

# DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS A TRAVÉS DE IMÁGENES ACÚSTICAS DE POZO

Mario Federico Schiuma (1)

(1) Western Atlas Argentina

Western Atlas Argentina.

Suipacha 268, piso 13. Tel 46-3221 al 27

**ABSTRACT.** This paper was prepared through the analysis and description of circumferential borehole imaging log (CBIL<sup>tm</sup>) images registered in wells drilled in different basins of Argentina (Mendoza Triassic basin, Neuquina basin and Noroeste basin), where the existence of fractures is frequently a main factor for oil and gas production.

The objective of this paper is to propose a fracture classification through acoustic borehole images, to establish utilities, scopes and limitations of this tool and to describe the methodology of work, not only in fracture identification and description, but also in the identification of phenomena which normally occur with rocks fracturation (vugs, estilolites).

This tool is a powerful auxiliary to subsoil geology, and its scope exceeds what is herein stated.

## INTRODUCCIÓN

En algunas ocasiones la fracturación de una roca reservorio es un factor importante (en algunos casos fundamental) para las características productivas de ciertas formaciones.

Los reservorios fracturados se encuentran en rocas, cuya continuidad ha sido interrumpida, normalmente a causa de actividad tectónica. Estas discontinuidades introducen dificultades adicionales a la tarea, ya de por sí compleja, de describir un reservorio. Esta mayor complejidad está dada por cambios en la diagénesis de la roca, que está afectada por un flujo preferencial de agua a través de la red de fracturas, esto además origina la deposición de minerales (comúnmente calcita) y disoluciones de la matriz (vugs), ocasionalmente pueden presentarse estilolitas.

La descripción de la red de fracturas, con el mayor detalle posible, es un requisito fundamental para una correcta evaluación del reservorio.

Las fuentes de información que aportan datos acerca de la red de fracturas son dos: Testigos corona y registros de imagen de pared de pozo.

Los testigos corona que proporcionan información insustituible acerca del reservorio, presentan inconvenientes de orden práctico (mayores costos, incremento de los tiempos de perforación) y en zonas muy fracturadas la recuperación dista de ser buena.

Por otra parte estos testigos no siempre están orientados y si bien en algunos casos es posible describir la red de fracturas, en general queda un considerable margen de duda en cuanto a la orientación de las mismas.

Las imágenes de pozo proporcionan una fuente de información continua, confiable y con menores problemas operativos que los testigos corona para cuantificar los fenómenos de fracturación y disolución en la roca reservorio. Permiten conocer la orientación espacial de estos eventos, relacionarlos con características de la roca y con la estructura geológica investigada y de esta manera prever la distribución de los parámetros de fracturación del reservorio.

El objetivo de este trabajo es plantear una clasificación de fracturas a través de imágenes de pozo, establecer cuales son los alcances, utilidades y limitaciones de este tipo de herramientas y describir la metodología de trabajo utilizada.

## CARACTERÍSTICAS DE LA HERRAMIENTA

El principio de obtención de imágenes acústicas de pozo se basa en el envío y recepción de señales de sonido por medio de un transductor giratorio. Este método de operación se denomina modo "pulso-eco". La onda acústica se refleja en la circunferencia de la pared del pozo, suministrando mediciones de amplitud de la señal (reflectancia) y tiempo de tránsito. Estas imágenes están orientadas con respecto al Norte magnético (WESTERN ATLAS, 1991).

Las variaciones de la litología, porosidad y propiedades mecánicas originan cambios en la impedancia acústica de la formación, estas variaciones son registradas por la herramienta y traducidas a imágenes. En la condición ideal de una herramienta centralizada en un pozo circular, con el eje de rotación del transductor paralelo al eje del pozo, recibirá la señal de regreso de toda la circunferencia de la pared del pozo. Si la herramienta no está centralizada, o el pozo está excesivamente ovalizado, o la herramienta está inclinada significativamente, todo o parte del haz reflejado no retornará al transductor y se producirá pérdida de señal en una parte de la circunferencia del pozo.

## LAS IMÁGENES DE POZO EN LA DESCRIPCIÓN DEL MEDIO FRACTURADO

El uso correcto de una herramienta parte de conocer cuáles son sus características y la escala de la medición realizada. Ya

se han descrito sucintamente las características de la herramienta. Por lo que queda por definir cual es su escala de medición.

Las mediciones de eventos tectónicos sobre imágenes de pozo se inscriben en la escala de la microtectónica, de modo que no debe considerárselas aisladamente, sino que hay que relacionarlas con eventos de mayor escala, detectables a través de otras herramientas, tales como registros de buzamiento u otros perfiles o medios.

También es posible, con imágenes de pozo, detectar y medir el rumbo y el buzamiento de eventos tectónicos mayo-

res, como la falla que se ve en la figura 1 (Fm. Pirgua-Cca. noroeste).

### Interpretación de Imágenes

Tanto la fracturación como cualquier evento planar (plano de una capa por ejemplo) que intercepte al pozo con ángulo distinto de  $0^\circ$ , se verá en la imagen como una sinusoide (ver fig. 1) tanto más acuminada cuanto más alto sea el ángulo de

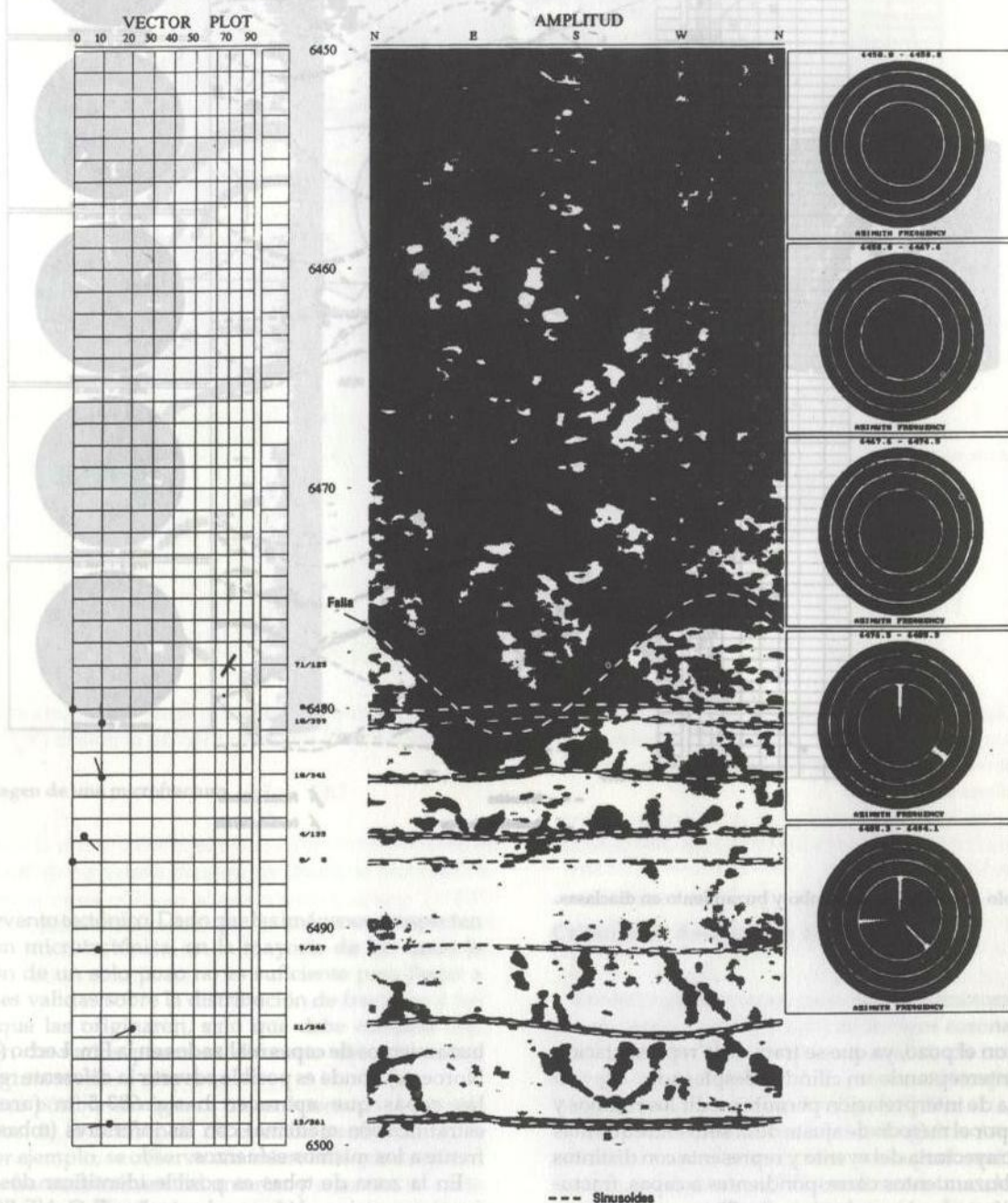


Figura 1: Imagen de una falla, medición de rumbo y buzamiento de la misma.

## DESCRIPCIÓN DE IMÁGENES

Western Atlas Argentina.  
Suipacha 268, piso 13. Tel 46-32...

**ABSTRACT.** This paper describes a method for the registration of fractures in wells. The objective of the method is to identify fractures through acoustic borehole logs. The limitations of this method are only in fracture identification. This tool is a borehole log that exceeds what is he...

## INTRODUCCIÓN

En algunas ocasiones, un factor importante en las características de los reservorios es la continuidad de la actividad tectónica. Las características adicionales que describir un reservorio por cambios en la actividad tectónica, un flujo preferencial, esto además origina la formación de calcita y disolución de la misma (caves). Las fracturas pueden presentar una continuidad...

La descripción de las fracturas en los pozos es una tarea compleja. Las fuentes de información para la identificación de fracturas en los pozos son la imagen de pared de los pozos, los registros de inclinación y los registros de inclinación...

intersección con el pozo, ya que se trata de la representación de un plano interceptando un cilindro desplegado. El programa de interpretación permite medir los rumbos y buzamientos por el método de ajuste de la sinusoide que más se acerca a la trayectoria del evento y representa con distintos símbolos los buzamientos correspondientes a capas, fracturas abiertas y fracturas cerradas (ver fig. 2). La figura 2 es un ejemplo de medición de diaclasas y

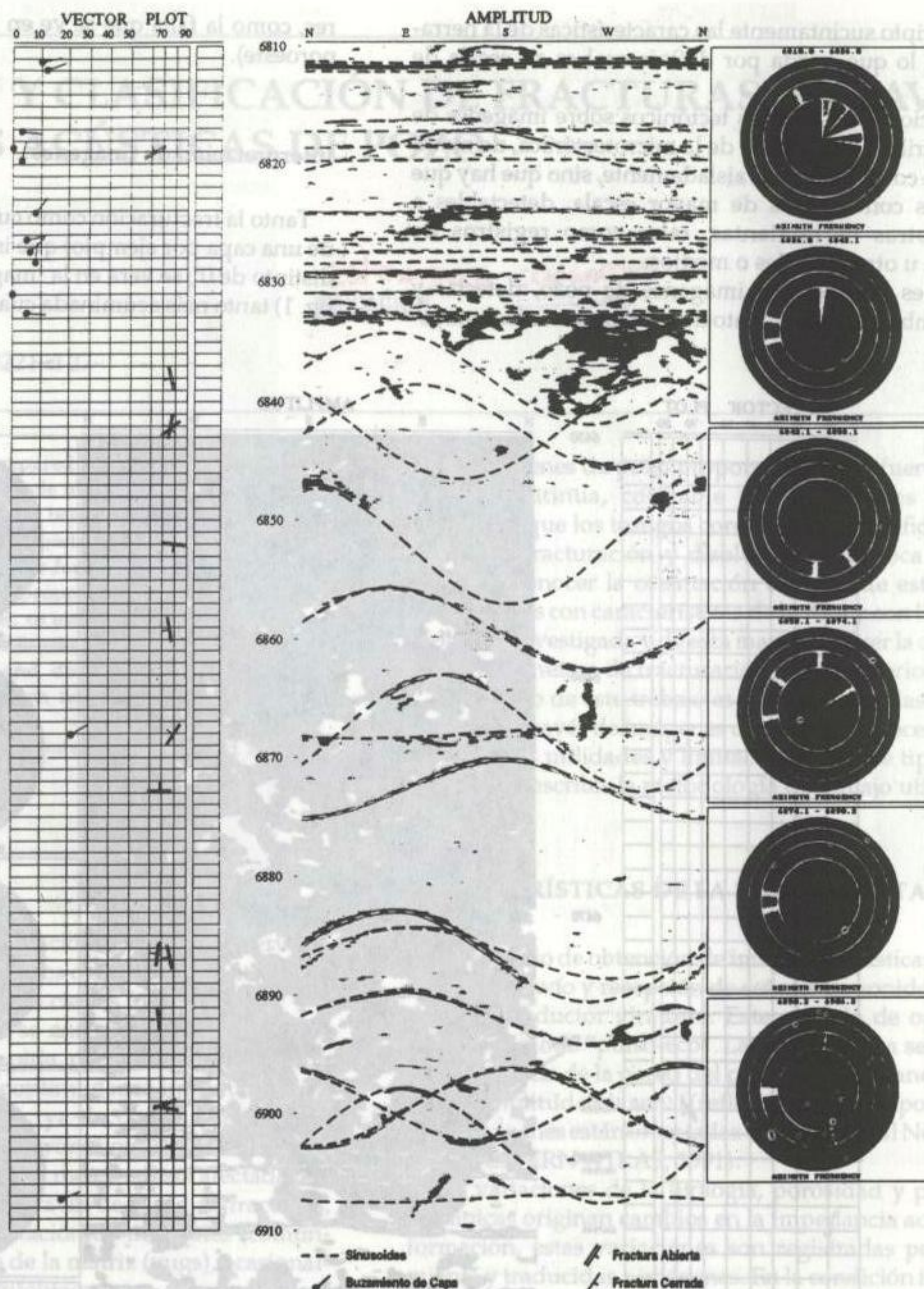


Figura 2: Ejemplo de medición de rumbo y buzamiento en diaclasas.

buzamientos de capas realizados en la Fm. Lecho (cuenca del Noroeste) donde es posible advertir la diferente respuesta en las capas que aparecen hasta 683.5 m (areniscas de estratificación mediana) con las inferiores (tobas masivas), frente a los mismos esfuerzos.

En la zona de tobas es posible identificar dos juegos de fracturas conjugadas, uno de rumbos E-O, NE-SO y el otro NO-SE, NE-SO, lo que hace pensar que estas rocas soportaron

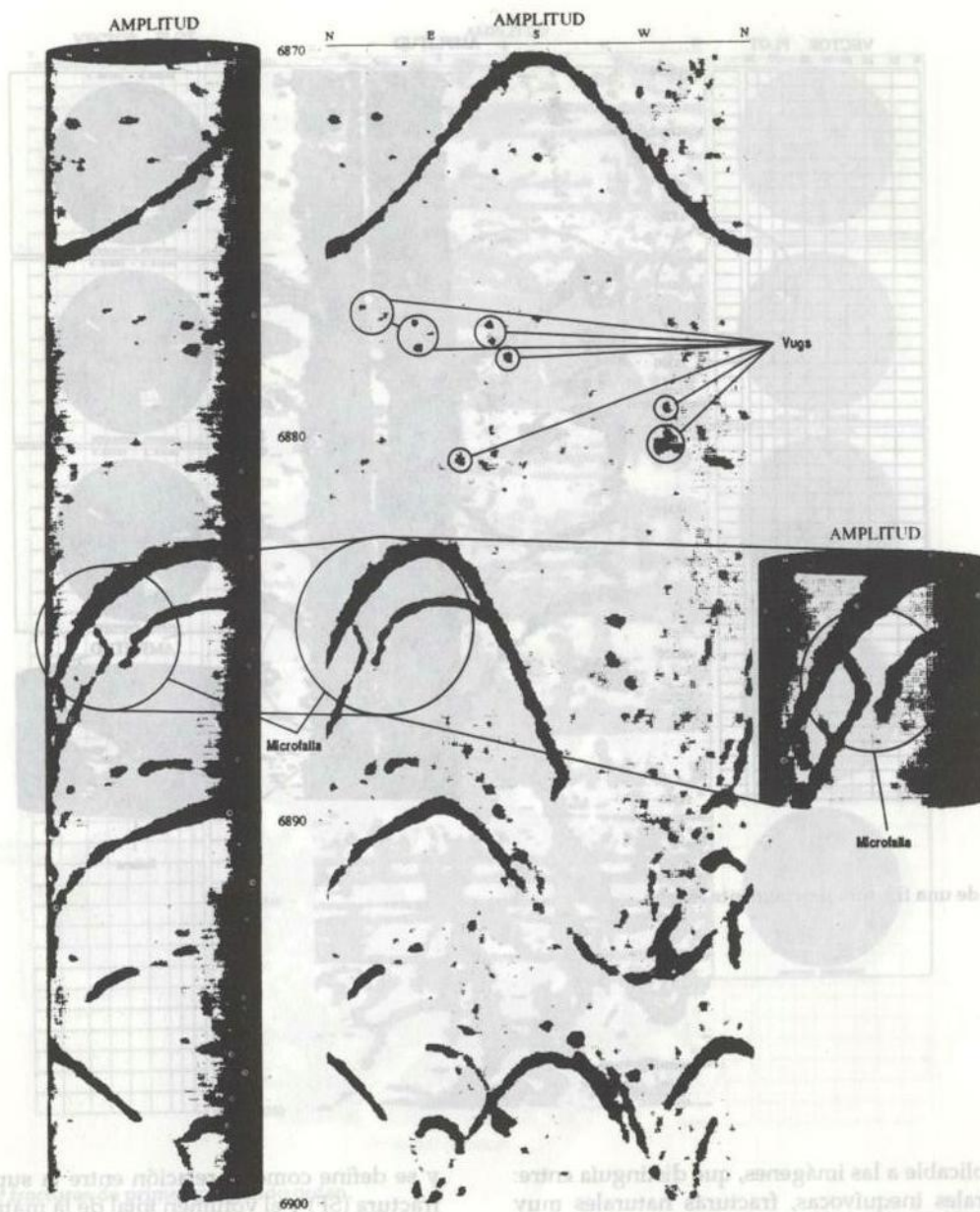


Figura 3: Imagen de una microfractura.

mas de un evento tectónico. Dado que las imágenes prospectan información microtectónica, en la mayoría de los casos la información de un solo pozo no es suficiente para llegar a conclusiones validas sobre la distribución de fracturas y los esfuerzos que las originaron, sino que debe contarse con información de varios pozos en diferente ubicación para elaborar alguna teoría al respecto.

También es posible en algunos casos determinar los tiempos relativos de la ocurrencia de eventos tectónicos, en la figura 3, por ejemplo, se observa una microfalla que desplaza 1.5 cm una fractura subvertical anterior y a su vez se corta contra otra fractura (Fm Lecho cuenca Noroeste).

### Criterios de descripción de fracturas

Existen varios criterios para describir fracturas, desarrollados en base a la observación de testigos corona.

Muchos pueden adaptarse al análisis de imágenes, recurriendo si es necesario a la presentación que muestra la imagen en forma de corona (figs 3,10,11).

Fundamentalmente se debe distinguir entre las fracturas naturales y aquellas inducidas por la perforación del testigo. Stearns y Friedman (1972) realizaron una clasificación de fracturas muy útil para la descripción de testigos corona y

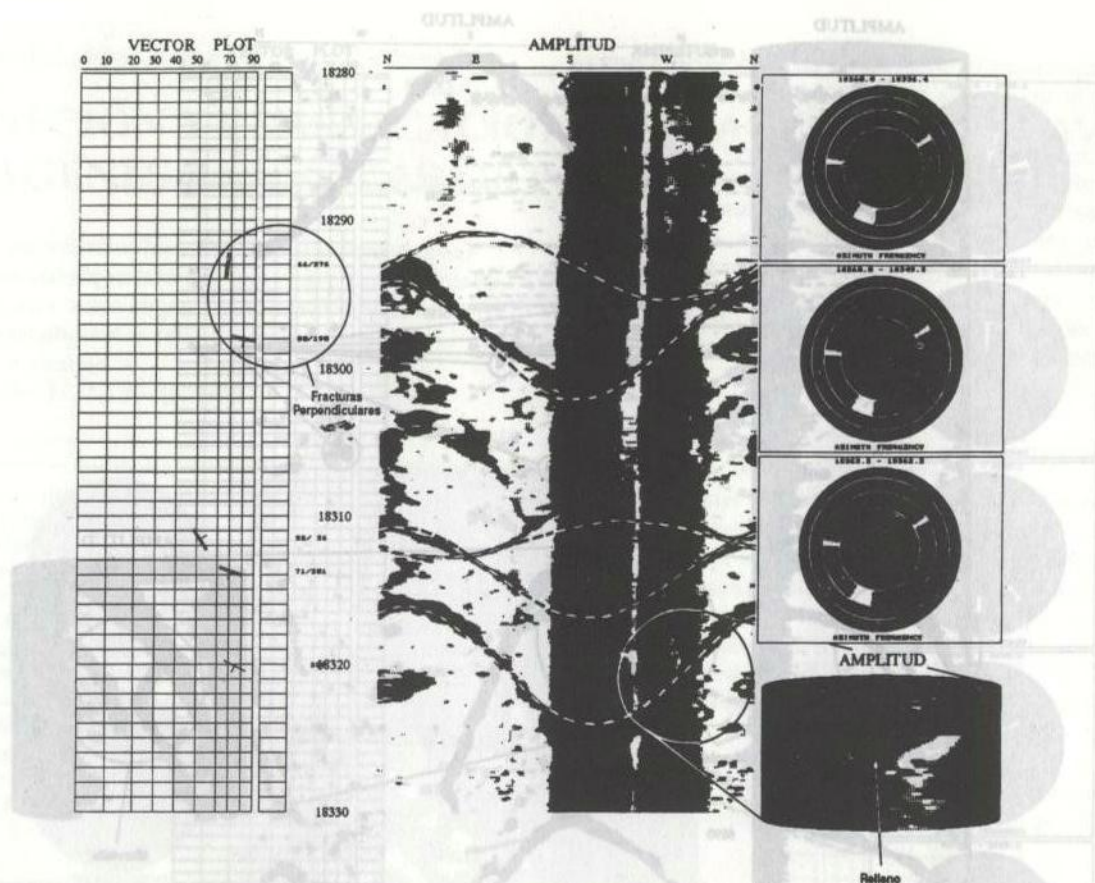


Figura 4: Imagen de una fractura parcialmente rellena.

parcialmente aplicable a las imágenes, que distinguía entre: Fracturas naturales inequívocas, fracturas naturales muy probables, fracturas naturales probables y fracturas inducidas por la perforación.

También se clasifican de acuerdo con su relleno por minerales secundarios como: a) totalmente rellenas, b) parcialmente rellenas, c) abiertas.

En la figura 4 se muestra un ejemplo de fractura parcialmente rellena en la Fm. Mariño de la cuenca triásica de Mendoza, este registro permitió verificar que las severas pérdidas de fluidos que se produjeron durante la perforación se debieron a la presencia de fracturas naturales.

Pueden clasificarse por su relación con las capas. Así se llaman de primer orden a aquellas que atraviesan varias capas; en cambio las que están limitadas a una única capa son de segundo orden, en la figura 5 (Fm. Agrio-Cca. Neuquina) se observan fracturas de primer y segundo orden.

Otro parámetro importante es la densidad de fractura (REISS, 1980). Se lo puede expresar volumetricamente (DVF)

y se define como la relación entre la superficie total de la fractura (SF) y el volumen total de la matriz ( $V_B$ ).

$$DVF = \frac{SF}{V_B}$$

También se puede expresar la densidad de fractura areal (DFA), que se define como la relación entre la suma de las longitudes de fracturas ( $\sum l_i$ ) en una superficie transversal al flujo de fluidos ( $S_B$ ).d

$$DFA = \frac{\sum l_i}{S_B}$$

Por último la densidad de fractura lineal (DFL) es la relación entre el número de fracturas (NF) que intersecta una línea recta normal al flujo y la longitud de esa recta ( $L_B$ ).

$$DFL = \frac{NF}{L_B}$$

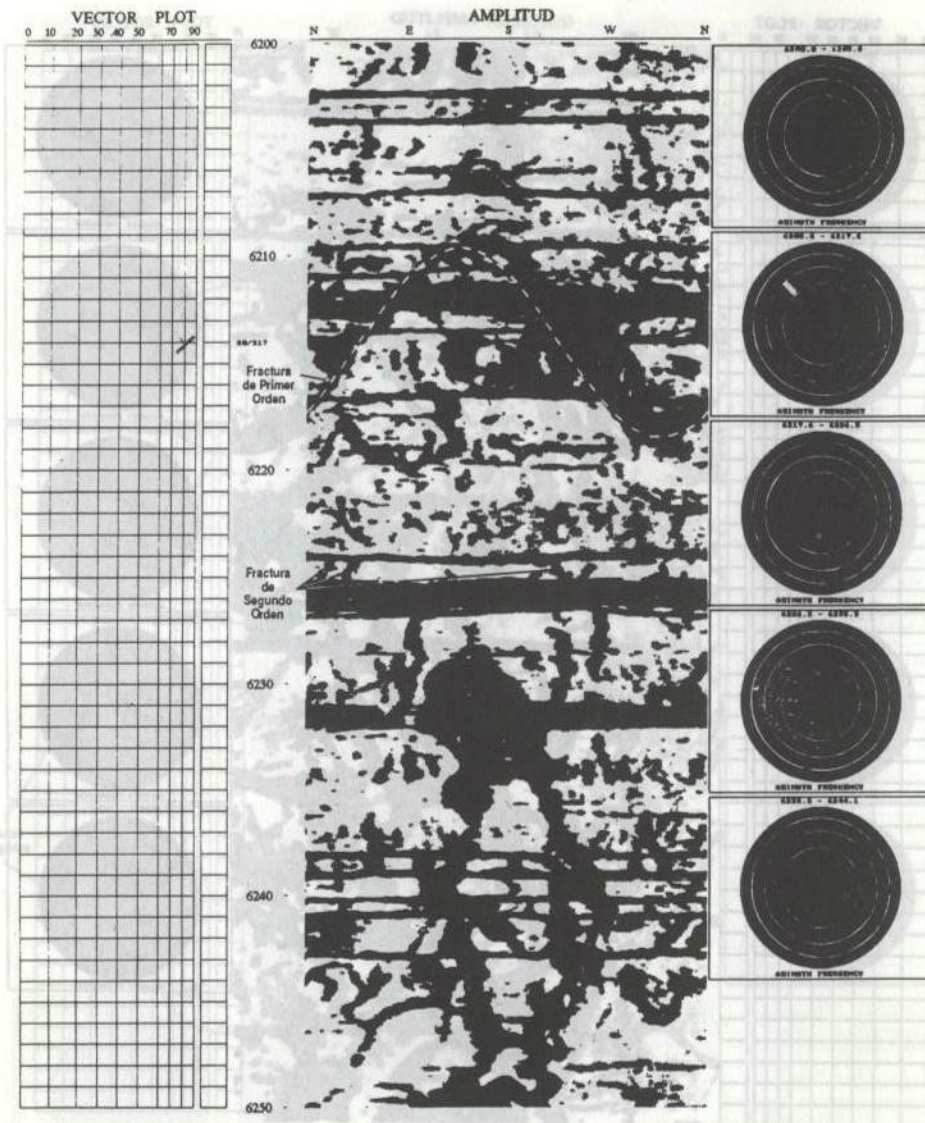


Figura 5: Imagen de fracturas de primer y segundo orden.

Una medida importante es el distanciamiento medio entre fracturas "e" que también da idea del grado de fracturación de la roca.

Estos parámetros se pueden medir sobre una imagen de pozo, normalmente se mide el distanciamiento medio de fracturas y la densidad areal.

#### Descripción y clasificación de fracturas a través de imágenes de pozo

En el cuadro N° 1 se presenta una clasificación basada en los rasgos observables en las imágenes de pozo. Puede trazarse una primera gran división entre la fracturación irregular y la regular.

La fracturación irregular puede corresponder a zonas de brecha tectónica, donde es prácticamente imposible tratar de sistematizar cualquier observación como la figura 6 (Roca Ignea en Fm. Agrio-Cca Neuquina). Este tipo de fracturas, cuando están abiertas, pueden aportar altos caudales de fluido. Sin embargo, dado el carácter aleatorio de su distribución no están acompañadas en general por un buen desarrollo de la red de fracturas.

Cuando la fracturación es regular se puede analizar utilizando los conceptos de mecánica de rocas (BILLINGS, 1972; MATTAUER, 1976; RAMSAY, 1977). Es posible a través de un levantamiento sistemático de los rumbos y buzamientos de las fracturas establecer parámetros tales como elipsoide de esfuerzos, dirección de máximo acortamiento, etc., e identificar la presencia de uno o más eventos tectónicos apoyándose en información de tectónica regional y local. En la figs. 7 (Fm.

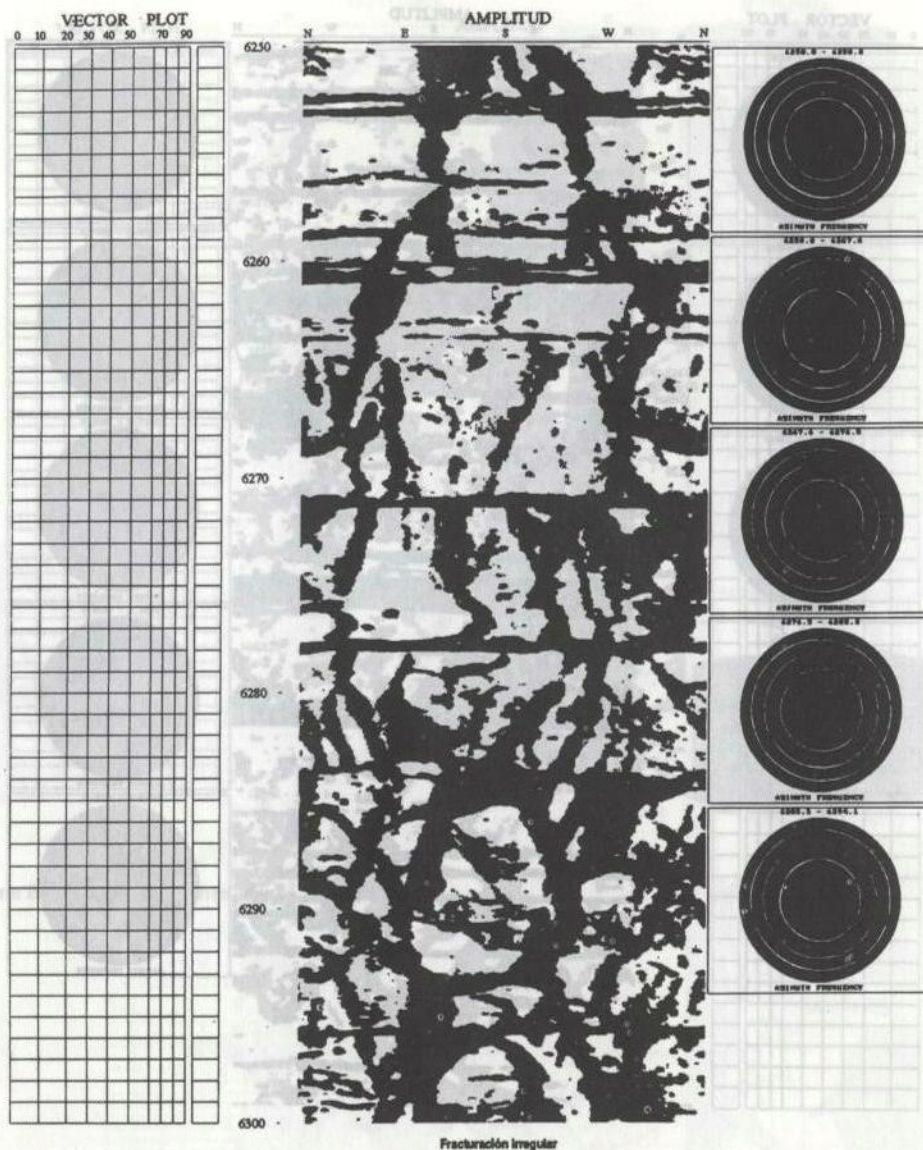


Figura 6: Imagen de fracturación irregular.

Lecho-Cca. Noroeste) y 8 (Fm. Chachao Cca. Neuquina) se muestran ejemplos donde es posible realizar este tipo de análisis.

Uno de los principales ventajas de las imágenes de pozo es la posibilidad de discriminar entre fracturas naturales e inducidas por la perforación. Dentro de las fracturas inducidas también es posible diferenciar entre fracturas aisladas y sistemáticas.

En la figura 9 se observa una fractura natural y una inducida aislada obtenida en el mismo registro y con los mismos parámetros de imagen en la Fm. Agrio (Cca. Neuquina) y puede notarse la diferente expresión de una y otra. La fracturación inducida sistemática se presenta discontinua, de aspecto plumoso y generalmente en el lado bajo del pozo (fig. 10), en este ejemplo de la Fm Agrio (Cuenca neuquina) se pudo observar una relación entre el aumento del tenor de

carbonato con el aumento de la fracturación inducida.

En la figura 11 se muestran fracturas inducidas subparalelas al eje del pozo buzando hacia el lado bajo del mismo (El carácter de inducidas fue confirmado por ensayos de pozo).

Estas fracturas se generan por efecto de la relajación producida por un subbalance de peso del lodo.

No se han descrito fracturas inducidas irregulares, esto se debe a que la generación de este tipo de fracturas responde a los efectos de la perforación y las rocas atravesadas responderán según los principios de mecánica de rocas fracturándose en forma regular.

La diferenciación entre fracturas naturales e inducidas es de suma importancia, ya que una evaluación incorrecta puede introducir gruesos errores en el cálculo del valor de densidad de fractura y tamaño de bloque.

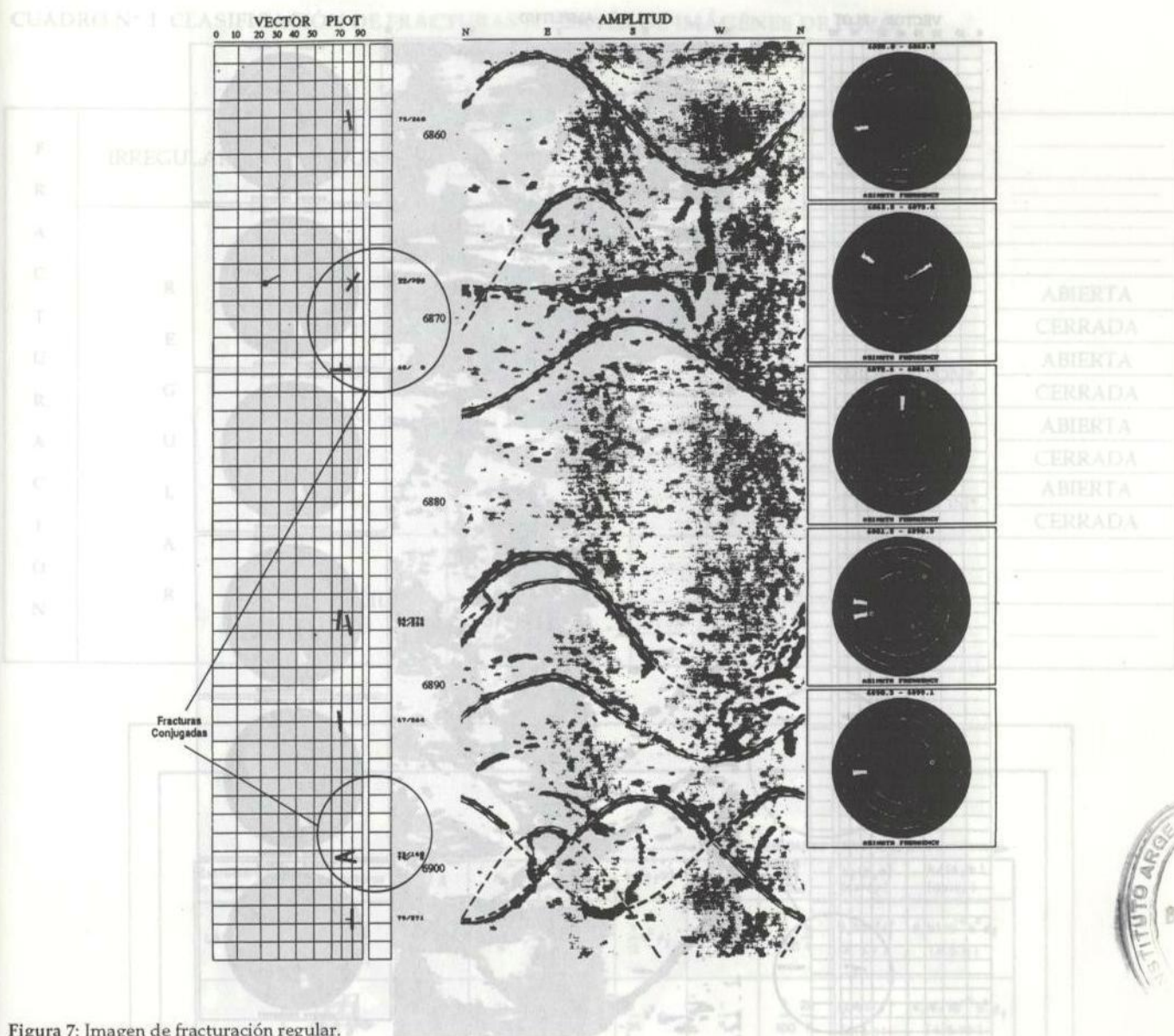


Figura 7: Imagen de fracturación regular.

#### Modelos idealizados de distribución de fracturas

A menudo, la información que se dispone para evaluar la red de fracturas es muy fragmentaria. Esto ha motivado que se recurra a modelos geométricos simples de distribución de fracturas, que por otra parte se encuentran comúnmente en afloramientos de rocas fracturadas.

Por el hecho de ser relativamente simples, estos modelos permiten relacionar mediante fórmulas matemáticas no muy complejas la porosidad de fractura ( $\phi_f$ ), la permeabilidad de fractura ( $K_f$ ), el ancho de fractura ( $b$ ) y el tamaño del bloque (a) (REISS, 1980).

Se pueden definir modelos simples como se ve en la tabla 1.

Asimismo a través de las fórmulas que se presentan en la tabla 1 se construyen gráficos de doble entrada que relacionan los parámetros  $\phi_f$ ,  $K_f$ , a y  $b$ . En la figura 12 se presenta uno de estos gráficos para el modelo de cubos con tres juegos ortogonales de fracturas.

Estos modelos sólo consideran la porosidad de fractura que está directamente relacionada con la permeabilidad de fractura, es decir aquella que participa del flujo de fluidos de la red de fracturas, pero no se considera la porosidad secundaria debida a huecos de disolución, ni la microfracturación, que

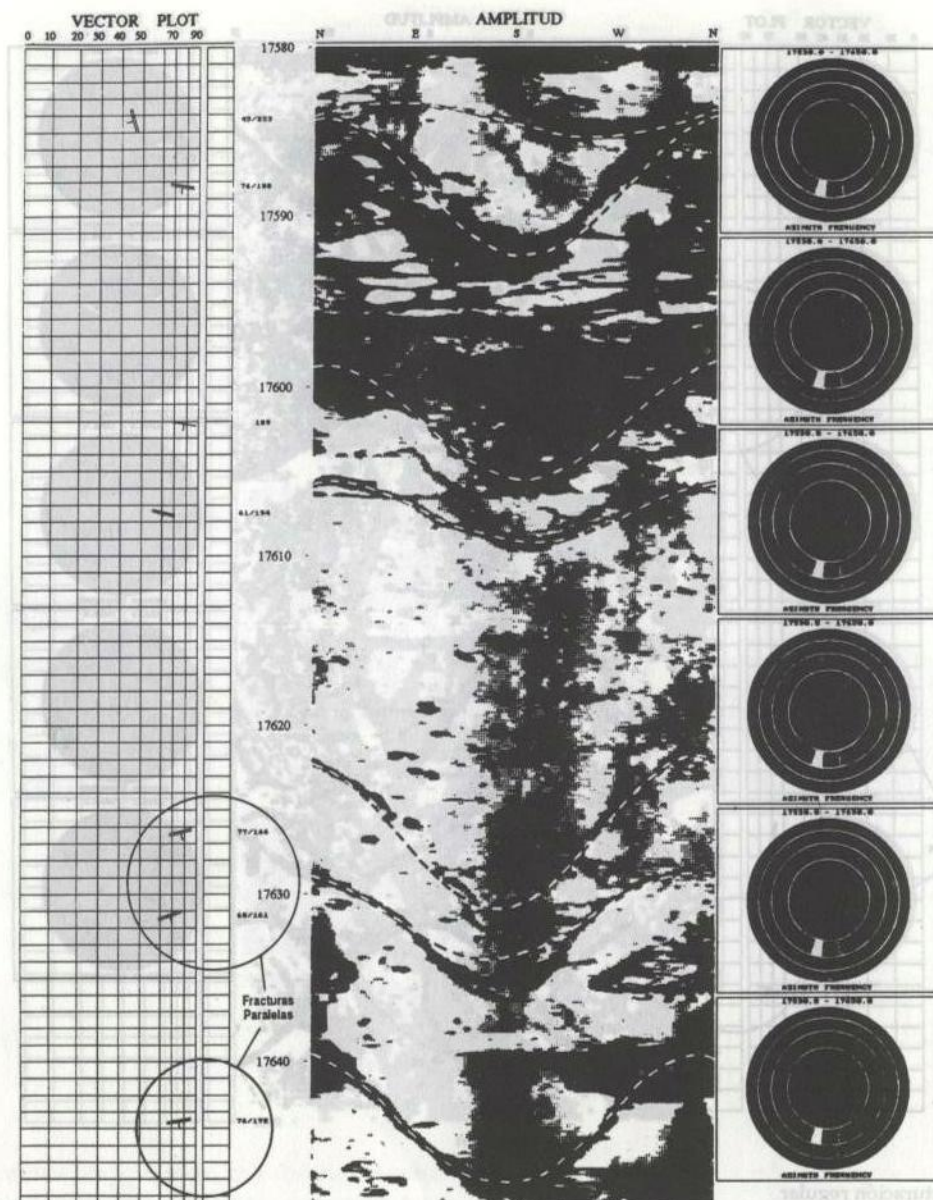


Figura 8: Imagen de fracturación regular.

pueden aportar una porosidad adicional que debe tenerse en cuenta al evaluar el reservorio.

### Ancho de fractura: resolución de la imagen

El ancho de fractura es un parámetro muy importante porque junto con la densidad de fracturas (tamaño de bloque) determinan su permeabilidad.

Cuando se realiza el registro en un pozo ocurren fenómenos adicionales que mejoran la detección de fracturas.

En primer lugar si la fractura incide con un ángulo distinto de  $90^\circ$  con respecto al cilindro del pozo, su ancho se ve incrementado, por otra parte es muy normal que haya un descascaramiento de sus bordes, por lo que es posible detectarlas con muy poco ancho verdadero. Como contrapartida los anchos de fractura que se observan en la imagen son aparentes ya que están aumentados por los efectos mencionados (fig. 13).

Para conocer el ancho de fractura efectivo se puede recurrir a las mediciones físicas y al modelado de la red de fracturas. En efecto, si se conoce la distribución de la red de fracturas se la puede aproximar a un modelo geométrico dado y construir

CUADRO N° 1 CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS A TRAVÉS DE IMÁGENES DE POZO

| F<br>R<br>A<br>C<br>T<br>U<br>R<br>A<br>C<br>I<br>O<br>N | IRREGULAR                       | NATURAL                         | ABIERTA<br>fig. 6       | _____                                                 | _____       | _____   |
|----------------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------------|-------------|---------|
|                                                          |                                 |                                 | CERRADA                 | _____                                                 | _____       | _____   |
|                                                          | R<br>E<br>G<br>U<br>L<br>A<br>R | N<br>A<br>T<br>U<br>R<br>A<br>L | AISLADA<br>fig. 9b      | ABIERTA                                               | _____       | _____   |
|                                                          |                                 |                                 | JUEGOS<br>O<br>REDES    | CERRADA                                               | _____       | _____   |
|                                                          |                                 |                                 |                         | PARALELAS<br>fig. 8<br>PERPENDICU-<br>LARES<br>fig. 4 | EXTENSION*  | ABIERTA |
|                                                          |                                 |                                 |                         |                                                       | RELAJACION* | CERRADA |
|                                                          |                                 |                                 |                         | CONJUGADAS<br>fig. 7                                  | TENSION*    | ABIERTA |
|                                                          |                                 |                                 |                         |                                                       | COMPRESION* | CERRADA |
|                                                          |                                 |                                 |                         |                                                       |             | ABIERTA |
|                                                          |                                 |                                 |                         |                                                       |             | CERRADA |
|                                                          | R                               | INDUCIDA                        | AISLADA<br>fig. 9a      | _____                                                 | _____       | _____   |
|                                                          |                                 |                                 | SISTEMAT.<br>fig. 10/11 | _____                                                 | _____       | _____   |

|                                             |                                                                                     | ADIMENSIONAL  |                |                              |                           | UNIDADES PRÁCTICAS      |                              |                              |                                           |
|---------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------|------------------------------|---------------------------|-------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| Estructura de la Fracturación               | Red de Fracturas                                                                    | DFA           | $\rho_f$       | $k_f(\rho_f a)$              | $k_f(\rho_f b)$           | DFA (cm <sup>-1</sup> ) | $\rho_f$ (%)                 | $k_f(\rho_f a)$ (darcy)      | $k_f(\rho_f b)$ (darcy)                   |
| LAMINAS                                     |  | $\frac{1}{a}$ | $\frac{b}{a}$  | $\frac{1}{12} a^2 \rho_f^3$  | $\frac{1}{12} b^2 \rho_f$ | $\frac{1}{a}$           | $\frac{1}{100} \frac{b}{a}$  | $8,33 a^2 \rho_f^3$ (A.3.7)  | $8,33 10^{-4} b^2 \rho_f$ (A.3.8)         |
| PARALELO-PIPEDOS.                           |  | $\frac{1}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{96} a^2 \rho_f^3$  | $\frac{1}{24} b^2 \rho_f$ | $\frac{1}{a}$           | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $1,04 a^2 \rho_f^3$ (A.3.9)  | $4,16 \times 10^{-4} b^2 \rho_f$ (A.3.10) |
|                                             |  | $\frac{2}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{48} a^2 \rho_f^3$  | $\frac{1}{12} b^2 \rho_f$ | $\frac{2}{a}$           | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $2,08 a^2 \rho_f^3$ (A.3.11) | $8,33 \times 10^{-4} b^2 \rho_f$ (A.3.8)  |
| CUBOS CON UN PLANO DE FRACTURA IMPERMEABLE. |  | $\frac{1}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{96} a^2 \rho_f^3$  | $\frac{1}{12} b^2 \rho_f$ | $\frac{1}{a}$           | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $1,04 a^2 \rho_f^3$ (A.3.9)  | $4,16 \times 10^{-4} b^2 \rho_f$ (A.3.8)  |
|                                             |  | $\frac{2}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{48} a^2 \rho_f^3$  | $\frac{1}{12} b^2 \rho_f$ | $\frac{2}{a}$           | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $2,08 a^2 \rho_f^3$ (A.3.11) | $8,33 \times 10^{-4} b^2 \rho_f$ (A.3.8)  |
| CUBOS                                       |  | $\frac{2}{a}$ | $\frac{3b}{a}$ | $\frac{1}{162} a^2 \rho_f^3$ | $\frac{1}{18} b^2 \rho_f$ | $\frac{2}{a}$           | $\frac{1}{100} \frac{3b}{a}$ | $0,62 a^2 \rho_f^3$ (A.3.12) | $5,55 \times 10^{-4} b^2 \rho_f$ (A.3.8)  |

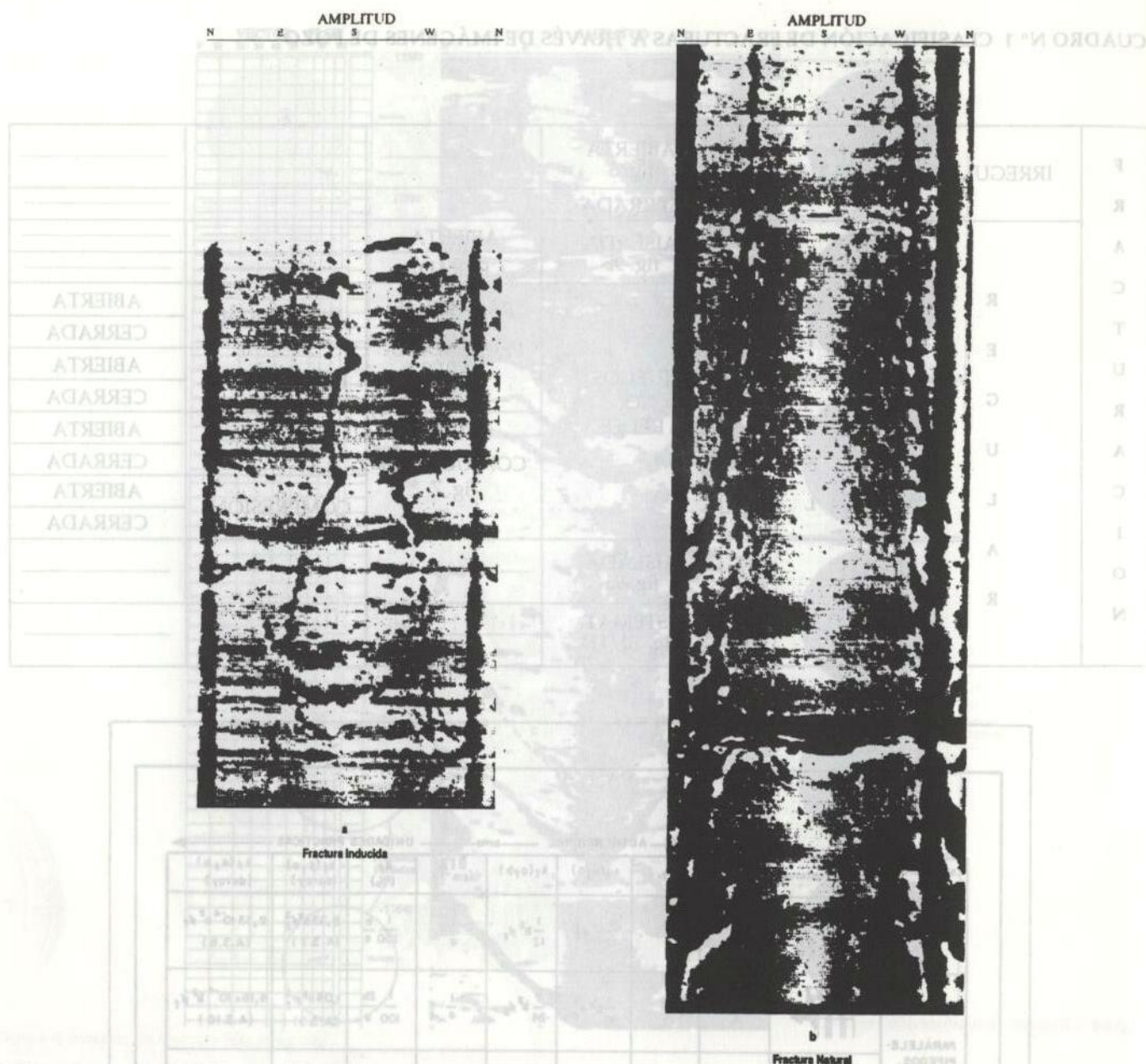


Figura 9: Comparación entre imágenes de fracturación natural e inducida.

gráficos como el de la figura 12. Si se conoce la permeabilidad de fractura de ensayos de presión es posible entrar en el gráfico con el tamaño de bloque (medible en la imagen de pozo) y la permeabilidad para obtener la porosidad de fractura y el ancho medio de las mismas.

#### Evaluación de parámetros de la red de fracturas

El cuadro N° 2 es una guía de los parámetros que se pueden obtener de las imágenes de pozo, cuáles son los estudios

teóricos que se pueden realizar y cuál es la aplicación práctica de esos estudios.

#### CONCLUSIONES

Las imágenes de pozo son aptas para obtener información de la red de fracturas y su relación con litología estructura, etc.

La imagen orientada facilita la realización de estudios microtectónicos, que conducirán a reconstrucciones más pre-

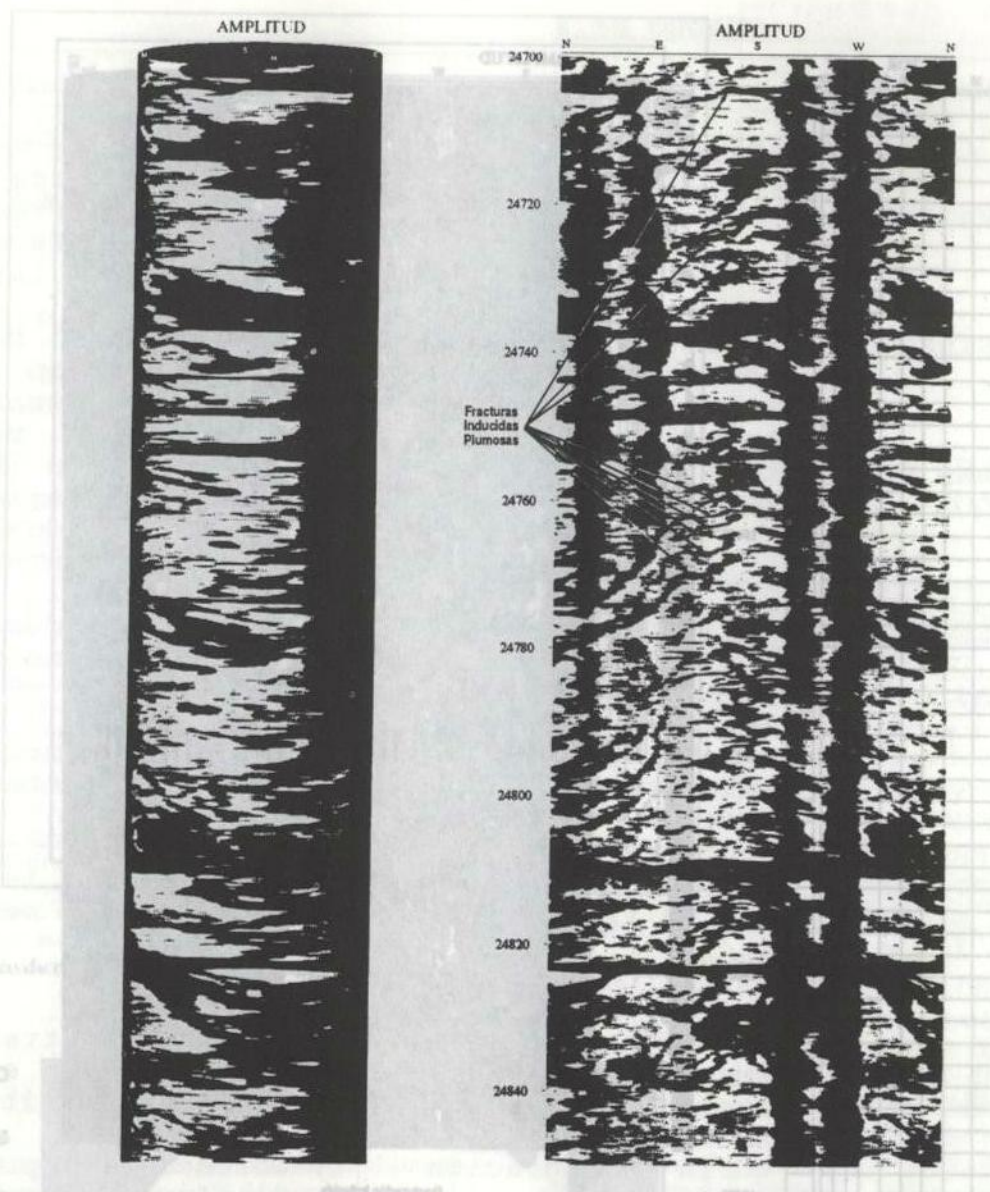


Figura 10: Imagen de fracturas inducidas plumosas.

cisas de la historia tectónica de una zona determinada y permitirán mejorar la prospección de hidrocarburos con modelos cada vez mas ajustados a la realidad. Desde el punto de vista del reservorio fracturado, permitirá obtener información de detalle de la red de fracturas, lo que hará posible analizar el campo de esfuerzos a nivel yacimiento.

Contribuye a optimizar la interpretación de los ensayos de pozo a partir del conocimiento del diseño de la red de fracturas.

Por otra parte disminuirá la incertidumbre de las hipótesis del modelo del reservorio cuando se plantee la realización de ensayos de interferencia para investigar el grado de interconexión de los pozos. La posibilidad de medir en la imagen el tamaño de bloque y de conocer la velocidad de imbibición de la roca (a través de ensayos de corona) facilita el cálculo de los regímenes de extracción (en recuperación primaria) o de inyección (en recuperación secundaria), que garanticen el mejor barrido de petróleo posible.

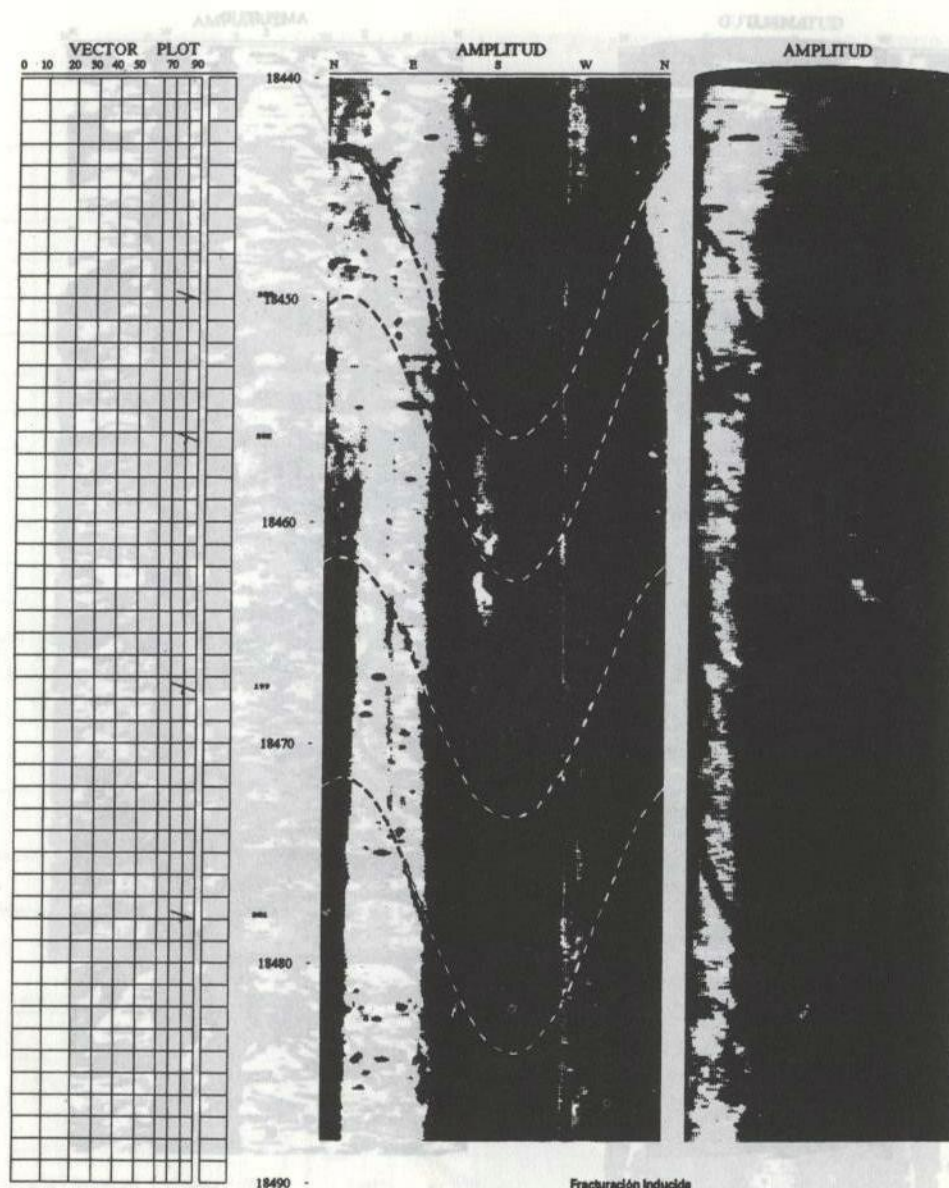


Figura 11: Imagen de fracturas inducidas sistemáticas.

Figura 9: Comparación entre imágenes de fracturación natural e inducida.

gráficos como el de la figura 12. Si se conoce la permeabilidad de la roca, el conocimiento de la distribución y características de la red de fracturas eliminará incertidumbres si se desea evaluar el comportamiento del reservorio a través de modelos matemáticos.

#### TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

WESTERN ATLAS., 1991. "Circumferential borehole imaging log [CBIL]", U.S.A. Western Atlas International P.O. BOX 1407, Houston, Texas 77251-1407. Publicación "AT91-129".

- STERNES D., FRIEDMAN M., 1972. "Reservoirs in fractured rocks in stratigraphic oil and gas fields classification, exploration methods and case histories". American Association of Petroleum Geologists. Mem. 16 pp. 82-106. Tulsa.
- REISS L., 1980. "The reservoirs engineering aspects of fractured formations" Editions Technip. Institut Français du Pétrole Publications. Paris.
- BILLINGS M., 1972. "Geología estructural", EUDEBA, 564 pp. Bs. As.
- MATTAUER M., 1976. "Las deformaciones de los materiales de la corteza terrestre". Ediciones Omega. S. A. 524 pp. Barcelona.
- RAMSAY J., 1977. "Plegamiento y fracturación de rocas". H. Blume Ediciones. 590 pp. Madrid.

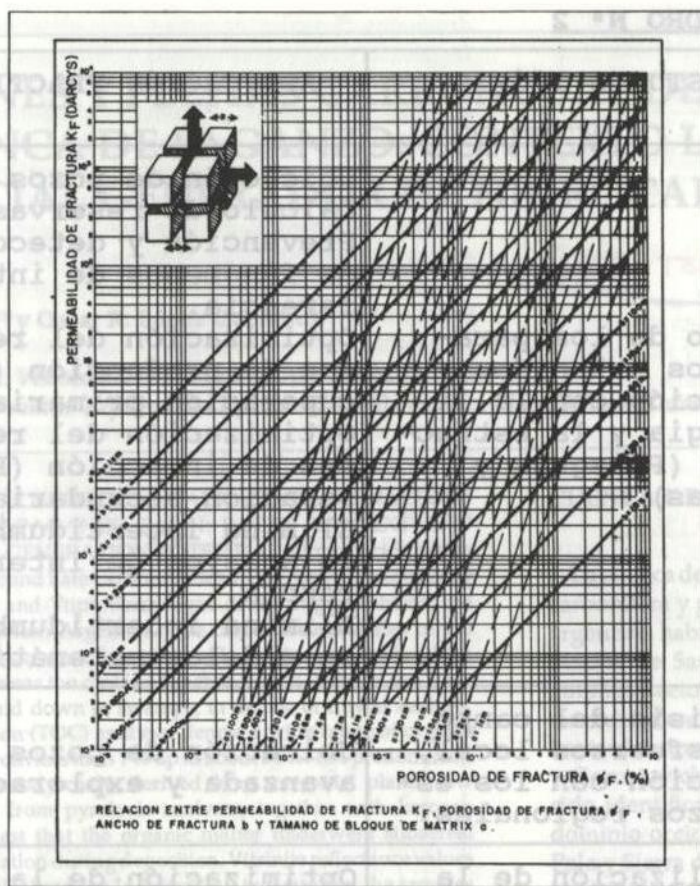


Figura 12: Gráfico de relación de tamaño de bloque, ancho de fractura, porosidad y permeabilidad de fractura.

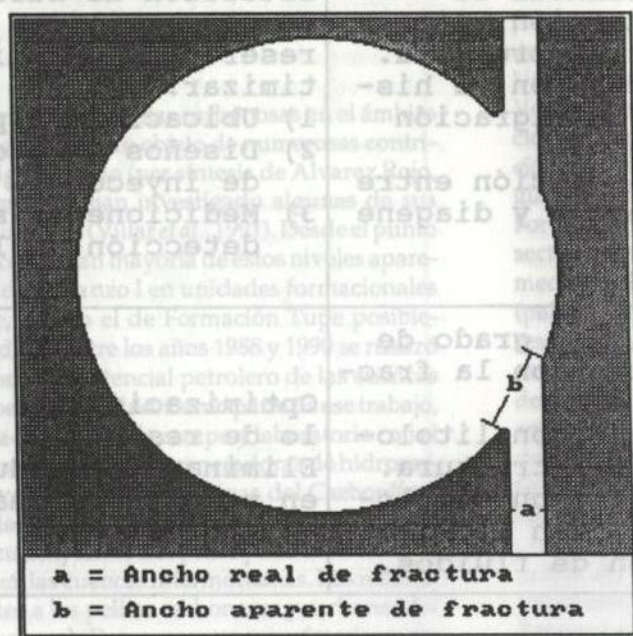


Figura 13: Ancho real de fractura

**CUADRO N° 2**

| RASGO                                                               | PARÁMETRO MEDIDO EN CBIL                                     | ESTUDIO TEÓRICO                                                                                         | APLICACIÓN PRACTICA                                                                                                     |
|---------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| FRAC-<br>TURA<br>S<br><br>N<br>A<br>T<br>U<br>R<br>A<br>L<br>E<br>S | ORIENTACIÓN                                                  |                                                                                                         | Ubicación de pozos<br>Calculo de reservas.<br>Prevención y detección de fenómenos de interferencia.                     |
|                                                                     | DENSIDAD                                                     | Mapeo de los parámetros obtenidos, relación con la litología y la estructura (Pliegues y fallas).       | Optimización del régimen de producción (Recuperación primaria).                                                         |
|                                                                     | TAMAÑO DE BLOQUE                                             |                                                                                                         | Optimización del régimen de inyección (Recuperación secundaria).<br>Elimina incertidumbres en ensayos de interferencia. |
|                                                                     | DISEÑO DE LA RED DE FRACTURAS                                |                                                                                                         | Elimina incertidumbres en modelos matemáticos.                                                                          |
|                                                                     | ANCHO MEDIO DE FRACTURAS (combinando con mediciones físicas) | Análisis del campo de esfuerzos local, relación con los esfuerzos regionales.                           | Ubicación de pozos de avanzada y exploración.                                                                           |
|                                                                     |                                                              | Modelización de la red de fracturas.                                                                    | Optimización de la interpretación de mediciones físicas.                                                                |
| ESTILO-<br>LITAS                                                    | ORIENTACIÓN                                                  | Relación con la fracturación, litología y estructura. Relación con la historia de migración de fluidos. | Detección de barreras de permeabilidad en el reservorio, permite optimizar:                                             |
|                                                                     | DENSIDAD                                                     | Diferenciación entre tectónicas y diagenéticas.                                                         | 1) Ubicación de pozos.<br>2) Diseños de esquemas de inyección.<br>3) Mediciones físicas, detección de límites           |
| V<br>U<br>G<br>S                                                    | UBICACIÓN                                                    | Relación y grado de conexión con la fracturación.                                                       | Optimización del cálculo de reservas.<br>Elimina incertidumbres en modelos matemáticos.                                 |
|                                                                     | FORMA                                                        | Relación con litología y estructura.                                                                    |                                                                                                                         |
|                                                                     | IMPORTANCIA                                                  | Relación con estilolitas y con la migración de fluidos.                                                 |                                                                                                                         |