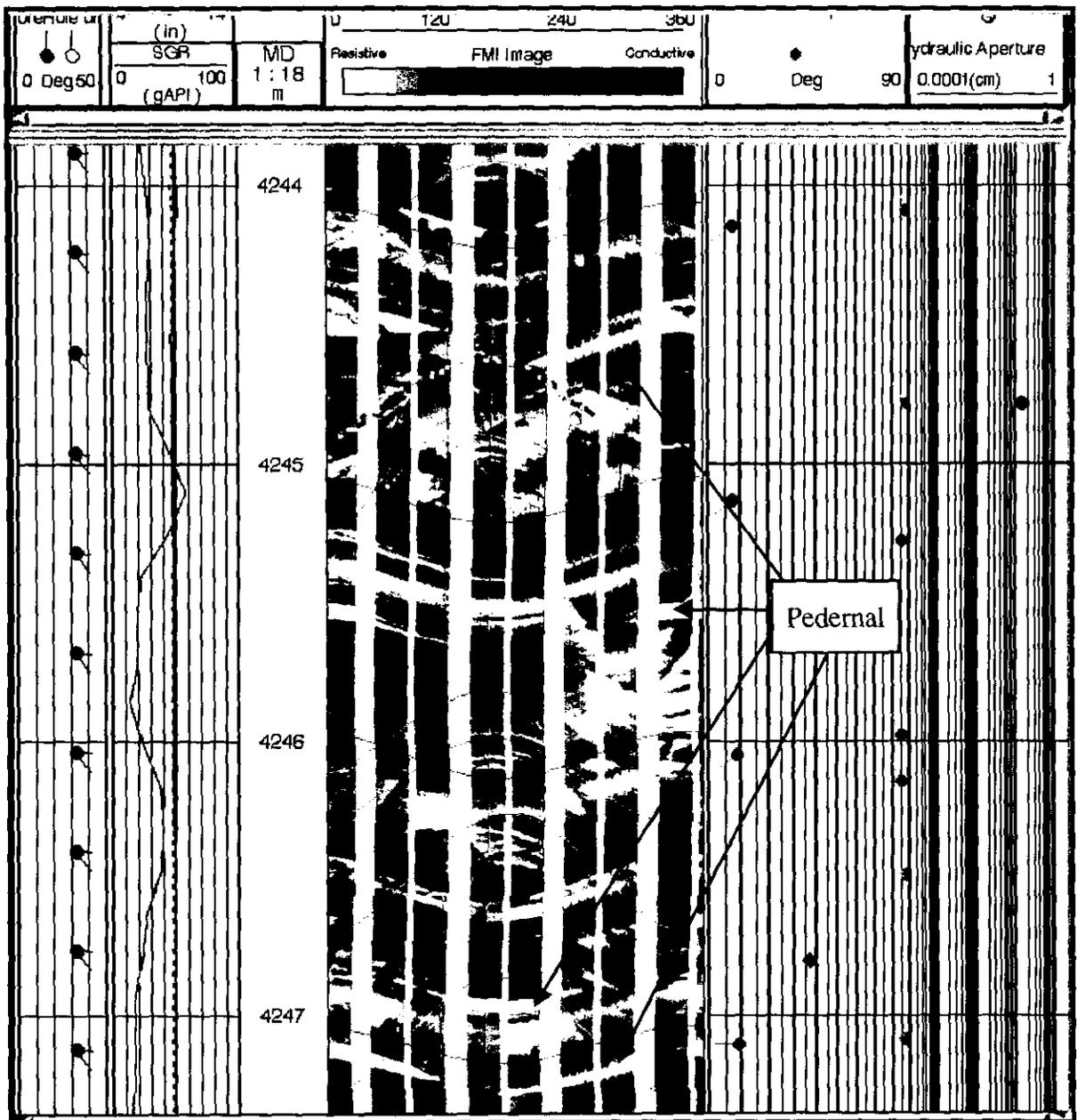


Imagen 7.9. Abundante fracturamiento cementado y presencia de pedernal en la secuencia de calizas arcillosas con intercalaciones de estratos arcillosos.

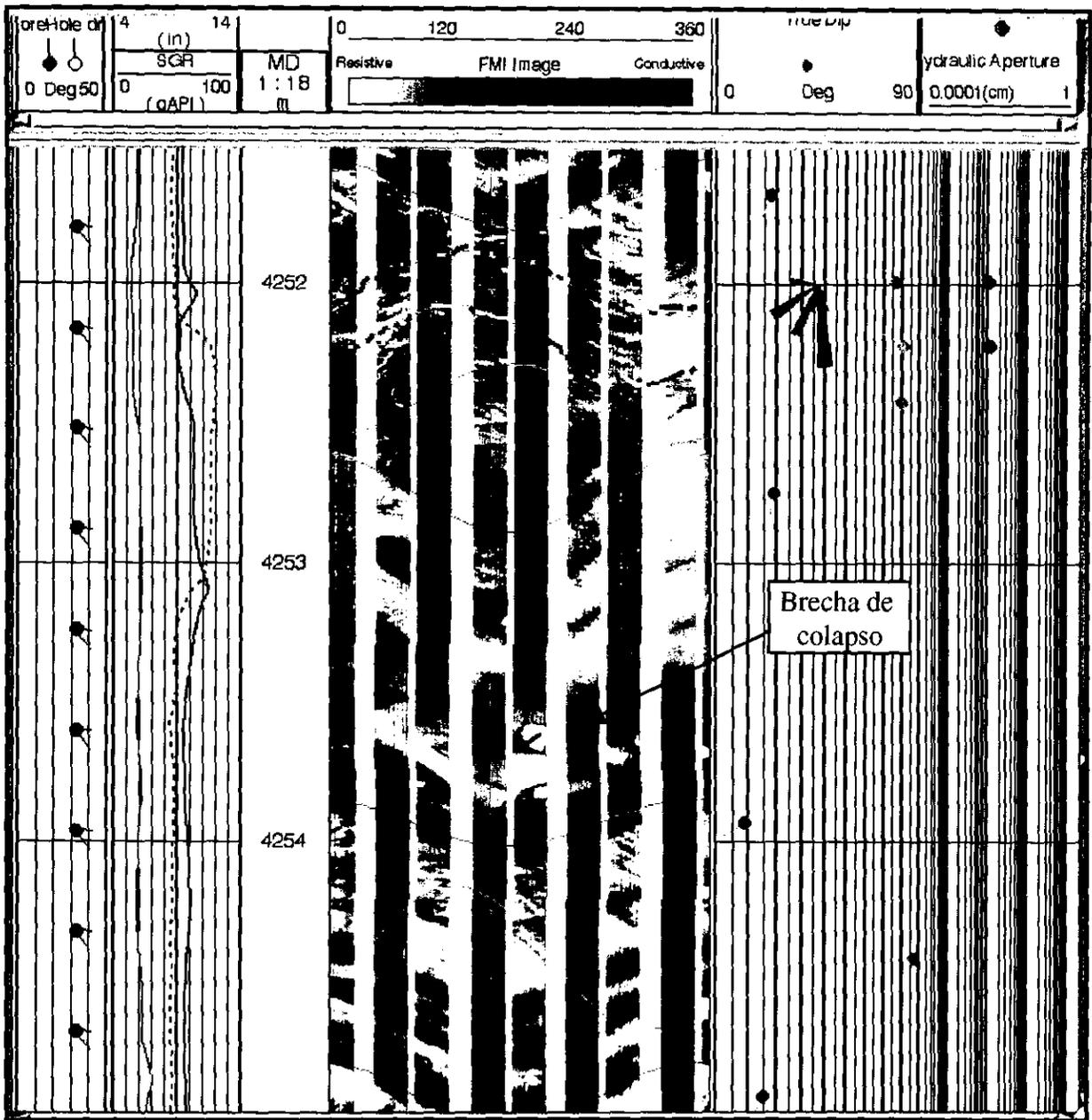


Imagen 7.10. Brecha de colapso de 4253 a 4254 m.

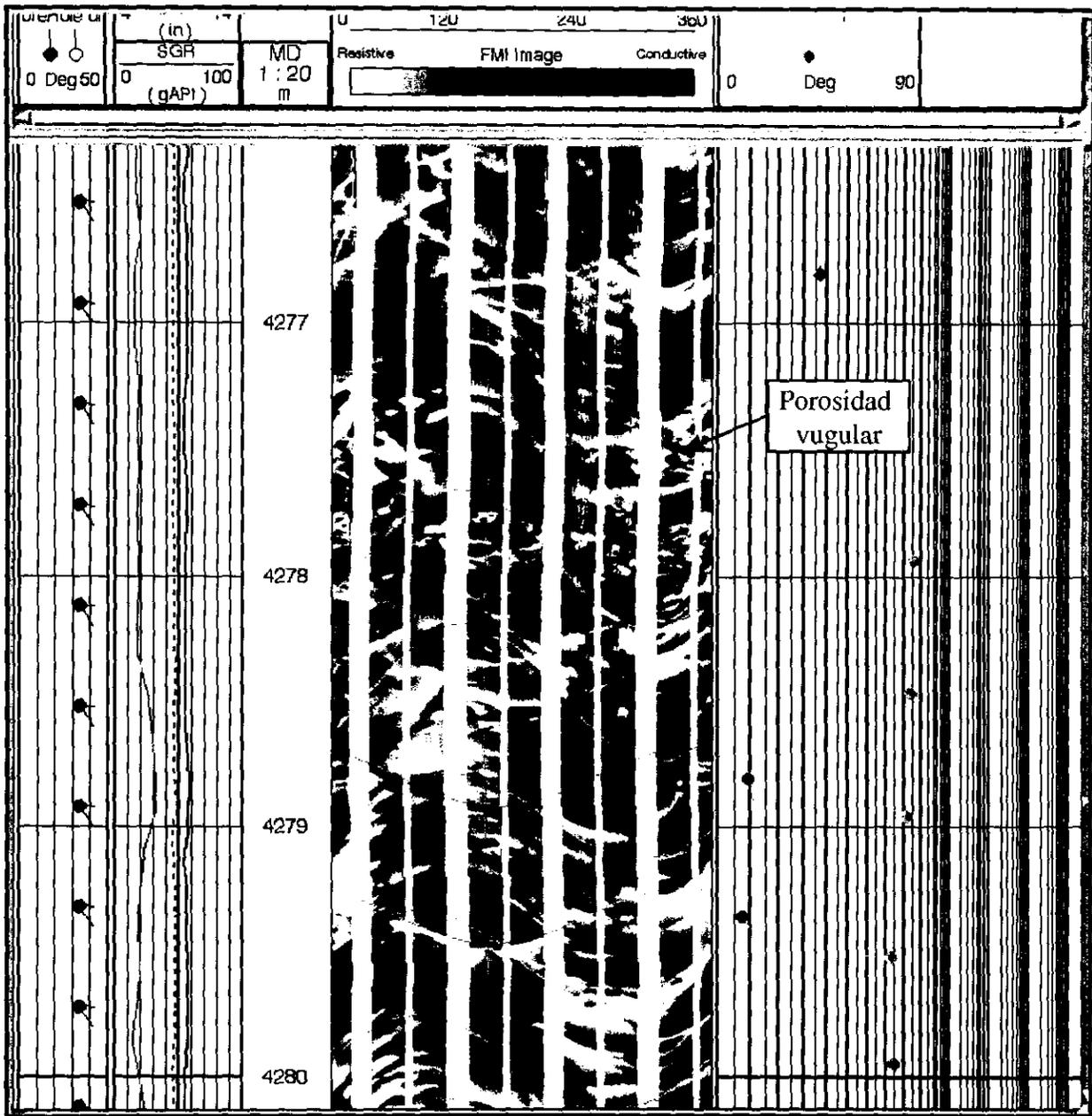


Imagen 7.11. Porosidad vugular asociada al fracturamiento parcialmente abierto, en este caso las fracturas no están marcadas, pero puede observarse el alineamiento de los vugulos paralelo al fracturamiento cementado.

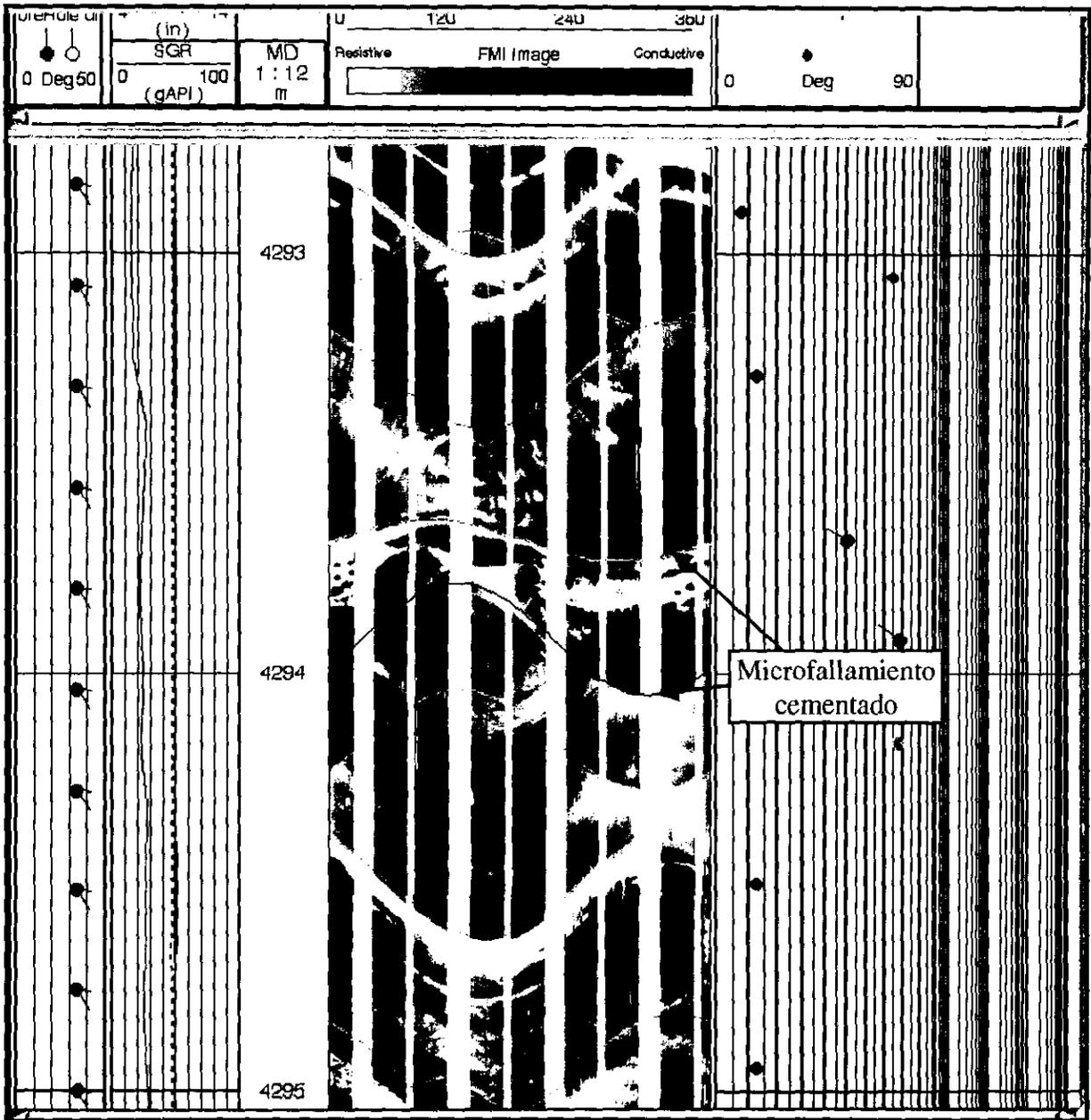
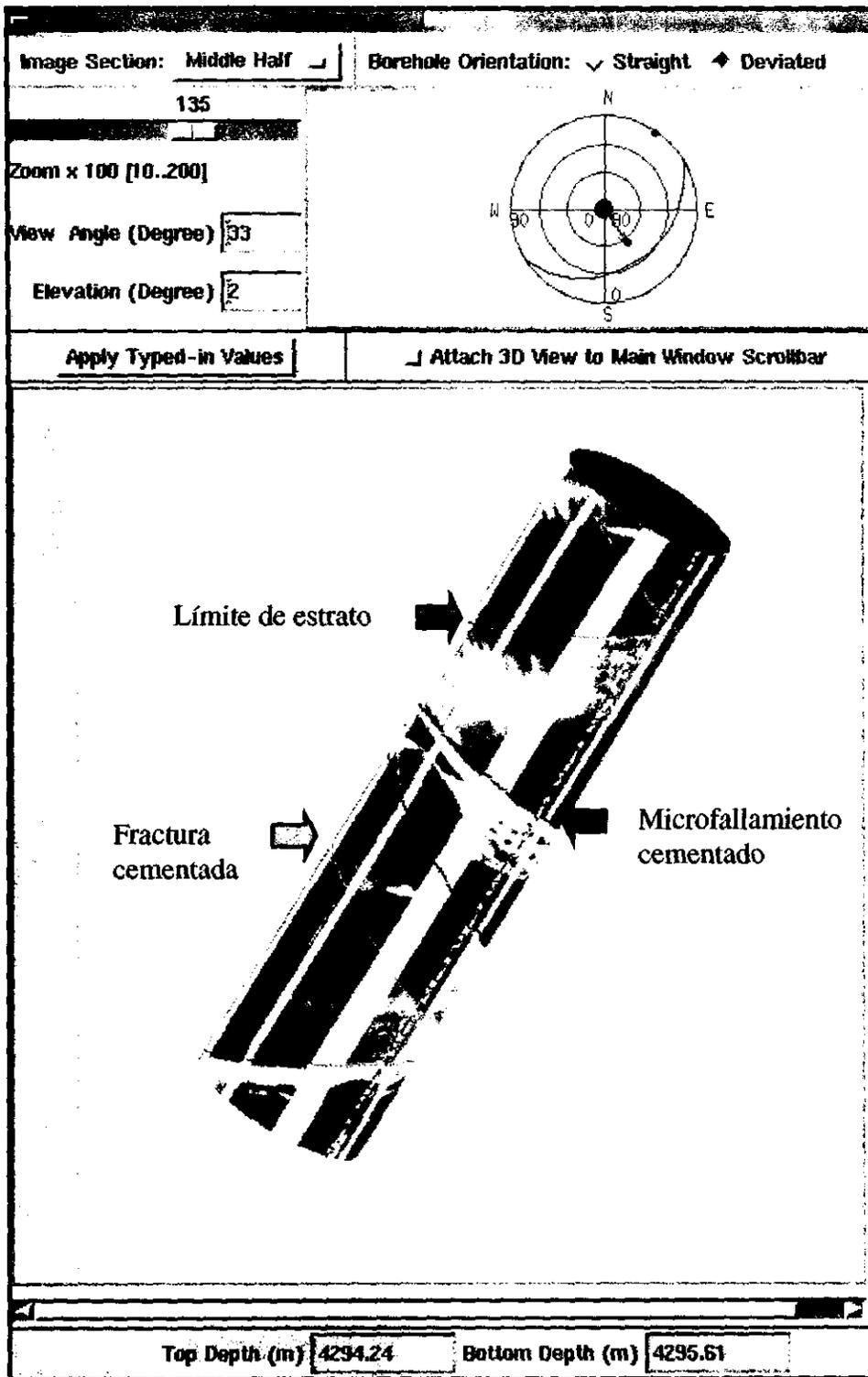
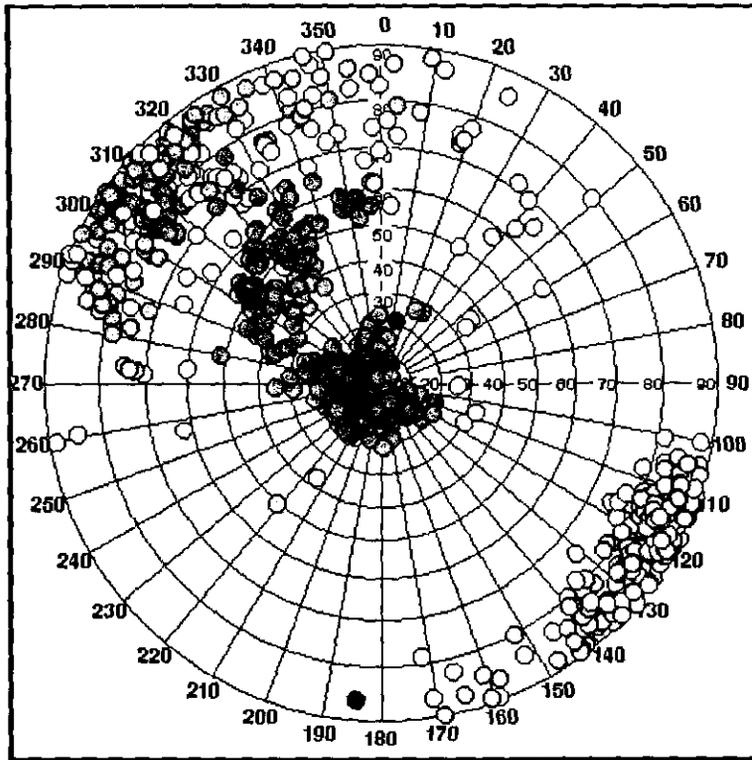


Imagen 7.12. Microfallamiento cementado, de posible desplazamiento horizontal.



**IMAGEN EN 3D**

Imagen 7.13. Microfallamiento cementado, de posible desplazamiento horizontal.



- Límite de estrato
- Fractura abierta
- Fractura parcialmente abierta
- Fractura cementada
- Discontinuidad estructural ó sedimentaria

Fig. 7.5. Red estereográfica de la dirección de inclinación del echado.

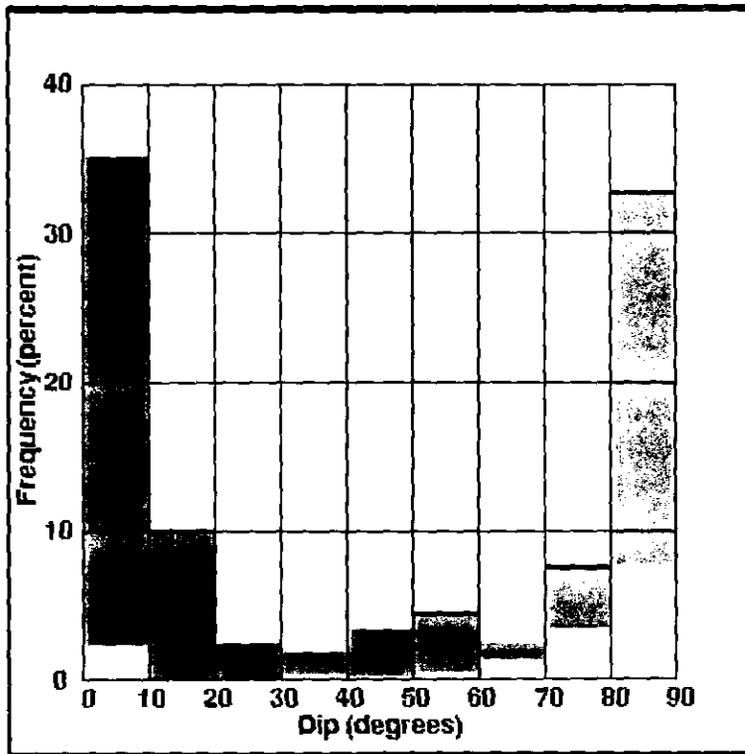
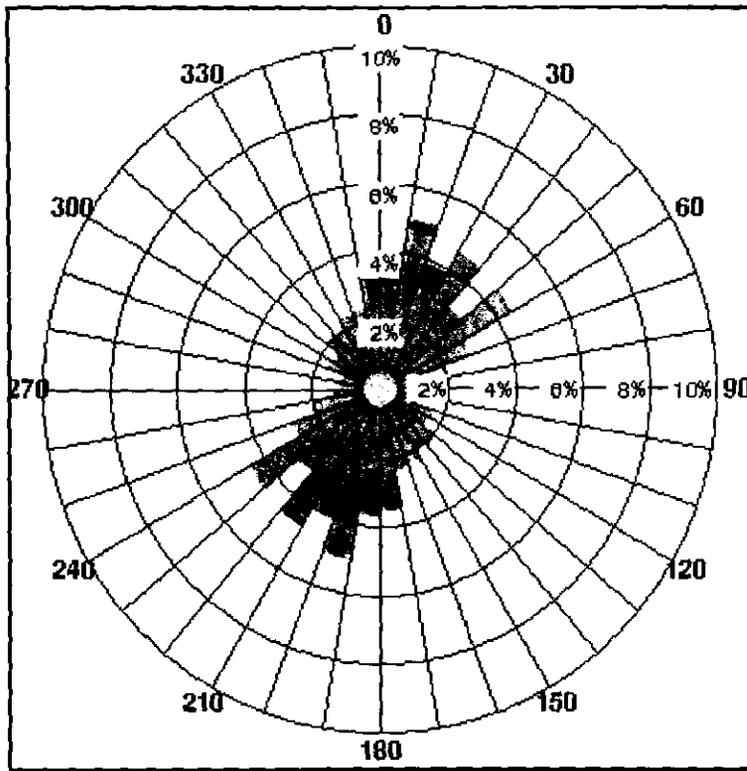


Fig. 7.6. Histograma del echado.



- Límite de estrato
- Fractura abierta
- Fractura parcialmente abierta
- Fractura cementada
- Discontinuidad estructural ó sedimentaria

Fig. 7.7. Roseta de rumbo de los estratos.

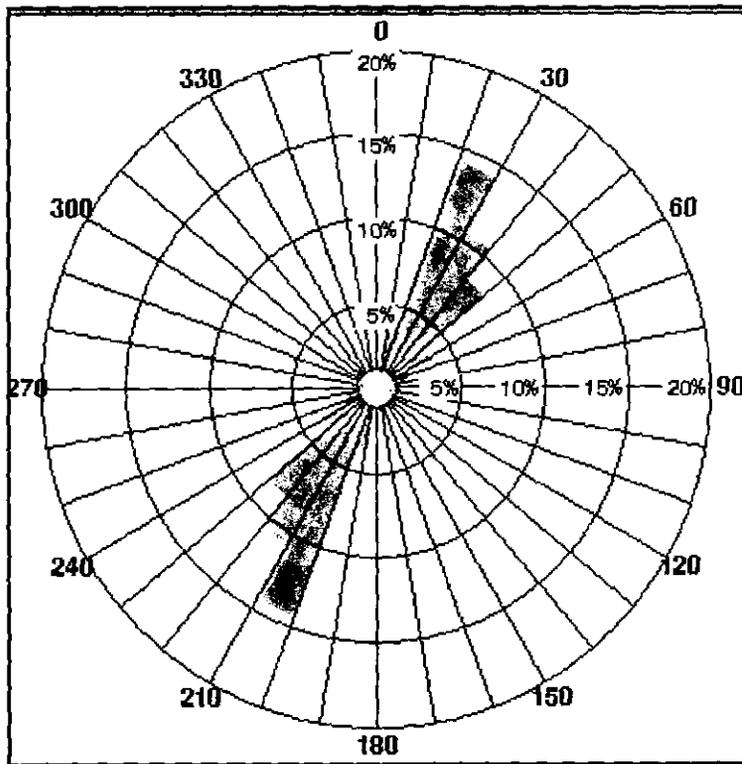


Fig. 7.8. Roseta de rumbo de las fracturas.

## **8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El FMI es una herramienta muy poderosa en el análisis estructural de las rocas almacén y de las trampas petrolíferas debido a que con ella se puede registrar el echado de las rocas. También es posible, junto con los registros de agujero descubierto, deducir las características litológicas de la roca registrada, que para términos de explotación y exploración es de suma importancia. Siempre tomando en cuenta las limitaciones de la herramienta, que imponen las condiciones de operación de la misma herramienta. El aprovechamiento de esta depende en gran medida de la calidad de la interpretación, la cual está en función de la experiencia y conocimientos geológicos del analista, así como de la información geológica preexistente.

Considerando que muchos de los yacimientos de hidrocarburos en México se encuentran en rocas carbonatadas, y siendo la porosidad de estas rocas debida a la presencia de porosidad secundaria, fracturas y/o disolución de la roca, se recomienda el uso de esta herramienta para la mejor precisión de las zonas potencialmente productoras a explotar, en función de la abundancia de la porosidad secundaria. Así mismo se recomienda el uso de esta herramienta para el análisis del fracturamiento en zonas donde los yacimientos son fracturados.

## 9.- BIBLIOGRAFÍA

- **GRACE MIKE AND NEWBERRY BILL**, 1998, "*Geologic Applications of dipmeter and Borehole Electrical Images*", Schlumberger, 230 pp.
- **MARMISOLE D.-DAGUERRE, ET. AL.**, 1984, "*Evaluación de formaciones en México*", Schlumberger.
- **SCHLUMBERGER**, 1981, "*Dipmeter Interpretation*", volumen I – Fundamentals, 61 pp.
- **SCHLUMBERGER**, 1992, "*FMI, Fullbore Formation MicroImager*", 42 pp.
- **SCHLUMBERGER**, 1994, "*GeoFrame, BorEid*", 35 pp.
- **SCHLUMBERGER**, 1994, "*GeoFrame, BorScale*", 26 pp.
- **SCHLUMBERGER**, 1994, "*GeoFrame, BorNor User's Guide*", 15 pp.
- **SCHLUMBERGER**, 1994, "*GeoFrame, BorView*", 115 pp.
- **SERRA O.**, 1989, "*Formation MicroScanner, Image Interpretation*", Schlumberger, 117 pp.