

01179

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE
MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA
Departamento de Estudios de Posgrado**

3
Zeg.



**ESTUDIO GENETICO DEL
FALLAMIENTO Y FRACTURAMIENTO
EN ROCAS CARBONATADAS PARA LA
CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS**

Jorge Zaldivar Ruiz

266983

1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

RECIBI COPIA DE: () TRABAJO ESCRITO
(XXXX) TESIS

DESARROLLADO POR EL ALUMNO: JORGE ZALDIVAR RUIZ

PARA PRESENTAR EXAMEN:

() DE ESPECIALIZACION
(XX) DE GRADO

EN INGENIERIA: EXPLORACION DE RECURSOS ENERGETICOS DEL SUBSUELO

PRESIDENTE	DRA. ALMA AMERICA PORRES LUNA
VOCAL:	DR. FERNANDO CASTREJON VACIO
SECRETARIO	DR. ESTEBAN CEDILLO PARDO
SUPLENTE:	M EN C. JORGE NIETO OBREGON
SUPLENTE:	M EN C. JUAN M. BRANDI PURATA

FIRMA	FECHA
	11/sep/98
	22/sep/98
	21/sep/98
	10/sep/98
	17/sep/98

APROBACION DEL TRABAJO O DE TESIS POR EL DEPARTAMENTO _____

PROMEDIO EN CREDITOS _____

RAG*BJS*jac.



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

M EN I. ABEL HERRERA CAMACHO
Encargado de la División de Estudios
de Posgrado
Facultad de Ingeniería, UNAM
P r e s e n t e

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada:
"ESTUDIO GENETICO DEL FALLAMIENTO Y FRACTURAMIENTO EN ROCAS
CABONATADAS PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS" para obtener
el grado de Maestro en Ingeniería (Exploración de Recursos
Energéticos del Subsuelo), que presenta el alumno JORGE ZALDIVAR
RUIZ.

Considero que el mencionado trabajo es satisfactorio, por lo que
lo apruebo otorgándole 12 (Doce) créditos académicos.

Quedo enterado de que formaré parte del jurado en la fecha y hora
en que se me comunicará posteriormente.

Atentamente,



DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA

RAG*BJS*jac.



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

M EN I. ABEL HERRERA CAMACHO
Encargado de la División de Estudios
de Posgrado
Facultad de Ingeniería, UNAM
P r e s e n t e

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada:
"ESTUDIO GENETICO DEL FALLAMIENTO Y FRACTURAMIENTO EN ROCAS
CABONATADAS PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS" para obtener
el grado de Maestro en Ingeniería (Exploración de Recursos
Energéticos del Subsuelo), que presenta el alumno JORGE ZALDIVAR
RUIZ.

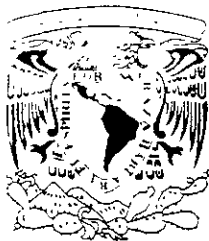
Considero que el mencionado trabajo es satisfactorio, por lo que
lo apruebo otorgándole *12 (doce)* créditos académicos.

Quedo enterado de que formaré parte del jurado en la fecha y hora
en que se me comunicará posteriormente.

Atentamente,

DR. FERNANDO CASTREJON VACIO

RAG*BJS*jac.



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

M EN I. ABEL HERRERA CAMACHO
Encargado de la División de Estudios
de Posgrado
Facultad de Ingeniería, UNAM
P r e s e n t e

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada:
"ESTUDIO GENETICO DEL FALLAMIENTO Y FRACTURAMIENTO EN ROCAS
CABONATADAS PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS" para obtener
el grado de Maestro en Ingeniería (Exploración de Recursos
Energéticos del Subsuelo), que presenta el alumno JORGE ZALDIVAR
RUIZ.

Considero que el mencionado trabajo es satisfactorio, por lo que
lo apruebo otorgándole 12 (doce) créditos académicos.

Quedo enterado de que formaré parte del jurado en la fecha y hora
en que se me comunicará posteriormente.

Atentamente,

DR. ESTEBAN CEDILLO PARDO

RAG*BJS*jac.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

M EN I. ABEL HERRERA CAMACHO
Encargado de la División de Estudios
de Posgrado
Facultad de Ingeniería, UNAM
P r e s e n t e

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada:
"ESTUDIO GENETICO DEL FALLAMIENTO Y FRACTURAMIENTO EN ROCAS
CABONATADAS PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS" para obtener
el grado de Maestro en Ingeniería (Exploración de Recursos
Energéticos del Subsuelo), que presenta el alumno JORGE ZALDIVAR
RUIZ.

Considero que el mencionado trabajo es satisfactorio, por lo que
lo apruebo otorgándole *11 (once)* créditos académicos.

Quedo enterado de que formaré parte del jurado en la fecha y hora
en que se me comunicará posteriormente.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'M. C. J. Nieto Obregón', written over a horizontal line.

M EN C. JORGE NIETO OBREGON

RAG*BJS*jac.



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

M EN I. ABEL HERRERA CAMACHO
Encargado de la División de Estudios
de Posgrado
Facultad de Ingeniería, UNAM
P r e s e n t e

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada:
"ESTUDIO GENETICO DEL FALLAMIENTO Y FRACTURAMIENTO EN ROCAS
CABONATADAS PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS" para obtener
el grado de Maestro en Ingeniería (Exploración de Recursos
Energéticos del Subsuelo), que presenta el alumno JORGE ZALDIVAR
RUIZ.

Considero que el mencionado trabajo es satisfactorio, por lo que
lo apruebo otorgándole **11 (once)** créditos académicos.

Quedo enterado de que formaré parte del jurado en la fecha y hora
en que se me comunicará posteriormente.

Atentamente,

A large, stylized handwritten signature in black ink, appearing to be 'JUAN M. BRANDI PURATA'.

M EN C. JUAN M. BRANDI PURATA

RAG*BJS*jac.

Agradecimientos.

Por este medio deseo hacer patente mi agradecimiento a las autoridades del Instituto Mexicano del Petróleo y en especial al M. en C. Baldomero Carrasco Velázquez y a los ingenieros Armando García Reynoso y Fabián Castillo Chavira, por brindarme la oportunidad, las facilidades y la confianza para la realización de mis estudios de Posgrado, así como para la culminación de estos con la elaboración del presente trabajo.

De igual forma deseo dejar por escrito mi gratitud y agradecimiento al Dr. Fernando Castrejón Vacio por su atinada y sabia dirección, que permitió alcanzar los objetivos marcados para el presente trabajo; asimismo a los demás miembros del jurado: a la Dra. Alma América Pórrés Luna, al Dr. Esteban Cedillo Pardo, al M. en C. Jorge Nieto Obregón y al M. en C. Juan M. Brandi Purata, por sus comentarios y sugerencias, que enriquecieron el contenido del mismo.

Dedicatoria

Dedico este trabajo, así como mi vida entera a mis hijos Jorge, Nayeli y Victor Hugo y a mi esposa Martha, que junto con mis padres María Concepción y Primitivo, forman las llamas que alumbran mi camino por esta vida que, Dios me ha permitido disfrutar y a quien le doy gracias por ello.

Sin el respaldo brindado por estos seres, a los que más amo, no hubiera podido llevar a feliz término esta etapa de mi preparación profesional.

A todos ustedes, gracias por su apoyo.....

INDICE

	<i>Página</i>
Capítulo I. Introducción y Generalidades	1
Introducción	1
<i>A. Antecedentes</i>	1
<i>B. Objetivos</i>	2
<i>C. Justificación</i>	2
Generalidades	3
<i>A. Origen del Fracturamiento</i>	3
<i>B. Clasificación de las Fracturas</i>	3
<i>C. Factores que controlan el fracturamiento</i>	6
<i>D. Fracturamiento y Procesos Geológicos</i>	7
<i>E. Clasificación Geológica de las Fracturas</i>	9
Capítulo II. Revisión de Técnicas utilizadas para Evaluar los Intervalos Fracturados	21
Análisis Cualitativo de Fracturas	21
Análisis Cuantitativo de Fracturas	22
<i>A. Frecuencia del Fracturamiento</i>	22
<i>B. Intensidad del Fracturamiento</i>	23
<i>C. Métodos Gráficos de Análisis</i>	24
Identificación de Intervalos Fracturados	24
<i>A. Fuentes Directas de Información</i>	24
<i>B. Fuentes Indirectas de Información</i>	27
<i>C. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados</i>	33
Capítulo III. Metodología de Trabajo	37
Area de Aplicación	37
<i>A. Antecedentes de la Sonda de Campeche</i>	38
<i>B. Evolución Geológica de la Región Marina</i>	41
Análisis del Fracturamiento en Núcleos del Area de Aplicación	48

Análisis del Fracturamiento por Registros	56
<i>A. Registros Geofísicos de Pozos como Indicadores de Intervalos Fracturados</i>	<i>45</i>
<i>B. Identificación de Intervalos Fracturados a partir de Registros Geofísicos de Pozos del Area de Aplicación</i>	<i>63</i>
Correlación de Parámetros Petrofísicos	70
<i>A. Análisis de Factibilidad del Radio de Búsqueda</i>	<i>70</i>
<i>B. Generación de la Malla para el Análisis Geoestadístico</i>	<i>71</i>
<i>C. Expresión de las Zonas de Fractura dentro del Area de Aplicación mediante el Análisis de los Mapas de Configuración</i>	<i>78</i>
 Capítulo IV. Análisis de la Relación entre el Fracturamiento y Fallamiento-Plegamiento	 97
 Elaboración de Esquemas Tri-Dimensionales para los Sistemas de fracturas	 97
<i>A. Fracturamiento en fallas normales</i>	<i>97</i>
<i>B. Fracturamiento en el caso de fallas inversas</i>	<i>98</i>
<i>C. Fracturamiento en el caso de fallas laterales</i>	<i>98</i>
<i>D. Fracturamiento en el caso de plegamiento</i>	<i>98</i>
 Aplicación al Campo de Estudio	 100
<i>A. Núcleos del Jurásico Superior</i>	<i>100</i>
<i>B. Núcleos del Cretácico Inferior</i>	<i>101</i>
<i>C. Núcleos del Cretácico Medio</i>	<i>105</i>
<i>D. Núcleos del Cretácico Superior</i>	<i>107</i>
<i>E. Núcleos del Paleoceno</i>	<i>110</i>
<i>F. Trenes Preferenciales de Fracturas y Fallas y sus Relaciones Espacio-Temporales</i>	<i>112</i>
<i>G. Comparación entre los Trenes Preferenciales del Fracturamiento con el Comportamiento Dinámico del Yacimiento</i>	<i>114</i>
 Capítulo V. Conclusiones y Recomendaciones	 117
 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	 119
NOMENCLATURA	
INDICE DE FIGURAS Y TABLAS	
ANEXOS	

RESUMEN

Gran parte de las reservas de hidrocarburos de México provienen de yacimientos asociados a rocas carbonatadas naturalmente fracturadas que muestran un sistema complejo de porosidad, ligada en general, a sistemas de fracturas y cavidades de disolución. Este argumento sirve de base, para proponer una metodología que permita integrar diversas fuentes de información y estudiar los intervalos fracturados, con miras a definir las direcciones de fallas y fracturas en las formaciones de un campo petrolero e identificar las fases tectónicas impresas en ellos. Así, al estudiar las relaciones planteadas por diversas fuentes de información, entre el o los sistemas de fracturas y los eventos tectónicos mayores, será posible comprender el fracturamiento en las áreas donde existe información y extrapolar los modelos, hacia zonas donde esta es escasa o no existe.

Como área de aplicación de esta metodología se designó un sector de la Sonda de Campeche, estudiando una secuencia que va desde el Jurásico hasta la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior. Este paquete estratigráfico ha sido sometido al menos a una fase tectónica compresiva durante el Mioceno, así como a eventos extensivos y diapíricos (salinos y arcillosos) posteriores.

La información usada en este trabajo provino de núcleos y registros geofísicos de pozos. La revisión de núcleos incluyó la evaluación de la calidad de la información, el establecimiento de las relaciones geométricas y genéticas entre fracturas, fallas y la estratificación; para llegar a identificar los intervalos fracturados, y para calibrar los registros geofísicos de pozos. El análisis de los registros consistió en la estimación, mediante diversas técnicas, de los parámetros petrofísicos: mineralogía, porosidad total, porosidad secundaria y el índice de fracturamiento. Se estimaron: los promedios geométricos, promedios limitados, el espesor neto poroso y el índice de porosidad secundaria.

Este estudio integrado fue exitoso ya que aporta diversos elementos básicos que pueden emplearse en el estudio de los yacimientos fracturados. Los sistemas de fracturas obtenidos en el presente trabajo, se encuentran orientados en una dirección N-S, por lo cual los fluidos tienden a desplazarse favorablemente en esa dirección. Al realizar la comparación entre la tendencia de fracturas obtenida con respecto al comportamiento dinámico del yacimiento, se nota una correspondencia evidente con las direcciones preferentes de los fluidos en esa dirección Norte-Sur, obtenidas mediante pruebas de interferencia, mientras que la orientación Este-Oeste indicó poca comunicación hidráulica.

Este tipo de metodología debe aplicarse sistemáticamente en el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, con el fin de establecer y definir los sistemas de fracturas y su relación con el comportamiento dinámico del yacimiento, ya que este aspecto es fundamental para plantear esquemas óptimos de explotación.

Capítulo I. Introducción y Generalidades

Introducción

Gran parte de las reservas de hidrocarburos en México provienen de los yacimientos que se encuentran asociados con rocas carbonatadas naturalmente fracturadas. Dentro de estas formaciones se presentan valores de porosidad entre el 6 y 10%, de la cual un porcentaje elevado se encuentra asociado a sistemas de doble porosidad, debido a fracturas y cavidades de disolución.

El sistema de porosidad secundario está ligado de manera directa con formaciones de alta permeabilidad, que en algunas ocasiones alcanzan hasta cuatro darcies, las unidades de alta permeabilidad se manifiestan a su vez en altas productividades de los pozos, ya que pueden alcanzar producciones de aceite de hasta 30,000 barriles por día, por lo que el estudio del fracturamiento en este tipo de formaciones es de gran importancia dado su interés económico.

La potencialidad de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados como objetivos exploratorios, se extiende hacia las fajas de pliegues y cabalgaduras como lo demuestran los trabajos de numerosos investigadores¹.

A. Antecedentes

El interés que la industria petrolera ha mostrado en referencia a los yacimientos naturalmente fracturados proviene de los abundantes estudios geológicos emprendidos sobre las fracturas y sus características¹⁻⁷.

Durante los años 70 en México se identificaron los yacimientos cretácicos del área de Reforma Chiapas, caracterizándose como calizas dolomitizadas de baja porosidad primaria y muy buena porosidad secundaria, debida a la presencia de fracturas naturales y cavidades de disolución⁸.

También fueron reportadas fracturas abiertas en las mismas unidades, pero al SW del área de Reforma, y dentro del Campo Cárdenas (Tabasco), en el cual se definieron intervalos fracturados dentro de carbonatos dolomitizados de edad Jurásico Superior a Cretácico Superior⁹; estas características han motivado algunos estudios de fracturamiento dentro de la porción nororiental de la Cuenca Chiapas-Tabasco, con un análisis parcial en varios campos, asociados con estudios de paragénesis de muestras de canal, núcleos de pared y de fondo y curvas de sepultamiento, el cual aportó elementos que indican la importancia de estos estudios⁹.

Mas tarde, con el descubrimiento de los yacimientos sobre la plataforma continental de Tabasco y Campeche, se abrieron ampliamente las posibilidades para producir hidrocarburos en este tipo de unidades. De tal forma que actualmente el 95% de la producción de hidrocarburos en México proviene de este tipo de formaciones, por lo cual el estudio de la distribución de intervalos fracturados representa un objetivo de importancia en los trabajos de caracterización de yacimientos petroleros.

B. Objetivos

Entre los objetivos generales de este trabajo se encuentran:

- Integrar diversas fuentes de información para estudiar las fases tectónicas impresas en el subsuelo de un campo petrolero, con el fin de identificar los trenes de fallamiento y fracturamiento presentes en las formaciones (definición a nivel megascópico).
- Estudiar la relación planteada por diversas fuentes entre el o los sistemas de fracturas con los eventos tectónicos que afectaron a las formaciones, con el objeto de comprender el fracturamiento en áreas en donde existe información y de estimar el comportamiento del sistema de fracturas en áreas donde la información sea escasa.
- Estudiar las herramientas utilizadas para analizar el fracturamiento presente en las formaciones carbonatadas dentro de yacimientos localizados en el SE de México (Región Marina de Petróleos Mexicanos).
- Definir las probables direcciones preferenciales de flujo dentro del yacimiento, para poder localizar con mayor detalle, tanto pozos de producción como de inyección, con lo cual se pueden desarrollar de manera óptima los campos petroleros, ubicando para ello las zonas con mayor incidencia de fracturamiento.

Como *Objetivos Particulares* se pretende:

- Estudiar en pozos, el comportamiento de las fracturas y fallas, estableciendo una relación genética.

- Definir la relación entre el fracturamiento y el fallamiento con los procesos diagenéticos, tectónicos o de intrusiones salinas.

- Plantear la transmisibilidad de fluidos de los diferentes trenes de fracturas y fallas.

-. Analizar la respuesta de los registros geofísicos de pozos en el caso de las formaciones fracturadas.

C. Justificación

Existe un interés permanente para caracterizar y modelar los yacimientos petroleros, lo cual forma parte de los programas de la Subdirección de Exploración-Producción del INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.

Un aspecto básico en la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados lo constituye el estudio genético de las estructuras disyuntivas como fracturas y fallas, las cuales pueden afectar de manera importante la recuperación del yacimiento haciéndose necesario considerar todas las fuentes de información que permitan identificar los intervalos fracturados con sus trenes y edades relativas a partir de núcleos, muestras de canal, registros geofísicos de pozos, datos sísmicos e información dinámica.

La comprensión adecuada del fracturamiento así como la identificación de los elementos que generaron estas estructuras representan aspectos de suma importancia que deben de incluirse en los trabajos de caracterización de yacimientos, lo cual ayuda a plantear programas óptimos de exploración y explotación de los campos petroleros.

Generalidades

A. Origen del Fracturamiento

Entender el origen del fracturamiento y fallamiento, así como su relación con los esfuerzos que lo produjeron, tiene aplicación práctica dentro de la caracterización de yacimientos petroleros de las formaciones naturalmente fracturadas, debido a que en éstas la intensidad y direcciones de las fracturas y fallas constituyen rutas preferenciales de movimiento de los fluidos y son significativas, tanto para la capacidad del yacimiento como para su optimización, aspectos importantes en la implementación de un buen programa de explotación.

Las fracturas y fallas son estructuras por las cuales las rocas pierden cohesión, por eso se les reconoce como estructuras disyuntivas, y representan un volumen dentro de las formaciones que puede ser ocupado por fluidos, no obstante pueden estar totalmente abiertas, parcial o totalmente selladas al flujo.

Teóricamente se dice que un material se rompe cuando pierde su cohesión a lo largo de una superficie mas o menos plana que lo divide en partes discretas, y ya no es capaz de soportar un esfuerzo diferencial².

B. Clasificación de las Fracturas.

En el laboratorio de mecánica de rocas es fácil aplicar a los materiales tres tipos de pruebas: compresivas, extensiva y tensiles, para dar lugar a tres tipos diferentes de fracturas (de *cizalla*, *tensiles* y *extensionales*), relacionadas en ángulos consistentes y predecibles, con respecto a

las 3 direcciones principales de esfuerzo σ_1 , σ_2 y σ_3 (Fig. 1.1). Por analogía, todas las fracturas dentro de las rocas deben conformarse a uno de estos tipos básicos de fractura⁴:

Fracturas de Cizalla. Presentan un desplazamiento relativo y paralelo al plano de la fractura, cuando los tres esfuerzos principales son compresivos y se desarrollan prácticamente en todos los experimentos realizados en el laboratorio con dos orientaciones diferentes que se cortan entre sí en un ángulo diedro llamado *conjugado* de casi 60° , bisecado por el eje del esfuerzo principal mayor σ_1 , mientras que la intersección de estos sistemas es paralela con el eje del esfuerzo principal intermedio σ_2 (Fig. 1.1A).

El desarrollo de las fracturas de cizalla depende⁴ principalmente:

1. De las propiedades mecánicas del material.
2. De la magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo (σ_3).
3. De la magnitud del esfuerzo principal intermedio (σ_2), relativa tanto a la del esfuerzo principal máximo (σ_1) como a la del esfuerzo mínimo (σ_3); así cuando σ_2 se aproxima a σ_1 , disminuye el ángulo entre σ_1 y el plano de fractura.

La geometría de las fracturas de cizalla está de acuerdo con el criterio de Coulomb (1776)², el cual establece que el fracturamiento de cizalla es controlado por la fuerza de cizalla inicial del material y por su fricción interna. Coulomb sugirió que las fracturas de cizalla no ocurrirían a lo largo de los planos de máximo esfuerzo de cizalla (a 45° de σ_1), sino debido a la fricción interna, en algún ángulo menor de 45° , lo cual es una propiedad del

material. Específicamente, las fracturas de cizalla se desarrollan en $\pm 45^\circ \pm \phi/2$, donde ϕ es el ángulo de fricción interna.

Los trabajos experimentales y de campo², sugieren que a falta de una buena teoría mecánica, el Criterio de Coulomb puede ser usado para predecir la relación geométrica de las fracturas de cizalla con los tres ejes principales de esfuerzos dentro de las rocas durante la ruptura. Por otra parte, la posición de las fracturas de extensión no son incluidas dentro de este criterio, pero pueden ser estimadas de los resultados de estos mismos trabajos experimentales y de campo².

Fracturas de Extensión (E).

Tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura y alejándose de él. Se forman cuando los 3 esfuerzos principales son compresivos y son paralelas al plano que contiene a los ejes de esfuerzo σ_1 y σ_2 , y perpendiculares a σ_3 , (Fig. 1.1A)^{2,4}. Durante los experimentos de fractura en laboratorio, pueden y frecuentemente se forman sincrónicamente con las fracturas de cizalla.

Fracturas de tensión. También tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura y alejándose de él. Similarmente a las anteriores se forman paralelas al plano que contiene a σ_1 y σ_2 ; es decir, en términos de la orientación respecto a σ_1 y del sentido de desplazamiento, estas fracturas se parecen a las de extensión. Sin embargo, para formarse una fractura de tensión, al menos uno de los esfuerzos principales (σ_3) debe ser negativo (tensil), mientras que para forma una fractura de extensión, los 3 esfuerzos principales deben ser compresivos (positivos).

La distinción entre las fracturas de tensión y de extensión es importante en lo que se refiere a su longitud. Las fracturas resultantes de las pruebas de tensión tienen una longitud 10 a 15 veces menor que los productos de las pruebas de extensión, lo cual puede ser muy importante en las predicciones numéricas del fracturamiento en subsuelo.

En general, se definen como fracturas de extensión a aquellas que son paralelas a σ_1 y perpendiculares a σ_3 , siempre y cuando σ_3 sea un esfuerzo compresivo (positivo) o cuando su signo se desconoce; por el contrario, las fracturas tensiles serán referidas solo cuando las evidencias sugieran que σ_3 es negativo.

Las fracturas que están relacionadas por un origen común, es decir, que fueron formadas bajo el mismo estado de esfuerzos, se denominan *Fracturas Conjugadas*. De tal forma que un patrón conjugado que se considere completo debe incluir: una fractura de cizalla izquierda, una de cizalla derecha y una fractura de extensión².

Una forma de medir la frecuencia relativa del fracturamiento es mediante el concepto de *Número de Fractura*, el cual se refiere al número promedio de fracturas paralelas de un determinado sistema por unidad lineal (pie, metro, etc.) en la dirección normal al plano de las fracturas.

Una medición volumétrica o de área que incluyera la superficie de las fracturas, sería más significativa, pero generalmente no puede medirse de esta manera dentro de las rocas naturalmente fracturadas. Por tanto, se asume² que el número relativo de fracturas también refleja el área

superficial relativa de ellas. Así si el denominador del número de fractura es 100 pies, entonces un número de fractura

de 100 implica que hay alrededor de una fractura por pie de un sistema dado.

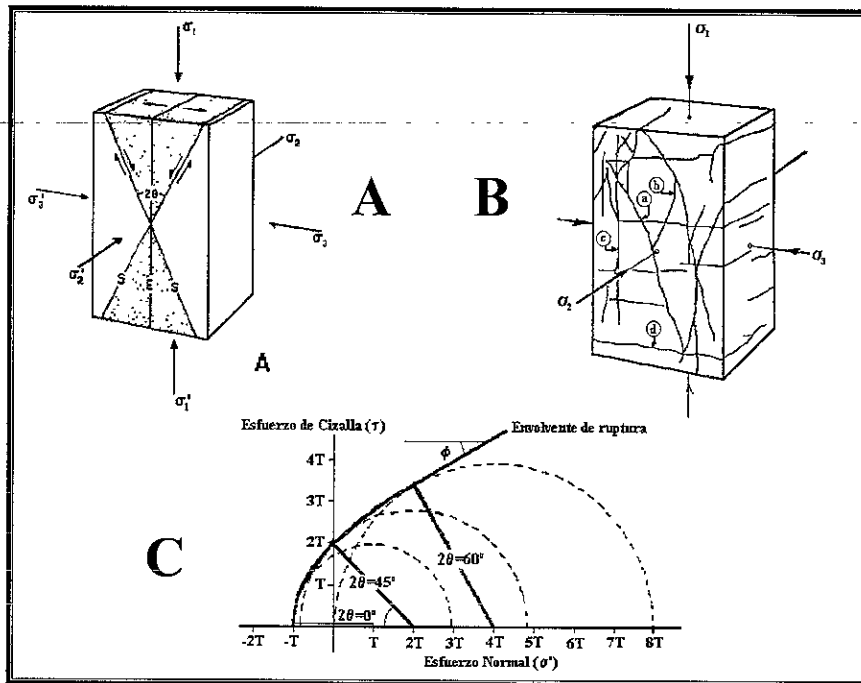


Figura 1.1A. Relaciones geométricas entre las fracturas y el estado de esfuerzo ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) responsable de ellas¹⁰. B) Fracturas formadas experimentalmente dentro de un bloque de calizas Solenhofen, donde (a) y (b) son fracturas de cizalla conjugada, y (c) son fracturas de extensión formadas durante el experimento, mientras que (d) son fracturas de extensión formadas después de quitar la carga¹¹. C) Círculo de Mohr mostrando la relación entre esfuerzo y deformación.

ETAPA	1	2	3	4	5
DEFORMACION TÍPICA ANTES DEL FRACTURAMIENTO O FALLAMIENTO (%)	< 1	1 - 5	2 - 8	5 - 10	> 10
$\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$					
CURVAS TÍPICAS ESFUERZO-DEFORMACION					

Figura 1.2. Características de la deformación de las rocas como se han medido y observado en pruebas de laboratorio².

C. Factores que controlan el fracturamiento.

La ruptura no se restringe al dominio frágil, de ahí que aquellos parámetros que suelen incrementar la ductilidad de las rocas, por lo regular disminuyen la ruptura.

Las características de la deformación de las rocas, como se han medido y observado en pruebas de laboratorio, se resumen dentro de la figura 1.2, en donde cada uno de los dibujos representa la configuración final generalizada en sección longitudinal de un cilindro originalmente recto de material rocoso, que ha sido comprimido paralelamente a su eje longitudinal. La ductilidad se incrementa de izquierda a derecha, como puede verse en las curvas esfuerzo-deformación de la parte inferior o de la deformación longitudinal permanente promedio indicada en la parte superior de cada columna. A continuación se describen cada una de estas etapas.

- Etapa 1. El *Comportamiento Frágil* está caracterizado por una respuesta en la gráfica esfuerzo-deformación casi lineal hasta el punto de ruptura, y en la mayoría de los casos solo son observadas fracturas de extensión.
- Etapa 2. Si la curva esfuerzo-deformación se separa de la línea recta, antes de llegar al punto de ruptura, dado un incremento en la ductilidad, la deformación observable puede ser causada por fracturamiento de cizalla formando una cuña y terminando con la creación de fracturas de extensión.
- Etapa 3. Bajo condiciones de mayor *ductilidad*, las cuñas limitadas por fracturas de cizalla van siendo cada vez más pequeñas, y el cilindro ya

presenta una deformación permanente que puede ser vista en sus paredes, y va adquiriendo paulatinamente la forma de un barril.

- Etapa 4. Representa condiciones de mayor *ductilidad*, donde el esquema principal de fracturas conjugadas se desarrolla a lo largo de una zona de cizalla mas que sobre una fractura discreta. Esta zona contiene numerosas fracturas pequeñas, la mayoría de las cuales son de tipo de cizalla o mezclas entre fracturas de cizalla y de extensión.
- Etapa 5. Las *rocas muy Dúctiles* están caracterizadas por una deformación permanente sin evidencias de fracturamiento macroscópico.

De acuerdo con algunos modelos², los *factores que afectan la ductilidad de las rocas*, y por tanto, la ruptura son:

- + El tipo de Roca
- + La temperatura
- + La Presión Confinante Efectiva o Presión de Sepultamiento
- + La Velocidad de la Deformación
- + La Presión de Poro

La ductilidad de las rocas se ve incrementada al aumentar la presión de confinamiento o bien la temperatura, pero también crece al disminuir la velocidad de la deformación o con el tipo de litología que afecta, así por ejemplo:

- Las Cuarcitas y Dolomías nunca llegan a ser tan dúctiles como la fase 5 bajo las condiciones de una cuenca sedimentaria.
- Las Calizas pueden comportarse dentro de las fases 1 y 2 en o sobre la superficie, pero a 25,000 pies (7,620 m) de profundidad, el comportamiento

puede ser similar a los especímenes de la fase 5.

- La Halita es dúctil hasta en condiciones atmosféricas
- Las Areniscas, dependiendo del grado de cementación, se comportan en una situación intermedia entre las calizas y las dolomías.
- Las Lutitas, dada su variada composición y fábrica, muestran un amplio rango de comportamientos.

En la figura 1.3 se muestran los cambios de ductilidad más usuales en las rocas sedimentarias referidos a la profundidad, y empleando los mismos gradientes de presión de confinamiento, presión de poro y temperatura; además puede verse que en condiciones cercanas a la superficie se esperan muy pocas discrepancias en ductilidad dentro de las diversas rocas sedimentarias, pero a mayor confinamiento son más grandes las diferencias².

Es importante considerar que dentro de la deformación natural de las rocas, el confinamiento, la presión de poro y la temperatura son variables dependientes, no así el efecto litológico, el cual puede ser aislado y tratado como una variable simple².

D. Fracturamiento y Procesos Geológicos.

Observaciones de campo y laboratorio han mostrado que las fracturas y fallas se producen siempre a todas las escalas, desde un nivel microscópico hasta una escala global, siendo un tipo especial de estructura que se desarrolla ampliamente en las rocas de la Corteza Terrestre dentro de los diez kilómetros

superiores de ella, donde las temperaturas y presiones son relativamente bajas (0 a 300°C y de 0 a 4 kilobares). Se sabe que estas estructuras van ligadas con tres tipos de procesos: gravitacionales, tectónicos y diapíricos.

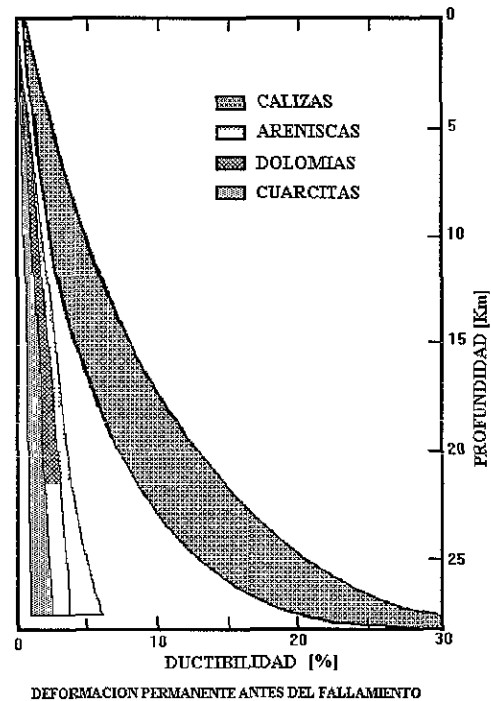


Figura 1.3. Ductilidad de rocas saturadas de agua como una función de la profundidad, donde se incluye el efecto de la presión de confinamiento (confinamiento), de la temperatura y de la presión de poro o normal de la formación².

Procesos gravitacionales que pueden producir fracturamiento y fallamiento se encuentran:

- Compactación diferencial
- Descompactación debida a la erosión

Dentro de los *procesos tectónicos*, las fallas y fracturas se encuentran asociadas con el desarrollo de plegamiento y fallamiento, también a diversas escalas. Por último, las *intrusiones* tanto salinas como arcillosas se encuentran ligadas con procesos

relacionados con diferencias de densidad y fuerzas verticales.

Además se ha sugerido que el microfracturamiento puede haberse formado debido a la alta presión de poro asociada con la generación de aceite⁶. En muchos casos, las grietas están cortadas directamente por las fracturas verticales y los hidrocarburos pueden migrar directamente dentro de ellas. Entonces, los efectos de presión-solución juegan un papel importante en la localización de la materia orgánica y en la migración primaria de hidrocarburos.

Desde el punto de vista de la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, la identificación de los trenes de fracturamiento y su relación con la génesis de las estructuras mayores (pliegues y/o fallas), permiten identificar los probables patrones de desplazamiento de fluidos a través de los materiales rocosos.

Según algunos autores⁴ el origen de los sistemas de fracturas se define mediante datos sobre su *buzamiento, morfología, tendencias, abundancia relativa y relaciones angulares entre ellos*, y aplicando modelos empíricos de generación de fracturas (los cuales varían desde tectónicos hasta diagenéticos)^{2,3}. La interpretación del origen de uno o varios sistemas de fracturas involucra una combinación de distintos puntos de vista, tanto geológico como de mecánica de rocas, haciendo dos suposiciones importantes⁴:

1. Que los patrones de fracturamiento natural representan el estado local de esfuerzos durante la formación de las fracturas.

2. Que las disposiciones de las fracturas en el subsuelo presentan un arreglo similar cualitativamente al que muestran las rocas sometidas a pruebas de esfuerzos en el laboratorio, bajo condiciones ambientales parecidas.

De tal forma que, los patrones de fracturas son interpretados en términos de los sistemas de fracturas obtenidos en el laboratorio⁴.

En el caso de las fracturas sin vestigios de movimientos (estrías o fibras), los ejes de deformación no pueden determinarse con mucha precisión, y solo puede efectuarse un levantamiento sistemático de estas estructuras sobre la rejilla de Schmidt para definir los máximos o familias de fracturas y determinar las características generales de cada una de ellas, así como en particular sus intersecciones promedio. Esta última puede tener una infinidad de aplicaciones prácticas, por ejemplo establecer las vías de flujos¹².

Como el estudio de las fracturas desde un punto de vista estructural debe ser estadístico, para una mejor comprensión se utiliza la proyección estereográfica o diagrama de Schmidt. Donde en ocasiones es posible dar una interpretación sobre el origen de las fracturas, comparando las disposiciones de las familias con los ejes de la deformación regional, definidos por otros métodos. Es de esta manera que se puede hablar de fracturas de compresión o de distensión.

Si las fracturas sin movimiento relativo de los bloques, están abiertas, se habla de fisuras o grietas; mientras que cuando se encuentran rellenas por

minerales de neoformación dan lugar a filones o vetas¹².

Por otra parte, mediante el análisis de los sistemas de fallas sincrónicos es posible definir con bastante precisión los ejes de deformación de acuerdo con la Teoría de Anderson (1951; Fig. 1.4).

E. Clasificación Geológica de las Fracturas.

Los sistemas de fracturas naturales son penetrativos y persistentemente orientados dentro de un gran volumen de roca; su clasificación genética (Tabla 1.1 y Tabla 1.2)^{2,4} está basada en 2 suposiciones fundamentales:

1. Los patrones de fracturamiento natural (fracturas conjugadas de cizalla y extensión o tensiles), representan fielmente el estado local de esfuerzos durante la formación de las fracturas.
2. Las fracturas en el subsuelo presentan cualitativamente un arreglo similar al que muestran las rocas sometidas a pruebas de esfuerzos en el laboratorio, bajo condiciones ambientales parecidas.

Tabla 1.1. Clasificación de los Sistemas de Fracturas Naturales en Clases Mayores

Fracturas Ortogonales Regionales	Fracturas Relacionadas con Estructuras
	1. Con Pliegues
	2. Con Fallas

Entonces, se asume que los patrones de fracturas naturales reflejan la misma geometría con respecto a las cargas aplicadas, como las fracturas

generadas dentro de los experimentos de laboratorio.

Si estas suposiciones son correctas, entonces las fracturas que ocurren de forma natural pueden clasificarse sobre las bases del origen de las fuerzas responsables como se determinó de los datos de laboratorio y de la geometría del sistema de fracturas (Tabla 1.2). De ahí que, esta clasificación se apoye fuertemente sobre la clasificación presentada previamente de las fracturas genéricas o experimentales.

Tabla 1.2. Clasificación de Fracturas Experimentales y Naturales.

Clasificación de Fracturas Experimentales	Clasificación de Fracturas Naturales
1. Fracturas de Cizalla	1. Fracturas Tectónicas
2. Fracturas de Extensión	2. Fracturas Regionales
3. Fracturas de Tensión	3. Fracturas Contraccionales
	4. Fracturas relacionadas a la superficie.

Hay dos escuelas de pensamiento sobre la mejor manera de *observar* y *describir* los sistemas de fracturas naturales en los afloramientos:

- Una asume que los datos de fracturas deben ser manejados estadísticamente para ser entendibles, de ahí que manipula y combina gran cantidad de datos de muchos afloramientos juntos, para definir sus orientaciones preferentes, considerando que así puede obtener la objetividad dentro de la interpretación¹³. Por otro lado, se

considera⁴ que mientras esta combinación de datos es necesaria en algunas etapas del estudio de fracturas, esta aproximación es deficiente dada la

gran pérdida de precisión interpretativa cuando los datos son agrupados antes de la interpretación.

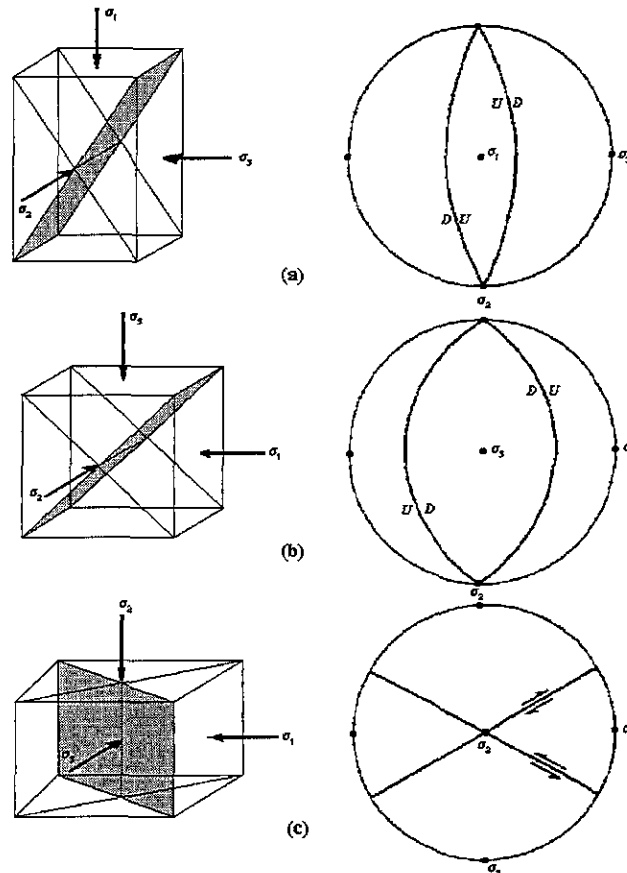


Figura 1.4. Planos de fallas (sombreados) y las direcciones principales de esfuerzos en condiciones isotrópicas. (a) fallas normales con σ_1 vertical, (b) falla inversa con σ_3 vertical, (c) fallas transcurrentes con σ_2 vertical, con sus proyecciones estereográficas en el hemisferio inferior, donde el círculo primitivo representa la horizontal¹¹.

- Una segunda escuela involucra la interpretación de los datos de afloramientos individualmente con respecto a su origen, antes de su tratamiento estadístico². Estos juegos de datos previamente interpretados pueden ser adicionados secuencialmente para llegar a una descripción combinada, que tendrá mas significado estadístico y será mas fácilmente interpretada para el análisis de esfuerzos, debido a la interpretación previa de los juegos de datos

individuales con menor significado estadístico.

La experiencia del autor de esta tesis en la medición, manejo e interpretación de datos de fracturas y fallas por afloramiento, le sugiere que la metodología a utilizar depende de la complejidad estructural del área de trabajo, es decir, cuando la estructura de una región no es tan compleja, la primer metodología puede resultar adecuada, pero si es muy compleja, lo mejor es adoptar la segunda escuela, la cual,

necesita del uso de una clasificación genética de las fracturas naturales³.

Una vez que se ha determinado el origen de los esfuerzos que causaron el fracturamiento, a la escala del afloramiento o del núcleo, se incrementa la precisión de la interpretación estructural a cualquier escala. Esto permite esbozar los paleo-campos de esfuerzos para el tiempo en que ocurrió el fracturamiento.

Fracturas Tectónicas

Resultan de la aplicación de fuerzas superficiales y cuyo origen, sobre las bases de su orientación, distribución y morfología, puede ser atribuido o asociado con un evento tectónico. Se ha observado⁴ que la mayoría de las fracturas tectónicas en los afloramientos tienden a ser fracturas de cizalla, que forman redes con relaciones espaciales específicas a los pliegues o fallas.

Sistemas de Fracturas Asociadas a Fallas.

Las fracturas asociadas con fallas generalmente son relacionadas al mismo estado de esfuerzo que causó el fallamiento, y las relaciones entre ellas han sido mostradas y documentadas por varios autores². Sin embargo, esta asignación no es válida para el caso de las fracturas ligadas con plegamiento, como se verá mas adelante.

Las fracturas asociadas a las vecindades de una falla presentan 3 direcciones potenciales:

- Paralela a la falla. La mayoría de las fracturas asociadas a las vecindades de

las fallas y con disposición paralela a las mismas, son fracturas de cizalla.

- Oblicuas al plano de falla principal se ubican las fracturas de cizalla conjugadas que la cortan con ángulo agudo y que son el complemento cinemático de la misma.
- Oblicuas tanto a la falla como a las fracturas de cizalla, se alinean las fracturas en extensión bisecando con ángulo agudo los dos sistemas conjugados de fracturas de cizalla.

Estas tres orientaciones corresponden a las tres direcciones potenciales de fractura durante los experimentos de laboratorio, y son desarrollados con relación al estado de esfuerzo local causante del fallamiento.

La orientación de las fracturas estrictamente asociadas con la falla, cambian con el comportamiento de ésta, pero no hay forma de estimar el número de fracturas que estarán asociadas con una falla determinada. Además, el desplazamiento total sobre una gran fractura puede acompañarse por un deslizamiento acumulativo sobre las fracturas paralelas mas pequeñas. Se ha observado también, que algunas grandes fallas tienen estrechas zonas de fracturamiento mientras que muchas fallas pequeñas tienen amplias zonas de ruptura a pequeña escala, y que las fracturas de cizalla paralelas con la falla no están bien desarrolladas, mientras que las fracturas de cizalla conjugadas comúnmente son mas sobresalientes².

Las Fracturas de Cizalla paralelas son expresiones en miniatura de la falla mayor, por tanto no es de sorprender que sus orientaciones, así como las fracturas

de extensión asociadas, puedan ser predichas si se conoce la actitud de la falla principal. La situación inversa es también válida, es decir, conociendo la

orientación de las fracturas puede revelarse el rumbo de la falla maestra así como su sentido de cizalla².

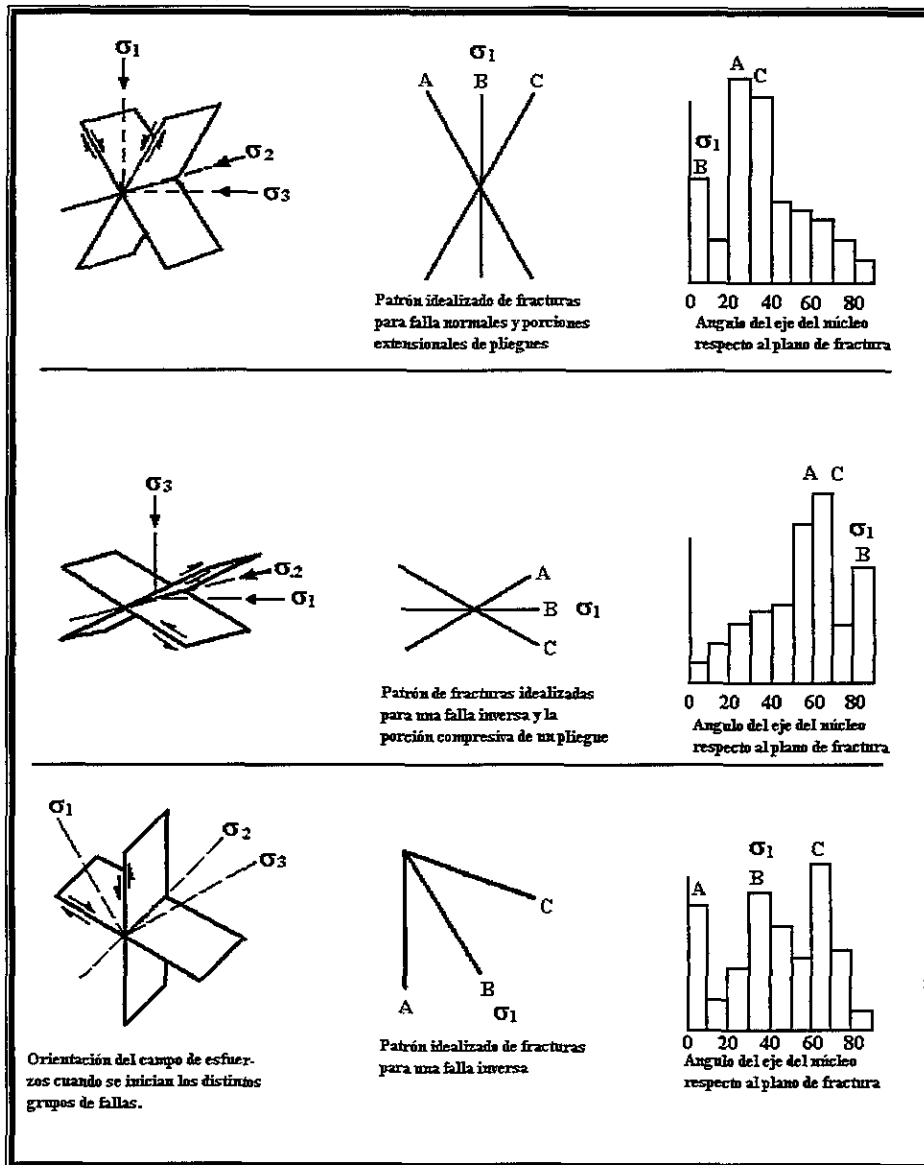


Figura 1.5. Relaciones entre el estado de esfuerzo, las orientaciones de las falla y fracturas derivados de estos y los histogramas de buzamiento resultantes del análisis de núcleos⁴.

De las relaciones entre el fallamiento y fracturamiento, es posible determinar la dirección de los esfuerzos principales o cargas en el tiempo de la deformación. También, conociendo la orientación del plano de falla y las fracturas asociadas con él, puede

determinarse el sentido de movimiento de la falla (Figura 1.5). Las relaciones entre las fracturas y las fallas se dan a cualquier escala, así por ejemplo en algunos estudios⁴ usando la orientación de las fracturas microscópicas de los núcleos orientados se ha determinado la

orientación e inclinación de una falla cercana.

Mientras, bajo condiciones ideales, es posible determinar la orientación y sentido de desplazamiento de una falla vecina por el análisis de las fracturas, es difícil determinar la proximidad de ésta⁴.

La intensidad del fracturamiento asociado con fallas parece⁴ que es función de:

- la litología
- la distancia al plano de falla
- la cantidad de desplazamiento a lo largo de la falla
- de la deformación total dentro de la masa de roca
- de la profundidad de sepultamiento
- del tipo de falla (cabalgadura, de crecimiento, etc.).

Cualquiera de estos parámetros dominará la intensidad de las fracturas que varía de falla a falla.

Hay otras fracturas menos evidentes asociadas con el fallamiento, se definen en grupos con un tamaño pequeño que afectan a los granos de las rocas involucradas y que ocurre en ángulos agudos al plano de la falla principal, son las llamadas fracturas microscópicas¹⁴, las cuales se han relacionado² con los desplazamientos a lo largo de la falla y al esfuerzo normal al plano de esta. Mientras estas fracturas (“feather fractures”) son importantes en la determinación del origen del fallamiento y en el examen microscópico del plano de la falla para el sentido del movimiento de la cizalla, su importancia es mínima en la producción de hidrocarburos.

Otras fracturas asociadas con las fallas ocurren dentro de las zonas de deslizamiento². Por si mismas estas reflejan estados de esfuerzo y deformación complejos y variantes, relacionados a la zona de deslizamiento.

La figura 1.6 muestra algunos modelos propuestos para explicar la asociación de los sistemas de fracturas con fallamiento. En el esquema pueden observarse las disposiciones de los sistemas de fracturas ligados con fallas normales (1), inversas (2), laterales (izquierdas: 3) y un sistema sin significación neta en cuanto al campo de esfuerzos (4).

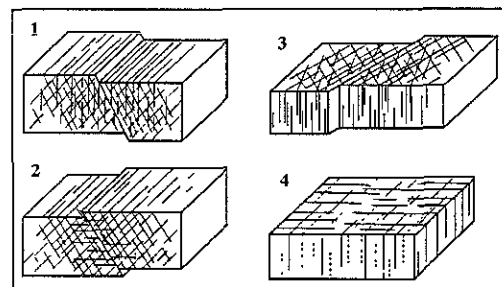


Figura 1.6. Posible disposición de los Sistemas de Fracturas asociados con fallas¹² (1) normales, (2) inversas, (3) laterales y (4) sin significación neta.

Para las fallas normales puede verse un notorio desarrollo de fracturas verticales e inclinadas con un solo tren, pero uno de estos sistemas de fracturas inclinadas se encuentra geoméricamente paralelo o subparalelo al plano de fallamiento principal. Mientras que las fracturas asociadas con fallamiento inverso, son tanto horizontales como inclinadas mostrando una sola tendencia o tren, pero siendo uno de los patrones inclinados también paralelo o subparalelo con el plano de falla principal.

Para el caso de las fallas laterales, el fracturamiento es marcadamente vertical, con tres tendencias: una paralela al plano de fallamiento y los otros oblicuos a éste.

En cuanto al estudio de las fracturas en el subsuelo, puede decirse que la deflexión (ángulo de desviación respecto a la vertical) propia del agujero o pozo que intercepta el mayor número de fracturas depende de la actitud de la falla y del desarrollo relativo de las fracturas asociadas².

La dirección principal en el flujo de fluidos que se propicia con las fracturas asociadas a fallas, puede determinarse con la tendencia de los 3 tipos de fracturas potenciales; de igual forma, de sus intersecciones paralelas a las fallas, se puede predecir las direcciones del flujo lateral.

- **Para fallas de bajo buzamiento**, del orden de los 30°, ninguna deflexión teóricamente incrementaría la probabilidad de intersección de fracturas.
- **Para fallas verticales**, la deflexión hacia la falla en una dirección normal a su tendencia incrementaría las oportunidades de intersección.
- **Para las fallas normales**, se requiere conocer el desarrollo relativo de las dos fracturas de cizalla. Si las fracturas paralelas a la falla están mejor desarrolladas, la zona más prometedora es la deflexión hacia la falla dentro del bloque caído y alejándose de la falla en el bloque levantado.

Si las fracturas conjugadas están mejor desarrolladas, la perforación en la

dirección contra la falla dentro de los dos bloques tiene las mejores oportunidades de interceptar el mayor número de fracturas. Sin embargo, los análisis de núcleos o afloramientos son los mejores métodos sobre los cuales se basa una decisión.

Muchas de las fracturas de cizalla asociadas con fallas despliegan pequeños desplazamientos perfectamente visibles a diferencia de las fracturas de cizalla ligadas con el plegamiento, y estos movimientos a lo largo de las fracturas de cizalla pueden tanto incrementar como disminuir la permeabilidad y porosidad del medio. Así:

- Si el movimiento causa rotación de cuerpo rígido de los bloques dispuestos a lo largo de las fracturas, la porosidad y permeabilidad dentro se incrementarán notablemente.
- En otra situación debido a que las fracturas raras veces son perfectamente planas, el desplazamiento puede causar una mala disposición entre los bordes de las fracturas y entonces se incrementa el flujo de fluidos a lo largo de ella.
- Si también hay fragmentación dentro de material con forma de astillas a lo largo de la fractura, estas astillas pueden apuntalar cualquier abertura e incrementar la permeabilidad.
- La disminución del flujo de fluidos, tanto a través como a lo largo de la fractura, puede deberse a la milonitización, molienda o embarraduras, especialmente si el yacimiento es una arenisca seca. Sin embargo, es necesario determinar tanto la edad del fallamiento como también las edades relativas de las migraciones de aceite.

No obstante que los estudios de afloramientos determinan mejor la naturaleza de las zonas de fracturas asociadas con algún tipo de falla, también a partir de los núcleos puede recogerse considerable información respecto a ella¹⁵.

Una complicación secundaria proviene del caso donde el plegamiento está asociado con fallamiento. En tal situación, todos los patrones de fracturamiento encontrados sobre los pliegues tienen que ser considerados junto con aquellos asociados estrictamente con la falla. Si el plegamiento está ligeramente arrastrado a lo largo de la falla, puede tener poca influencia sobre el patrón. Sin embargo, puede haber un problema de rotación, si las fracturas asociadas con la falla se formaron inicialmente, antes que el arrastre se presentara, entonces ellas habrían sido giradas posteriormente.

Sistemas de Fracturas Asociadas a Pliegues

Durante el inicio y desarrollo de un pliegue, la historia de esfuerzos y deformación dentro de las rocas es muy complejo, de ahí que los patrones de fracturas que se desarrollan dentro de estas estructuras presentan la misma complejidad. Por ello, las fracturas asociadas con pliegues no puede asegurarse que deban asignarse al mismo campo de esfuerzo.

Se ha citado⁴ una cantidad significativa de artículos que describen la orientación de las fracturas sobre los pliegues. Sin embargo, también se dice que la mayoría de ellos explican solo porciones de la geometría total de la

fractura (Fig. 1.7A), y de ellos, la descripción mas útil sobre la geometría de fractura total de los pliegues la presenta Stearns (citado en 4; Fig. 1.7B y Tabla 1.3).

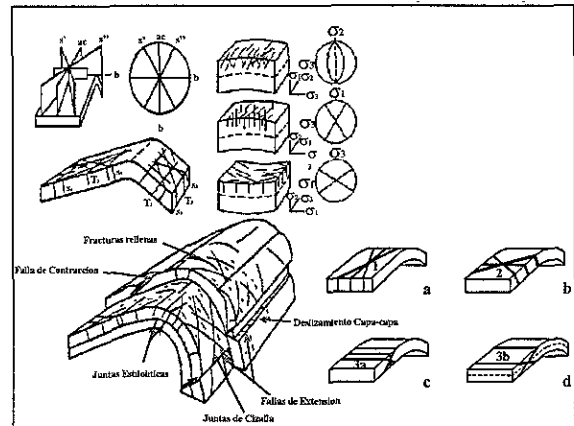


Figura 1.7. A) Diagramas típicos de orientaciones de fracturas relacionadas con pliegues representando porciones de la geometría total de la fractura sobre pliegues⁴. B) Generalización de los juegos de fracturas dominantes relacionadas a pliegues⁴.

Tabla 1.3. Geometría de las Fracturas dentro de los pliegues.

Tipo de Juego	σ_1	σ_2	σ_3
I	Paralelo a "dip-dir" Paralelo a la So	Perpendicular a la So	Paralelo a So
II	Perpendicular a "dip dir" Paralelo a So	Perpendicular a So	Paralelo a So
III	(a) Perpendicular a So (b) Paralelo a "dip dir"	Paralelo al rumbo de So Paralelo al rumbo de So	Paralelo a "dip dir" Perpendicular a So
IV	Paralelo a la So	Paralelo al rumbo de So	Perpendicular a So
V	en un ángulo al plano de So (ángulo dihedral)	Paralelo al rumbo de So	en un ángulo al plano de So (90)

So= Estratificación

“dip dir”= Dirección del Echado

I asociada con la estratificación dentro de una sección a rumbo

II asociada con la estratificación en una sección a echado

III asociada con estratificación dentro de una sección transversal: a. extensional, b. compresional.

IV asociada con pliegues relacionados con cabalgaduras

V asociada con deslizamientos de planos de estratificación.

Aún cuando todos los patrones son importantes para un entendimiento de los procesos de plegamiento, solo dos tienen un número suficiente de fracturas para ser considerados.

El patrón I consiste de dos juegos de fracturas de cizalla conjugadas y otro mas con fracturas de extensión. El eje de esfuerzo principal intermedio (σ_2) es normal a la estratificación y los correspondientes a los esfuerzos principales mayor y menor (σ_1 , σ_3) están contenidos dentro del plano de estratificación, ubicándose a σ_1 en la dirección del echado (fig. 1.8A).

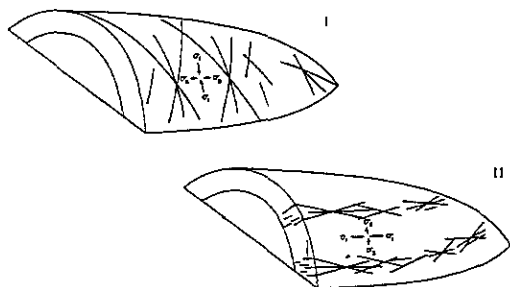


Figura 1.8. A) Patrón I. B) Patrón II².

Sobre el flanco del anticlinal las fracturas de extensión de este patrón están dentro del plano geométrico **ac**. Este patrón muestra el acortamiento en la dirección del buzamiento, el alargamiento en la dirección del rumbo y ningún

cambio en el sentido normal a la estratificación².

El patrón II consiste de dos juegos de fracturas de cizalla conjugadas y uno con fractura de extensión, indicando que σ_2 siempre está normal a la estratificación, σ_1 y σ_3 están dentro del plano de estratificación, pero σ_1 es paralelo con el rumbo y σ_3 con la dirección de buzamiento (Fig. 1.8B).

Sobre el flanco del anticlinal las fracturas de extensión de este patrón son paralelas al plano geométrico **bc**. La geometría de este segundo patrón representa el alargamiento paralelo con el buzamiento, el acortamiento paralelo con el rumbo y ningún cambio normal a la estratificación.

Debe aclararse que ambos patrones son el resultado de los procesos de plegamiento por si mismos y no del campo de esfuerzos regional que inició el plegamiento, manteniendo sus relaciones con la estratificación hasta en la nariz del pliegue, donde las actitudes se apartan ampliamente de los trenes medios de los pliegues. Un ligero cambio en la dirección del pliegue, marca un igual cambio en la orientación de las fracturas, pero no en su relación con la estratificación².

Las fracturas de cizalla en estos dos patrones rara vez muestran desplazamientos visibles, y son señaladas como de tipo de cizalla o extensión solamente con bases en su geometría de conjunto, y en las evidencias inequívocas y consistentes tanto de laboratorio como de campo.

Aunque no se ha podido definir claramente la edad relativa de los patrones de fracturas asociados con el plegamiento, se considera que el patrón I comienza a formarse más tempranamente que el patrón II. Esto se basa en el hecho de que el primero es común dentro de los pliegues de poco buzamiento y sin mucha curvatura en sección transversal, donde el patrón II está prácticamente ausente. A pesar de todo, el desarrollo de los dos patrones debe traslaparse en tiempo, dado que ambos pertenecen al fracturamiento simple, y aún cuando representan diferentes estados de esfuerzos, pueden ocurrir dentro del mismo estrato.

El patrón II representa el alargamiento normal al tren del anticlinal, y como tal es probable que no se desarrolle hasta que el plegamiento progrese lo suficiente para exceder la habilidad de las rocas a deformarse elásticamente².

La morfología de las fracturas de los dos patrones algunas veces es diferente, muchas de las fracturas del patrón I se continúan como una simple ruptura o como una zona de fracturas paralelas a través de toda una estructura. La inspección de campo de tales lineaciones revela que son grandes fracturas con una simple orientación y no el conjunto de las tres orientaciones. Estas fracturas son lateralmente continuas sobre grandes distancias y también a través de varios cientos de metros de sección. Aunque estas fracturas generalmente son enormes, se presentan en todos los tamaños, su orientación homogénea es sobresaliente sobre todas las escalas. Los diagramas de las fracturas de cizalla del patrón I son los mismos si los observamos tanto en los granos de cuarzo

como en las fotografías aéreas, y las más grandes de estas fracturas pueden afectar la comunicación de fluidos sobre grandes distancias².

Las fracturas del patrón II nunca alcanzan tamaños tan grandes como las del patrón I que llegan a medir varias decenas de metros de largo, mientras las primeras alcanzan a desarrollarse desde pocos centímetros hasta algunos metros.

Una inspección cuidadosa de los afloramientos donde se observa el patrón II, revela que estas lineaciones consisten generalmente de tres familias de fracturas en estrecha asociación, medibles en centímetros o la mayoría en metros, y solo la tendencia de la zona es realmente continua y paralela con el rumbo del pliegue, pero no las fracturas individualmente. Las relaciones internas son más evidentes en las fracturas del patrón II que en las del patrón I; por ejemplo, una fractura de extensión de unos pocos centímetros de largo puede terminar en un extremo, en una pequeña cizalla lateral izquierda, y en el otro, en una diminuta cizalla lateral derecha. En el caso de las fracturas de cizalla pueden terminar en fracturas de extensión o quizá en fracturas conjugadas².

Considerando la continuidad de las fracturas, esta es en general, mas grande dentro del patrón I, pero las fracturas del patrón II pueden ser mas efectivas para el tránsito de fluidos; aunque no hay datos que apoyen esta idea, se considera factible debido a que las fracturas del patrón II siendo mas pequeñas, son mas adecuadas para las rotaciones locales de los pequeños bloques dentro de la zona, generando un sistema mas abierto en comparación con

una fractura simple o de astillas paralelas y alargadas.

Las fracturas densas del patrón II también pueden reflejar, localmente, un alargamiento considerable que resulta de una dilatación (decremento de la densidad total) a lo largo de la zona de fractura. En un pozo que intercepte las fracturas del patrón I, con gran tamaño y aislamiento, podrá considerar tres direcciones probables de flujo de fluidos. Mientras que los pozos que cortan las fracturas del patrón II tendrán un flujo favorable en dirección paralela con el tren estructural².

La figura 1.9 muestra un modelo propuesto para explicar la asociación de los sistemas de fracturamiento con el plegamiento isopaco y que puede ser extendido, con algunas reservas, a otros tipos de pliegues.

De los patrones de fracturas más importantes y comúnmente observados sobre los pliegues son las fracturas verticales localizadas perpendicularmente respecto al eje del plegamiento causadas por tensión, y que por lo general permanecen abiertas en subsuelo, y dos patrones mas oblicuas al eje de la estructura y con un carácter conjugado (Fig. 1.9 y 1.10).

En esencia, dado que los domos pueden ser tratados como anticlinales equidimensionales que tienen inmersión en todas direcciones⁴, las fracturas asociadas con domos tienen una distribución análoga a la de los pliegues¹⁸. Como tal, varios de los juegos de fracturas de Stearns, los cuales son definidos respecto al rumbo y buzamiento de los estratos, han llegado a ser coincidente sobre los domos.

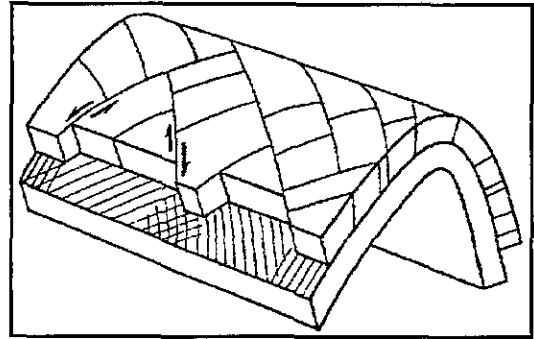


Figura 1.9. Deformación discontinua dentro de un pliegue isopaco¹².

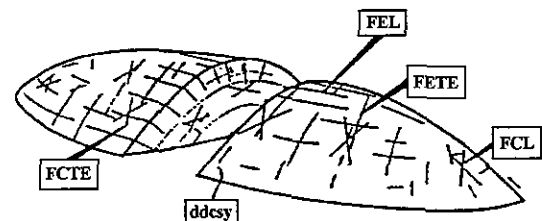


Figura 1.10. Tipos y orientaciones de fracturas teóricas asociado con el plegamiento¹⁷. FCTE= Fracturas de Cizalla Transversales al Eje; FEL= Fracturas Longitudinales de Extensión; FETE= Fracturas de Extensión Transversales al Eje; FCL= Fracturas Longitudinales de Cizalla; ddesy= dirección de desplazamiento de la capa sobreyacente.

Fracturas Ortogonales Regionales

Las Fracturas Regionales¹⁸ son aquellas que mantiene la misma orientación a través de grandes regiones y dentro de diferentes niveles estratigráficos, siendo casi siempre de tipo vertical y de origen desconocido, observable tanto en areniscas como en carbonatos, y aparentemente sin relación con alguna estructura local. Por otro lado, el término Fracturas Ortogonales implicará solamente que las fracturas son normales unas a otras y no pueden ser conjugadas, pero esto no quiere decir que no puedan tener un mismo origen².

Existen varias hipótesis sobre el origen de este tipo de fracturas, desde las que involucran los efectos de las mareas lunares²⁰, hasta las que consideran que estas se propagan hacia arriba hasta las rocas más jóvenes a medida que estas se consolidan¹⁸. Se han dado diversos argumentos confiables de tipo numérico para la formación de estos sistemas de fracturas, considerando que son productos de levantamientos tipo “*plateau*”, que apoyan ciertos hechos geológicos pero que no explican la ocurrencia de dos patrones superpuestos¹⁸.

La continuidad vertical de estos sistemas de fracturas depende de la naturaleza de la secuencia estratificada, rara vez termina dentro de una capa, y continua verticalmente a través de varios estratos, para desaparecer generalmente en el contacto con unidades de lutitas. Sin embargo, en muchas áreas las fracturas atraviesan potentes unidades de lutitas y areniscas sin refractarse en las interfaces litológicas.

Capítulo II. Revisión de Técnicas utilizadas para Evaluar los Intervalos Fracturados

La influencia del fracturamiento puede ser de suma importancia para el desarrollo de las características del yacimiento, lo cual hace necesario dar cuenta del fenómeno propiamente desde los puntos de vista cualitativo y cuantitativo a la escala del campo.

Análisis Cualitativo de Fracturas

Desde el punto de vista cualitativo, los principales criterios²⁷ para la descripción de las fracturas son los siguientes

- Naturaleza:
 - + Diaclasas (sin desplazamiento),
 - + Paraclasas (desplazamiento a lo largo del plano de fractura),
 - + Grietas tensiles (“tensile cracks”: selladas o no).
- Tamaño:

Comúnmente relacionado con el número de estratos afectados (Fig. 2.1), pudiendo considerarse:

 - + Fracturas Mayores del orden de decámetros a hectómetros, rara vez mineralizadas y rellenas,
 - + Fracturas Medias, definidas a través de varios estratos y uniformemente distribuidas,
 - + Fracturas Menores, no desarrolladas mas allá de un solo estrato, fuertemente abiertas, cerradas u obstaculizadas.

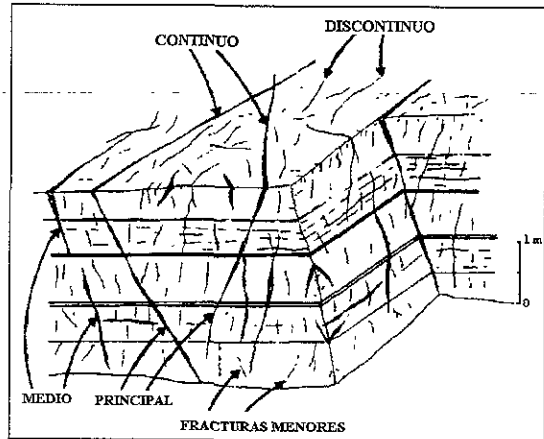


Figura 2.1. Tamaño y continuidad de las fracturas²⁷.

Otras clasificaciones cualitativas de las fracturas basadas en su ancho son las mostradas por la Tabla 2.1²⁸ y la Tabla 2.2²⁹

Tabla 2.1.

Tipo	Ancho [mm]
1. Supercapilar	>0.26
2. Capilar	0.26 a 0.0001
3. Subcapilar	<0.0001

Tabla 2.2.

Tipo de Fractura	Ancho [mm]
1.- Megafracturas	100 *
2.- Macrofracturas Gruesas	10 a 100 *
3.- Macrofracturas Finas	1 a 10 *
4.- Fracturas Finas	0.1 a 1
5.- Fracturas muy Finas	0.01 a 0.1
6.- Fracturas delgadas como un cabello	0.001 a 0.01
7.- Microfracturas	0.0001 a 0.001

* irreal

La disolución subsecuente puede ensanchar la fractura inicial e incrementar la porosidad de fractura, como se demuestra por la observación de vórgulos a lo largo de las fracturas.

- **Distribución:**

Un sistema de fracturas está constituido por un juego de fracturas paralelas dentro de un lugar dado.

Una red de fracturas está integrada por dos o más sistemas asociados, pudiendo ser homogénea (distribución arreglada en cruz) o incluyendo un sistema dominante (Fig. 2.2), ésta última característica puede reflejar la anisotropía del material o la orientación predominante de los esfuerzos²⁷.

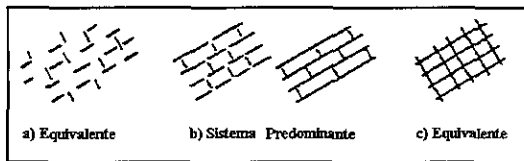


Figura 2.2. Organización de la red de fracturas²⁷.

- **Morfología:**

Incluye las siguientes características descriptivas: orillas (“rims”), aberturas (amplias, estrechas), relleno (con diferentes texturas, mosaicos, forma de cerca “fence shaped”, fibrosas), orientación, inclinación, regularidad (planos) y continuidad.

Análisis Cuantitativo de Fracturas

El análisis cuantitativo está basado en contar y organizar las fracturas por unidad de volumen dentro de una estructura dada. Los criterios principales son la frecuencia y la intensidad del fracturamiento.

A. Frecuencia del Fracturamiento (Ff)

Es el número de fracturas de un sistema dado por unidad lineal, contabilizadas sobre un plano normal al de las fracturas. Este número es determinado de manera independiente del espaciamiento entre las fracturas consideradas. En la práctica son retenidos los siguientes parámetros (Fig. 2.3):

- Espaciamiento Máximo (Ema), Espaciamiento Medio Estimado (Eme) y Espaciamiento Mínimo (Emi).

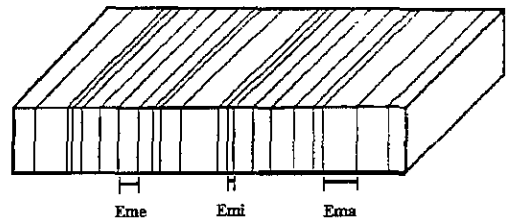


Figura 2.3. Evaluación de los diferentes espaciamientos dentro de un sistema de fracturas²⁷.

El Espaciamiento Medio Real (Eav) es derivado de la relación

$$Eav = \frac{1}{2} [((Ema + Emi)/2) + Eme] \text{ [metros]}$$

- La Frecuencia del Fracturamiento (Ff) está dada por:

$$Ff = (1/Eav)^m$$

donde **m** es la frecuencia del fracturamiento alta y uniformemente distribuida, caracteriza un sistema de tipo malla (Fig. 2.4). Dentro de un sistema dado, una zona con una frecuencia mas alta es denominado fractura de “corridor”.

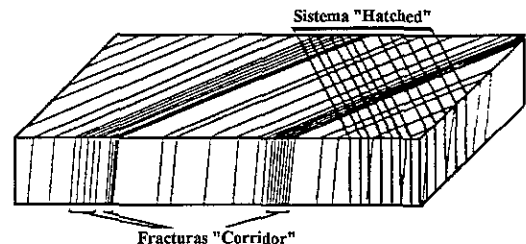


Figura 2.4. Variaciones en las frecuencias de fractura²⁷.

B. Intensidad del Fracturamiento (I_f)

Es la relación entre la frecuencia de las fracturas (F_f) y la frecuencia de las juntas (*joints*; F_c) de las capas dentro de un sistema dado:

$$I_f = F_f / F_c$$

pudiéndose distinguir la Intensidad Acumulada (I_e) de la Intensidad Media (I_{av})

$$I_e = \sum(F_f / F_c) \quad I_{av} = \sum(I_c / n)$$

donde n es el número de sistemas de fracturas involucrados.

La Intensidad de Fractura puede ser vista sobre las gráficas log-log de Frecuencia de Fractura vs Frecuencia de juntas (Fig. 2.5). La organización y cuantificación de las fracturas ayuda a definir la forma y dimensiones de los bloques elementales, asociadas con la naturaleza de la deformación (compresión, extensión o cizalla). El uso de las gráficas de intensidad ayuda a visualizar la distribución de estos bloques elementales.

Alineamientos importantes sobre la gráfica de intensidad de fractura definen los regímenes de fracturación, como ejemplo se muestra la Fig. 2.6.

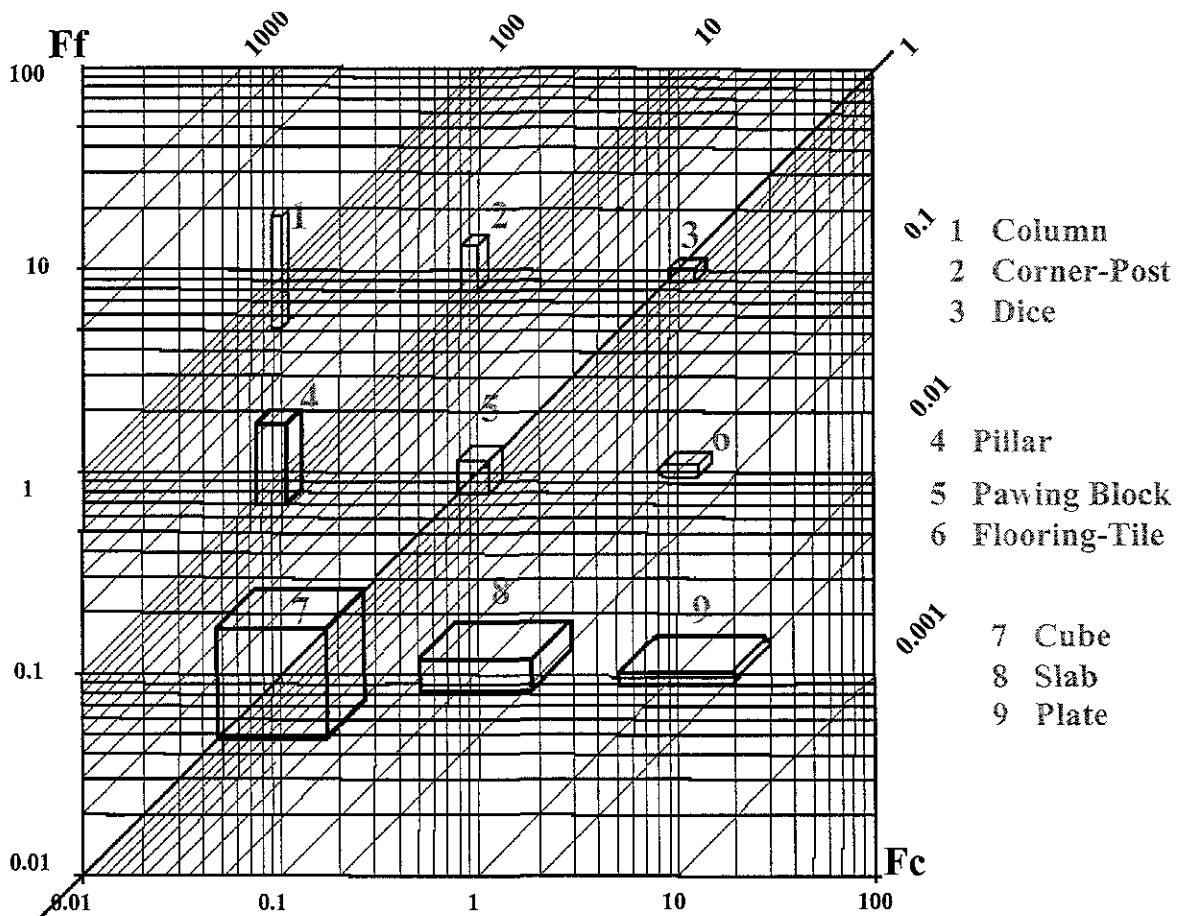


Figura 2.5. Posición de los bloques elementales respecto a la intensidad del fracturamiento²⁷.

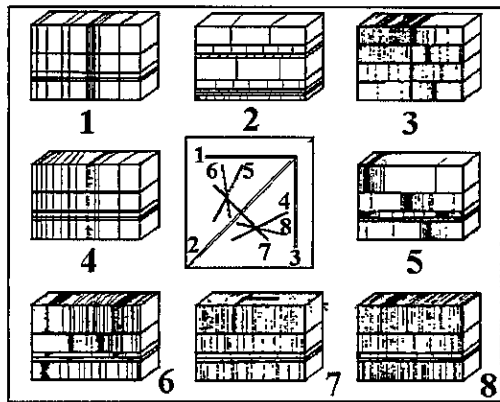


Figura 2.6. Regímenes de fracturamiento²⁷.

C. Métodos Gráficos de Análisis

Existe una gran cantidad de métodos gráficos de los cuales se recomiendan²⁷:

1. Mapeo de la Frecuencia de Fractura,
2. Mapeo de la Intensidad de Fractura,
3. Dibujo de Tectonogramas (Fig. 2.7).

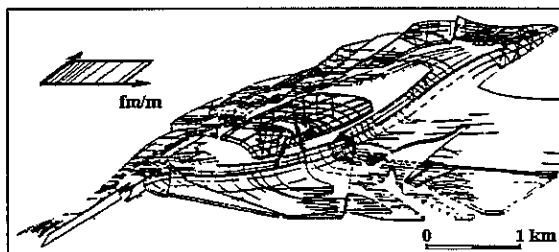


Figura 2.7. Tectonograma²⁷.

Identificación de Intervalos Fracturados

Existen diversas herramientas o fuentes de información para la identificación de intervalos fracturados, las cuales se han clasificado³⁰ en:

Directas:

- i) Análisis de núcleos
- ii) Núcleos orientados

iii) Esquirlas de corte

iv) Cámaras en el interior del agujero.

Indirectas:

- i) Historias de Perforación
- ii) Análisis de Registros geofísicos
- iii) Registros de Producción y Pruebas de Presión
- iv) Información Sísmica

A. Fuentes Directas de Información

Como primera aproximación, se puede pensar que los intervalos fracturados en el subsuelo pueden ser evaluados dentro de núcleos o muestras de canal.

i) Análisis de Núcleos.

Su estudio es muy limitado, aunque permite obtener información de manera directa acerca del fracturamiento.

Sin embargo, algunas de las desventajas de esta opción es el elevado costo de obtención de núcleos, la falta de estos en los pozos de interés o dado el alto grado de fracturamiento, su muy baja recuperación (del 10 al 20%), la cual se da principalmente en fragmentos de 10 a 15 cm y del tamaño de las gravas, dentro de los cuales es muy difícil establecer las relaciones geométricas del fracturamiento.

Una de sus ventajas es que aportan información directa de las formaciones que debe ser analizada, dando idea de los sistemas de aperturas, su orientación, amplitud y permitiendo un análisis petrofísico parcial, debido a que no se pueden hacer tapones de ellos.

Los núcleos, como ya se dijo, son una herramienta importante para el examen directo de las fracturas, pero es primordial distinguir si estas son de origen natural o inducidas de manera artificial. Las fracturas inducidas se pueden generar mediante la perforación y núcleo, así como por el manejo de los núcleos.

Diversos investigadores^{30, 41} han sugerido varios criterios para diferenciar, en los núcleos, las fracturas naturales de las inducidas; de ellos, los más importantes se citan a continuación. La fractura es probablemente natural si:

1. Muestra mineralización a lo largo de las superficies de sus caras, teniendo cuidado que los cristales no sean precipitaciones de halita debido a la evaporación de los fluidos de perforación. En general, cualquier superficie de fractura la cual parezca ser rompimiento fresco (i.e., inalterado y libre de mineralización) no debe ser considerada como una fractura natural a menos que haya alguna evidencia especial que lo apoye.
2. Si está incluida dentro del núcleo, es decir, si uno o ambos extremos de la fractura ocurren dentro del cilindro.
3. Si son observados dentro de un solo núcleo juegos de fracturas paralelas.
4. Si presentan caras pulidas y líneas de deslizamiento (estrías) en rocas bien litificadas. Desafortunadamente, no son raras las superficies pulidas perpendiculares al eje del núcleo caracterizadas por líneas de deslizamiento curvar inducidas por la perforación, especialmente dentro de lutitas semiplásticas o margas en profundidades someras, por lo que este criterio debe ser usado con cuidado.

5. La presencia de estratos índice asociados con pequeñas fallas dentro del núcleo, señalan un origen natural, aún si la superficie de la falla no está expuesta. Aunque debe tomarse en cuenta que estas fallas también pueden ser sin-sedimentarias.
6. Las evidencias de procesos de presión-solución sobre una superficie de fractura son un indicio claro de una fractura natural previa sujeta a compresión.
7. Si contienen sobre sus caras algunos de los rasgos ligados con la estructura de pluma cuyo tamaño sobrepasa al del núcleo (**Fig.**).

Se ha desarrollado un método para el análisis de calizas fracturadas y vugulos³⁰, el cual revela que estos pueden proporcionar una parte importante de la capacidad almacenadora dentro de los yacimientos con sistemas de doble porosidad.

ii) Núcleos orientados

Estos son útiles para el análisis directo de rocas naturalmente fracturadas, la información más importante extraída de los núcleos orientados es la orientación de las fracturas dentro del subsuelo³⁰.

La técnica consiste esencialmente de orientar el núcleo en el laboratorio, en su posición dentro del yacimiento, esto permite la determinación directa del buzamiento de las fracturas³⁰.

Existen trabajos que marcan una estrecha relación entre el fracturamiento observado en núcleos y muestras de canal con el campo de esfuerzos a nivel regional^{27,17}.

Entre los rasgos observables sobre los núcleos pueden citarse²⁷:

- Elementos Planares como fracturas/fisuras, planos de estratificación, micropliegues, brechas tectónicas, estilolitas.
- Elementos lineares como estrías y acumulaciones tectónicas (“grooves”), picos estilolíticos, slicolites (estrías en estilolitas: “stylolitic slickensides”).

Como puede verse, las fracturas/fisuras son parte de los rasgos observables sobre los núcleos que reflejan los efectos tectónicos.

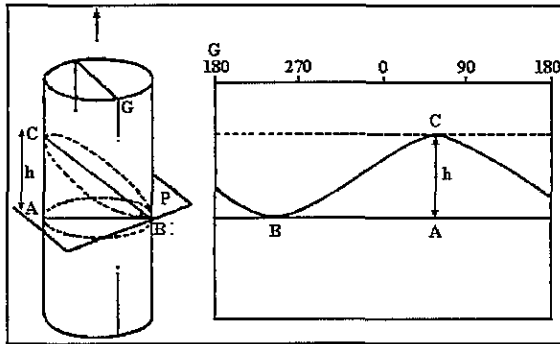


Figura 2.8. Ejemplo de un esquema desdoblado de núcleo²⁷.

Una técnica²⁷ para el estudio de los rasgos de un núcleo, que consiste en usar una película transparente enrollada alrededor de él sobre la cual son esquematizados todos los rasgos pertinentes aprovechando su transparencia (Fig. 2.8), y ligados con una línea generatriz (G) tomada como una referencia para su orientación. La descripción del núcleo así documentada se le denomina esquema desdoblado del núcleo, y se obtiene desenrollando la película; entre una de sus aplicaciones permite estimar los parámetros analíticos que se describen en líneas posteriores.

Como caracteres descriptivos este autor sugiere los siguientes:

- **Tamaño.** Para la descripción de fracturas sobre los núcleos son propuestas las siguientes definiciones:
 - *fracturas menores* del tamaño de centímetros, visibles sobre el núcleo
 - *fracturas mayores* del orden de decímetros a varios metros, de las cuales la extensión total no es observada sobre el núcleo.
- **Forma General**, con las siguientes características: planar, ondulada, continua, discontinua
- **Aspecto Superficial**, El plano de fractura/fisura ofrece una superficie: rugosa, lisa, vítrea, estriada, con acumulaciones (grooves)
- **Abertura**, la descripción ha de mencionar si ella está libre, proporcionando un espacio vacío, o bien mas o menos rellena con varios materiales, cristalizados o no. Por otro lado, las aberturas muy estrechas definen *fisuras* (1/10 mm).
- **Parámetros Analíticos.** Entre ellos están:

+ La longitud de esa parte visible de la fractura sobre el núcleo (**L**), que es función de su inclinación, o de la inclinación del agujero referida al plano de estratificación, y del diámetro del núcleo:

$$L = D / \cos (P)$$

donde

D = Diámetro del núcleo

P = ángulo de Penetración

+ El espaciamiento entre las fracturas (**e**), dentro de un sistema dado, el cual es expresado por

$$e = d \cos (P)$$

donde

d = distancia, medida sobre el núcleo, entre las fracturas consideradas.

+ La Frecuencia (F), dentro de un sistema dado, es definida por

$$F = (1/e) = \{1/[d \cos (P)]\}$$

+ La Densidad, que está constituida por la suma de las frecuencias de los diferentes sistemas por unidad de volumen o de superficie. Esta definición se ha preferido a aquella que expresa la densidad como el número de fracturas por unidad de longitud. De esta última aproximación puede ser erróneamente interpretado un gran número de pequeñas fisuras como alta densidad y una sola fractura bastante larga como baja densidad.

Orientación de las Fracturas. Elemento de crucial importancia por su impacto sobre el movimiento de los fluidos del yacimiento²⁷, que puede ser determinado solo después de conocer la orientación del núcleo.

Buzamientos de las Fracturas. Estos no son las inclinaciones aparentes de las fracturas como se ven en la superficie del núcleo, sino las inclinaciones efectivas referidas al entorno del subsuelo, incluyendo la orientación. La inclinación de las fracturas puede ser estimada²⁷ por el uso de un esquema de núcleo no girado, con la ayuda de varias cartas específicas de varios diámetros de núcleos. Sobre el esquema de núcleo no girado, un plano oblicuo cortando a través del núcleo es reflejado por una curva sinusoidal (Fig. 2.11). La amplitud máxima de la curva es una expresión de la inclinación con referencia al plano normal al eje del núcleo. El punto B representa el azimut del echado referido a la línea generatriz G. Los planos subverticales se mostrarían como 2 líneas subparalelas.

iii) Esquirlas de Corte.

La recuperación de *muestras de canal* al perforar los intervalos fracturados es casi nula, pocos pozos presentan algo de ellas.

Estas pueden detectar fracturas naturales solo en pocos casos. Sin embargo, las fracturas naturales no pueden preservarse dentro de las esquirlas debido al rompimiento a lo largo de las fracturas. Consecuentemente, los yacimientos deben ser naturalmente fracturados hasta si las esquirlas no muestran ninguna fractura³⁰.

iv) Cámaras en el interior del agujero.

Las cámaras fotográficas pueden obtener información directa registrando: superficies de estratificación, de fallamiento, de fracturas, el tamaño y forma del agujero³⁰, también proporcionan valiosa información durante las operaciones de pesca. Puede adicionarse una brújula bajo la cámara, la cual ayudará a determinar las desviaciones del agujero respecto al eje vertical y la orientación de las fracturas que intercepta la pared del agujero. En este sentido, las cámaras que bajan por el agujero y los núcleos orientados proporcionan información similar. La figura 2.9 es una fotografía de una fractura obtenida con una cámara de pozo.

B. Fuentes Indirectas de Información

i) Historias de Perforación

Proporcionan valiosa información al registrar las pérdidas de lodo y velocidades de perforación. Las pérdidas

de lodo son una prueba certera que refleja un incremento sorpresivo y significativo de la permeabilidad, y un patrón de flujo privilegiado existente dentro de la formación perforada, el cual puede ser muy bien facilitado por fracturas naturales, inducidas, vórgulos, o cavernas subterráneas.

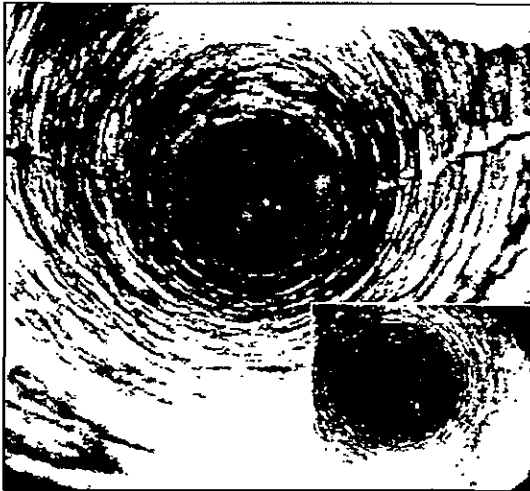


Figura 2.9. Fotografía de agujero³⁰.

Las velocidades de perforación pueden incrementarse considerablemente mientras se perfora cualquier tipo de porosidad secundaria, marcando un decremento de la cohesión en las rocas, aunque también pueden estar determinadas por cambios en la litología^{27,30}.

ii) Análisis de Registros Geofísicos

Los Registros Geofísicos de Pozos son una poderosa herramienta para detectar y evaluar los yacimientos naturalmente fracturados. Permiten la identificación de los intervalos fracturados a través de

- registros convencionales, los cuales pueden ser usados en algunos casos para análisis de estos yacimientos³⁰,

- imágenes de pozos derivadas de los registros **FMS** (Formation Micro-Scanner) y **FMI** (Formation Micro-Imagen).

Entre las ventajas de los registros geofísicos respecto a otras fuentes indirectas, se encuentran su alta resolución vertical de hasta 0.5 cm y la posibilidad de disponer de esta información en una gran cantidad de pozos y a lo largo de toda la columna perforada.

Una herramienta de registro por sí sola no tiene la capacidad de dar una visión directa de las fracturas, de ahí que su detección se efectúa por la interpretación conjunta de diversas mediciones²⁷.

Una fractura/fisura altera la homogeneidad e isotropía de la formación afectada, así que por referencia convencional al clásico modelo tabular compuesto por capas homogéneas e isotrópicas, las fracturas se espera que generen anomalías. Sin embargo, las fracturas pueden dar valores anormales para ciertos parámetros, especialmente a aquellos como la permeabilidad. Los **Indices de Fracturamiento** son por tanto definidos en referencia a cierto número de tales anomalías, las cuales son inventariadas en las siguientes páginas. Los Indices de Fracturamiento no tienen la capacidad de distinguir las fracturas analizadas, como lo hace la descripción de un núcleo, pero se aplican solamente a la zonas o intervalos fracturados²⁷.

Cuando nos ocupamos de las rocas del yacimiento, solo hay interés por la detección de las fracturas/fisuras mas o menos abiertas, porque son las únicas que pueden generar o ayudar a la

producción²⁷. Algunos de los indicadores comúnmente usados para definir intervalos fracturados son:

- **Registros de Resistividad.** La diferencia entre LLD-LLs es de gran utilidad en la definición de los intervalos fracturados, por medio del diámetro de invasión y en la estimación de porosidad secundaria por fracturamiento.

- **Registros de Espectroscopia de Rayos Gamma.** En donde la relación entre fracturas y porcentaje de uranio permite definir los intervalos fracturados.

- **Registros de Porosidad.** Basándose principalmente en la comparación entre las porosidades derivadas de las diversas herramientas, la amplitud del registro sísmico así como por el fenómeno de salto de ciclo, son utilizados como indicadores de los intervalos fracturados.

- **Registros de Echados.** Mediante la detección de las anomalías de conductividad y de los calibradores.

- **Exponente de Cementación (m).** Considerándolo variable a través de la columna de un pozo, y cuando sus valores son inferiores a 1.8.

- **Registros FMS y FMI.** Mediante sus imágenes se identifica orientación y cuantificación de porosidad por fracturas, aunque presentan una menor resolución horizontal que los núcleos, sin embargo aportan mayores elementos, permitiendo además definir tipos de porosidad

(cavernas, fracturas, etc.), el medio ambiente de depósito y estructuras sedimentarias.

Anomalías en los Registros Geofísicos de Pozos que se Asocian con Intervalos Fracturados.

Las anomalías esperadas de los registros alámbricos se asocian a las siguientes categorías principales de factores²⁷:

- Geometría del Agujero
- Invasión de la Formación por los Fluidos de Perforación
- Características Acústicas
- Otros Factores.

Anomalías en la Geometría del Agujero.

Durante el desarrollo de las operaciones de perforación, se espera que la barrena dañe el agujero del pozo dentro de las vecindades de una fractura, en particular, dentro de las zonas donde los sistemas de fracturas son casi tangenciales al agujero (Fig. 2.10), afectando la geometría del agujero, característica que puede ser detectada mediante:

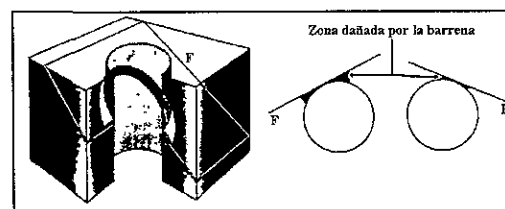


Figura 2.10. Anomalías en la geometría del agujero²⁷.

- La interpretación de las lecturas del Caliper (calibrador) que permite definir

- Derrumbes
- Diferencias entre las lecturas de los patines amplios del caliper del registro

Micro Esférico Enfocado (MSFL) y las lecturas de los patines estrechos del caliper del Registro de Densidad Compensado (FDC).

- Ovalización (lecturas de los 4 patines del caliper)
 - La influencia del lodo de perforación sobre las lecturas de los registros:
- Densidad anormalmente baja y fuerte corrección (FDC)
- Resistividad de la zona lavada anormalmente baja (Rxo)
- Anomalías sobre algunas de las curvas de resistividad de la herramienta HDT de alta resolución de echados.
- Lecturas altas (PEF) con la herramienta de Lito-Densidad y lodos de barita.
- Sección transversal fotoeléctrica PEF de las anomalías de la formación.
 - Rotación anormal del medidor de echados rápida o detenida

(fracturas paralelas al eje del agujero).

Anomalías en la Invasión de la Formación por los Fluidos de Perforación

Las fracturas incrementan la permeabilidad dentro de la zona de anisotropía generada por los fluidos de perforación al invadir la formación. Tal anisotropía puede ser detectada por la comparación de las diferencias de las respuestas de dos juegos de registros:

- Las respuestas de dos herramientas de registro con diferentes radios de investigación, tales como porosidad vs resistividad de la zona lavada (Rxo). Sobre una zona fracturada, Rxo se espera sea bajo en comparación con el valor determinado por la porosidad (esta es indicativa de un exponente de cementación anormalmente bajo).

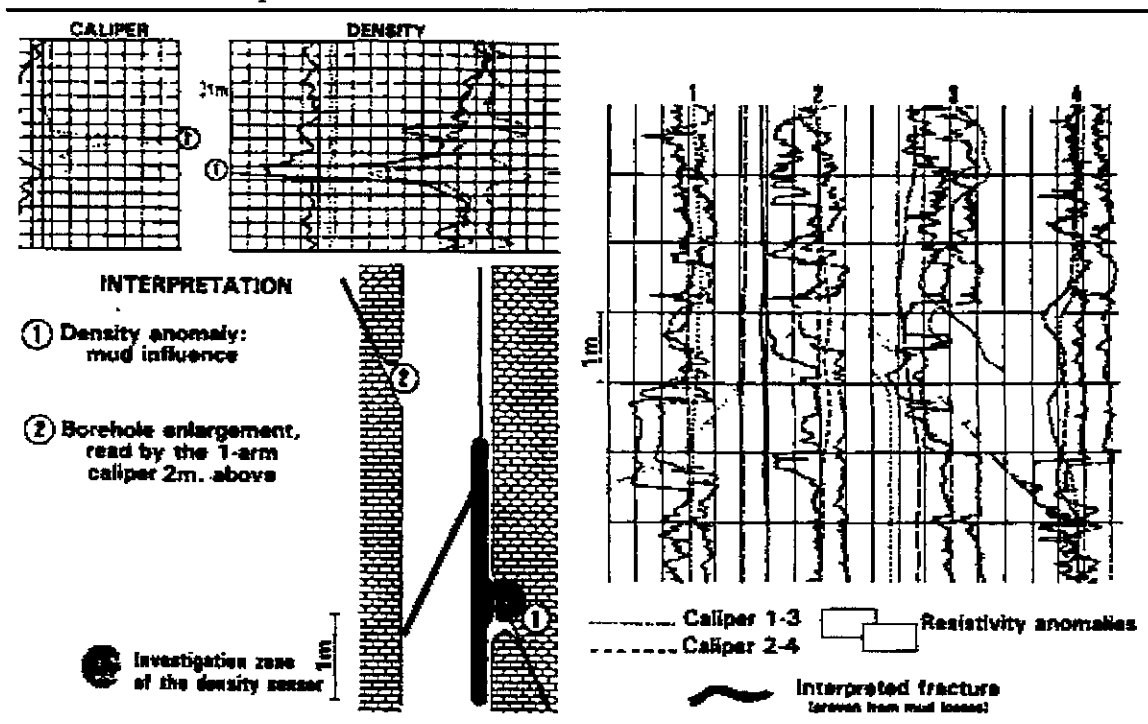


Figura 2.11. Ejemplos de campo de las anomalías del calibrador, densidad y resistividad²⁷.

- Los lectores de resistividad responden a diferentes geometrías de investigación, uno responde longitudinalmente y el otro transversalmente al medio resistivo, como los registros laterolog e inducción respectivamente, con valores más pequeños del laterolog dentro de las zonas fracturadas (Fig. 2.11).

Las respuestas obtenidas por los registros a lo largo de las distintas líneas generatrices del agujero, como con el HDT (4 patines a 90°) los cuales registran las fracturas asociadas con anomalías de conductividad.

Anomalías Detectadas por los Medidores de Echado

Un medidor de echados (dipmeter) es un dispositivo con 4 patines resistivos los cuales registran 4 u 8 mediciones de microresistividad.

Se espera que una fractura aparezca como una anomalía de baja resistividad sobre cada uno de los patines, correspondiendo al paso de los electrodos a través de ella. Sin embargo hay que tener precaución porque las capas arcillosas o las estructuras sedimentarias pueden producir el mismo efecto en los patines.

El registro de echados y las herramientas derivadas son dispositivos adecuados para la detección individual de las fracturas permitiendo encontrar de la mejor manera, la orientación de la fractura. Dentro de sus principales limitaciones están la sensibilidad de la herramienta a la zona dañada y el hecho

de que las fracturas pequeñas no pueden ser detectadas por una trayectoria.

Microscanner Eléctrico.

Esta herramienta representa una técnica mas sofisticada que la del medidor de echados, pues tiene un arreglo de 27 electrodos distribuidos sobre 8 patines (2 por brazo). El diseño suple a una imagen producida eléctricamente con una resolución de 0.25x0.25 cm, sobre dos amplias bandas de 10 cm a lo largo del pozo.

Anomalías en las Características Acústicas.

Salto de Ciclo.

Análisis de la Forma de Onda.

Salto de Ciclo. A lo largo del camino de una onda acústica emitida por una herramienta sónica, la presencia de una fractura puede causar una atenuación significativa de la energía y de ahí que una detección mas pobre llega primero como señal. Esto resulta dentro del salto de ciclo y se registra un valor de tiempo de transmisión anormalmente alto. Las herramientas acústicas actuales están diseñadas de tal manera que eliminen el fenómeno dentro del cálculo del tiempo de tránsito.

Análisis de la Forma de Onda. La energía una vez emitida por una herramienta acústica, se propaga a través de la formación en distintos juegos de ondas caracterizados por velocidades específicas:

1. La Onda Compresional (P),
2. La Onda de Cizalla (S) y
3. Las ondas muda (mud) y Stoneley.

Cada una de estas ondas es afectada de manera diferente por la presencia de fracturas sobre la trayectoria emisor-receptor, con una atenuación selectiva de la energía para las ondas S y Stoneley (Fig. 2.12A).

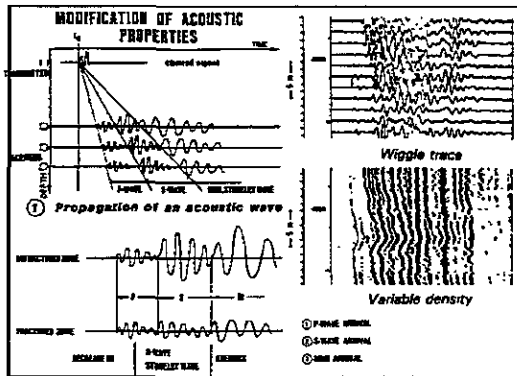


Figura 2.12. A) Modificaciones de las propiedades acústicas y B) varios tipos de despliegues de formas de onda²⁷.

El registro de la forma de onda completa puede proporcionar un medio fructífero de detección. Están disponibles varios tipos de despliegues, la traza curvada y el registro de densidad variable (VDL).

La Fig. 2.12B muestra el efecto de fracturamiento en ambos despliegues, con la atenuación visible de las ondas S y Stoneley a alrededor de los 4307 m de profundidad, la presencia de fracturas sobre la traza del VDL da un patrón característico en forma de "chevron", pero los cambios de litología pueden producir un esquema similar.

La figura 2.13A muestra un ejemplo de atenuación de ondas S y Stoneley sobre un intervalo donde fue registrada una pérdida severa del lodo, implicando la posible presencia de fracturas.

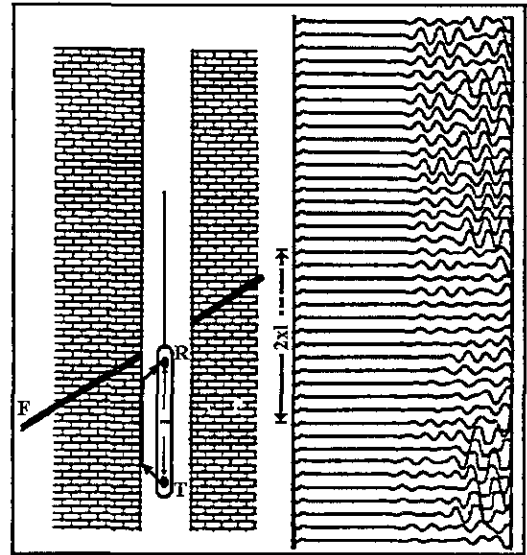


Figura 2.13. Fracturas indicadas previamente por pérdida de lodo de varios m³/hora²⁷.

Anomalías Radioactivas.

En algunas ocasiones se han encontrado anomalías radioactivas asociadas con zonas fracturadas, probablemente ligadas con la presencia de concentraciones de sales radioactivas (de uranio) precipitadas a lo largo de los planos de fractura. Sin embargo, anomalías semejantes también se han encontrado en asociación con estilolitas²⁷ debido a la presencia de arcillas y/o materia orgánica.

Anomalías de Temperatura.

Cuando las fracturas tienen flujo de fluidos hacia el pozo, se ha encontrado que frecuentemente están asociadas con anomalías de temperatura; la alta resolución de la herramienta puede ayudar a otros indicadores.

iii) Registros de Producción y Pruebas de Presión.

Los *registros de producción y las pruebas de presión* son otros medios para evaluar, en forma dinámica, los intervalos fracturados dentro de los pozos.

iv) Información Sísmica

Es otra fuente indirecta de información que permite definir el modelo estructural del yacimiento y el sistema general de fallas, de preferencia en su modalidad 3D. En ella es importante la resolución vertical de la información, estimada entre 30 y 40 m para yacimientos localizados a 3000 m de profundidad, la cual no permite realizar un estudio del fracturamiento, pero es útil para identificar las estructuras desde un punto de vista geométrico y para definir los eventos principales de deformación, los cuales se denotan por los pliegues y fallas existentes.

Otra herramienta sísmica adicional que permite plantear la distribución de las características geológicas y petrofísicas en el subsuelo son los atributos sísmicos, que se plasman dentro de secciones coloreadas denominadas secciones sísmicas de atributos. Entre los principales atributos que se utilizan en la exploración petrolera están:

- **Intensidad de Reflejo o Amplitud de Reflexión.** Es el atributo sísmico más simple, en donde la amplitud de reflexión debe entenderse como la función que relaciona los contrastes de velocidades entre dos unidades en el subsuelo, es decir, responde al cambio de litologías y puede ser útil precisamente para definir estos, así como también las variaciones de porosidad, de espesores (acuñamientos), cambios de facies y de

velocidad. Puede ayudar a detectar los hidrocarburos, al utilizar el concepto de punto brillante (repentino incremento de la amplitud de reflejo generalmente asociado con el reemplazamiento de fluidos dentro de una roca almacenadora de gas.

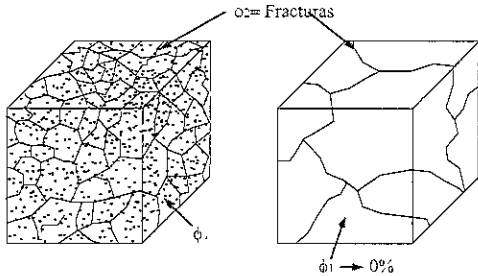
- **Fase.** Se le conoce como un trazador de continuidad al mostrar la persistencia de los reflejos. Su mayor utilidad se encuentra en el mapeo estructural al mostrar las diversas actitudes del echado y al manejar la continuidad de la estratificación.
- **Polaridad.** Es el signo de la traza sísmica (+ ó -), es decir, es el signo del valor de intensidad del reflejo. Indica los cambios de facies y en impedancias acústicas para definir contrastes litológicos.
- **Frecuencia.** Su valor es puntual, pero puede variar abruptamente debido a que la forma de la onda o de un conjunto de reflejos cambia en función de las condiciones del subsuelo. Es un indicador de contrastes litológicos, de la presencia de lentes de areniscas y del espesor de los estratos, marcando cambios de facies y la probable presencia de fluidos.

C. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

Desde el punto de vista de la ingeniería petrolera, los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) se consideran separados en los siguientes modelos:

1. **Modelo homogéneo.** Aplicable a los yacimientos intensamente fracturados, sin orientación preferente de las fracturas, y con dos tipos de matriz:

- Matriz porosa y permeable que tiene aporte importante al flujo total del yacimiento (Fig. 2.14), y la otra
- Es una matriz densa, prácticamente sin porosidad ni permeabilidad (Fig. 2.15).



Caso I. Doble Porosidad

Caso II. Matriz Densa

Figura 2.14. Modelo homogéneo Doble porosidad. Caso I

Figura 2.15 Modelo homogéneo de Doble Porosidad Caso II.

En estos modelos intensamente fracturados se supone que la interacción de la matriz con el fracturamiento es prácticamente inmediata, considerando que el tamaño de los bloques es muy pequeño (Fig. 2.14).

Cuando la matriz es muy densa, su porosidad y permeabilidad son muy bajas y el único medio poroso son las fracturas, el yacimiento se caracteriza bajo el modelo de regiones múltiples, dando pozos con alta productividad, pero reservas pequeñas (Fig. 2.15).

2. **Modelo de Regiones Múltiples.** Se aplica a yacimientos heterogéneamente fracturados, como en aquellos casos en que las fracturas se localizan solamente en la cresta de las estructuras, disminuyendo su densidad lateralmente, lo que implica considerar un medio con dos regiones con diferentes permeabilidades ($K_1 \gg k_2$; Fig. 2.16).

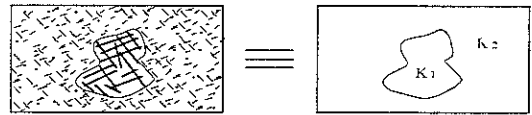


Figura 2.16. Modelo de Regiones Múltiples.

Otro caso son los yacimientos con variaciones laterales en el grado de fracturamiento, es decir, que la región fracturada está rodeada por zonas no fracturadas (Fig. 2.17) cuyo límite es un rasgo lineal que se analiza como falla determinándose su distancia al pozo.

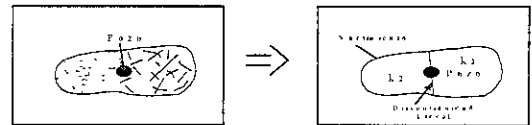


Figura 2.17. Modelo de Regiones Múltiples separadas mediante un límite lineal.

Otro tipo de YNF son aquellos con cavernas asociadas, marginados por zonas densas, tanto en su cima como por la base, y limitados o no por fallas impermeables (Fig. 2.18).

3. **Modelo Anisotrópico.** Se refiere a yacimientos con fracturas orientadas.

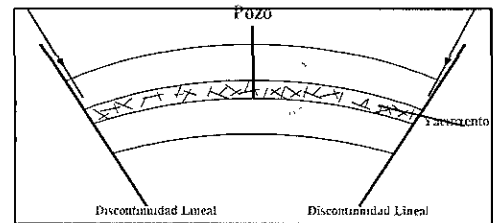


Figura 2.18. Modelo de Regiones Múltiples de YNF con cavernas asociadas.

4. **Modelo de fractura única dominante.** No es única pero se supone así, considerándose 3 casos (Fig. 2.19):

- Fracturas No interceptadas por el pozo (caso mas probable: Caso 1).
- Fracturas Interceptadas por el pozo:
 - (2) fractura vertical interceptada

Capítulo III. Metodología de Trabajo

Area de Aplicación

El área de aplicación de la metodología a desarrollar en este trabajo, corresponde a un sector de la parte central de la *Sonda de Campeche* o Región Marina (Fig. 3.1), la cual se ubica en el SE de México y está formada por campos productores de aceite ligero

influidos por un acuífero común, pero con características particulares en cada uno de ellos.

En esta región, los yacimientos se encuentran en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas del Paleoceno Inferior (Fig. 3.2), Cretácico Superior e Inferior, cuyas características se resumen en la *Tabla 3.1*, por lo que no es posible hablar de una sola unidad productora.

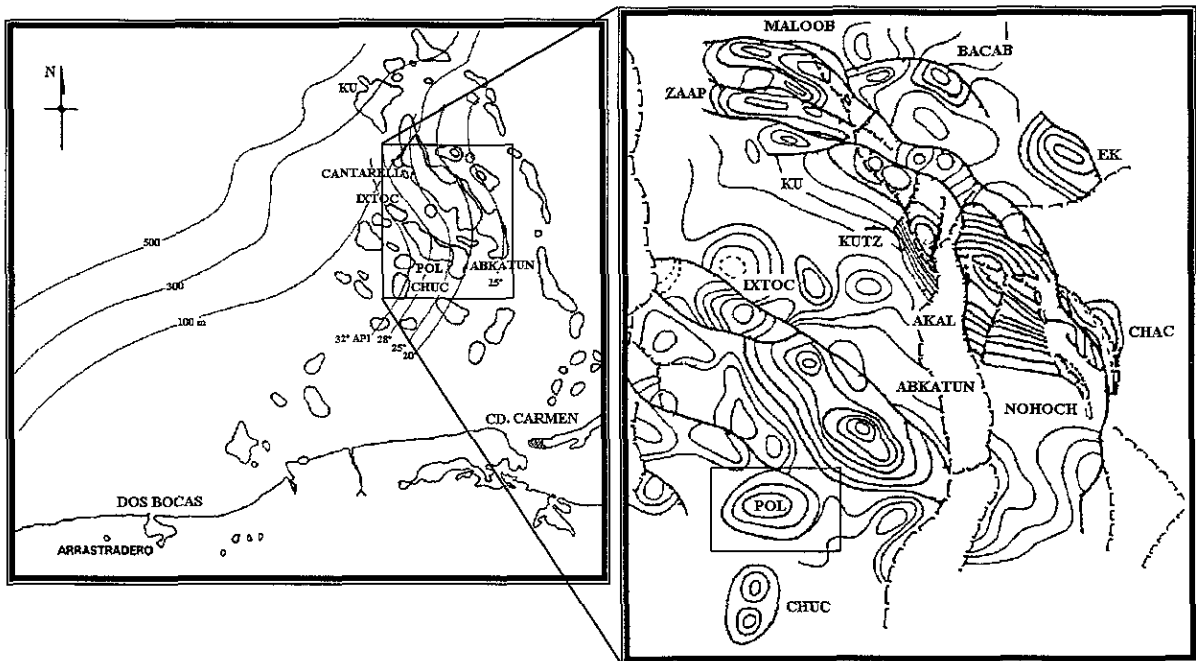


Figura 3.1. Ubicación del área de aplicación dentro de la Sonda de Campeche y su panorama estructural (modificada)²¹.

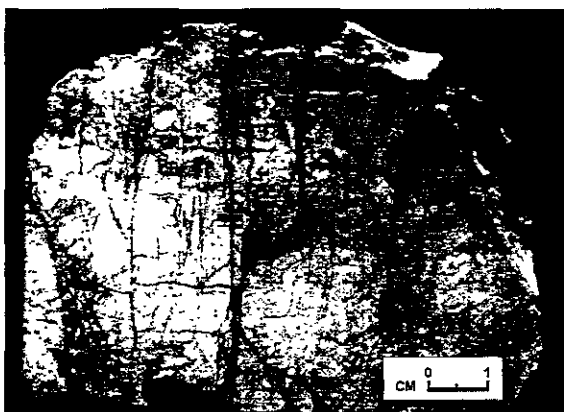


Figura 3.2. Sistemas de fracturas en la Brecha del Paleoceno (núcleo) dentro del área de aplicación.

A. Antecedentes de la Sonda de Campeche

La exploración geológica en la Sonda de Campeche se remonta a los años 70's cuando existían en ella importantes manifestaciones de hidrocarburos, las cuales dieron pauta a la exploración geofísica iniciada en 1972 con trabajos simultáneos de sismología de reflexión y refracción, gravimetría y magnetometría, cuyos objetivos fueron la

definición de la estratigrafía y estructura del Terciario y Mesozoico²².

Los análisis de velocidad²² establecieron que los sedimentos terrígenos terciarios muestran velocidades entre 1,200 y 2,600 m/s, mientras que las rocas calcáreas mesozoicas definen una zona de alta velocidad entre los 4,000 y 5,600 m/s.

Durante esta etapa exploratoria se delinearon 30 estructuras a perforar, pero se decidió empezar con Chac por tener mejor definición y cierre, iniciándose la perforación de su primer pozo en 1974. El pozo Chac-1 alcanzó los 4934 m, penetrando en rocas del Oxfordiano entre los 4650 y 4934 m, y resultando productor de aceite en el intervalo de 3545-3567, en una brecha calcárea de edad Paleoceno, con una producción inicial de 15,000 bls/d. A este descubrimiento le siguieron otros campos²² como Bacab, Akal, Nohoch, Abkatun, Maloob, Ku, Kutz e Ixtoc.

Tabla 3.1. Características resumidas de los campos del Complejo Abkatún-Pol-Chuc.

CAMPO	UNIDAD PRODUCTORA	LITOLOGÍA	ϕ_1 (%)	ϕ_2 (%)	K mD	OTRAS UDES. PROD.	LITOLÓGIA	ϕ_1 (%)	K (mD)	(Ag-Ac)i mbnm
1	Brecha Paleoceno. Inf.-Ks	Brecha dolomitizada y fracturada	6 a 23	ALTA por cavernas de disolución	1000-4000	Cretácico Medio e Inferior	Calizas dolomitizadas c/intervalos. Fracturados	2 al 6 y 0 al 1.5 (zona densa)	40-200	3800
2	Brecha del Paleoceno				1000-4000	Calizas del Ks		10 al 15	100-1500	3950
3	Brecha del Paleoceno	Formación dolomitizadas			1000-4000	Cretácico Medio e Inferior	Formaciones dolomitizadas	2 al 6 y 0 al 1.5 (zona densa)		4100?

Ks = Cretácico Superior; ϕ_1 = Porosidad primaria; K = Permeabilidad en milidarcies (mD); (Ag-Ac)i = Contacto Agua-Aceite inicial en metros bajo nivel del mar

La *columna estratigráfica*²¹ manejada de la cima a la base para esta porción de la Sonda de Campeche es:

- Eoceno. Caracterizado por secuencias de lutitas bentónicas y en ocasiones brechas con impregnación de hidrocarburos
- Brecha del Paleoceno. Atribuida a un ambiente de talud externo situado al W de la Plataforma carbonatada de Yucatán y separada del Cretácico frecuentemente por un intervalo arcilloso.
- Ks, Km y Ki, integrados en general por carbonatos aloquímicos con intercalaciones de *wackestones* bioclásticos de naturaleza pelágica, en profundidades que oscilan entre los 3000 y 4000 mbnm.
- Jurásico. Integrado de manera normal por una sección arcillosa seguida por calizas, calizas dolomitizadas y dolomías, y en su base por evaporitas y rocas clásticas.

Los antecedentes Geoquímicos de la Sonda de Campeche, han sido perfectamente tratados en algunos trabajos²³, y a continuación se bosquejan rápidamente.

En 1982 se estudiaron²³ veintiocho aceites provenientes de esta región, definiendo que la evolución de los crudos se incrementa en dirección SW y suponen que esto podría estar relacionado a la profundidad del yacimiento.

En 1983²³ con base en el análisis geoquímico de núcleos de pozos, se definieron a las rocas del Titoniano como las principales generadoras de los hidrocarburos que se explotan de las brechas del Cretácico Superior, indicando

que la materia orgánica está moderadamente madura, teniendo aún potencial residual de generación y citando que algunas muestras del Kimmeridgiano y Mioceno pueden tener cierto potencial para generar hidrocarburos.

Entre 1985 a 1988²³, se integraron datos de pirólisis, contenido de carbono orgánico, algunos parámetros ópticos como IAT y tipo de materia orgánica, así como las temperaturas de fondo de los pozos, construyendo las gráficas de historia de sepultamiento y calculando los índices de tiempo-temperatura (ITT). Aunque los datos geoquímicos con que se contaba hasta mediados de 1986 no permitió hacer una evaluación adecuada por estar sumamente dispersos tanto horizontal como verticalmente, pudieron obtenerse los siguientes resultados:

- Las rocas generadoras mas importantes a nivel regional son las del Titoniano que han ingresado, y ocasionalmente rebasado, la ventana de generación del petróleo. Hacia la Sonda de Campeche, contiene mas carbono orgánico (CO) y menos carbono mineral (CM) que hacia el continente, es decir, el aporte ligeramente mayor de terrígenos finos en el norte, propició mejores condiciones de preservación de la materia orgánica que se depositaba sobre una plataforma externa de baja energía. Su IAT varía de 2+ a 3+ (Madura a muy madura) de acuerdo a la localidad, aunque es un parámetro de bajo grado de confiabilidad y el número de datos es reducido.
- Las rocas del Mioceno permanecen inmaduras en la mayor parte del área, si bien dado su alto contenido orgánico se catalogan como potencialmente generadoras, su IAT las define como

moderadamente maduras (solo en áreas de fuerte sepultamiento y/o alta temperatura) a moderadamente inmaduras.

- Hay una excelente correlación entre el ITT del Titoniano y la gravedad API de los aceites que se extraen del Jurásico Superior y Cretácico, dando idea acerca de la migración preponderantemente vertical ocurrida en esta área. Es decir, existe una tendencia general a ser mayor la densidad API de los aceites extraídos del Jurásico y Cretácico conforme mayor es su sepultamiento, lo que no sucede con los aceites extraídos del Terciario, sugiriendo que los primeros casi no han migrado mientras que los segundos si.
- Se definió el inicio de la generación del petróleo cuando el ITT alcanzó un valor de 7, en vez del 15 propuesto por Waples (1981)ⁱⁿ²³. Es decir, las temperatura a la que se inicia la generación en esta área, varía generalmente entre los 90 y 100°C en lugar de los 60°C, establecidos estadísticamente para otras cuencas del mundo; esto es debido al brusco soterramiento ocurrido durante el Mioceno-Pleistoceno ya que la temperatura compensó el tiempo requerido para la maduración de la materia orgánica.
- El umbral de generación ocurrió principalmente durante el Mioceno hacia el sur del área y durante el Plio-Pleistoceno en la Sonda de Campeche y Cuenca de Comalcalco, es decir fue posterior a la formación de las trampas.
- Los aceites mas jóvenes de la Sonda de Campeche son menos ligeros, debido a su creación mas reciente y a las bajas temperaturas de yacimiento, por lo que considera que se asemejan a los productos originalmente generados. La presencia de aceites pesados (tipo maya) en la Sonda de Campeche, se debe al bajo grado de evolución térmica alcanzado por la roca generadora, a la reciente generación de los mismos (en su mayor parte Plio-Pleistoceno) y a las bajas temperaturas de conservación o de yacimiento. Contrariamente los aceites tipo Istmo, que datan del Mioceno, han sido sometidos a condiciones térmicas de generación más críticas, que les confirieron un mayor grado de evolución térmica.
- Las posibilidades petroleras a profundidades mayores de 6000 m son favorables en la Cuenca de Comalcalco y Sonda de Campeche, considerando productos líquidos gracias al bajo gradiente geotérmico. Pero dentro de la Cuenca de Macuspana y su prolongación hacia el mar, las posibilidades se restringen, principalmente a condensado y gases, por el alto gradiente geotérmico que ahí prevalece.
- No se detectaron áreas donde las posibilidades de conservación de hidrocarburos sean nulas a profundidades mayores de seis o siete mil metros.
- Altos gradientes geotérmicos se presentan dentro de una franja SW-NE alineada con la Falla Frontera, razón por la cual se considera como una falla aún activa que irradia alto flujo de calor. Mas al oeste, dentro de la

Cuenca de Comalcalco, por el contrario se presentan bajos gradientes geotérmicos, lo que permite la conservación de los yacimientos de productos líquidos a grandes profundidades.

- La migración diferencial a través de fallas y fracturas, a partir de rocas madres jurásicas situadas vertical o subverticalmente abajo, se considera para algunos yacimientos de aceite, gas o condensado dentro de rocas miocénicas, dado que estas en la mayor parte del área están inmaduras o apenas al inicio de la fase principal de generación, y por tanto, están incapacitadas para generar productos tan ligeros.
- Se reconocen cuatro eventos importantes de subsidencia y sedimentación:
 - Jurásico Superior, con una velocidad de sedimentación (VS) de 27 m/ma (metros/millón de años). La velocidad adecuada de sedimentación (30 m/ma) durante el Titoniano, aunada a una gran productividad de materia orgánica y a condiciones óptimas de preservación, sobre una plataforma externa de aguas tranquilas.
 - Cretácico-Paleoceno, con una VS= 4 a 10 m/ma (muy lenta), no permitiendo que las rocas del Titoniano alcancen condiciones adecuadas de sepultamiento y temperaturas para desarrollar su capacidad de generación
 - Eoceno-Oligoceno, incrementándose su VS a 37 m/ma, y produciéndose sedimentos principalmente arcillosos, que solo ocasionalmente propiciaron condiciones de generación de hidrocarburos.
 - Mioceno-Plio-Pleistoceno, el de mayor importancia con una VS>200m/ma

ligada con una fuerte subsidencia, provoca que las rocas del Titoniano alcancen profundidades y temperaturas convenientes para iniciar la generación de hidrocarburos.

B. Evolución Geológica de la Región Marina

Aun cuando hasta 1980 los pozos de la Zona Marina no habían alcanzado rocas ni del basamento ni del Triásico, se han sugerido²² modelos evolutivos que sitúan para el Triásico a la Sonda de Campeche entre dos elementos continentales el Macizo de Chiapas y el Continente de Yucatán y como parte de una Plataforma Evaporítica (Fig. 3.3) limitada al noreste y suroeste por areniscas y limolitas rojas continentales de la Formación Todos Santos, que en Yucatán cubre a rocas metamórficas del Basamento (Pozos Yucatán 1, 2 y 4)²².

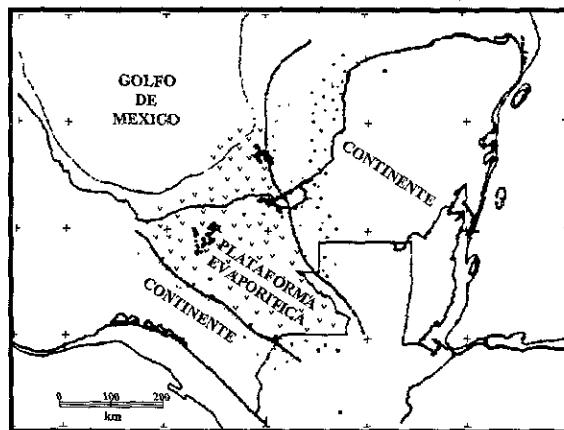


Figura 3.3. Triásico²²

Durante el Jurásico, Yucatán continuó comportándose con ambientes continentales semejantes a los del Triásico, con ambientes costeros terrígenos, una amplia plataforma carbonatada y sedimentos arcillosos hacia la cuenca²². Dentro de la Sonda de Campeche, el primer pozo que penetró

hasta sedimentos del Jurásico Superior fue el Chac-1, del cual se obtuvo la siguiente columna:

- Oxfordiano.

Parte alta. Integrada por lutitas y escasas calizas de ambientes de cuenca o plataforma externa.

Porción inferior. Formada por areniscas litorales impregnadas de aceite ligero.

- Kimeridgiano (Fig. 3.4).

Parte Superior. Constituida por un potente cuerpo de dolomías y muy escasa limolitas, todas de ambiente de plataforma.

Parte Inferior y Media. Integrada por dolomías con intercalaciones de calizas y limolitas, todas en ambiente de plataforma.

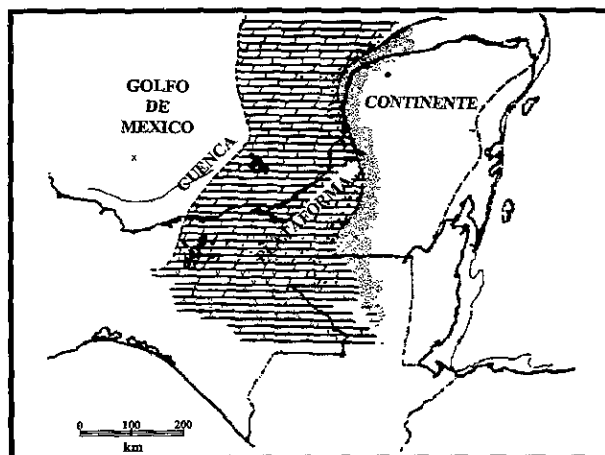


Figura 3.4. Kimeridgiano²²

- Titoniano.

Consiste de sedimentos arcillosos oscuros con alto contenido de materia orgánica y escasas y delgadas intercalaciones de calizas, representando una transgresión marina (Fig. 3.5).

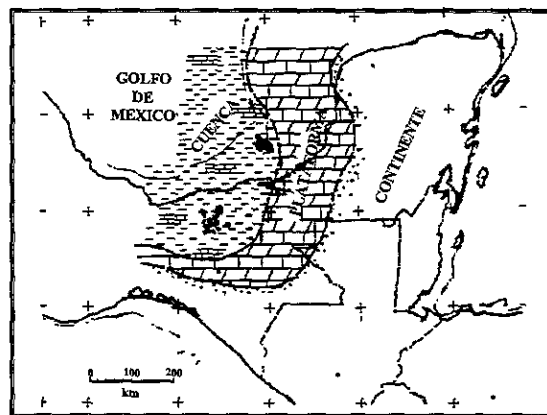


Figura 3.5. Titoniano²²

Desde los 80's se ha diferenciado el Cretácico en forma tripartita: Inferior, Medio y Superior, aunque en el inicio su estratigrafía era poco clara, debido a que la dolomitización alteró las características originales de estas rocas. No obstante ello, se considera que durante el Cretácico la Sonda de Campeche evolucionó como una plataforma carbonatada con procesos de dolomitización, limitando al oriente con una plataforma somera con potentes cuerpos de evaporitas (Fig. 3.6).

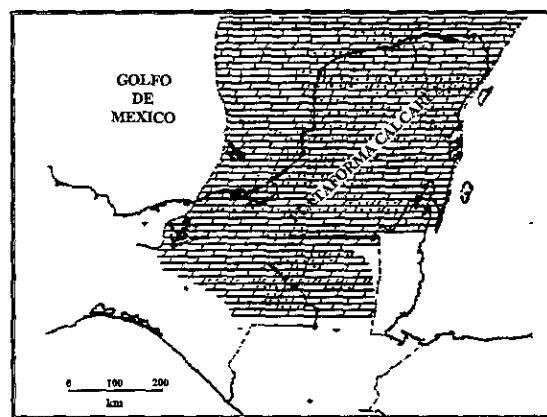


Figura 3.6. Cretácico Medio²²

La paleogeografía del Cretácico Medio-Superior del Sureste de México, muestra que los bordes de la plataforma de esta región no fueron tan regulares, existiendo paleobahías de distinta amplitud como entrantes de mar abierto,

que semejan o pudieran haberse originado por paleocañones. Sobresalen en importancia las plataformas carbonatadas en las áreas de Cárdenas, Villahermosa, del Noreste de Cobán, Norte de Xicalango y las de las áreas de Abkatun y Cantarell²⁴.

Se reconocer la falta de cuerpos (erosionados o no depósito) dentro del Cretácico Medio y Superior en el subsuelo del Área Marina de Campeche. También pudo detectarse un banco calcáreo del Maastrichtiano en el Pozo Zazil Ha-1 y ambientes someros de plataforma calcárea del Campaniano-Maastrichtiano en los pozos Cantarell-2239, Batab-1A e Ixtoc-18²⁴.

Desde un punto de vista paleoecológico se presenta durante el Maastrichtiano un ambiente prearrecifal en los pozos Batab-1, Cantarell-2239, Ixtoc-18, Zazil Ha-1 y Mucuy-1, mientras que estratos brechosos se presentan en los pozos Chuc-101, Bacab-1 y Zazil Ha-1, cuyo ambiente de depósito final sucede en el Batial superior²⁵.

También se ha planteado²⁵ que en el área marina de Campeche existió una plataforma calcárea somera cuyo márgen se mantuvo en la misma posición desde el Albiano hasta el Maastrichtiano, y se contempla la influencia de paleocañones que durante el Santoniano-Maastrichtiano alteraron la posición de esta márgen. Además se señala²⁵ que en esta región está ausente o enmascarado el Maastrichtiano medio-tardío.

La columna terciaria de la Región Marina está compuesta²² de areniscas, lutitas y arenas, a excepción de las brechas del Paleoceno y de un cuerpo calcarenítico del Eoceno, observándose una marcada discordancia entre el

Oligoceno y el Mioceno. Su contenido faunístico señala un ambiente marino.

La brecha tiene una distribución regional amplia, aflora desde el frente de la sierra cubriendo en discordancia a dolomías del Cretácico medio, pasando por el área de Reforma donde en algunos campos se muestra discordante sobre el Cretácico Superior y hasta la Zona Marina, formando un yacimiento importante de hidrocarburos (Fig. 3.7).

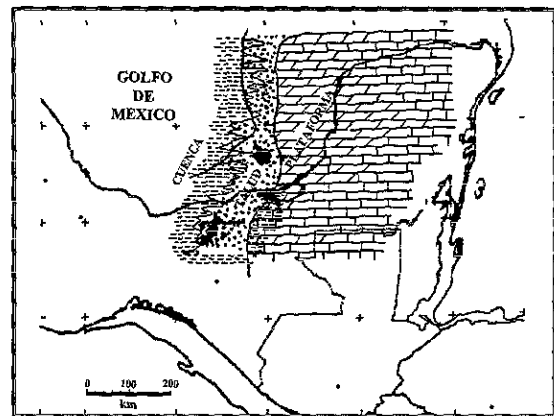


Figura 3.7. Paleoceno²².

La Sonda de Campeche se localiza en lo que se ha denominado el Cinturón Calcáreo Plegado de Reforma-Akal (CCPR-A)²², ubicado entre la Plataforma de Yucatán y las cuencas de Macuspana y Comalcalco (Fig. 3.8). Este CCPR-A se encuentra separado de dichas cuencas por grandes fallas normales sinsedimentarias del Terciario y tanto en su porción continental como marina está caracterizado por fallas normales, inversas, de corrimiento, discordancias angulares y pliegues, donde intervinieron eventos laramídicos y terciarios (Mioceno). La tendencia estructural general es NW-SE similar a la tendencia de los ejes de pliegues de la Sierra de Chiapas, y quizá sujeta a los mismos esfuerzos compresivos (Fig. 3.8)²². La sal

se ha encontrado en algunos pozos (p.e. Tunich-1, Cantarell-85) y parece haber influido también en su estructura.

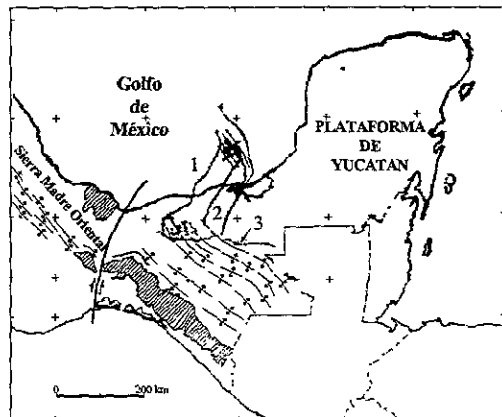


Figura 3.8. Ubicación del CCPR-A, entre la Plataforma de Yucatán y las cuencas de (1) Comalcalco y (2) Macuspana. La tendencia general de las estructuras es similar a las de los ejes de pliegues de la Sierra de Chiapas²², pero oblicua al frente de la Sierra de Chiapas (3).

Los alineamientos estructurales de la Sonda de Campeche son de gran extensión²²:

- Akal-Nohoch mide 30 km de largo por 12 km de ancho. Es una estructura asimétrica hacia el oriente, cima del yacimiento en Akal 1,200 m
- Abkatun-Taratunich tiene 25 km de largo por 12 km de ancho
- Kutz-Tabay tiene 40 km de longitud por 8 de ancho

Entre el Complejo Cantarell y el alineamiento Abkatun-Taratunich, se interpreta²² una faja de erosión con dirección N-S caracterizada por la ausencia de una parte del Terciario, pasando inmediatamente al yacimiento.

En la Sonda de Campeche la acumulación de hidrocarburos está controlada por el patrón estructural, pero las rocas almacenadoras están afectadas

por una dolomitización intensa y un fracturamiento que les proporcionan porosidades del orden del 8 al 12%.

Las fallas en algunos complejos como Cantarell definen distintos niveles de agua, pues mientras en Chac está a 3,600 m en Nohoch está a 3,300 m (Fig. 3.9).

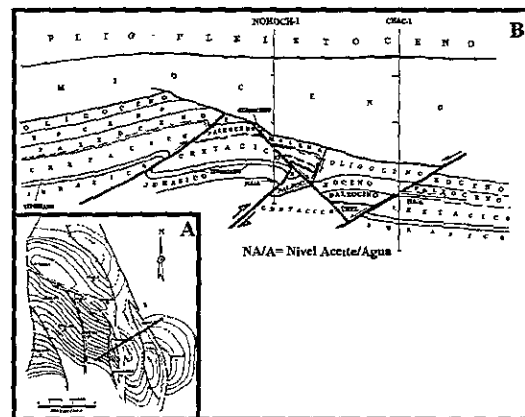


Figura 3.9. Estructura representativa del área de aplicación²².

La *interpretación Estructural* que se tiene del área para la cima de la Brecha del Paleoceno, denota un sistema complejo de fallas normales, al cual se atribuye el intenso fracturamiento observable dentro de las formaciones que integran este complejo (Fig. 3.10). La estructura principal del Campo Abkatún es un anticlinal orientado NW-SE que contiene un yacimiento considerado *bajosaturado*²¹.

Es de considerarse que el área de aplicación cuenta con *información* sísmica del tipo 3D en términos generales de buena calidad, así como mas de un centenar de pozos perforados dentro de ella, a los cuales se les han tomado una gran variedad de registros geofísicos e incluso algunos de ellos con pruebas de presión.

La alta porosidad secundaria mostrada por algunas de sus unidades es atribuida tanto a la presencia de cavernas, v \acute{u} gulos y fracturas, que en promedio pueden representar hasta el 40% de la porosidad total con variaciones tanto en el sentido vertical como horizontal.

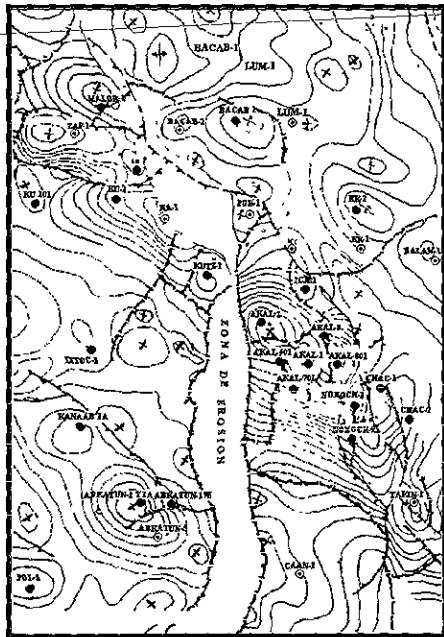


Figura 3.10. Sistema complejo de fallas normales²².

Como puede verse de las secciones mostradas por las figuras 3.11A y B, existe una fuerte discordancia angular dentro del Mioceno, principalmente mostrada por la Fig. 3.11A, la cual corresponde a una secci3n

SW-NE, construida entre los pozos Akal-1 y Akal-3. Si esta interpretaci3n es v3lida, est3 sealando un evento compresivo dentro del Mioceno generador de pliegues y fallas inversas. Sin embargo, en las secciones de la figura 3.12 la discordancia se coloca entre el Oligoceno-Mioceno, existiendo una ligera discrepancia entre ambas informaciones en cuanto a la edad de la deformaci3n compresiva en la Sonda de Campeche.

Por otro lado, son evidentes dos fases mas de deformaci3n o quiz3 solo una:

1. Una fase deformante anterior a la fase compresiva principal del Mioceno, causante de la “discordancia “ o hiatus entre el Cret3cico y el Paleoceno, a mi juicio poco clara, por eso se denota la duda si es solo una o dos fases mas.
2. La fase deformante mas tard3a caracterizada por un fallamiento normal con tren casi N-S (Fig. 3.13), que trunca las estructuras compresivas mioc3nicas (Figs. 3.11A y B), de edad probable Plio-Pleistoceno y que quiz3 tenga que ver con el desarrollo del Bloque levantado de Villahermosa y de las cuencas de Comalcalco y Macuspana.

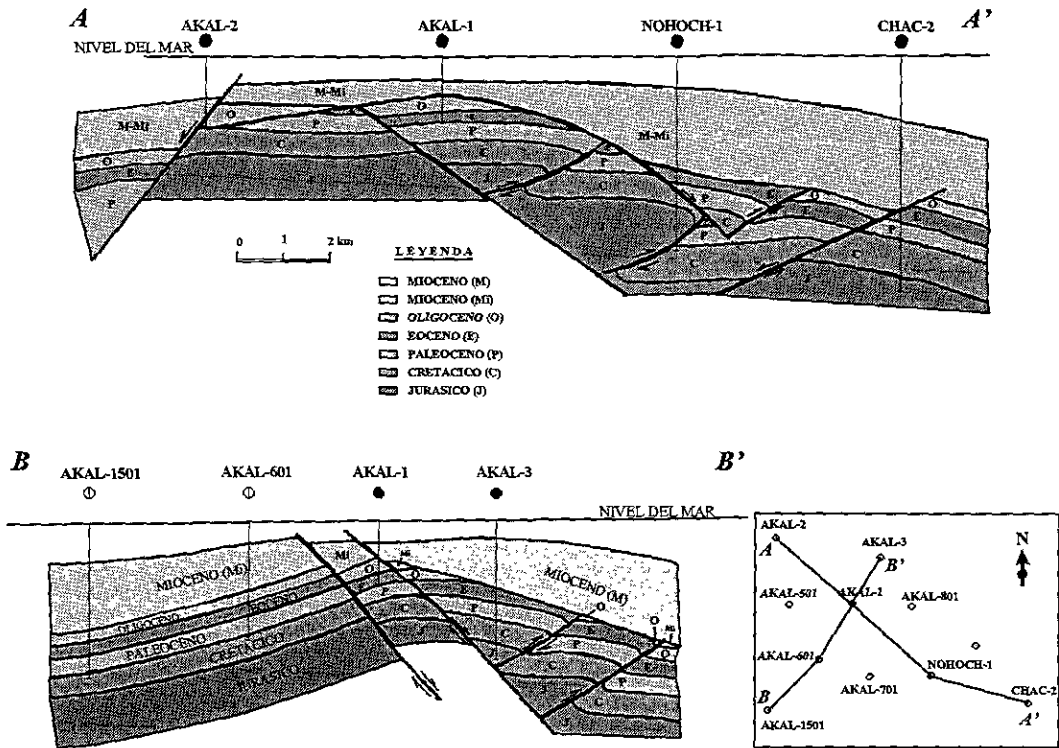


Figura 3.11. A) y B). Secciones estructurales²⁶.

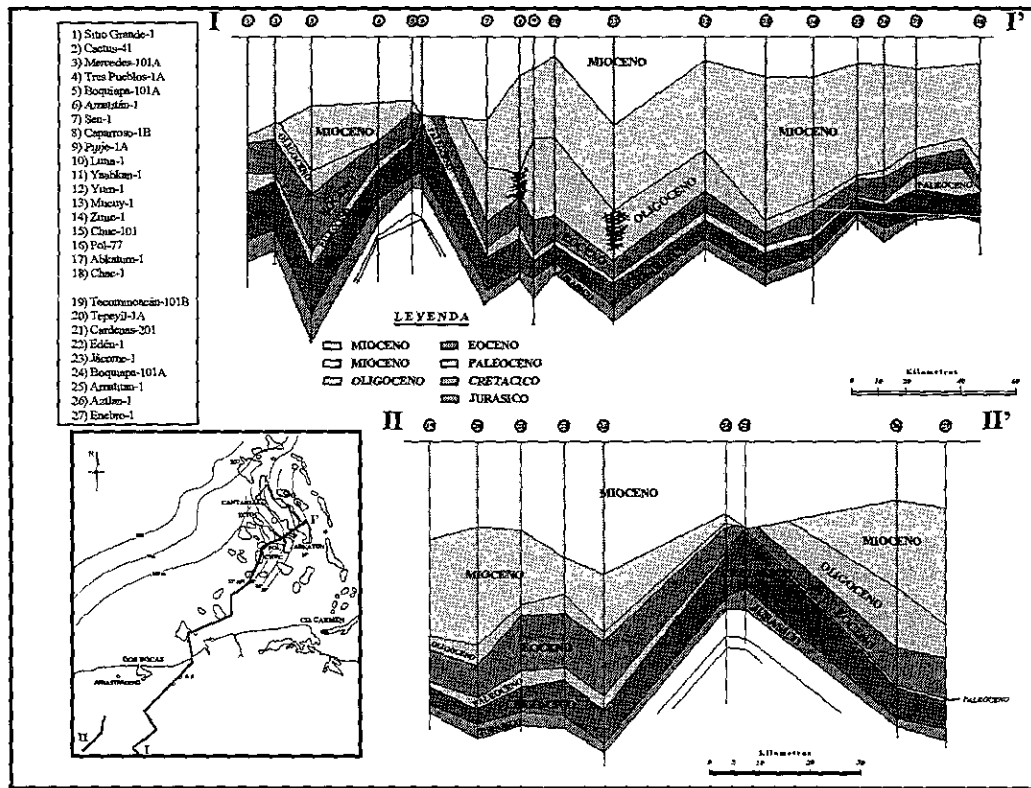


Figura 3.12. Secciones estructurales²³ I y II.

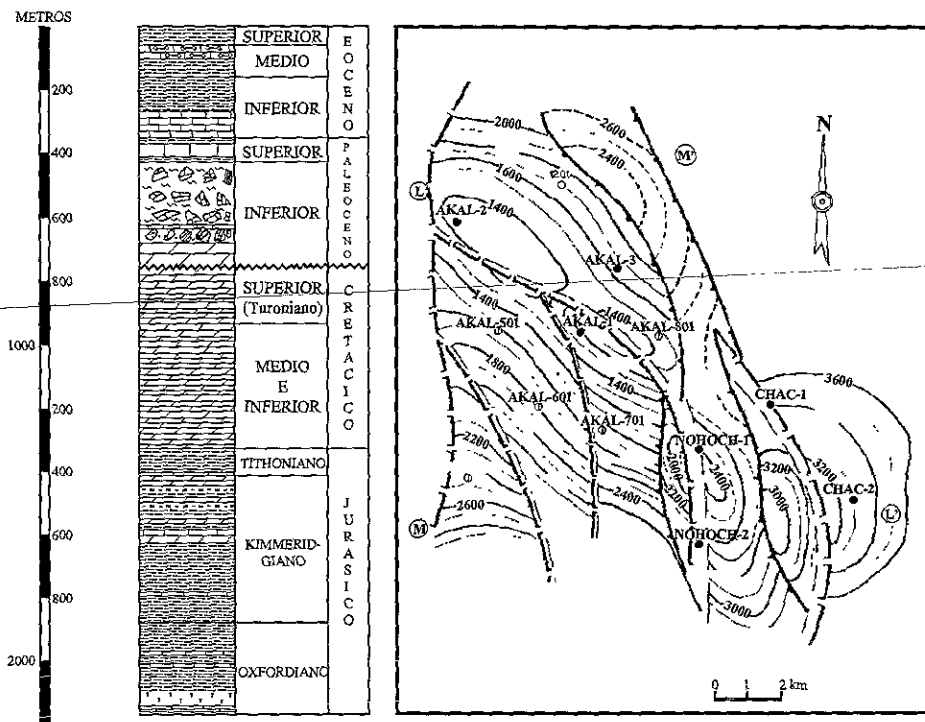


Figura 3.13. Fase deformante tardía de fallamiento normal N-S²⁶.

Análisis del Fracturamiento en Núcleos del Area de Aplicación

La metodología propuesta se basa en el estudio comparativo de diversas fuentes de información, en las que se incluye información directa de las unidades de interés, representado por un análisis detallado de la litología y las microestructuras identificadas en las muestras de roca. Este estudio permite reconocer los rasgos estructurales causados por eventos tectónicos mayores.

El objetivo del presente trabajo es obtener información directa que pueda ser empleada en la definición detallada del fracturamiento empleando herramientas de tipo indirecto como registros de pozos, mapas de propiedades petrofísicas, etc., con lo cual se pueden establecer modelos a escala de yacimiento y no únicamente a nivel de pozo.

El aspecto fundamental es la

recuperación de información relevante de las unidades estratigráficas, la cual será empleada para constreñir los modelos numéricos de interpretación, cuyo objetivo es definir las propiedades de un yacimiento en un espacio 2D ó 3D.

Para ello se emplean tres fuentes de información

- a) Núcleos,
- b) Registros de pozo,
- c) Correlación de parámetros petrofísicos.

En esta sección de la tesis se presenta una breve descripción litológica y de las estructuras, observadas en algunos núcleos recuperados en pozos del área de aplicación, los cuales se muestran localizados dentro de la figura 3.14.

Posteriormente en el cuarto capítulo se presentará la técnica empleada para la interpretación cinemática de estos datos.

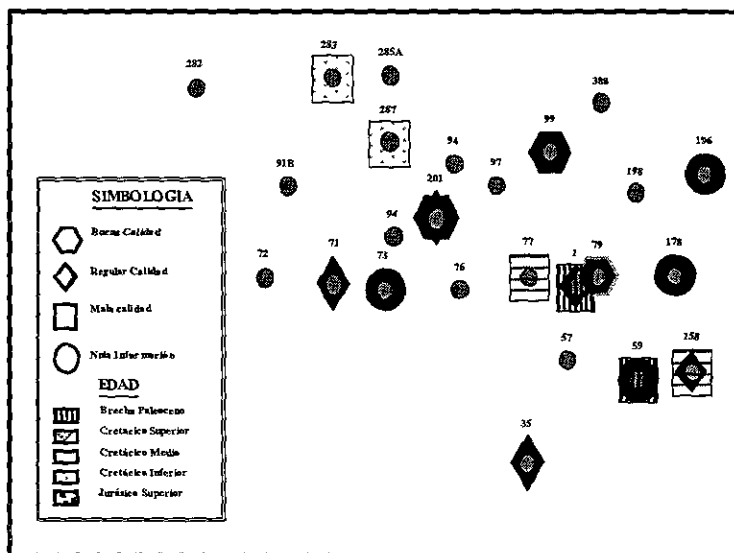


Figura 3.14. Calidad de la información sobre el fracturamiento observado en los núcleos recuperados de los pozos (en número) en el área de aplicación

La figura 3.14, además sintetiza la calidad de la información estructural recuperada en cada uno de los núcleos y la clasifica en:

- **Buena**, si muestra claramente las relaciones geométricas entre fracturas, fallas, estilolitas, etc. con la estratificación, que permitirán orientar y analizar cinemáticamente estos elementos geológicos respecto a los rasgos estructurales mayores.
- **Regular y mala**, si las relaciones se presentan menos claras o están ausentes, o bien,
- **Nula información**, si la baja recuperación del núcleo debido al alto grado de fracturamiento, no permitió

observar fragmentos o bien cuando estos son sumamente compactos.

Para representar la edad del intervalo estratigráfico donde se cortó el cilindro rocoso, se ha utilizado dentro de la figura 3.14 un código de colores o rallado dentro del símbolo de calidad.

El orden en que se realiza la descripción es meramente numérico, mostrándose algunos esquemas que definen las relaciones geométricas entre las estructuras observadas; para ello, los núcleos se han considerado verticalizados y sin orientación, usándose la leyenda mostrada en la figura 3.15.

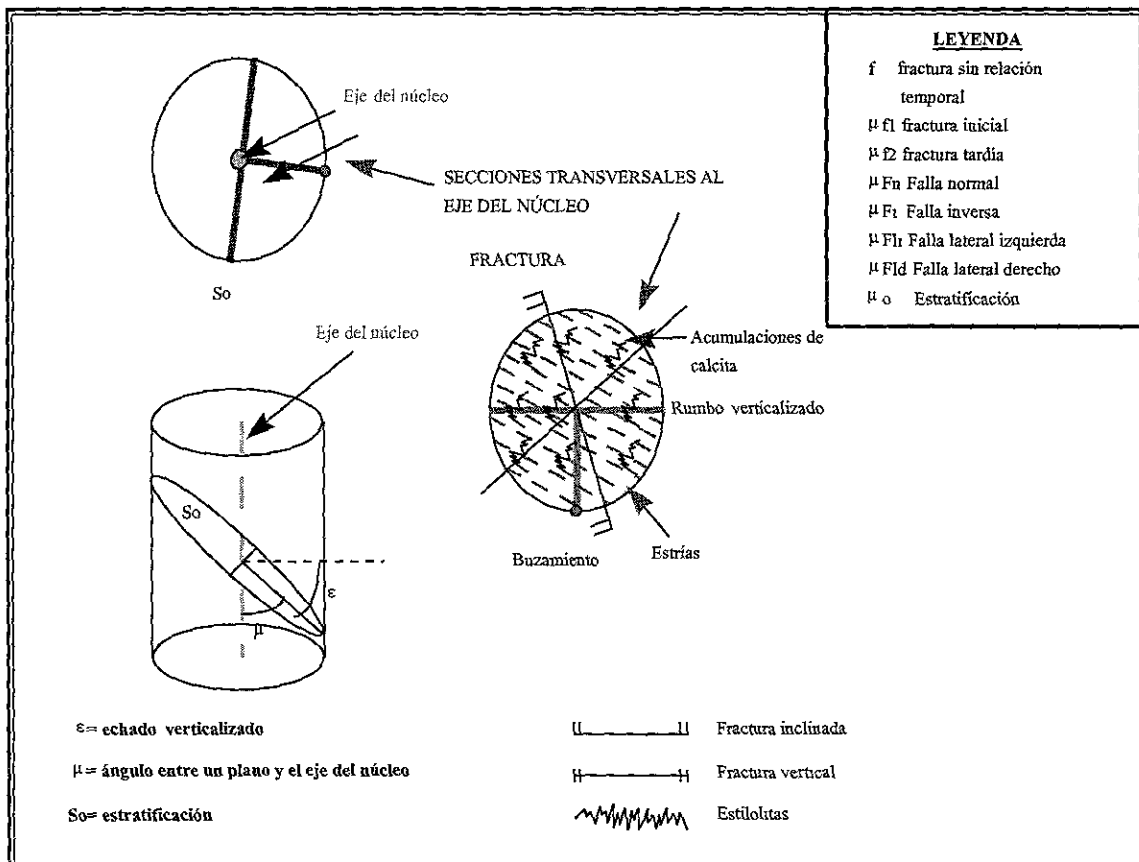


Figura 3.15. Leyenda utilizada para los diagramas de los núcleos estudiados.

Pozo P-1

Núcleo 1 (Bp: 3732-3740 m)

Litología:

Base. Escasos fragmentos de núcleo, algunos corresponden a brechas calcáreas gris claro con clastos de calizas crema y escasas fracturas subhorizontales.

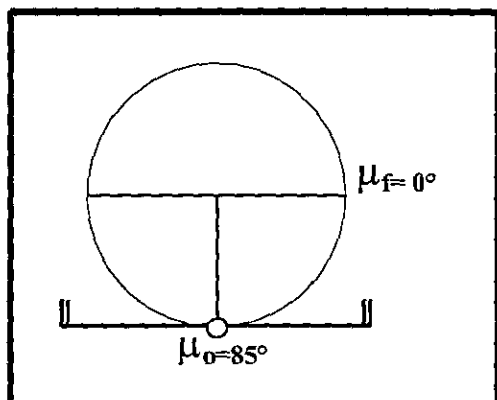


Figura 3.16. Pozo P-1, núcleo 2.

Núcleo 2 (Ks: 3801-3804 m)

Litología:

Calizas gris claro algo arcillosas, con laminaciones $\mu_0 = 74^\circ, 88^\circ, 85^\circ$ (mejor), 88° , y escasas fracturas verticales (Fig. 3.16).

Pozo P-35

Núcleo 2 (Km: 4000-4003.5 m, 34.3% de recuperación)

Litología:

Calizas gris oscuro con nódulos de pedernal negro y algunas fracturas verticales (Fig. 3.17) con $\mu_{f1} = 7^\circ$ y $\mu_{f2} = 15^\circ$. La estratificación está representada por $\mu_0 = 82^\circ$, con fracturas normales a ella y complementarias con $\mu_f = 5^\circ$. Se han descrito⁴² además dolomías y calizas en láminas delgadas.

Núcleo 3. Calizas ligeramente arcillosas⁴².

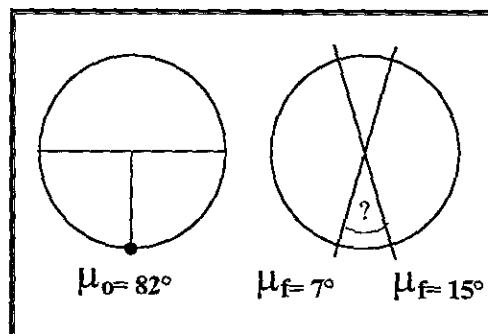


Figura 3.17. Pozo P-35, núcleo 2.

Pozo P-59

Núcleo 1 (Bp: 3955-3960 m; Recuperación= 1 al 16%)

Litología:

Fragmentos de núcleo mostrando, en los más compactos, una brecha con fracturas $\mu_f = 22^\circ$ y 17° , buzando hacia el mismo sentido y afectadas por disolución. Además, en otros fragmentos se observan fracturas verticales $\mu_f = 0^\circ$.

Núcleo 2 (Ks: 4030-4039 m; Recuperación= 100%).

Litología:

microconglomerado calcáreo de color miel (grano mayor de 2 mm) sin fracturas ni relíes observables.

Pozo P-71

Núcleo 1 (Ks: 3895-3899 m)

Litología:

Base. Calizas de grano grueso gris claro de aspecto brechoso $\mu_0 = 59^\circ$, y fracturas escasas subverticales $\mu_f = 02^\circ$. Mas arriba aparecen calizas verdes bentónicas con $\mu_0 = 73^\circ, 68^\circ, 71^\circ, 69^\circ, 70^\circ, 69^\circ, 65^\circ, 69^\circ$,

Cima. Corresponde con una caliza gris oscura con láminas de lutitas y calcarenitas, $\mu_0 = 68^\circ, 70^\circ, 69^\circ, 69^\circ$.

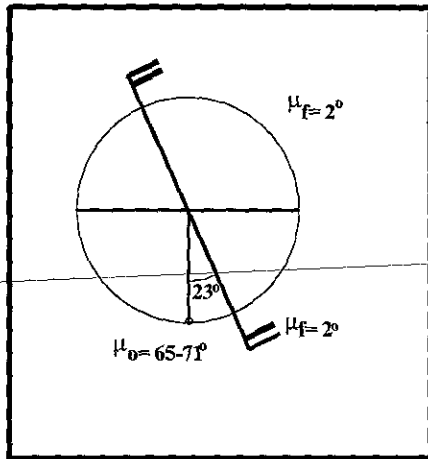


Figura 3.18. Pozo P-71, núcleo 1

Pozo P-73

Núcleo 2 (Bp: 3724-3733 m)

Litología:

Fragmentos de núcleo integrados por calizas y el mas grande de ellos corresponde a una brecha calcárea.

Pozo P-77

Núcleo 1 (Km: 3919-3920 m)

Litología:

Calizas negras arcillosas con $\mu_o = 80^\circ, 77^\circ$

Pozo P-79

Núcleo 4 (Js: 4311-4320 m)

Litología:

Hacia la base, calizas gris oscuras con estratificación definida por $\mu_o = 87^\circ, 83^\circ$, y fracturas con $\mu_f = 6^\circ$. Hacia la parte media se observaron movimientos capa a capa de tipo normal ? con un juego de estrías alineadas con el echado de So (considerando el núcleo verticalizado) y otro mas oblicuo a este con $\mu_f = 7^\circ$ (Fig. 3.19A y B).

En otros fragmentos de este núcleo se pudo observar un $\mu_o = 85^\circ$ con dos sistemas de fracturas encontrados $\mu_{f1} = 60^\circ$ y $\mu_{f2} = 48^\circ$ (Fig. 3.19C) y fracturas rellenas de calcita (Fig. 3.19D).

Hacia la cima se presentan calizas gris claro con estilolitas normales al eje del núcleo ($\mu_e = 90^\circ$) y fracturas verticales cruzadas (Figs. 3.19E y F).

Pozo P-99

Núcleo 1 (Js: 4649-4658 m)

Litología:

Calizas negras arcillosas con amonites y $\mu_o = 76^\circ, 79^\circ, 75^\circ, 72^\circ$; pero sin fracturas.

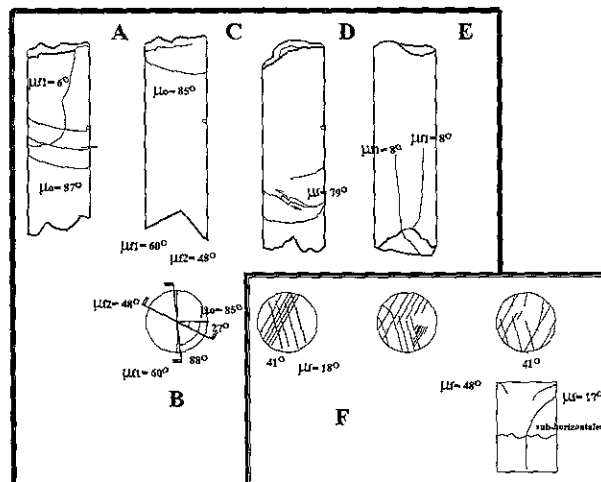


Figura 3.19. Pozo P-79, núcleo 4.

Pozo P-158

Núcleo 1 (Km: 4248-4253 m)

Litología:

Caliza negra bituminosa con $\mu_o = 74^\circ, 70^\circ, 68^\circ, 70^\circ, 70^\circ$, definida por laminaciones. Hacia su parte inferior las intercalaciones arcillosas son parecidas a las del Jurásico superior. También hay fragmentos regulares de núcleo correspondientes a calizas gris claro ligeramente arenosas, con fracturas subverticales ($\mu_f = 20^\circ$) pero sin verse su relación con So.

Núcleo 2 (Ki: 4342-4351 m)

Litología:

Hacia la base: Calizas crema-gris claro (mudstone) y niveles de brechas o calizas brechoides con fragmentos subredondeados $\mu_o = 71^\circ$, se observaron estilolitas subhorizontales $\mu_e = 90^\circ$ con gilsonita, las fracturas son escasas y aisladas $\mu_f = 7^\circ$ (Fig. 3.20).

Hacia la cima, se presentan calizas crema claro con estilolitas oblicuas $\mu_e = 23^\circ$ y calizas brechosas idénticas a las de la base, con fracturas verticales $\mu_f = 0^\circ$, pero no se observó estratificación.

Pozo P-178

Núcleo 2 (Bp: 3970-3979 m)

Litología:

Muy molido solo fragmentos de calizas recristalizadas, brechas de dolomías con micro-vúgulos y fragmentos fibrosos parecidos a corales.

Pozo P-196

Núcleo 1 (Bp)

Litología:

Fragmentos de núcleo integrados por brechas calcáreas, que contienen

clastos de dolomías y calizas, pero parecen estar recristalizadas.

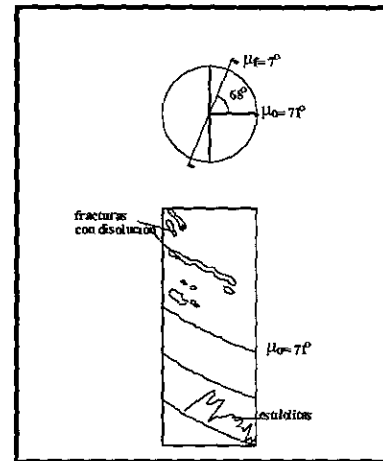


Figura 3.20. Pozo P-158, núcleo 2.

Pozo P-201

Núcleo 1 (Bp: 3825-3830 m)

Litología:

Base. Calizas dolomitizadas arcillosas de color negro, con estratificación referida al eje del núcleo $\mu_o = 60^\circ, 65^\circ, 63^\circ, 55^\circ$, están afectadas por numerosas fracturas pequeñas con $\mu_f = 4^\circ, 0^\circ, 15^\circ, 8^\circ, 63^\circ$ y por un reliz de falla normal $\mu_{fn} = 5^\circ$ (Fig. 3.21A).

Porción Media (caja 3). Dolomías gris claro con $\mu_o = 65^\circ, 62^\circ$ (fig. 3.21B), y dos sistemas de fracturas encontrados a 65° $\mu_f = 0^\circ, 1^\circ$, litología que se observa hasta la base de la caja 4 donde se observan intercalados niveles de brechas color miel con disolución e impregnación de aceite de igual color.

Cima (caja 4). Dolomías grises con dos sistemas de fracturas uno $\mu_{f1} = 10^\circ$ y el otro $\mu_{f2} = 50^\circ$, la So no es evidente y f_2 es cortada por f_1 . (Fig. 3.21C).

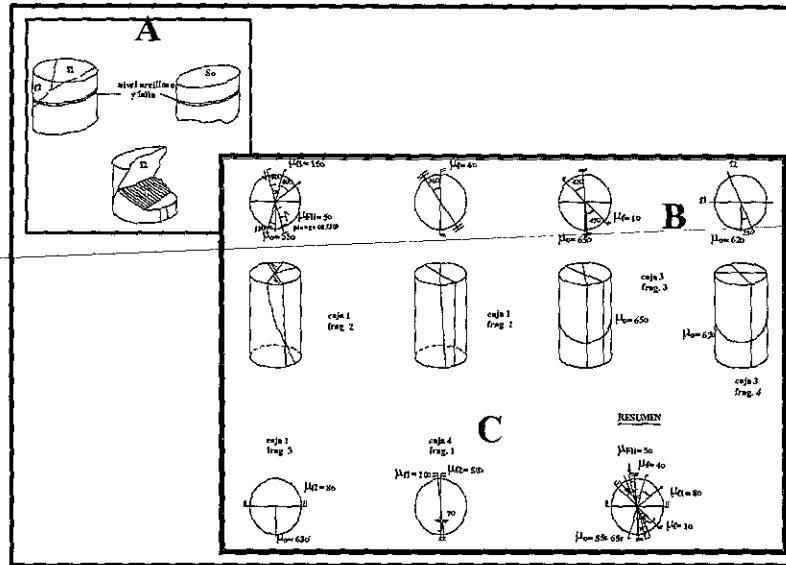


Figura 3.21. Pozo P-201, núcleo 1.

Núcleo 2 (Ks: 3879-3888 m)

Litología:

Hacia la base (cajas 1 a 5), consiste de lodolitas brechosas con estratificación laminar y a 90° del eje del núcleo (caja 1). En la parte alta de este nivel (caja 5), se presenta posible estratificación (So), asociada con dos relices con estrías de movimiento paralelos a ella, uno con estrías a 90° (suponiendo el núcleo vertical) y el otro a 68° del primero con menos continuidad (Fig. 3.22), también hay fracturas oblicuas al eje del núcleo con un $\mu_f = 35^\circ$.

claro con fracturas rellenas con $\mu_{f1} = 10^\circ$ y $\mu_{f2} = 16^\circ$ (Figs. 3.23A y B.

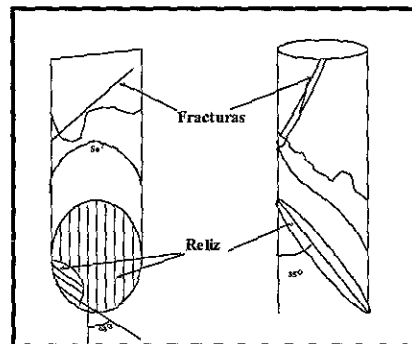


Figura 3.22. Pozo P-201, núcleo 2.

Hacia la cima (caja 12), se presentan brechas color miel con disolución, que en lámina delgada muestran dolomitización⁴².

Hacia la cima se presentan calizas compactas color miel oscuro y verdosas con relices verticales negros, y Brechas calcáreas ($\mu_o = 56^\circ$) con porosidad móldica en fragmentos de coral? o rudistas Fig. 3. 23C), packstones a grainstone brechoso gris claro con fracturas $\mu_f = 34^\circ, 18^\circ, 23^\circ, 11^\circ, 3^\circ$, que han favorecido la disolución, la estratificación no es evidente en la parte terminal superior del núcleo, no obstante, persiste el patrón fracturas-disolución $\mu_f = 16^\circ, 19^\circ, 15^\circ, 49^\circ, 29^\circ, 18^\circ, 18^\circ, 24^\circ, 17^\circ, 19^\circ$.

Núcleo 3 (Js)

Litología:

Caliza gris claro recristalizada con $\mu_o = 77^\circ, 78^\circ, 77^\circ, 70^\circ, 70^\circ, 77^\circ, 73^\circ, 73^\circ, 74^\circ, 70^\circ, 76^\circ$, estilolitas paralelas a So y fracturas subverticales ($\mu_f = 5^\circ$; Fig. 3.23). Hacia la parte alta se tienen calizas crema

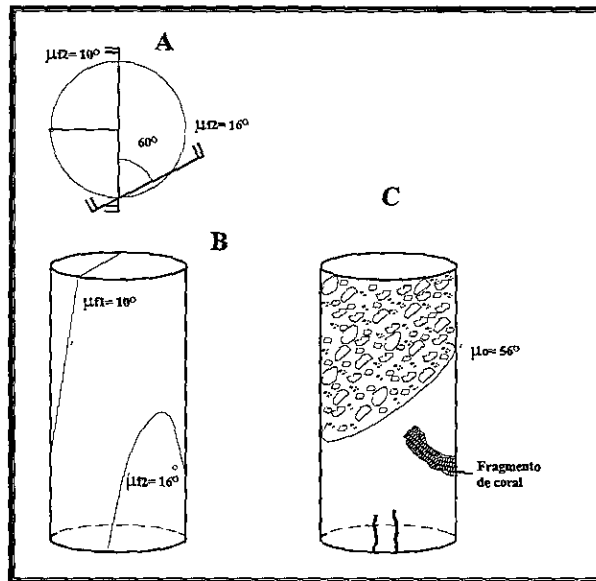


Figura 3.23. Pozo P-201, núcleo 3.

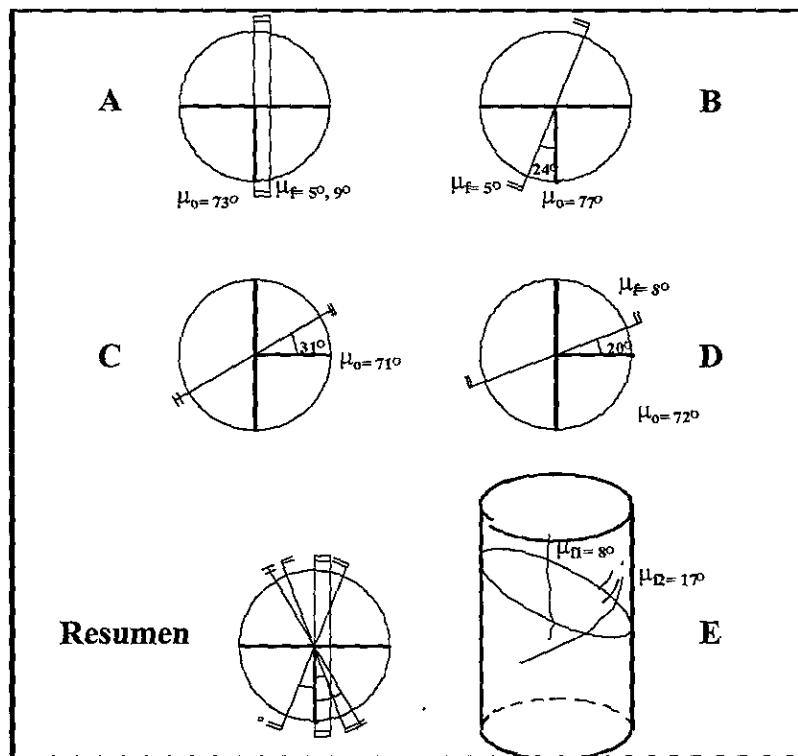


Figura 3.24. Pozo P-201, núcleo-4.

Núcleo 4 (m)

Litología:

Hacia la base se presentan calizas negras bituminosas alternando con calizas

mas claras con $\mu_{\Omega} = 73^{\circ}$, 76° , 74° , y fracturas verticales con $\mu_{\Omega} = 9^{\circ}$, 5° (figs. 3.24A y B).

Hacia la cima se presentan las mismas calizas negras bituminosas con gilsonita en fracturas verticales, la $\mu\alpha=71^\circ$, y se acompaña de disoluciones que siguen al fracturamiento (Fig. 3.24C). También se observaron lutitas muy rotas y arriba? calizas grises con intercalaciones de lutitas negras (figs. 3.24D y E).

Pozo P-283

Núcleo 1 (Ki: 4267-4270 m)

Litología:

Base. calizas gris claro con intercalaciones arcillosas $\mu\alpha=80^\circ, 78^\circ, 81^\circ, 83^\circ$, y algunas estilolitas verticales $\mu\alpha=0^\circ$.

Cima. Calizas crema claro con amonitas e intercalaciones arcillosas negras $\mu\alpha=83^\circ, 83^\circ, 78^\circ$.

Pozo P-287

Núcleo 3 (Ki)

Litología:

Caliza (mudstone) crema con fracturamiento subvertical ondulante escaso y dispuesto en dos direcciones. Hacia la parte intermedia se tienen calizas color miel con dos sistemas de fracturas muy pequeñas interceptándose con ángulo de 45° , pero su relación con So se desconoce (Fig. 3.25). Por último, la parte mas alta consiste de calizas crema claro y color miel con un nivel negro (arcilla o materia orgánica) y $\mu\alpha=48^\circ$.

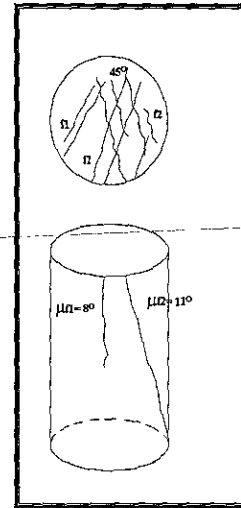


Figura 3.25. Pozo P-287, núcleo 3.

Análisis del Fracturamiento por Registros

La evaluación completa de formaciones naturalmente fracturadas mediante Registros Geofísicos de Pozos (**RGP**), involucra el análisis de la litología, de la porosidad, de la saturación de fluidos y la definición de los intervalos fracturados. Sin embargo, los **RGP** tiene la desventaja de mostrar, una representatividad lineal respecto a la geometría total del yacimiento con una resolución horizontal muy pobre, aunque verticalmente excelente.

Los **RGP** convencionales (sónico, densidad, resistividad y porosidad), registran información a cada 15 cm, y a partir de ella se hace una imagen continua que puede o no mostrar el sistema de fracturas, dependiendo de su densidad, es decir, si son poco densas no se verán. Por otro lado, las formaciones naturalmente fracturadas presentan muchos derrumbes o irregularidades en la pared del pozo, que implican una pérdida de la resolución, y por tanto la generación de malos registros.

Ahora se cuenta con los registros eléctricos de alta resolución o imágenes de pozo (**FMS** y **FMI**), desarrollados desde los 70's, permiten medir fracturas aisladas con ayuda de su alta resolución (0.5 y 1.5 cm, respectivamente).

A. Registros Geofísicos de Pozos como Indicadores de Intervalos Fracturados.

Las zonas permeables pueden generarse tanto por porosidad primaria como por porosidad secundaria, o bien en el caso más general, por una combinación de ellas. Además, la porosidad secundaria

puede deberse a una mezcla de cavernas, vórgulos, fracturas abiertas o parcialmente selladas, lo que es nuestro problema fundamental.

Dada la gran cantidad de indicadores de intervalos fracturados mediante la interpretación de los registros geofísicos de pozos, citados dentro del Capítulo II, estos deben tomarse con ciertas reservas y en combinaciones múltiples para una mejor interpretación y detección de los intervalos fracturados en los pozos. Esto es debido a que muchos de ellos pueden responder a otros factores, como intercalaciones de arcillas, condiciones de la perforación, etc., y no debe tomarse como un índice definitivo la determinación de un solo indicador de fracturamiento.

Contrariamente, las fracturas efectivas pueden estar ocultas por todos los indicadores de fracturamiento debido a su extensión insuficiente, posición inadecuada de los lectores, etc. Antes de cualquier determinación concluyente, es conveniente calibrar todos los indicadores con la ayuda de los núcleos, para saber, como están trabajando.

De manera general, la detección de fracturas debe apoyarse con tantos indicadores como sea posible. Así el grado de probabilidad de la existencia de una zona fracturada, justamente dependerá del número de indicadores de fracturamiento, dando un tipo de respuesta de fractura sobre la zona.

A continuación se presentan los indicadores de fracturas más notables definidos por el análisis de registros geofísicos de pozos:

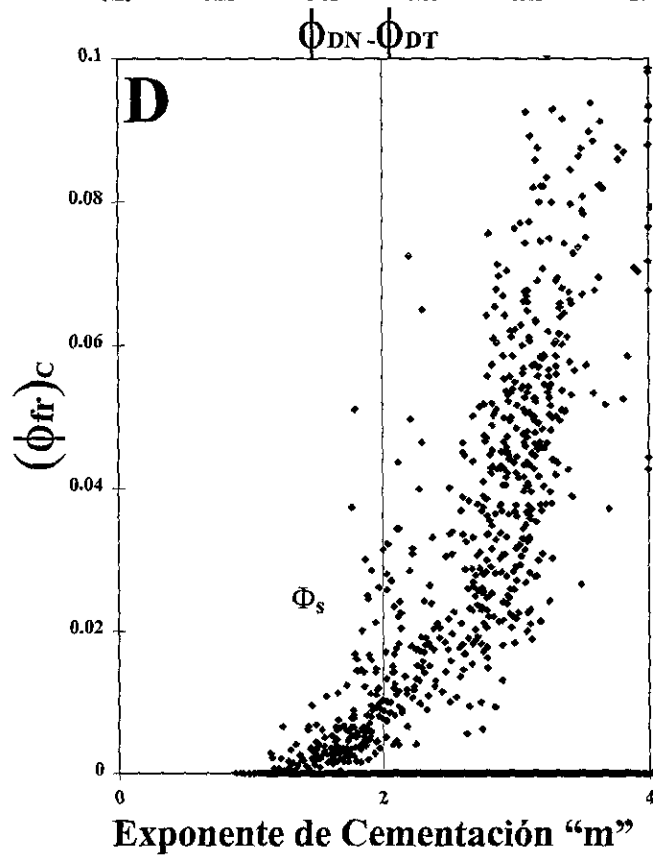
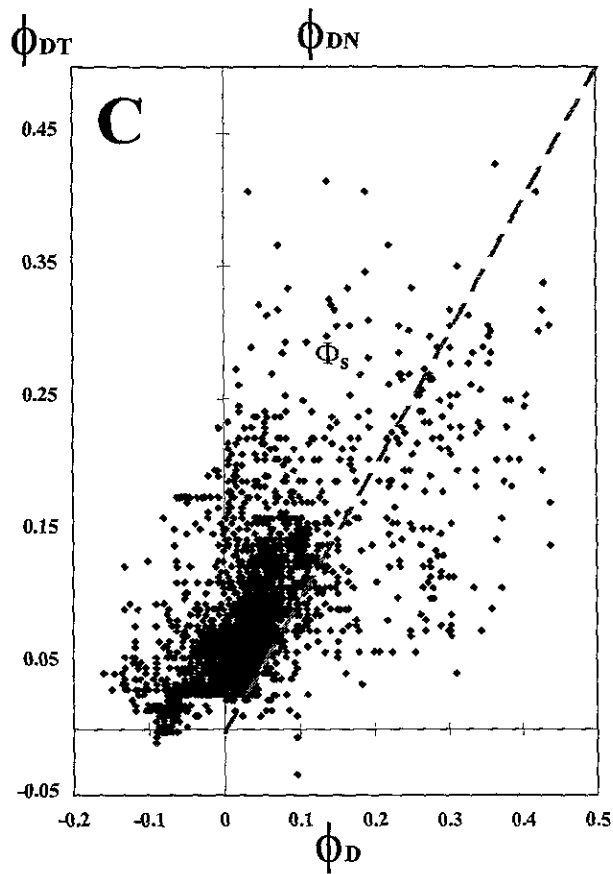
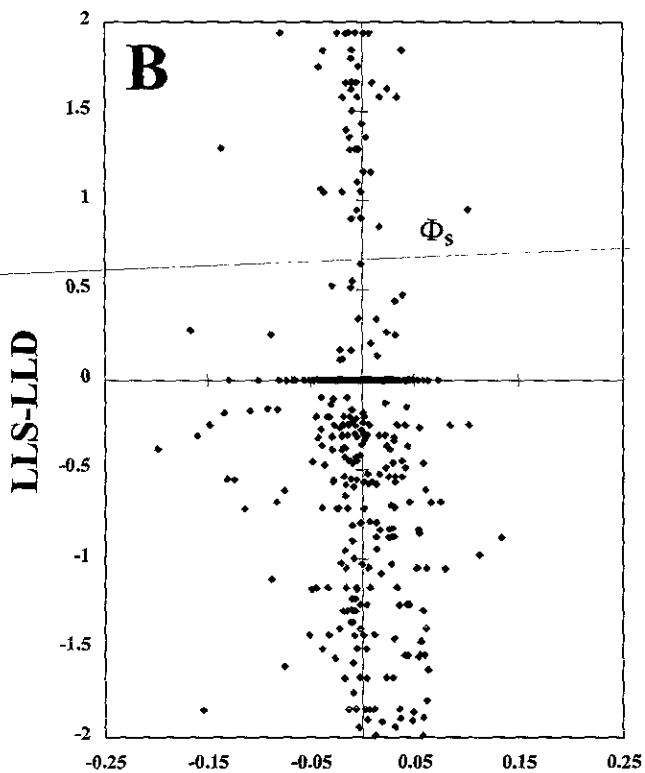
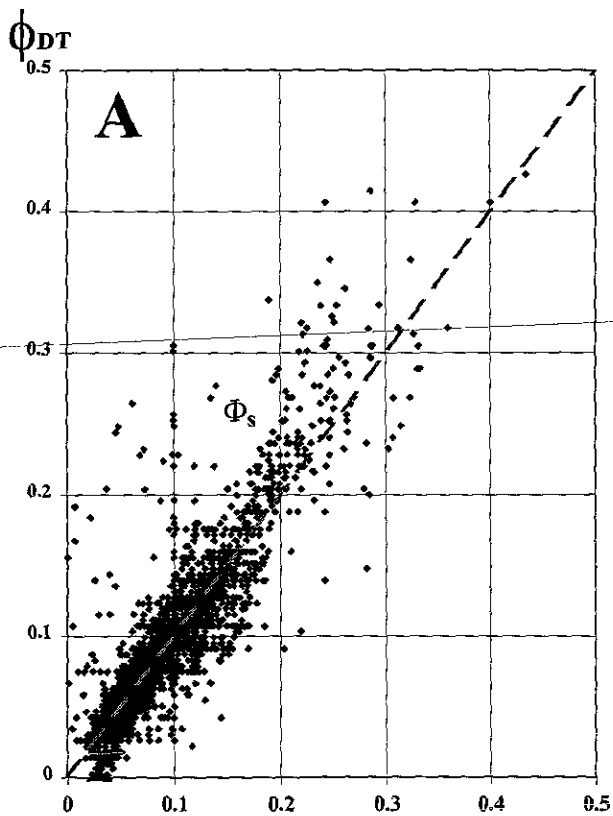


Figura 3.26. Gráficas indicadoras de porosidad secundaria (Φ_s).

1.- **Registros de Porosidad.**
Permiten establecer un Índice de Porosidad Secundaria (ϕ_s) que se define como sigue

$$\phi_s = \phi_{DN} - \phi_{DT} \dots\dots\dots (1)$$

donde

ϕ_{DN} Porosidad Total, obtenida de la combinación Neutrón-Densidad.

ϕ_{DT} Porosidad Primaria, definida del registro sísmico.

Sin embargo, su aplicación es limitada en zonas con derrumbes y en los intervalos arcillosos.

El registro neutrón ϕ_n compensado no evalúa directamente la porosidad, sino que señala un Índice de Hidrógeno el cual se encuentra afectado por:

- Intervalos arcillosos
- Zonas con gas (valores muy altos)
- Formaciones compactas (valores bajos: calizas \rightarrow 0; sílice \rightarrow -2.5)

La porosidad neutrón ϕ_n es, en muchos casos, una sobre estimación de la porosidad total real ϕ . Una forma de encontrar un valor de porosidad mas adecuado es utilizar la expresión:

$$\phi = \phi_n - Vcl \phi_{cl} \dots\dots\dots (2)$$

donde

Vcl es el volumen de arcillas

ϕ_{cl} es la porosidad de arcillas.

El *registro de densidad* compensado ρ_b evalúa directamente la porosidad total ϕ_D mediante la ecuación de Gardner, que conjunta la porosidad primaria con la secundaria, quedando definida como:

$$\phi_D = (\rho_{mac} - \rho_b) / (\rho_{mac} - \rho_f) \dots\dots\dots (3)$$

donde

ρ_{mac} es la densidad de matriz de las rocas por analizar [g/cc]

ρ_f es la densidad del fluido de perforación (1, si es lodo base agua dulce

y 1.1, si su base es agua salada, ambos casos en g/cc).

El problema fundamental con este registro es que ϕ_D es afectada por las zonas de cavernas, derrumbes y es sensible a la textura de la roca.

El registro sísmico Δt estima directamente la porosidad primaria $\phi_{\Delta t}$ mediante la ecuación de Willy, pero es sumamente alterado por derrumbes y cavernas, de este modo:

$$\phi_{\Delta t} = (\Delta t_{ma} - \Delta t) / (\Delta t_{ma} - \Delta t_f) \dots\dots (4)$$

donde

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la onda sonora a través de la matriz de la roca.

Δt_f es tiempo de tránsito de la onda sonora a través del fluido de perforación; si el lodo es base agua dulce $\Delta t_f = 189$ ó 185, si el lodo es base agua salada.

Dado que el registro sísmico mide la diferencia de tiempo entre la emisión del sonido por la fuente y la primera llegada de las ondas acústicas al receptor, que invariablemente se relaciona con las propiedades del medio sólido representado por las condiciones de la matriz de las formaciones, el parámetro $\phi_{\Delta t}$ es una estimación de la porosidad primaria. Al realizar comparaciones de porosidad, es posible estimar el índice de porosidad secundaria evaluado por:

$$\phi_s = \phi_{DN} - \phi_{\Delta t} \dots\dots\dots (5)$$

donde

$$\phi_{DN} = (\rho_{maa} - \rho_b) / (\rho_{maa} - \rho_b) \dots\dots\dots (6)$$

$$\phi_{\Delta t} = \phi_{DT} = (\Delta t_{maa} - \Delta t) / (\Delta t_{maa} - \Delta t_f) \dots\dots (7)$$

La *densidad de matriz aparente* (ρ_{maa}) se calcula a partir de la estimación de dos parámetros independientes de la porosidad³⁵ M y N; el primero derivado de la combinación de los registros sísmico y densidad, mientras que el segundo,

proviene de los registros neutrón y densidad.

$$M = (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) * 0.01 / (\rho_{maa} - \rho_f) \dots (8)$$

$$N = (\phi_n)_f - (\phi_n)_{ma} / (\rho_{maa} - \rho_f) \dots (9)$$

donde

$$(\phi_n)_f = \text{Densidad Neutrón del Fluido} = 1$$

Partiendo de las tablas con los valores de M , N y ρ_{maa} de los minerales, mostradas por la Tabla 3.2 (ver anexo)³⁵, calculados tanto para lodos base agua dulce como base agua salada, se definieron dos ecuaciones de rectas para cada caso:

$$\rho_{maa} = 3.683827 - (1.8362522 * MN) \dots \dots \dots$$

Lodo Base Agua Salada \dots \dots (10)

$$\rho_{maa} = 3.7268701 - (2.1018615 * MN) \dots \dots \dots$$

Lodo Base Agua Dulce \dots \dots (11)

Una vez realizados estos cálculos se tienen las situaciones siguientes:

Si $\phi_{DT} > \phi_{DN} \Rightarrow$ registros mal calibrados, herramienta mal corrida o calibrada, o bien, la litología está mal considerada (lo cual es muy frecuente y evidente).

Si $\phi_{total} \rightarrow 0$, sugiere la presencia de fracturas

Si $\phi_{total} \rightarrow 10$, sugiere disoluciones.

Bajas porosidades menor a 1.5%, además de la presencia de porosidad secundaria (ϕ_s) implica la sospecha de que el intervalo analizado presente fracturas.

Como gráficas indicadoras de intervalos fracturados tenemos las

combinaciones ϕ_{DN} vs ϕ_{DT} (Fig. 3.26A) y $\phi_{DT} - \phi_{DN}$ vs PROFUNDIDAD (Fig. 3.35).

Otro tipo de gráficas usadas con el mismo objetivo son Pe vs ρ_{maa} y la gráfica que combina ϕ_{DN} y el Exponente de Cementación " m " con la profundidad.

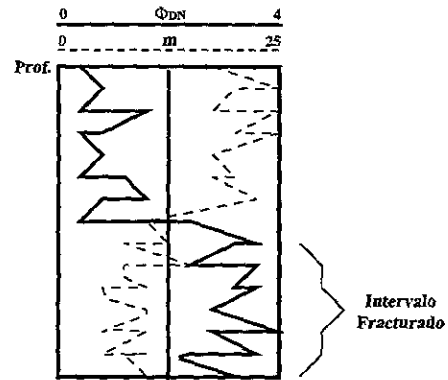


Figura 3.27. Relaciones entre ϕ_{DN} y " m ".

El grado de confiabilidad de estas gráficas está dado por la comparación de sus resultados con los datos directos; es decir, sobre la presencia o ausencia de fracturas dentro de los núcleos coincidentes en profundidad, como se verá mas adelante al analizar los datos del área de aplicación.

El exponente de cementación " m " del modelo para evaluar el Factor de Formación, puede ser empleado para localizar intervalos con fracturas; en la literatura se han planteado diversos modelos que indican que el parámetro " m " es utilizado para definir la complejidad del sistema poroso, así de esta forma se definen los siguientes casos

- $m = 3-4 \rightarrow$ calizas vulgares
- $m = 2 \rightarrow$ calizas compactas
- $m = 3 \rightarrow$ lutitas
- $m < 2 \rightarrow$ Sistemas de fracturas

La gráfica $\phi_{DN}-\phi_{DT}$ vs $Ild-Ils$ (3.26B), permite definir los intervalos con porosidad secundaria, dentro del cuadrante con $\phi_{DN}-\phi_{DT} > 0$ y $Ild-Ils > 0$.

2.- **Las Gráficas de Litoporosidad (M vs N) como indicadoras de porosidad secundaria,** serán tratada con mas detalle en páginas posteriores, aquí solo se subrayará que el sonido tiende a evitar muchos de los vórgulos y las disoluciones, distribuidos aleatoriamente dentro de las rocas, viajando a través de la matriz adyacente. De esta manera, el registro sónico considera a la porosidad secundaria como si fuera matriz, originando que las mediciones de Δt sean mas bajas que las dadas por la porosidad total. Por tanto, la porosidad secundaria no afecta el cálculo del factor N pero si el de M, así si Φ_s aumenta, también lo hace M y viceversa; sin embargo, una de las fuertes limitaciones de esta metodología son los derrumbes.

3.- **Mid-Plot.** Es una técnica creada³⁵ para identificar la litología, suprimiendo completamente el efecto de la porosidad, y usando las respuestas acústica, de densidad y de neutrón, para definir dos parámetros totalmente independientes de la porosidad y que tipifican la litología, como son Δt_{maa} y ρ_{maa} , definidos a partir de las siguientes ecuaciones

$$\Delta t = \Delta t_{maa} + [\Delta t_f - \Delta t_{maa}] \phi_N \dots (12)$$

$$\rho_b = \rho_{maa} + [\rho_f - \rho_{maa}] \phi_n \dots (13)$$

Las soluciones para estos dos parámetros litológicos son mostradas por un conjunto de curvas, dentro de un juego de dos gráficas Δt vs ϕ_n y cuatro ρ_b vs ϕ_n dentro de la referencia 35 (p. 241).

Es necesario señalar que, la densidad de matriz aparente, refleja las condiciones de compactación y mineralogía en la roca, pero no el mineral, y que esta metodología tiene como una limitación los derrumbes. El algoritmo planteado es el siguiente

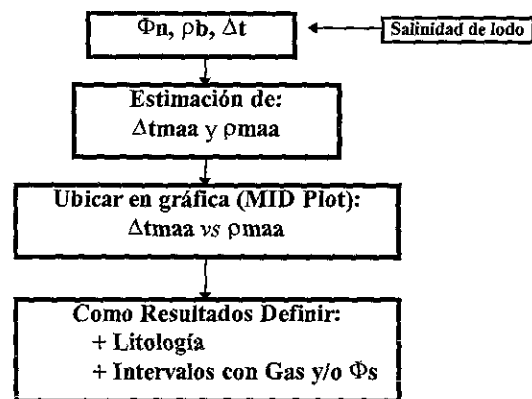


Figura 3.28. Algoritmo planteado por "MID Plot".

La porosidad secundaria (ϕ_s) está dada por valores bajos de Δt , por lo que los puntos afectados por esta se ubican a la izquierda de la línea caliza-dolomita dentro de la gráfica cruzada de MID Plot.

4.- **Registros de Resistividad.** Aportan tres tipos de medidas de resistividad: la profunda (Ild), la intermedia (Ils) y la de proximidad ($msfl$), las cuales pueden ser afectadas de menor a mayor grado, respectivamente, por la invasión de tal forma que la primeramente afectada sería la lectura $msfl$, después la Ils y difícilmente a Ild . De manera que se tienen cuatro situaciones:

- si $Ild > Ils$ implica una zona permeable y
- si $Ild \gg Ils$ señala dos casos:
 - Que hay un sistema de fracturas amplio (muchas fracturas).
 - Que hay un sistema de fracturas de tipo vertical o subvertical.

- si se tiene que $lld < lls$, en el caso de que las fracturas sean horizontales, la permeabilidad de la formación no es alta y,
- $lld = lls$, en los intervalos donde no hay fracturas.

Para invasiones sumamente altas las tres curvas bajan notablemente y no permiten definir ninguno de los casos discutidos.

Para el caso de intervalos invadidos por el filtrado del lodo de perforación, se definen variaciones en las lecturas de resistividad como se muestran en la Fig.3.29.

Analizando desde el eje del pozo hacia dentro de la formación pueden distinguirse varias zonas:

- El agujero relleno con *lodo de perforación* con una resistividad R_m
- El *enjarre* adherido a la pared del agujero y con resistividad R_{mc}
- La *zona barrida o lavada* de resistividad R_{xo} , donde ha ocurrido el máximo desplazamiento del agua de la formación por el filtrado del lodo y por lo regular $R_{xo} \gg R_o$.
- La *zona invadida* con resistividad R_i , comprende también a la zona barrida, y es toda la región de la formación afectada por el filtrado del lodo, y $R_{xo} > R_i > R_o$.
- Finalmente la *zona no invadida o no contaminada* de resistividad R_o ($S_w = 100\%$) o R_t ($S_w < 100\% + S_o$).

En la parte media de la figura 3.29 se presentan dos gráficas que combinan resistividad en el eje vertical contra distancia en metros en el eje horizontal con origen en el eje del agujero. Estas gráficas muestran la variación de la

resistividad dentro de las diferentes zonas señaladas arriba para dos situaciones, el caso de que la formación está saturada de agua (gráfica superior) o bien, cuando la roca no tiene fluidos ni porosidad, mostrado por la gráfica inferior.

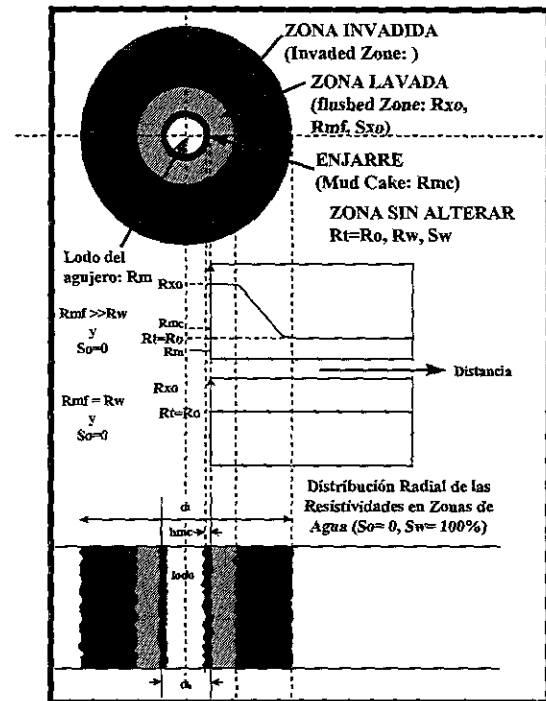


Figura 3.29. Corte horizontal de un pozo y la zona vecina en una formación que contiene únicamente agua.

5.- **Diámetro de Invasión (di;** Fig. 3.29). Se estima de los registros de resistividad y es una evaluación que usa las tres curvas (lld , lls y $msfl$), asociada con los siguientes criterios:

- Si $di = 8''$ señala una formación sumamente compacta
- Si di crece, la formación se hace cada vez mas permeable, de tal forma que
 - + si $8 < di < 20''$ la formación es muy compacta
 - + si $di > 20''$ la formación es permeable, aunque es muy recomendable su calibración con núcleos para obtener el di nominal.

6.- **Índice o Porosidad de Fractura Calculada ($\phi_{fr}c$).** Esta porosidad es definida como la que se espera tenga el sistema de fracturas, y se estima a partir de varios parámetros, entre ellos el factor fotoeléctrico asociado a un lodo con base en barita y a la resistividad⁴⁰.

Desde el punto de vista resistivo, se debe tomar en cuenta que las fracturas tienen influencia sobre las dos lecturas del registro laterolog (somero: **lls** y profundo: **lld**); por tanto, el Índice de Porosidad de Fractura (ϕ_{fr}) está relacionado a la presencia de fracturas y se estima con base en la separación de **lld** y **lls**, pero si (ϕ_{fr})>0.25, implica que dicho intervalo está afectado por disolución. Se ha propuesto⁴⁰ la siguiente relación para evaluar la porosidad de fractura:

$$(\phi_{fr}c) = [Rmf (Clls - Clld)]^{1/m} \dots (14)$$

donde

Rmf: Resistividad del filtrado de lodo

Clls= 1/**lls**: Conductividad corta [mhos]

Clld= 1/**lld**: Conductividad profunda [mhos]

m: es el Exponente de Cementación de Archie para el sistema de fracturas, comprendida entre 1.3 y 1.5.

Otras formas de expresar la ecuación (14) serían

$$(\phi_{fr}c) = [1/lls - 1/lld]^{1/m} \dots (15)$$

$$(\phi_{fr}c) = [(Clls - Clld)/(Cmf - Cw)]^{1/m} (16)$$

donde

Cmf= 1/**Rmf**: Conductividad del lodo

Cw= 1/**Rw**: Conductividad del agua de formación

Rw: Resistividad del agua de formación

El modelo propuesto en la ecuación (14), toma en cuenta los siguientes aspectos⁴⁰:

-- El sistema de fracturas es considerado por los dos laterolog, como un sistema de resistividad arreglado en paralelo con la formación compacta y sin fracturar.

-- La invasión de lodo solo afecta las fracturas y no parece alterar a la formación no fracturada o a los bloques delimitados por los sistemas de fracturas.

-- La invasión del sistema de fracturas no es tan profunda, pero si lo suficiente para mostrarse en parte del LLD de la zona virgen, y en el LLs de la zona lavada. La validez de esta hipótesis va a depender del tipo de lodo y de la amplitud de las fracturas.

El exponente de cementación "**m**" puede variar en función de las características petrofísicas de la roca, tendiendo a disminuir dentro de los intervalos fracturados y a aumentar hacia las zonas con porosidad vugular incomunicada, esto se refleja notablemente en la determinación de la **Sw**, la cual depende del valor de "**m**", ya que a menores valores de **m**, menor será la **Sw** y viceversa.

La ecuación definida inicialmente³⁸ se presenta a continuación (17) y define que

$$m = \frac{\log\{\phi_{DT}^3 + (\phi_{DT}^{2*}(1 - \phi_{DN})) + (\phi_{DN} - \phi_{DT})\}}{\log(\phi_{DN})}$$

-- Si **m**<2 y tiende a 1.1, la porosidad secundaria es por fractura³⁶

-- si **m**=2, se trata de carbonatos compactos

-- si **m**>2, son carbonatos con disolución, y entre mas grande sea éste podrá señalar una porosidad mayor por disolución, pero con baja permeabilidad (**k**).

7.- **Densidad Compensada.** El grosor del enjarre (“mudcake”) está asociado con:

1. derrumbes fuertes ligados con la perforación del pozo,
2. con la presencia de arcillas, o bien
3. con sistemas de fracturas o cavernas de disolución.

En el registro de densidad compensada, se mide la curva $\Delta\rho$, que indica una lectura de densidad en la vecindad del pozo y es utilizada para corregir el valor de la densidad de la formación, y puede interpretarse como sigue:

- formaciones de pared perfecta no hay enjarre ($\Delta\rho=0$)
- formaciones de pared irregular

Si $\Delta\rho > 0$ implica zona permeable, o bien con cavernas o fracturas, si:

- no hay zonas de lutitas
- no van ligadas a derrumbes definidos por caliper

Cuando ρ_b está corregida por espesor de enjarre, tiene que acompañarse con el Caliper y **RG**, el primero para definir derrumbes y el segundo para definir el **Vel**.

8.- **Registros de Rayos Gamma (RG).** Miden el porcentaje de Torio (**Th**) + Uranio (**U**) + Potasio (**K**) contenidos en las rocas y pueden indicar fracturas. Los altos valores de **RG** señalan:

- Lutitas con altas concentraciones de **Th+K**
- Materia Orgánica con concentraciones de uranio
- Fracturas y/o cavernas, por concentraciones de uranio, debido a

que las fracturas representan canales de comunicación de fluidos que transportan las sales pesadas de uranio, como el caso de los hidrocarburos al

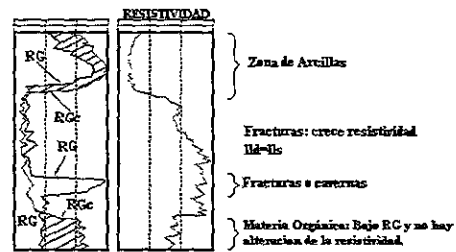


Figura 3.30 Implicaciones mineralógicas con las relaciones entre RG, RGc y Resistividad.

desplazarse a través de las fracturas y cavernas de disolución. Para que este indicador de fracturas funcione debe estar ligado con zonas de alta **RG** pero no a intervalos de arcillas.

9.- **Índice de Absorción Fotoeléctrica (Pe).** Las mediciones de **Pe** se alteran fácilmente si hay lodo base barita, en estos casos no sirve para interpretar litología⁴⁰, pero si para detectar intervalos fracturados, debido a que el fluido de perforación penetra por las fracturas, siendo un índice de alta confiabilidad de hasta el 50%.

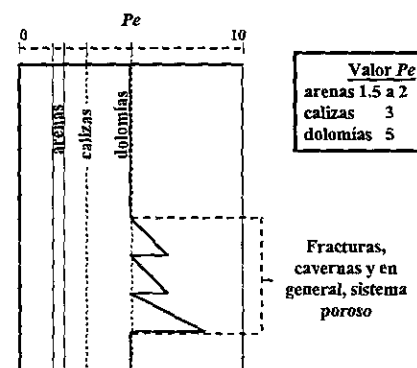


Figura 3.31. Uso del Pe para interpretar Intervalos fracturados.

10.- **Indicadores del Sonata.** El registro sísmico de espaciamento largo (**SONATA**) permite atribuir a:

- Zonas de muy baja energía con
 - + Intervalos fracturados
 - + Cuerpos arcillosos
 distinguibles solo con **RG**.
- Zonas con mediana energía con poco fracturamiento
- Zonas de Alta Energía con
 - + formaciones sanas (sin fracturas)
 - + formaciones arcillosas .
 diferenciables solo con **RG**.

11.- Registro de echados (HDT).

Su resolución inicial era de 1.5 cm y después de 0.5 cm permite analizar las fracturas en dos aspectos:

El primero, basado en la ovalización de la sección transversal del pozo y el segundo en la evaluación del registro de echado (**HDT**) o su procesado (**GEODIP**).

En el primer caso se evalúa la elongación del agujero dada por la separación de los calibradores, la cual señala la presencia probable de fracturas a excepción de la ovalización por perforación. En el segundo caso, la detección de derrumbes dentro de formaciones limpias, es un indicio de la presencia de intervalos fracturados, y además, dentro de ellos se pueden distinguir eventos correlacionables como la estratificación y no correlacionables como zonas de disolución y fracturas.

12.- Imágen de Pozo (FMS).

Contiene de 16 a 32 detectores con una resolución de 1 cm, que permiten ver a los intervalos con baja resistividad (arcillas, agua salada y la porosidad secundaria) como cuerpos negros, mientras que a los intervalos altamente resistivos se presentan en blanco.

B. Identificación de Intervalos Fracturados a partir de Registros Geofísicos de Pozos del Area de Aplicación.

Desde hace 30 años, se han venido desarrollando métodos de interpretación para obtener la porosidad y la litología a partir de registros geofísicos de pozos, como es el caso del Método de Litoporosidad³⁶.

Esta técnica tiene mucha aplicación dentro de la interpretación y evaluación de formaciones, y se basa en la construcción de gráficas cruzadas a partir de las lecturas de los registros neutrón, densidad y sónico, con el objeto de estimar el porcentaje relativo al volumen total del cuerpo rocoso, tanto de la porosidad como de tres de los minerales principales que intervienen en la composición de la secuencia analizada.

Las gráficas cruzadas y los cálculos basados en ellas son extremadamente útiles cuando la litología es una mezcla compleja de minerales y donde la interpretación de los datos llega a ser ambigua.

En el caso óptimo, cuando el pozo cuenta con todos los registros necesarios (calibrador, Rayos Gamma **RG**, Neutrón ϕ_n , densidad ρ_b , sónico Δt , fotoeléctrico **Pe**, y de resistividad corto y largo **lls-lll**), la definición de los intervalos fracturados se inicia al precisar el sistema litológico cortado por el agujero mediante el Método de Litoporosidad¹. Para esto se implementó un programa de cómputo que accesa la base de datos que contienen las lecturas de los registros a diversas profundidades, y realiza los cálculos puntuales de **M**, **N**, **M*N**, ϕ_D , ρ_{maa} , ϕ_{DN} , ϕ_{DT} , $\phi_{DN}-\phi_{DT}$, **lll-lls**, Exponente de

Cementación “m” e Índice de Fracturamiento (ϕ_{fr})c.

El algoritmo consiste de las siguientes fases:

1. Cálculo de ϕ_D con la ecuación (3), considerando como $\rho_{maa} = 2.71$ [g/cc]
2. Cálculo de la Densidad de Matriz Aparente (ρ_{maa}) a partir de la ecuación (10) u (11).
3. Cálculo de la Porosidad de Densidad Neutrón (ϕ_{DN}) mediante la ecuación (6).
4. Cálculo de la Porosidad del Sónico (ϕ_{DT}) usando la ecuación (7).
5. Estimación de la Porosidad Secundaria (ϕ_s) mediante la ecuación (5).
6. Cálculo de Ild-IIs.
7. Cálculo del Exponente de Cementación “m” mediante la ecuación (17).
8. Cálculo del Índice de Fracturamiento (ϕ_{fr})c mediante la ecuación (14).
9. Generar un archivo que guarde estos resultados para su graficación.

Dicho algoritmo permitió procesar la información de 14 de los 20 pozos, a nivel de los intervalos mesozoicos: **BP, KS, KS1, KS2, KS3, KM, KI, JS**, y en los 6 pozos restantes, su aplicación se vió limitada debido a la falta del registro sónico. Algunos de los datos de entrada (ϕ_n , ρ_b , Δt) así como los parámetros petrofísicos enunciados en líneas superiores, se trabajaron dentro de Excel para obtener el juego de gráficas sintetizado por la Tabla 3.3 (ver anexo), algunas con forma de registros, para cada uno de los 14 pozos procesados (como un ejemplo de ellas se muestran las figuras 3.32 a 3.35):

Los casos donde la porosidad derivada del sónico (ϕ_{DT}) es menor que la

porosidad derivada del registro neutrón (ϕ_{DN}) son interpretados que tienen porosidad secundaria³⁶, es decir:

$$\phi_{DN} > \phi_{DT} \Rightarrow \phi_s$$

lo que aquí se maneja como

$$\phi_s = \phi_{DN} - \phi_{DT}$$

si $\phi_s > 0$ implica precisamente porosidad secundaria (ϕ_s), siendo

ϕ_{DT} : Porosidad intergranular o intercrystalina

ϕ_{DN} : Porosidad total

Esta diferencia es lo que también se maneja como *Índice de Porosidad Secundaria*³⁶.

Por otro lado, si el resultado de esta diferencia es negativo y se trata de zonas limpias, indica que el sistema mineralógico es incorrecto³⁶. Además, tanto la ϕ_{DN} como la ϕ_{DT} tienden hacia valores mas bajos dentro de los intervalos productores de gas, que en las formaciones saturadas con líquidos³⁶.

Gráficas de Litoporosidad (M vs N) para los pozos del área de aplicación..

Este tipo de gráficas, muestran los puntos de mineral puro (dolomita, carbonato de calcio, sílice, anhidrita y yeso) con localizaciones definidas dentro de este sistema coordinado y sin considerar la porosidad, pudiéndose además definir los triángulos de litologías acotados por los puntos:

YESO-DOLOMITA-ANHIDRITA
DOLOMITA-CaCO₃-SILICE
DOLOMITA-SILICE-ANHIDRITA

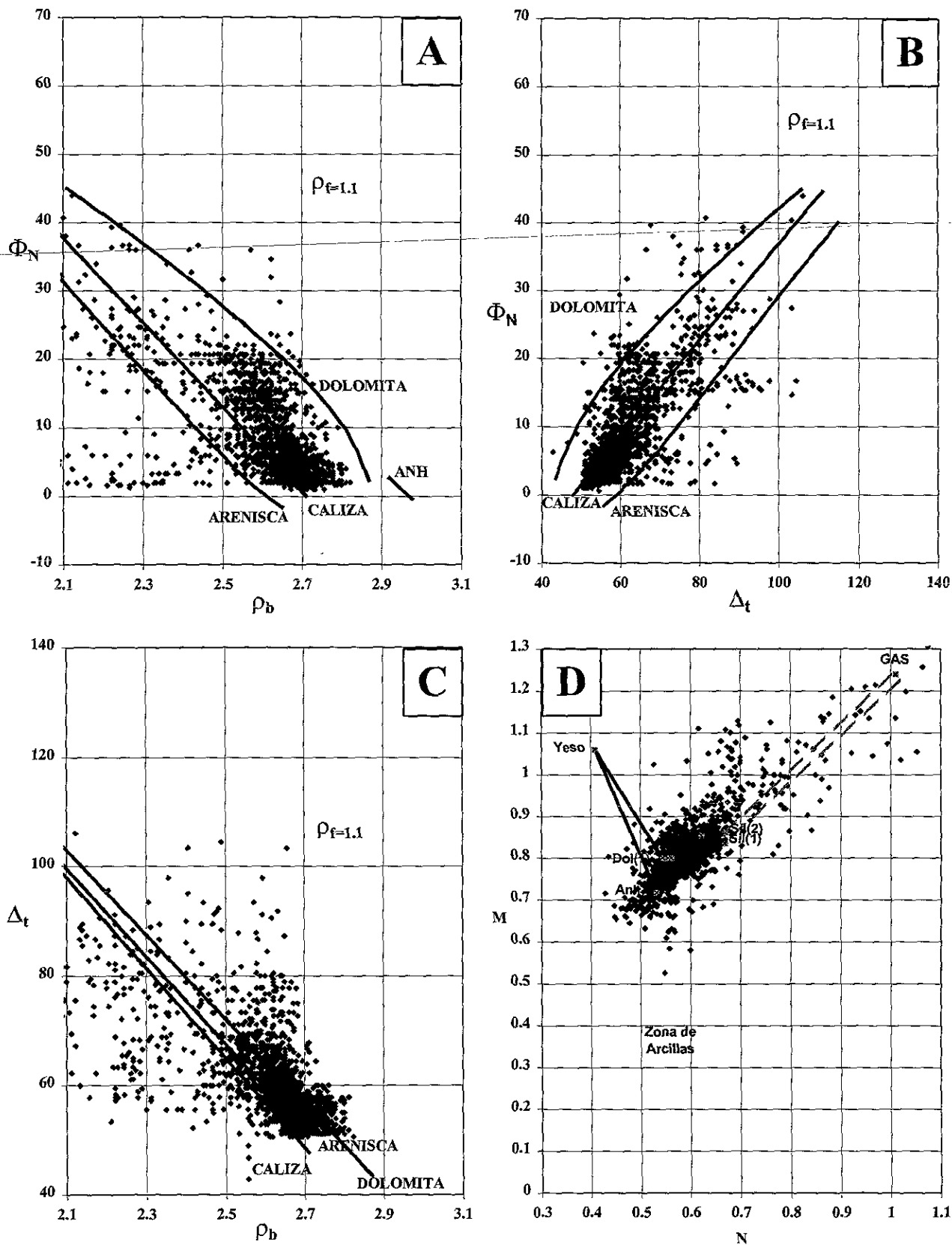


Figura 3.32. Gráficas cruzadas complementarias y de Lito-Porosidad del pozo 35.

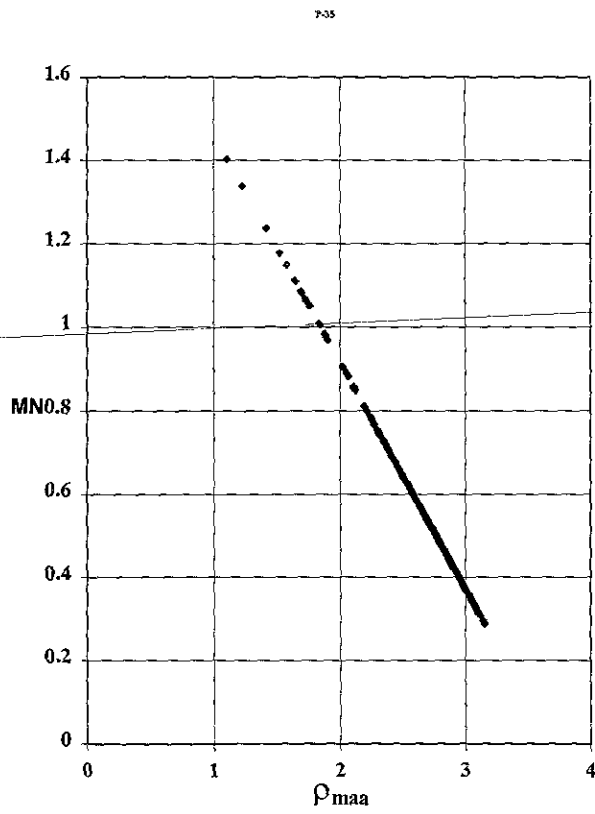


Figura 3.33. Gráfica de Densidad de Matriz Aparente (ρ_{maa}) vs MN

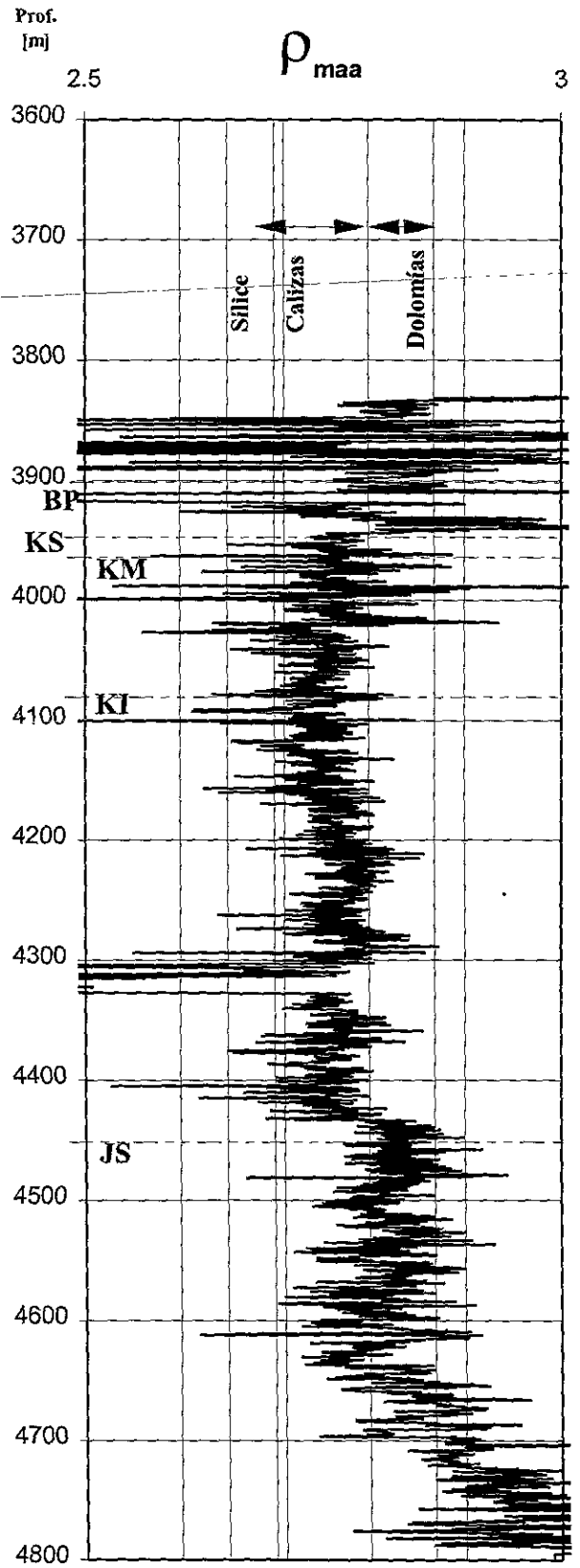


Figura 3.34. Gráfica de Densidad de Matriz Aparente (ρ_{maa}) vs Profundidad.

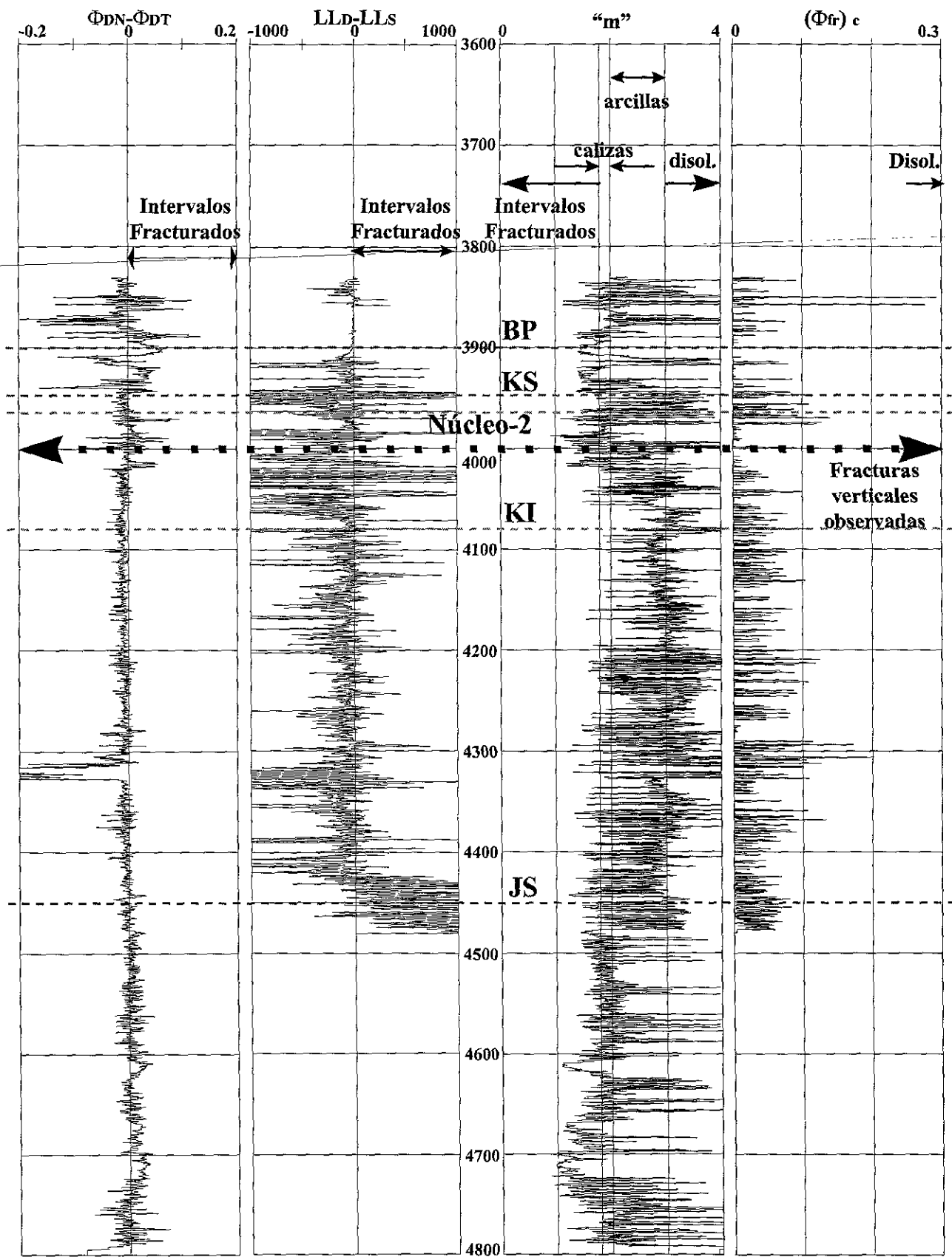


Figura 3.35. Indicadores de intervalos fracturados en profundidad para el pozo 35. BP= Brecha Paleoceno - Cretácico Superior; KS= Cretácico Superior; KM= Cretácico Medio; KI= Cretácico Inferior, y JS= Jurásico Superior. Las flechas señalan los rangos de valores indicativos, con las reservas del caso, de intervalos fracturados.

Cualquier matriz de roca compuesta por tres minerales y si se encuentra libre de arcillas, se localizará dentro de algunos de estos triángulos. De este modo, cuando los puntos graficados se ajusten mas a las aristas de los triángulos, indicaran una mineralogía mas pura y, los puntos ubicados por arriba a la línea DOL-CaCO₃, señalan POROSIDAD SECUNDARIA. Cuando existe una gran acumulación de puntos graficados arriba y cercanos al punto de DOL, puede explicarse mediante la formación de porosidad ligada a la recristalización de la calcita a dolomita; también, se aclara que muchos de los puntos que tienden hacia el SILICE, pueden ser pedernales.

Los puntos graficados por debajo de la línea DOL-SIL, señalan posibles arcillas o anhidritas, para aclarar esto se recurre a las Gráficas Complementarias o Acompañantes, pero también mediante la respuesta de Rayos Gama (RG) de estos puntos. Por el contrario, los puntos localizados dentro del triángulo YESO-ANH-DOL describen una porción de la columna que contiene yeso, pero si están dispersos dentro del triángulo no es una composición pura.

Los coeficientes de matriz y los valores de M y N para los minerales comúnmente encontrados dentro de las formaciones son listados en la Tabla 3.2¹.

Las lutitas están formadas por mezclas de varias arcillas, agua, sílice, carbonatos y otros materiales, lo que hace variar sus características físicas y respuestas ante los registros geofísicos de pozos. El área de arcillas, esta indicada por el letrero "Most Shale" por debajo de la línea que une los puntos de ANHIDRITA (ANH) y SILICE (SIL; 1). El PUNTO DE ARCILLAS es

considerado² como una región de alta porosidad y aparentemente alta densidad de matriz.

Gráficas Acompañantes o Complementarias.

Se trata generalmente de tres gráficas cruzadas que acompañan a las de Lito-Porosidad (M vs N), que son utilizadas para verificar su interpretación, y son:

- Densidad vs Neutrón (ρ_b vs ϕ_n)
- Neutrón vs Sónico (ϕ_n vs Δt)
- Densidad vs Sónico (ρ_b vs Δt)

Para la mayoría de los pozos del área de aplicación, la trilogía mineralógica identificada dentro de la gráfica M vs N es **DOLOMITA-CALCITA-ARCILLAS** (DOL-CAL-LUT); para las dos primeras mineralogías DOL-CAL se tienen perfectamente conocidos los parámetros (ϕ_n , ρ_{maa} y Δt_{ma} ; Tabla 3.2), pero para el caso de las arcillas, estos parámetros son muy variables por lo cual es necesario estimarlos para cada pozo. Así, dentro de la gráfica cruzada M vs N se estima la posición del PUNTO DE ARCILLAS¹ y se definen sus coordenadas con las cuales se calcula ϕ_{nc} , ρ_{bc} y Δt_{c} .

Una vez estimados los parámetros ϕ_n , ρ_{maa} y Δt_{maa} , para cada uno de los elementos mineralógicos (DOL, CAL, LUT), se pueden estimar los porcentajes de porosidad y minerales a partir de las siguientes ecuaciones¹:

$$\Delta t = \Delta t_f \phi + \Delta t_{ma1} V_1 + \Delta t_{ma2} V_2 + \Delta t_c V_c \dots (18)$$

$$\phi_n = (\phi_n)_f \phi + (\phi_n)_{ma1} V_1 + (\phi_n)_{ma2} V_2 + (\phi_n)_c V_c \dots (19)$$

$$\rho_b = \rho_{bf} \phi + \rho_{bma1} V_1 + \rho_{bma2} V_2 + \rho_{bc} V_c \dots (20)$$

$$I = \phi + V_1 + V_2 + V_c \dots (21)$$

donde

ϕ : Porosidad fraccional

V: Fracción del volumen total

Los sufijos 1 y 2, están relacionados con dos de los minerales de la trilogía mineralógica escogida y el es relativo a los parámetros de arcilla.

Cuando las ecuaciones anteriores son resueltas para cada uno de los puntos de lectura de un intervalo dado, todas las V calculadas pueden tener valores positivos y la suma de todas ellas junto con la porosidad deben ser la unidad, satisfaciendo las cuatro ecuaciones pero en especial la (21). En caso de que alguno(s) de ellos sean negativos, el programa de computo considera estos valores iguales a cero y ponderará los restantes hasta hacer que su suma sea de la unidad.

El programa de cómputo que estimar los porcentajes del volumen total de roca ocupados por la **POROSIDAD TOTAL** (ϕ) y cada uno de los componentes mineralógicos predominantes (**DOL**, **CAL**, **LUT**) emplea el siguiente algoritmo, que consiste de las siguientes etapas:

- 1) Definición de la trilogía mineralógica a manejar
- 2) Introducción de la densidad, porosidad neutrón y tiempos de transito (ρ_{bma} , $(\phi n)_{ma}$ y Δt_{ma} , respectivamente) para cada uno de los componentes mineralógicos escogidos en el paso anterior, así como del tiempo de transito (Δt_f) y la densidad (ρ_f) del fluido de perforación.
- 3) Se abre un archivo de datos que contiene las lecturas de **PROFUNDIDAD**, **CALIBRADOR**, **RAYOS GAMA**, ϕn , ρb , Δt , P_e , I_{ld} , I_{ls} , $msfl$.

4) Se prepara un archivo para salida de resultados.

5) Se asignan las lecturas de los registros de densidad, neutrón y sónico a las variables respectivas.

6) Resolver el sistema de cuatro ecuaciones (18 a 21)

7) Ponderar las cuatro incógnitas ϕ , V_1 , V_2 , V_3 al 100% o a fracciones de la unidad como se quiera.

8) Escribir en el archivo de salida tipo **ASCII** los resultados:

PROFUNDIDAD, **POROSIDAD**, **MINERAL1** (V_1), **MINER2** (V_2) y V_3 .

9) Obtener con alguna rutina o paquete de graficación los registros **PROFUNDIDAD vs** ϕ , V_1 , V_2 y V_3 .

Los resultados de este modelado se presentan gráficamente en forma de registros, es decir, en gráficos con la profundidad en el eje vertical y el parámetro resultante en el eje horizontal (ϕ , V_1 , V_2 , V_3), como se muestra en las figuras 3.36 y 3.37.

Se tienen dos casos de excelente calibración entre los resultados obtenidos por el método de lito-porosidad y los datos litológicos aportados por los núcleos (ver la descripción correspondientes en el sub-capítulo 3.b).

Pozos que carecen del registro sónico.

Para hacer la evaluación completa de intervalos fracturados en el caso de los pozos que carecen del registro sónico, se plantean tres modelos opcionales basados principalmente en las relaciones entre los parámetros de ϕn , ρb , Δt , y las ecuaciones volumétricas, planteadas en el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\rho_b = \phi * \rho_f + \rho_{ma1} * V_1 + \rho_{ma2} * V_2 + \rho_{ma3} * V_3 \dots\dots\dots (1)$$

$$\phi n = \phi * \phi_f + \phi n_{ma1} * V_1 + \phi n_{ma2} * V_2 + \phi n_{ma3} * V_3 \dots\dots\dots (2)$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3 \dots\dots\dots (3)$$

El **primer MODELO** consiste de suponer $\phi = \phi_D$, y resolver el sistema de ecuaciones (1), (2) y (3), considerando que se ha reducido de un sistema de 3 ecuaciones con 6 incógnitas (ϕ , V_1 , V_2 , V_3 , ρ_{ma3} , $\phi_{n_{ma3}}$) a un sistema de 3 ecuaciones con 3 incógnitas (V_1 , V_2 , V_3), el cual es fácilmente resuelto:

$$\rho_b - \phi_D \cdot \rho_f = 2.87 \cdot V_1 + 2.71 \cdot V_2 + \rho_{ma3} \cdot V_3 \dots\dots\dots (1)$$

$$\phi_n - \phi_D = 0.02 \cdot V_1 + 0.0001 \cdot V_2 + 0.35 \cdot V_3 \dots\dots\dots (2)$$

$$1 - \phi_D = V_1 + V_2 + V_3 \dots\dots\dots (3)$$

De esta manera, se tiene una aproximación de la porosidad y de la mineralogía con base únicamente en los registros ϕ_n y ρ_b , pudiendo estimarse un valor puntual de Δt , para cada lectura de estos registros mediante la ecuación

$$\Delta t_s = \phi_D \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3} \dots\dots\dots (4)$$

donde

$\Delta t_s = \Delta t$ sintética

$\Delta t_f =$ respuesta sónica del fluido de perforación (185 para lodos salados y 189, dulces).

$\Delta t_{ma1} =$ Respuesta sónica de la dolomita (para este sistema)= 43.5

$\Delta t_{ma2} =$ Respuesta sónica de la calcita= 47.6

$\Delta t_{ma3} =$ Respuesta sónica de la lutita (estimada con el programa **PARA-ARC.BAS**)

El **segundo MODELO** consiste en calcular ϕ , V_1 , y V_2 , a partir de la estimación de V_3 , o volumen de arcillas **Vcl** mediante el registro **RG** y resolviendo el sistema de ecuaciones (1), (2) y (3), considerando que se ha reducido de un sistema de 3 ecuaciones con 6 incógnitas (ϕ , V_1 , V_2 , V_3 , ρ_{ma3} , $\phi_{n_{ma3}}$) a un sistema de 3 ecuaciones con 3 incógnitas (ϕ , V_1 , y V_2), el cual es fácilmente resuelto:

$$\rho_b - \rho_{ma3} \cdot V_3 = \phi \cdot \rho_f + 2.87 \cdot V_1 + 2.71 \cdot V_2 \dots\dots\dots (1)$$

$$\phi_n - 0.35 \cdot V_3 = \phi \cdot \phi_f + 0.02 \cdot V_1 + 0.0001 \cdot V_2 \dots\dots\dots (2)$$

$$1 - V_3 = \phi + V_1 + V_2 \dots\dots\dots (3)$$

De esta manera, se tiene una aproximación de la porosidad y de la mineralogía con base únicamente en los registros ϕ_n y ρ_b , pudiendo estimarse un valor puntual de Δt_s , para cada lectura de estos registros mediante la ecuación

$$\Delta t_s = \phi \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3} \dots\dots\dots (4)$$

donde

$\Delta t_s = \Delta t$ sintética

$\Delta t_f =$ respuesta sónica del fluido de perforación (185 para lodos salados y 189, dulces).

$\Delta t_{ma1} =$ Respuesta sónica de la dolomita (para este sistema)= 43.5

$\Delta t_{ma2} =$ Respuesta sónica de la calcita= 47.6

$\Delta t_{ma3} =$ Respuesta sónica de la lutita (estimada con el programa **PARA-ARC.BAS**)

El **tercer MODELO** consiste de suponer $\phi = \phi_{DN}$, previamente calculada a partir de ρ_{maa} , para resolver el sistema de ecuaciones (1), (2) y (3), considerando que se ha reducido de un sistema de 3 ecuaciones con 6 incógnitas (ϕ , V_1 , V_2 , V_3 , ρ_{ma3} , $\phi_{n_{ma3}}$) a un sistema de 3 ecuaciones con 3 incógnitas (V_1 , V_2 , V_3), el cual es fácilmente resuelto:

$$\rho_b - \phi_{DN} \cdot \rho_f = 2.87 \cdot V_1 + 2.71 \cdot V_2 + \rho_{ma3} \cdot V_3 \dots\dots\dots (1)$$

$$\phi_n - \phi_{DN} \cdot \phi_f = 0.02 \cdot V_1 + 0.0001 \cdot V_2 + 0.35 \cdot V_3 \dots\dots\dots (2)$$

$$1 - \phi_{DN} = V_1 + V_2 + V_3 \dots\dots\dots (3)$$

De esta manera, se tiene una aproximación de la porosidad y de la mineralogía con base únicamente en los registros ϕ_n y ρ_b , pudiendo estimarse un valor puntual de Δt_s , para cada lectura de estos registros mediante la ecuación

$$\Delta t_s = \phi_{DN} \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3} \dots\dots\dots (4)$$

donde

$\Delta t_s = \Delta t$ sintética

$\Delta t_f =$ respuesta sónica del fluido de perforación (185 para lodos salados y 189, dulces).

$\Delta t_{ma1} =$ Respuesta sónica de la dolomita (para este sistema)= 43.5

$\Delta t_{ma2} =$ Respuesta sónica de la calcita= 47.6

$\Delta t_{ma3} =$ Respuesta sónica de la lutita (estimada con un programa de computadora.

Aplicando los algoritmos de estos tres modelos, se procesó la información de dos pozos (1 y 283) que cuentan con una curva de Δt real; con objeto de analizar la efectividad de cada uno de ellos al definir su error cuadrático medio (E^2_{med}) mediante la relación

$$E^2_{med} = [\sum(\Delta t - \Delta t_s)^2] / N$$

donde

Δt es el dato conocido

Δt_s es el dato sintético o estimado

N es el número total de datos considerados

Tabla 3.4. Resultados de la aplicación de los algoritmos para estimar a Δt_s en dos pozos con datos de Δt real.

MODELO	POZO	E^2_{MEDIO}	EFFECTIVIDAD [%]
I $\Rightarrow \Delta t_s[\phi = \phi_D]$	1	56.016173	92.5
II $\Rightarrow \Delta t_s[Vcl]$	1	58.702144	92.3
III $\Rightarrow \Delta t_s[\phi = \phi_{DN}]$	1	70.575714	91.6
I $\Rightarrow \Delta t_s[\phi = \phi_D]$	283	30.457705	94.5
II $\Rightarrow \Delta t_s[Vcl]$	283	59.71300	90.0
III $\Rightarrow \Delta t_s[\phi = \phi_{DN}]$	283	99.09597	92.3

Las correspondencias gráficas entre ambas curvas (Δt real y Δt_s) se muestran en las Figs. 3.38 a 3.43, y con base en este análisis se establecieron los siguientes resultados mostrados por la Tabla 3.4.

Tomando como punto de partida estos resultados, para trabajar los pozos carentes de Δt se escogieron los modelos 1 y 2 por mostrar los E^2_{MEDIO} mas bajos y los mas altos grados de efectividad.

Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.

Como ha sido planteado antes, existen varios criterios en la evaluación cuantitativa de registros que permiten identificar los intervalos fracturados, de ellos se han escogido cuatro para tal objetivo y su respuesta se resume en las tablas 3.5 a 3.7 (anexo 1). Estos criterios son:

$\Phi_{Dn} - \Phi_{Dt} > 0$ señala la presencia de porosidad secundaria

$ll_d - ll_s > 0$ señalando la presencia de hidrocarburos o bien fracturamiento vertical.

$m < 2$ que implica la presencia de fracturas

$0 < (\Phi_{fr})_c < 0.25$ que implica la presencia de fracturas

La manera en que se integraron estas tablas fue registrar lo que cada uno de los criterios citados antes, definen para cada intervalo estratigráfico específico a partir de las gráficas contra profundidad.

En los casos donde se tiene la información directa de la existencia de fracturas o disolución en núcleo, tiene un mayor peso por servir como calibración de estos resultados; como ejemplos pueden citarse dos casos: el del pozo 73, donde tres criterios ($\Phi_{Dn} - \Phi_{Dt} > 0$, $ll_d - ll_s > 0$, y " $m < 2$ ") se conjuntan para definir un intervalo fracturado, o bien el pozo 35

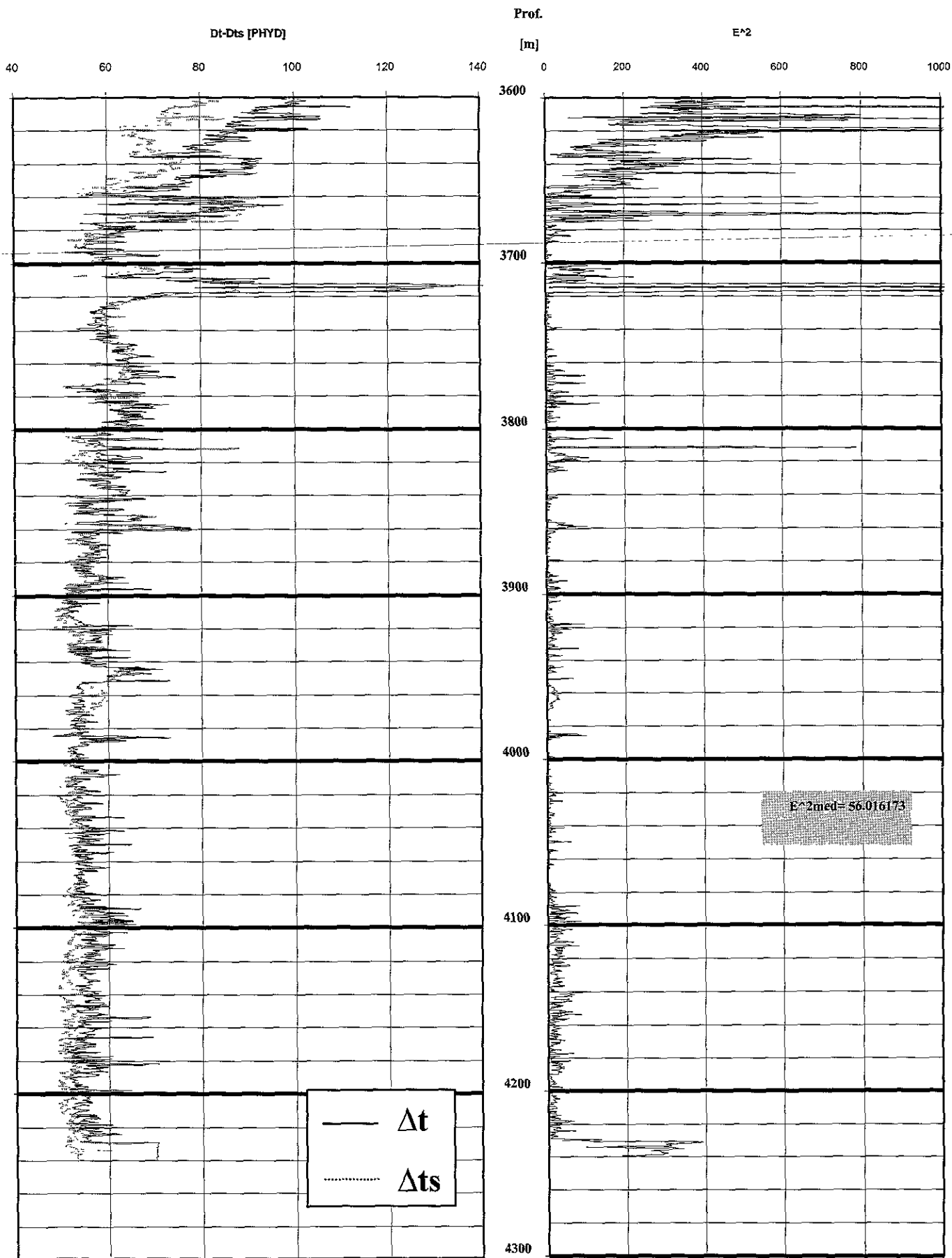


Figura 3.38. Comparación entre el registro sónico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para el pozo 1, estimando que la Φ_{total} está dada por Φ_D . También se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).

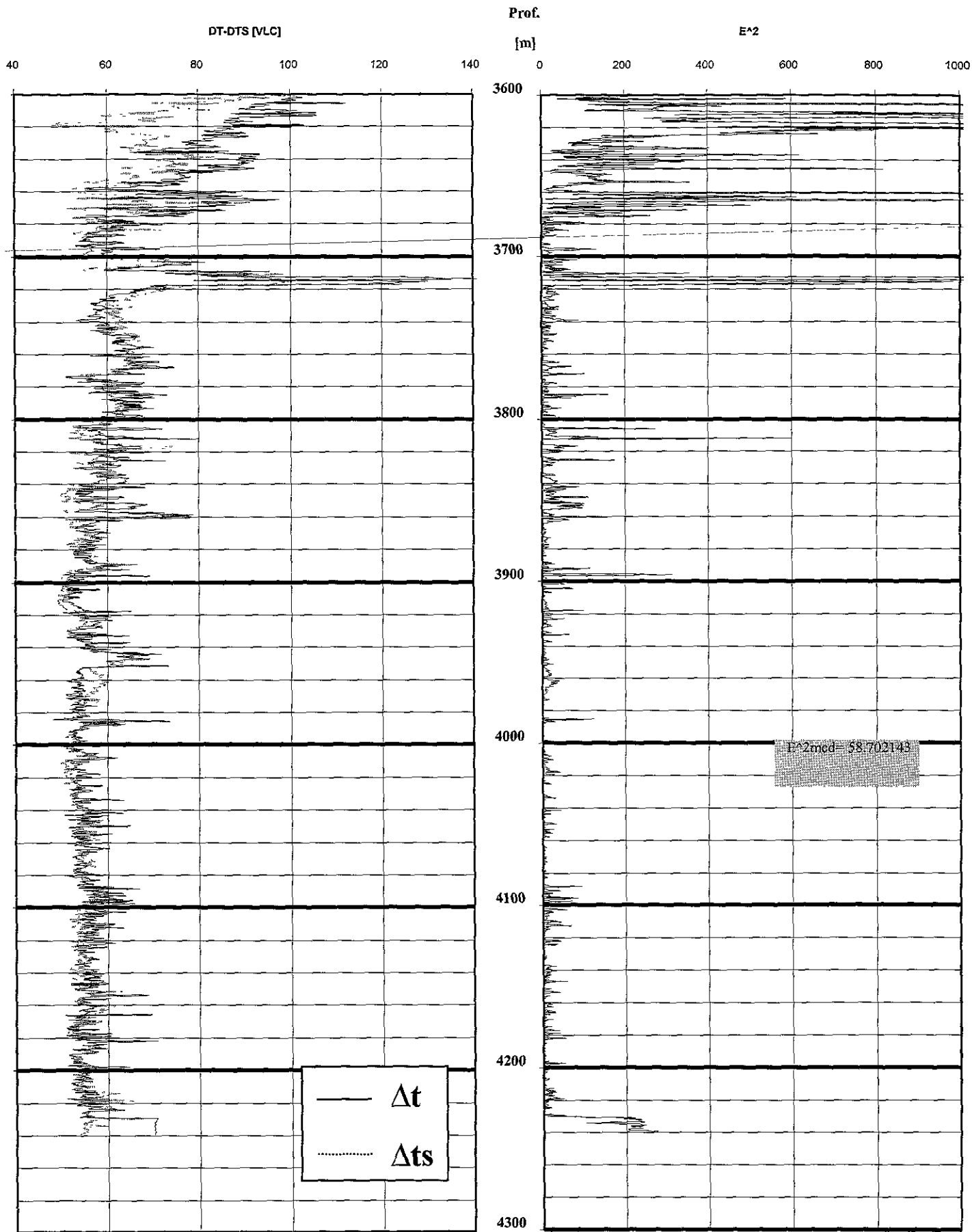


Figura 3.39. Comparación entre el registro sónico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para el pozo 1, estimando que V_3 está dado a partir de RG. También se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).

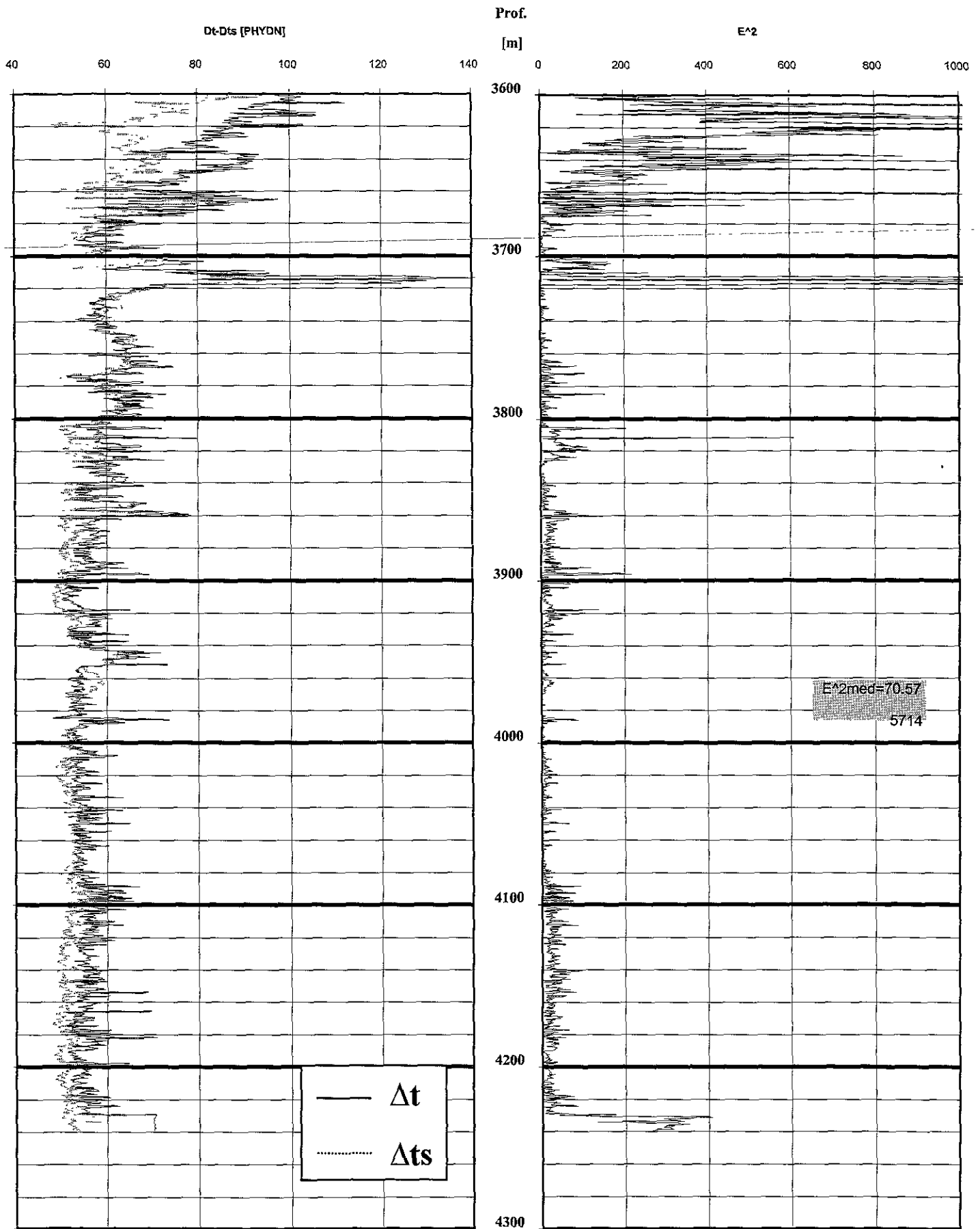


Figura 3.40. Comparación entre el registro sónico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para el pozo 1, estimando que la Φ_{total} está dada por Φ_{DN} . También se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).

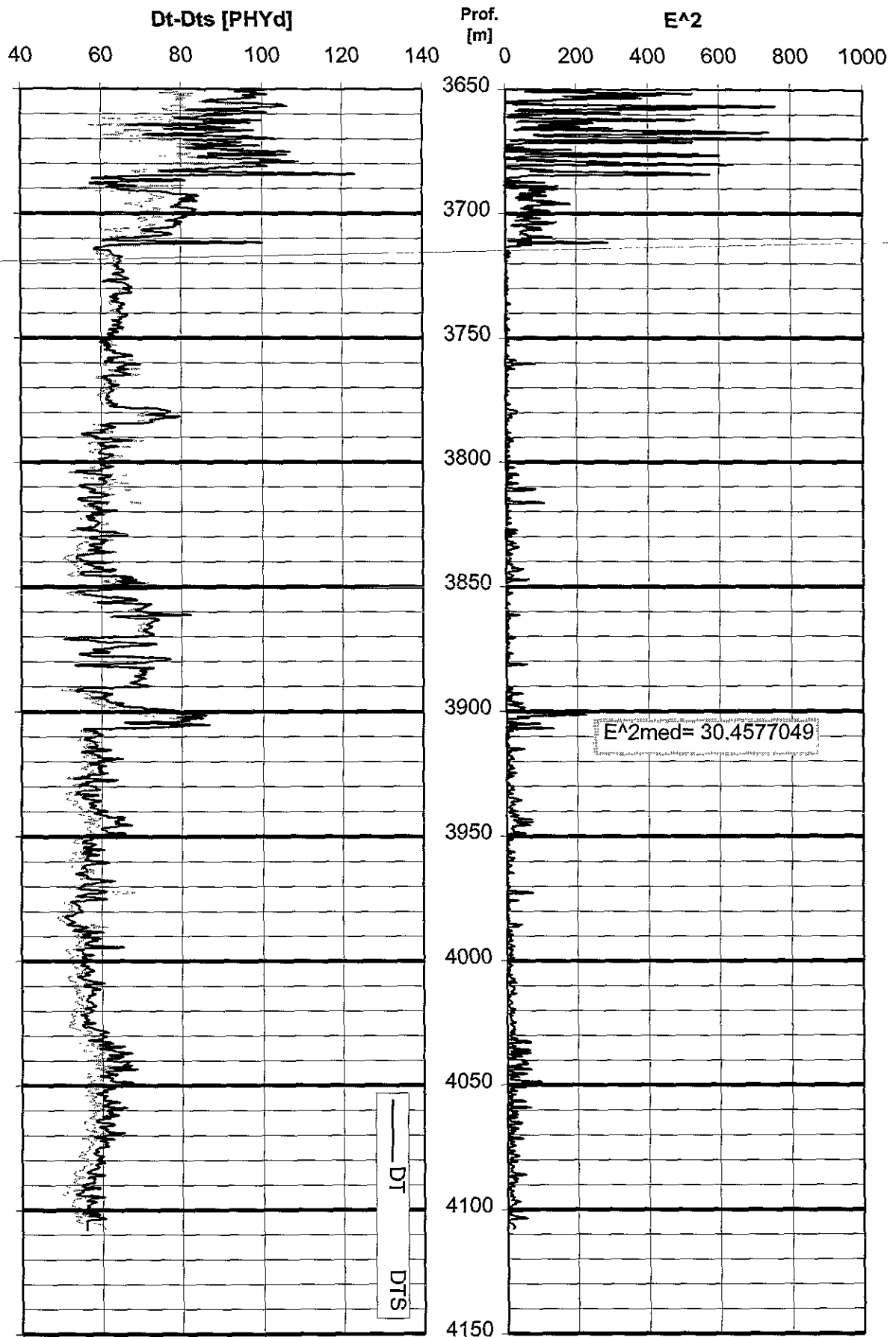


Figura 3.41. Comparación entre el registro sónico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para el pozo 283, estimando que la Φ_{total} está dada por Φ_D . También se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).

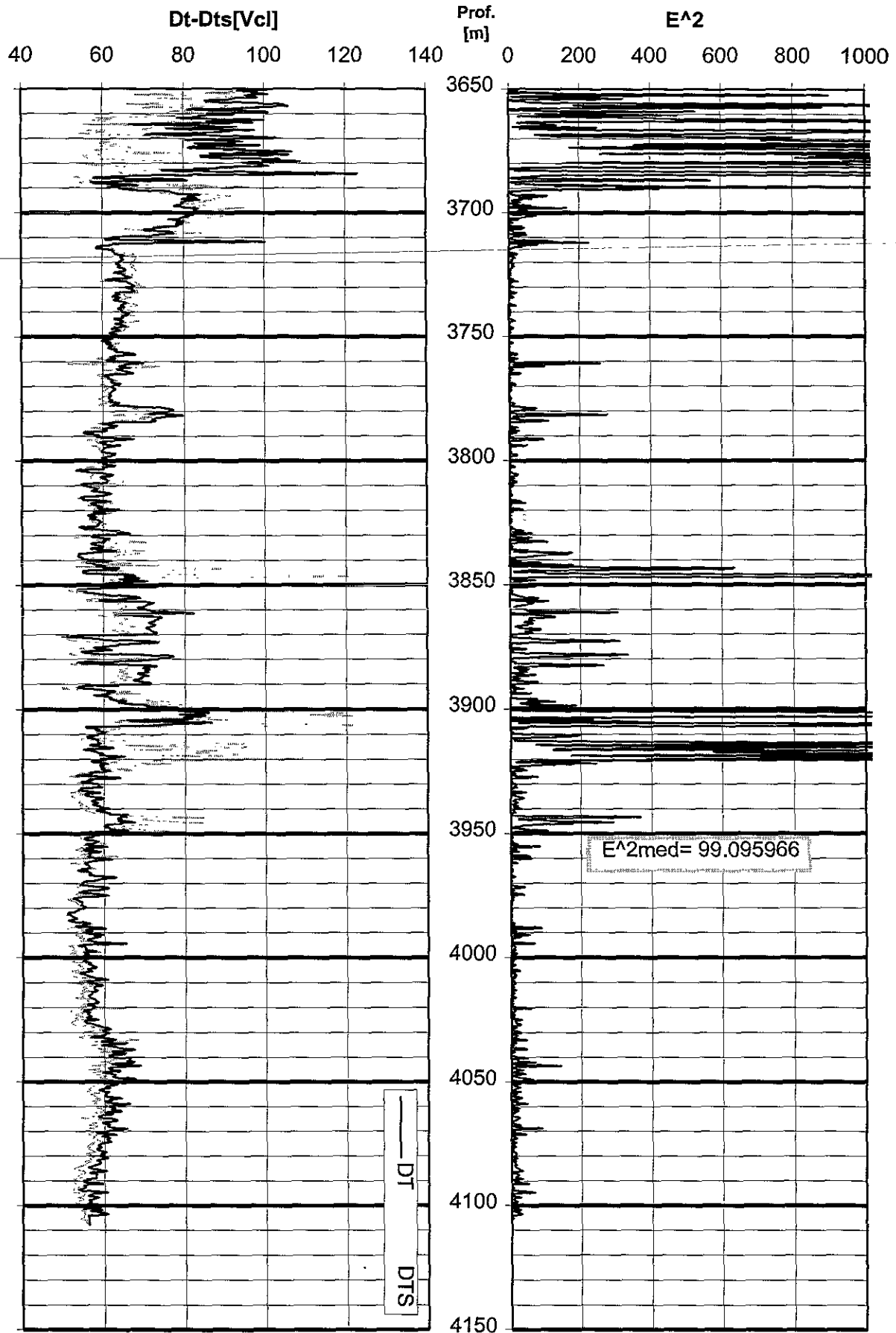


Figura 3.42. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para el pozo 283, estimando que V_3 está dado a partir de RG. También se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).

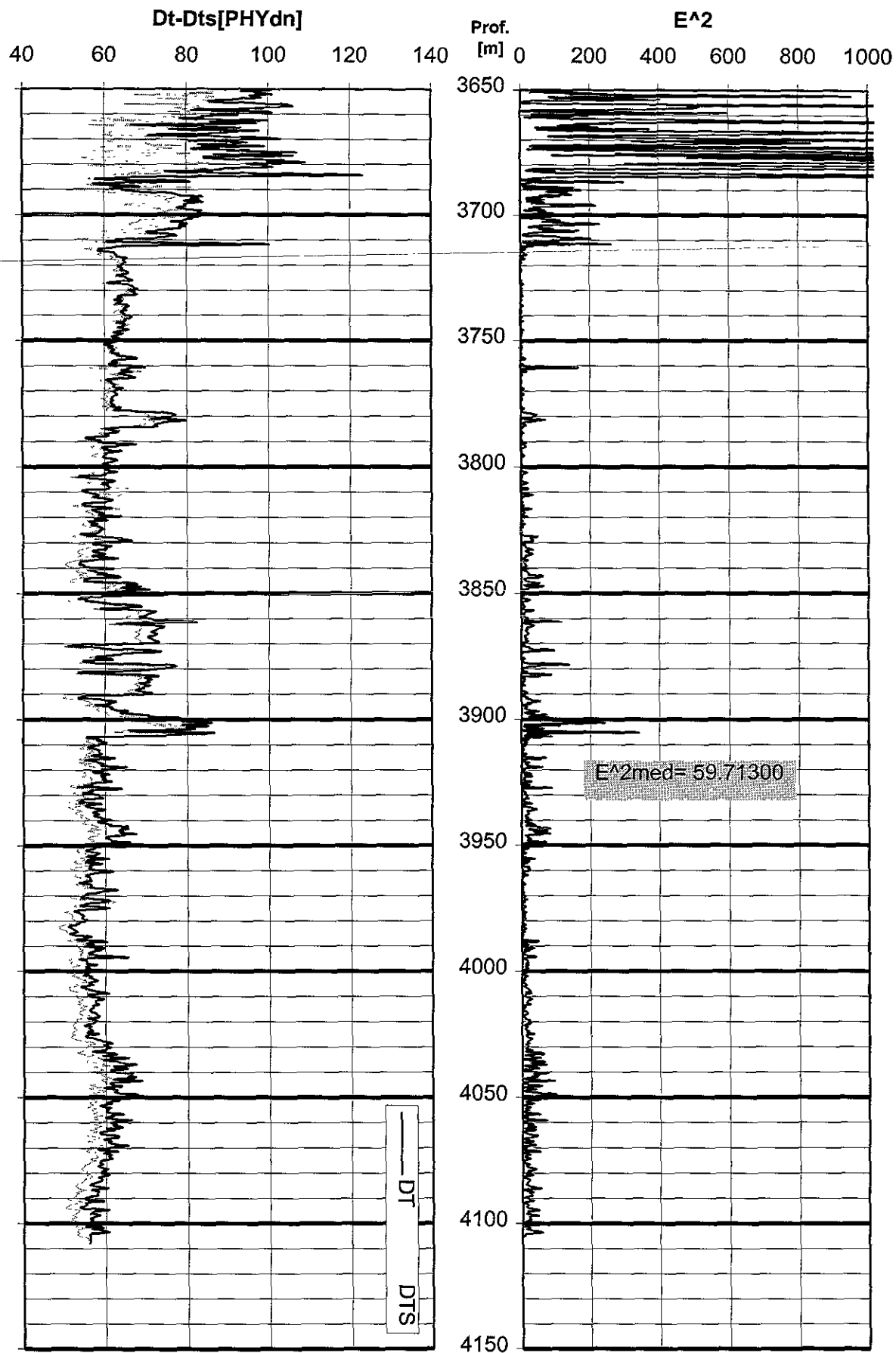


Figura 3.43. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para el pozo 283, estimando que la Φ_{total} está dada por Φ_{DN} . También se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).

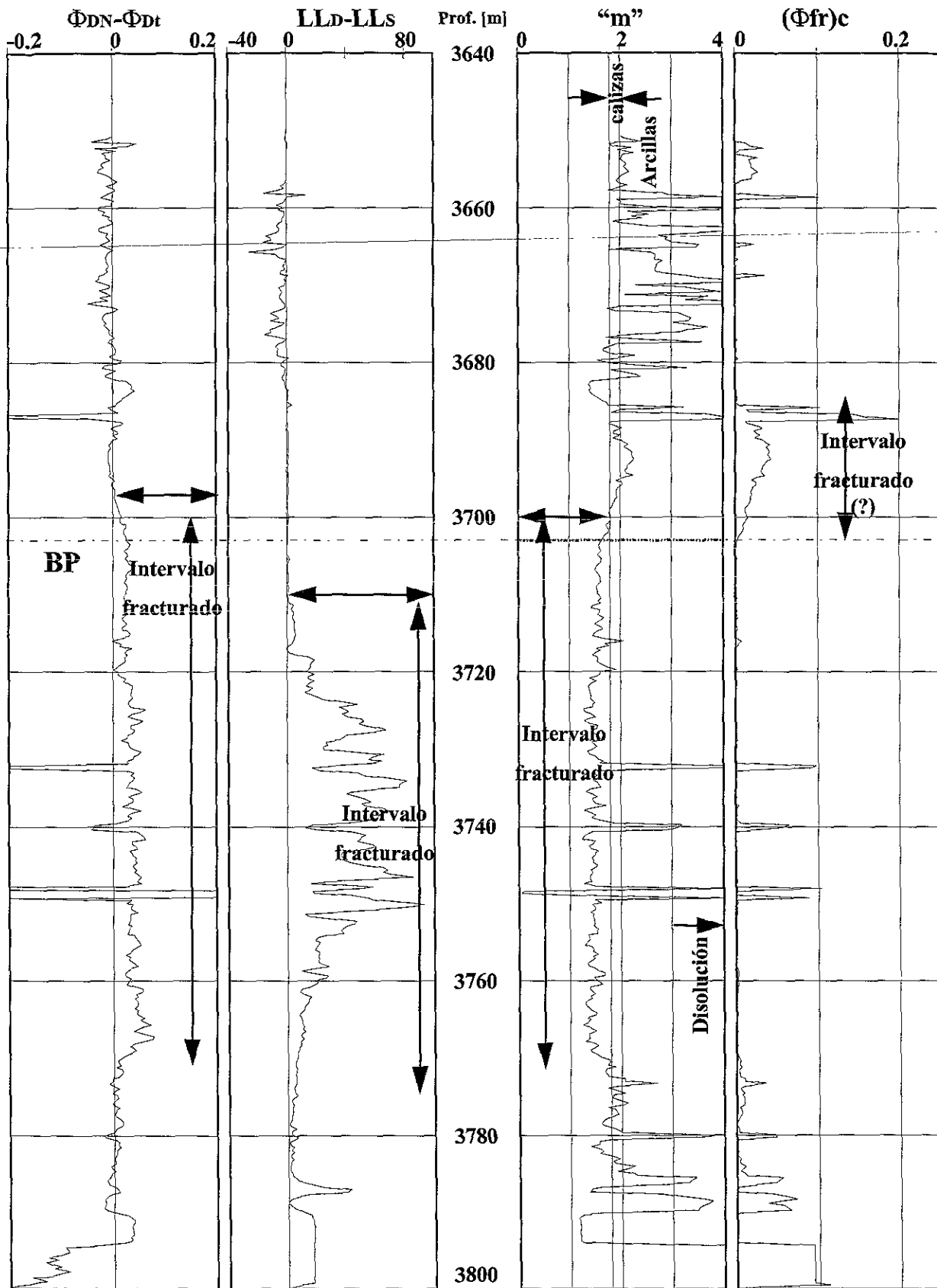


Figura 3.44. Indicadores de intervalos fracturados en profundidad para el pozo 73; BP= Brecha Paleoceno Cretácico Superior. Las flechas horizontales señalan los rangos de valores indicativos, con las reservas del caso, de intervalos fracturados, mientras que las verticales los definen en profundidad.

donde a la profundidad del núcleo 2 (4000 a 4003m) se observaron fracturas y queda definido como un intervalo fracturado dentro de Km, como puede verse en las figuras 3.35 y 3.44.

Para estimar la confiabilidad de cada uno de los cuatro criterios considerados para definir intervalos fracturados, se realizó un conteo de la efectividad de cada uno de los 18 casos, donde pudo observarse la presencia o ausencia de fracturas dentro de núcleos tomados en distintos intervalos estratigráficos. Así se elaboró la siguiente relación tabulada, de la cual resulta que los criterios mas confiables son la diferencia entre (lld-lls) con un 61% de confiabilidad y $0 < (\Phi_{fr})c < 0.25$ con un 56%. Sin embargo, es mucho mejor la combinación o reafirmación de un intervalo fracturado por varios de estos parámetros.

CRITERIO	EFFECTIVO	NO EFFECTIVO	CONFIABILIDAD Estimada [%]
$\phi_{dn} - \phi_{dt}$	6/18	12/18	33
lld-lls	11/18	7/18	61
"m"	3/18	15/18	17
$(\phi_{fr})c$	10/18	8/18	56

Promedios de los Parámetros Petrofísicos.

Una vez que se estimaron los parámetros petrofísicos y mineralógicos tanto por pozo como por intervalo estratigráfico, se calcularon los promedios aritméticos (Tabla 3.8 a 3.14; anexo 1) y promedios limitados (Tabla 3.15 a 3.22; anexo 1) para cada uno de ellos.

Los *promedios limitados* se entienden como los promedios únicamente de los intervalos cuya

porosidad total sea mayor del 2% y/o bien cuya porosidad secundaria sea mayor del 1%. Los intervalos con valores inferiores a dichos límites quedarán eliminados automáticamente; para realizar dicha estimación, se implementó un programa de cómputo que sigue el algoritmo resumido por la figura 3.45.

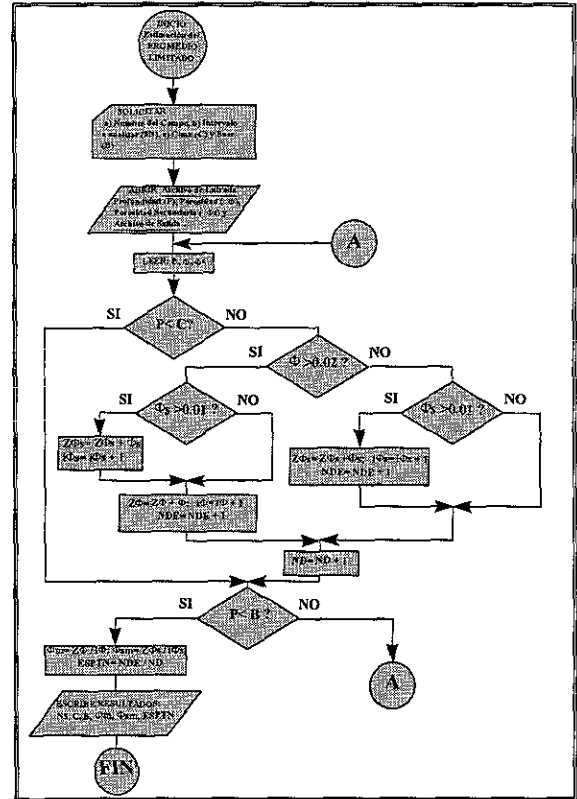


Figura 3.45. Algoritmo usado para estimar el Promedio Limitado (PL).

El objetivo de este programa es determinar el promedio limitado para un intervalo de profundidades, de la porosidad total y de la secundaria, además de la estimación del parámetro espesor neto poroso (ESPTN), que refleja el porcentaje de datos que pueden aportar hidrocarburos dentro de una unidad litológica.

Correlación de Parámetros Petrofísicos

La configuración de los parámetros mineralógicos y petrofísicos del área de aplicación, obtenidos en la etapa anterior, se realizó mediante el software *SURFER*, con el objeto de establecer la correlación entre ellos y las zonas con fracturamiento.

El programa *SURFER* emplea herramientas geoestadísticas, como *Kriging* entre otras, para generar la configuración bidimensional de un parámetro a la vez, combinado con sus coordenadas x,y.

Como se sabe, el método geoestadístico *Kriging* normal se emplea para el análisis bi-dimensional de algún parámetro, dentro de alguna zona de interés donde se tiene perforados, con fines evaluatorios, m-barrenos o pozos. El caso más óptimo es cuando los pozos o barrenos, se encuentran uniformemente distribuidos sobre el área de análisis, la cual está dividida en celdas de área constante. El centro de la celda, lo es también de un círculo con cierto radio denominado como *radio de búsqueda (RB)* o *de influencia*, en cuyo interior se tiene un determinado número de datos puntuales de cierta variable.

A. Análisis de factibilidad del Radio de Búsqueda (RB).

El radio de búsqueda es un parámetro empleado por el programa *SURFER* con el método de *Kriging*-Octante, que considera la distancia entre los pozos de una región dada, y que es involucrado en el cálculo de la

configuración de isovalores de un cierto tipo.

Para definir el valor óptimo del **RB** dentro del área de aplicación, se realizó un análisis de factibilidad que consistió en hacer ocho configuraciones de la cima del cuerpo **BP** a distintos valores de **RB** comprendidos entre 2500 y 6000 m a intervalos de 500 m. Sobre estas configuraciones se escogieron 6 pozos distribuidos al azar en toda el área, y en cada uno de ellos se definió el valor estimado por configuración del **RB**.

De antemano se contaba con los valores reales de las cimas del cuerpo **BP** en los pozos seleccionados, y al realizar la diferencia entre este y el valor estimado en la configuración para cada uno de los pozos, se obtiene un error que puede ser positivo o negativo, que al elevarlo al cuadrado se hace absoluto y se resalta su magnitud. De esta manera se estimó un Error Cuadrático medio (**Et**) mediante la ecuación siguiente:

$$Et = \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Valor Real} - \text{Valor Esperado})^2}{\text{número total de datos}}$$

Al graficar **Et** vs **RB** puede verse, al menos para los datos de cimas de **BP**, que el **RB** con error cuadrático mínimo se localiza aproximadamente a los 3000 m (Fig.3.46).

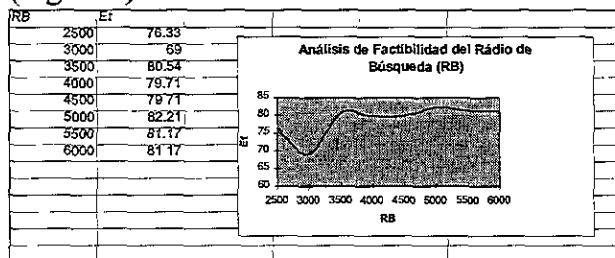


Figura 3.46. Gráfica RB vs Et correspondiente a la cima del cuerpo BP para RB a cada 500 m.

Realizando configuraciones de la cima de **BP** a mayor detalle entre los

2500 y 3500 y con **RB** a cada 250 m, se calcularon sus **Et** respectivos y pudo definirse que el **RB** con menor **Et** se localiza en 3250 m (Fig. 3.47).

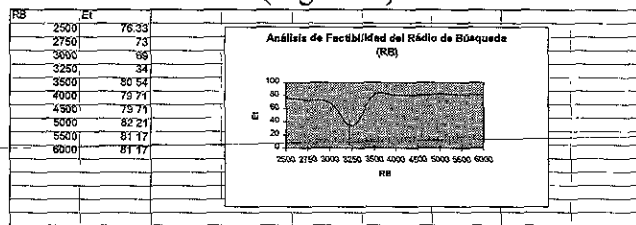


Figura 3.47. Gráfica **RB** vs **Et** correspondiente a la cima del cuerpo **BP** para **RB** a cada 250m entre los 2500 y 3500m.

Para probar la validez de este **RB** =3250 como el óptimo en la configuración de nuestros parámetros [Φ , D_{ol} , Cal , Lut , ρ_{maa} , Φ_{DN} , Φ_{Dt} , $Df_1 = \Phi_{DN} - \Phi_{Dt}$, $Df_2 = LLD - LLS$, Exponente de Cementación "m" y $(\Phi_{fr})_c$] en el área de aplicación, se realizó este mismo análisis para valores de porosidad (ϕ) dentro del cuerpo **BP**, observando que el **RB** óptimo se localiza a los 3125 (Fig. 3.48a).

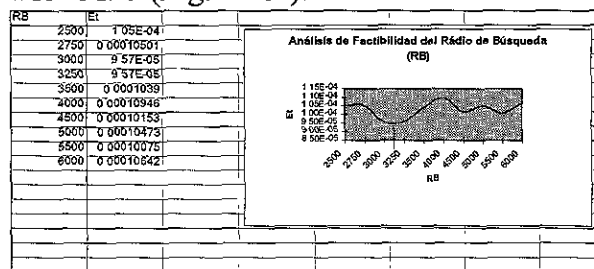


Figura 3.48a. Gráfica **RB** vs **Et** correspondiente a la porosidad total contenida por el cuerpo **BP**.

Con el valor de **BP**=3250 m se pretende reducir al mínimo el error de configuración y obtener los mapas mas aproximados de los distintos parámetros citados antes, que ayuden a definir las zonas con mayor porosidad secundaria y así, con altas probabilidades de presentar fracturamiento.

B. Generación de la Malla para el Análisis Geoestadístico.

El programa **SURFER** fue alimentado con los datos promedio (tabla 3.23, anexo 1) para cada uno de los intervalos analizados (**BP**, **KS**, **KS1**, **KS2**, **KS3**, **KM**, **KI**)

Como primera parte del proceso de generación de una configuración de parámetros mineralógicos o petrofísicos dentro de **SURFER**, se genera una malla de 25x25 nodos dentro del área de interés, que permita el análisis geoestadístico de los datos.

La serie de mallas se "blanquean" para eliminar la configuración en zonas del área de aplicación donde no hay información, las cuales después de este proceso quedan en blanco. Posteriormente, se transforma la malla de 25x25 puntos a una malla más densa de 121x121 con objeto de tener mas nodos para la configuración geoestadística de los parámetros a analizar.

Estimación del Radio de Cambio.

Para este objetivo se diseñó un programa de computo que se alimenta del archivo con la malla 121x121 nodos, es decir, una matriz cuadrada del mismo rango, la cual contiene en cada punto valores del parámetro-Z escogido (**PHY**, **DOL**, etc.).

Este algoritmo conduce a la estimación del *Radio de Cambio* de los valores del parámetro-Z, es decir la diferencia entre los valores de Z del nodo actual con respecto al siguiente a la derecha dentro de la malla (resta de dos

matrices) y su registro dentro de un nuevo archivo de salida con las mismas características que el de entrada. El algoritmo empleado para esta evaluación es del tipo:

$$Z_{ij} = Z_{ij} - Z_{ij+1}$$

Este algoritmo es uno de tantos que pueden darse dentro de una malla como la que se ha manejado (121 x 121 nodos); por lo que dada su densidad, cualquiera de los arreglos siguientes, también considerados dentro de la figura 3.48b, puede conducir a los mismos resultados:

- a) $Z_{22} = Z_{22} - Z_{23}$
- b) $Z_{22} = Z_{22} - Z_{21}$
- c) $Z_{22} = Z_{22} - Z_{12}$
- d) $Z_{22} = Z_{22} - Z_{32}$

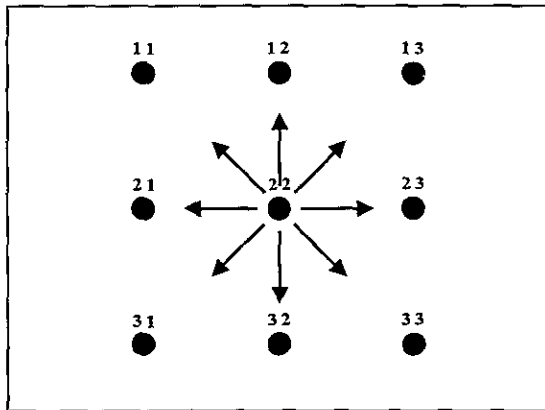


Figura 3.48b. Esta figura muestra la amplia gama de posibilidades de analizar las relaciones de un nodo respecto a sus vecinos dentro de una malla geoespacial.

Otra razón por la que se escogió el algoritmo ($Z_{ij} = Z_{ij} - Z_{ij+1}$) fue el tener dentro del área de aplicación de esta metodología, un marco estructural como el indicado en la figura 3.48c-A, y descrito en la parte inicial del presente capítulo. Sobre el enrejado que representa la malla geoespacial, es más evidente la

utilidad del algoritmo escogido porque da más posibilidades de encontrar los cambios asociados con dicho patrón geológico, que alguno en el sentido vertical, más propio para otro patrón estructural, como el señalado por las figuras 3.48c-B y C.

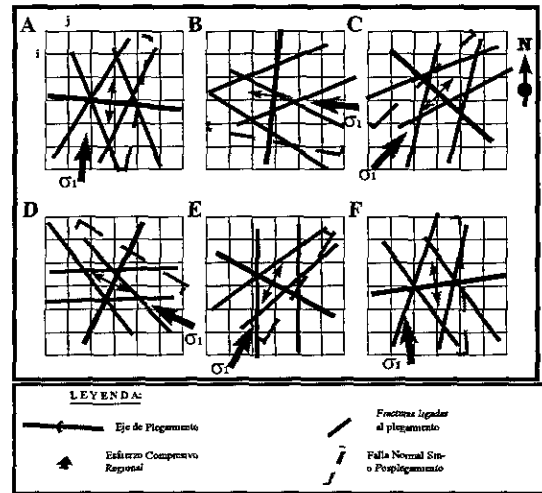
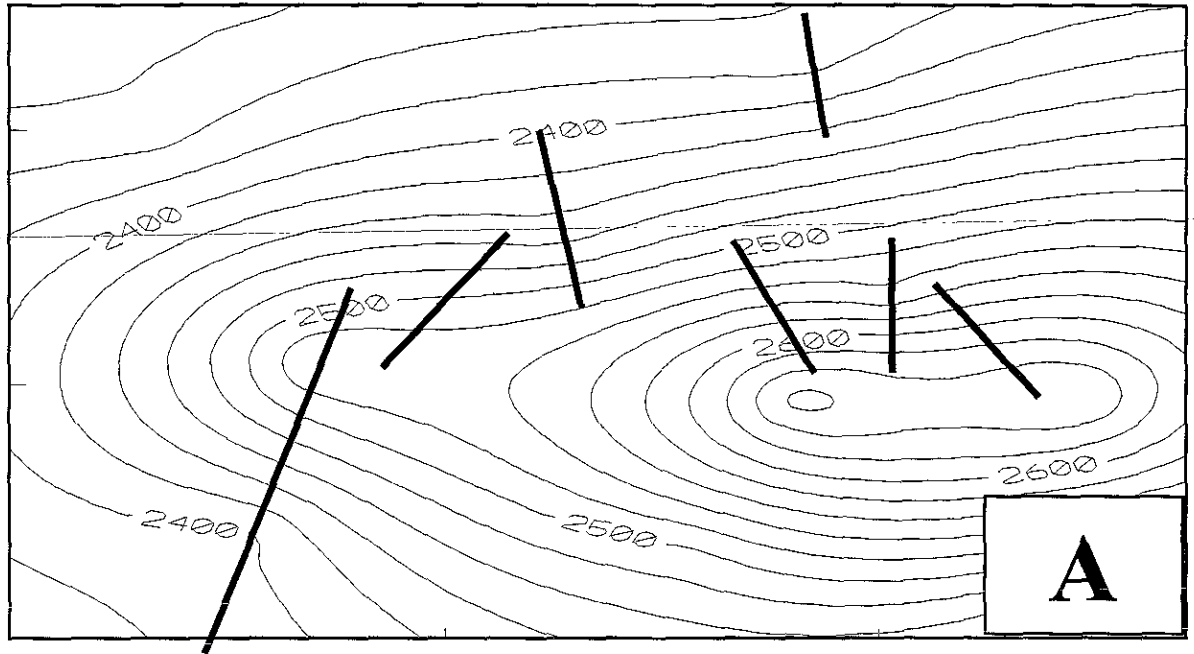


Figura 3-48c. Representación sobre una malla, de las orientaciones más frecuentes de patrones de plegamiento y su fracturamiento asociado.

Debe señalarse que objetivo fundamental al emplear el concepto de RC es localizar, dentro de la malla, las áreas en donde se presentan variaciones importantes en la estructura geológica y en los parámetros petrofísicos, los que podrían representar cambios de facies y/o la existencia de zonas de fracturas. Para esto se generaron las mallas de los archivos normales y de los radios de cambio, y se procedió a construir las configuraciones de los parámetros respectivos.

Como un medio para aclarar estas variaciones se realizó un ejercicio con elevaciones como los señala la figura 3.48d.

Topografía grd normal



Radio de Cambio

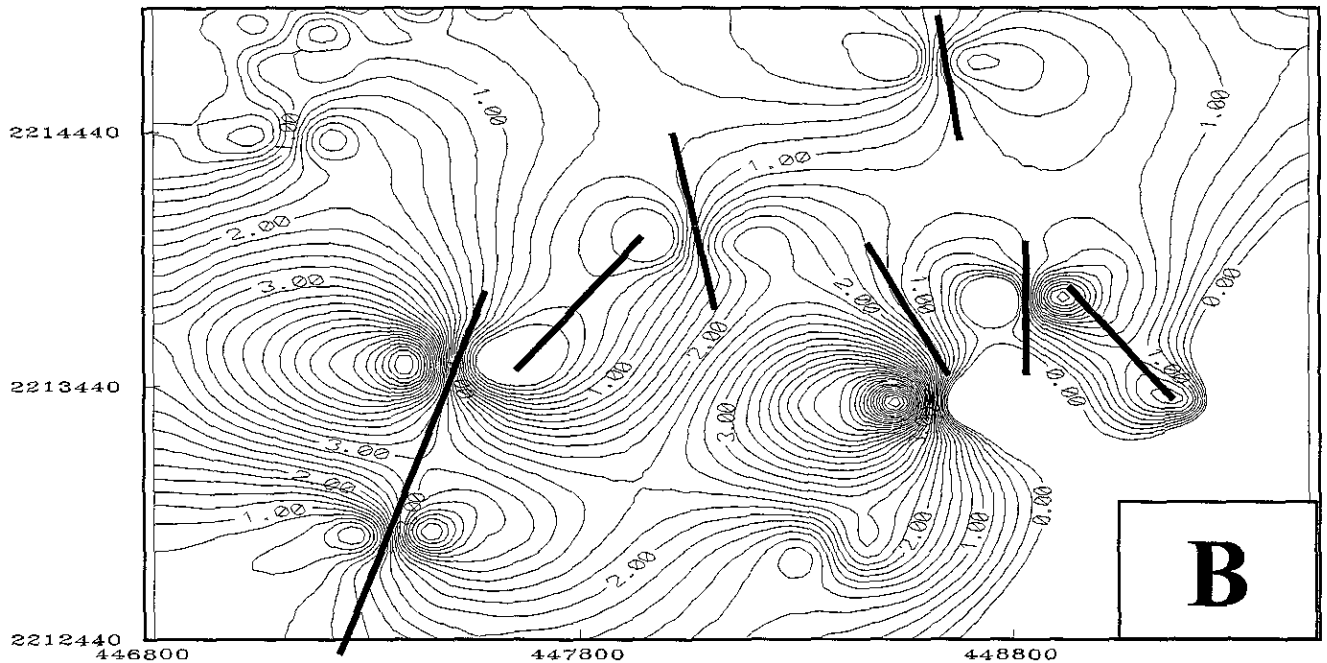


Figura 3.48d. A) Mapa topográfico de una pequeña colina localizada en las coordenadas de referencia, es decir es un caso real, dibujado por SURFER con n-puntos tomados de la carta de INEGI. B) Mapa del RADIO DE CAMBIO (RC) obtenido a partir de los n-puntos y sobre el cual se han marcado con líneas, las posibles zonas donde se concentra el cambio del parámetro analizado, en este caso, el de valores de elevación del terreno, las cuales fueron transportadas gráficamente a la figura superior para ver su expresión física, que coincide con los cambios de dirección durante el contorno de las líneas de iso-elevaciones.

Coloreado de los Mapas de Configuración de Isovalores.

La finalidad de crear mapas de isovalores coloreados por intervalos, es resaltar las zonas con cambios importantes del parámetro analizado, que puedan ser ligadas con las configuraciones de otros parámetros para rectificar o ratificar bidimensionalmente, la ubicación de zonas lineales que podrán o no estar asociadas con regiones fracturadas.

A continuación se presentan algunos límites propuestos para colorear las configuraciones respectivas del cuerpo **KI**, mostrándose además el mapa respectivo como un ejemplo.

- En el mapa de porosidad (ϕ) se plantearon 6 categorías, en fracciones de la unidad (Fig. 3.49A):

0.002 a 0.006 = 0.2 a 0.5%	0.006 a 0.01 = 0.6 a 1%
0.01 a 0.014 = 1 a 1.4%	0.014 a 0.018 = 1.4 a 1.8%
0.018 a 0.02 = 1.8 a 2%	0.02 a 0.022 = 2 a 2.2%

- Para la configuración de los minerales se escogieron los siguientes límites con base en la clasificación litológica manejada para Rocas Carbonatadas (Fig. 3.49B a 3.50A):

DOLOMITA [%]	CALIZA [%]	LUTITA [%]
100 a 75 = DOLOMITA	0 a 25	100 a 75 = ROCA LODOSA
75 a 50 = DOLOMITA	25 a 50	75 a 50 = Roca Lodosa Calcárea
50 a 25 = CALIZA DOLOMITIZADA	50 a 75	50 a 25 = Caliza lodosa
25 a 0 = CALIZA dolomitizada	75 a 100	0 a 25 = CALIZA

- La Densidad de Matriz Aparente (**ROMAA**) consideró 5 categorías (Fig. 3.50B):

%	MINERAL	ROMAA	Límites Medios
			2.5
	Silice	2.65	
50			2.68
	Calcita	2.71	
50			2.79
	Dolomita	2.87	
			2.93
	Anhidrita	2.98	
			3.00

- Dado que ϕ_{DN} y ϕ_{DT} reflejan la porosidad total y la porosidad primaria respectivamente, el criterio de separación de categorías para estos parámetros es el mismo que el empleado para la porosidad ϕ (Fig. 3.50C y 3.51A).
- En cuanto a la diferencia $DF_1 = \phi_{DN} - \phi_{DT} = \phi_s$ no se tomaron categorías por mostrar valores negativos (Fig. 3.51B):
- En cuanto a $DF_2 = LL_D - LL_s$ lo más importante es separar los valores positivos y negativos, sin embargo, pueden establecerse categorías intermedias en cada caso. Por ejemplo, para el **KI** se consideraron 6 categorías (Fig. 3.51C):

0 a 1	20 a 30
1 a 10	30 a 40
10 a 20	40 a 70

- En cuanto al Exponente de Cementación "**m**" se definieron 6 categorías (Fig. 3.52A):

0 a 1.8	⇒ Sistema de fracturas
1.8 a 2	⇒ Calizas
2 a 2.5	⇒ Arcillas
2.5 a 3	⇒ Arcillas
3 a 4	⇒ Disolución
4 a 5	⇒ Disolución

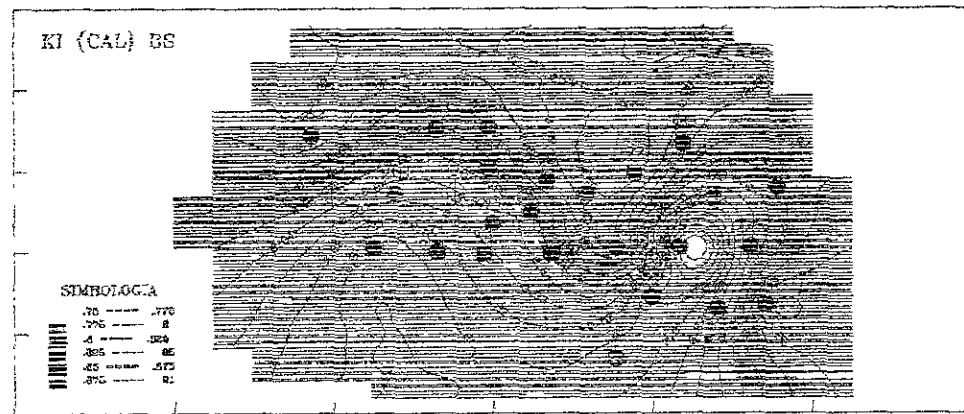
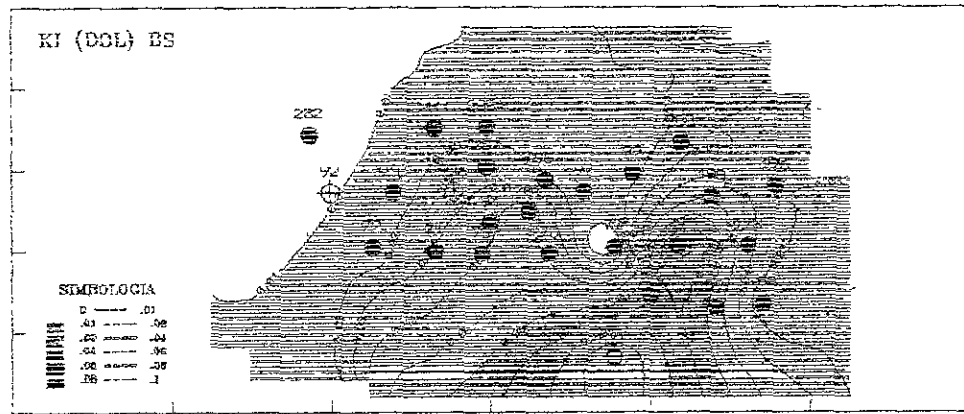
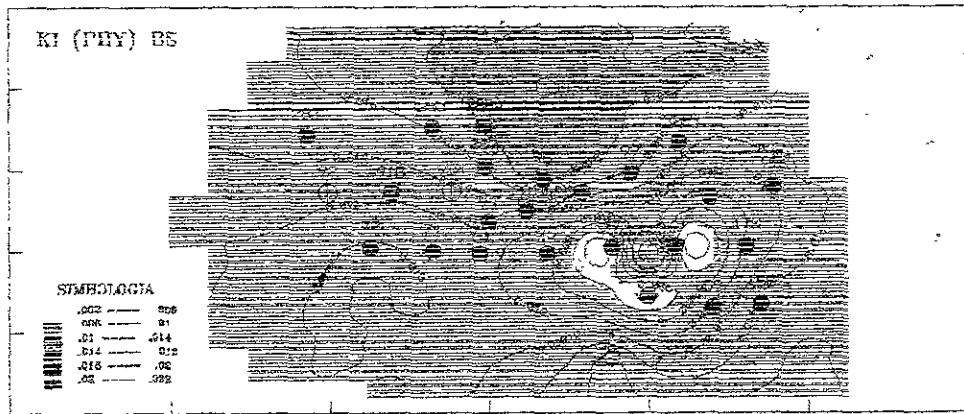


Figura 3-49. Configuración de los promedios de: A) Φ_{total} , y factores volumétricos de: B) Dolomita y C) Calcita, para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.

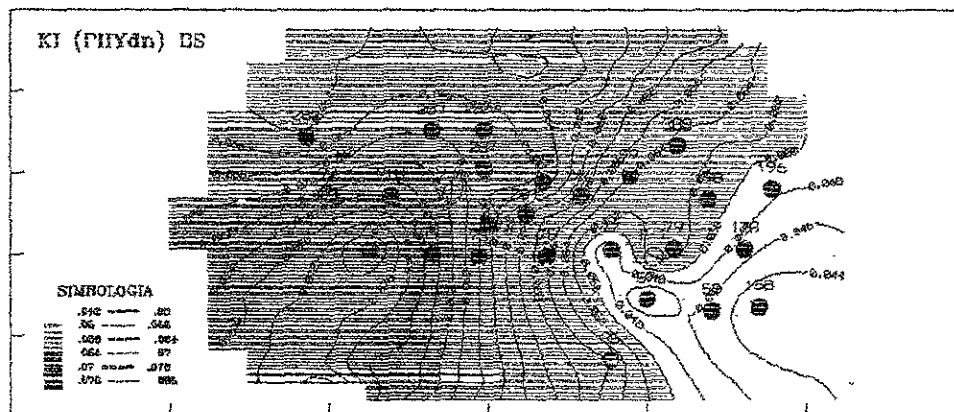
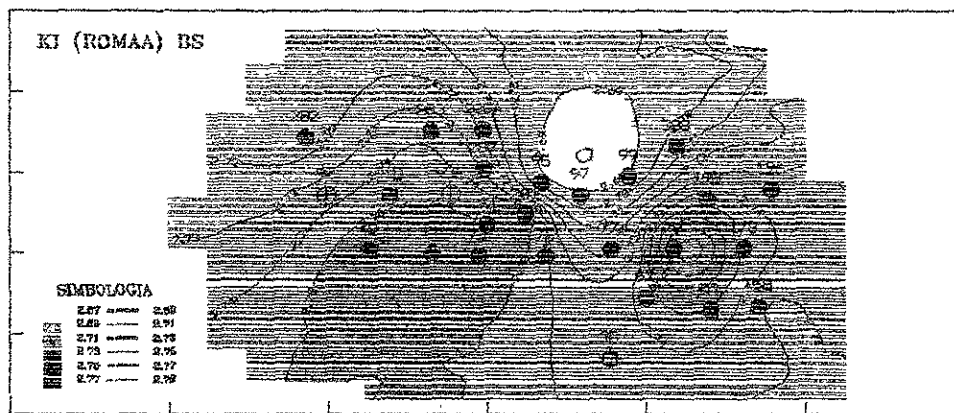
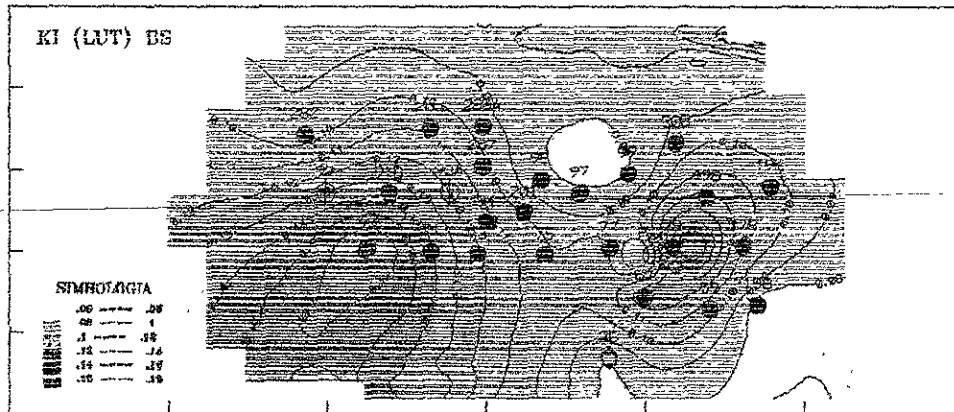


Figura 3-50. Configuración de los promedios de factores volumétricos de A) Arcillas y B) Densidad de matriz aparente (ρ_{maa}), y C) Densidad neutrón (Φ_{DN}), para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.

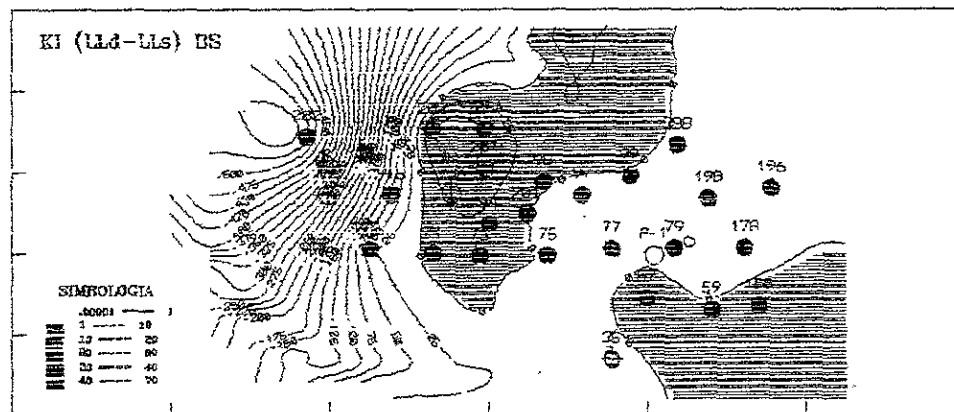
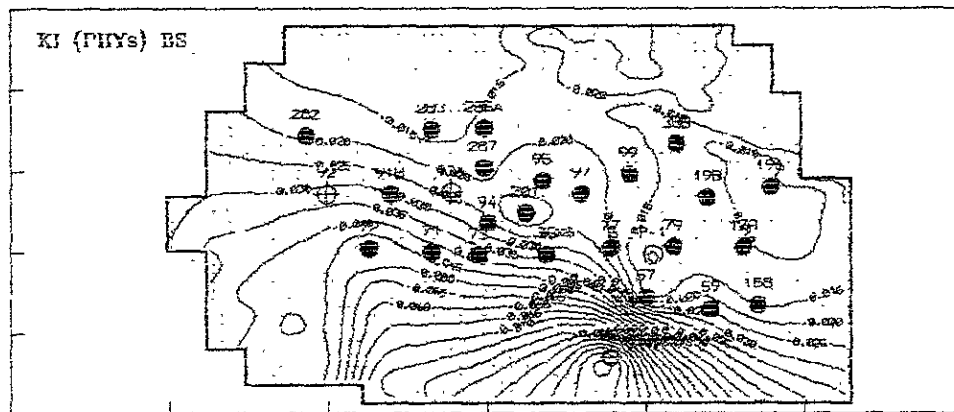
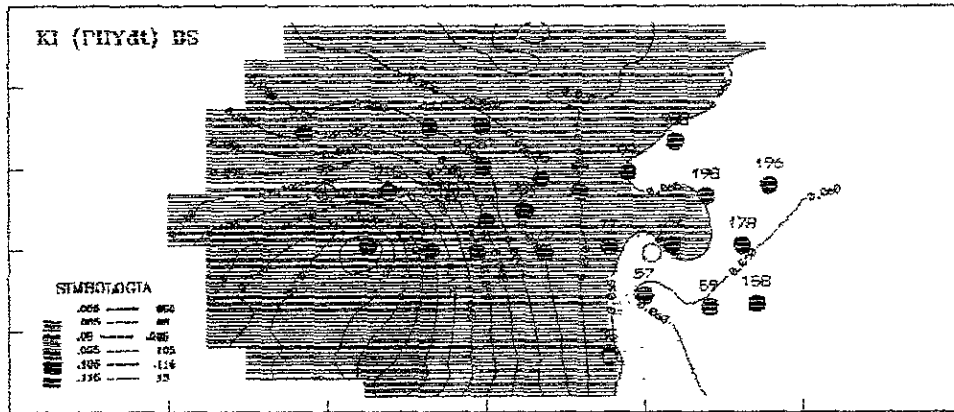


Figura 3-51. Configuración de los promedios de A) Porosidad sónica ($\Phi_{\Delta t}$), y B) Porosidad secundaria (Φ_s) y C) la diferencia entre las mediciones de resistividad larga y corta (LLd-LLs), para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.

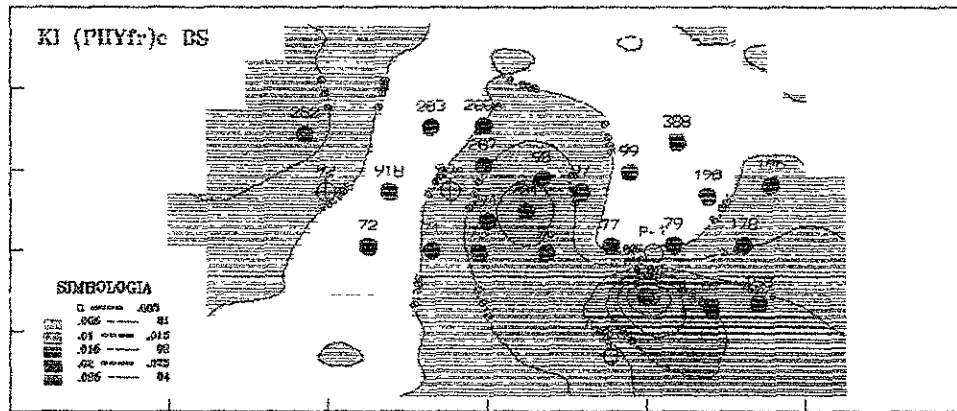
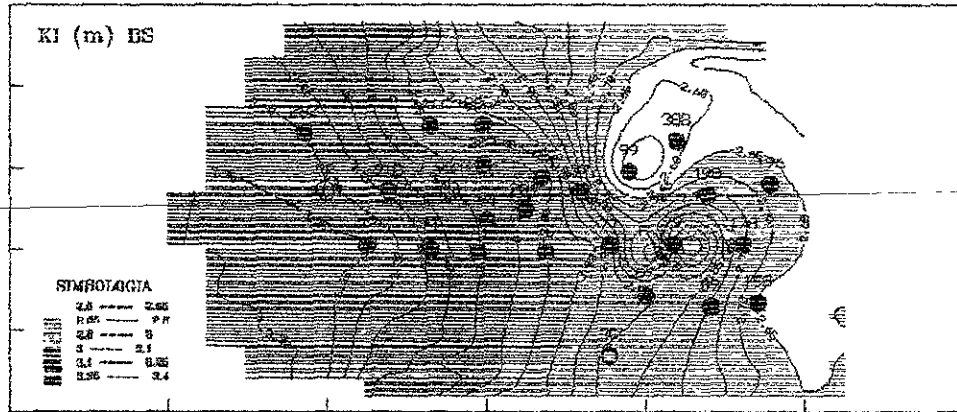


Figura 3-52. Configuración de los promedios del A) Exponente de Cementación (m^n), y B) Índice de Porosidad de fractura calculado (Φ_{fr}), para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.

- Para la Porosidad de Fractura (Φ_{fr})_c se plantearon categorías variables de un intervalo a otro, por ejemplo para KI se definieron 6 (Fig. 3.52B):

0.0007 a 0.0157
 0.0157 a 0.0307
 0.0307 a 0.0457
 0.0457 a 0.0607
 0.0607 a 0.0757
 0.0757 a 0.0907

C. Expresión de las zonas de fractura dentro del área de aplicación mediante el análisis de los mapas de configuración.

El punto de partida para buscar la expresión de las zonas de fracturas dentro del área de aplicación es considerar que los cambios bruscos (RC) de la cima de un intervalo, puede tener relación tanto con la geometría propia del plegamiento, en lo que se reconoce como "dip domine" (Suppe, 1983), como con la presencia de algún tipo de falla con componente vertical (H) importante de su movimiento (Fig. 3.53).

En el primer caso, la finalidad sería encontrar los RC paralelos con el tren del plegamiento, mientras que en el segundo caso, se presentarían tanto transversales como oblicuos a él.

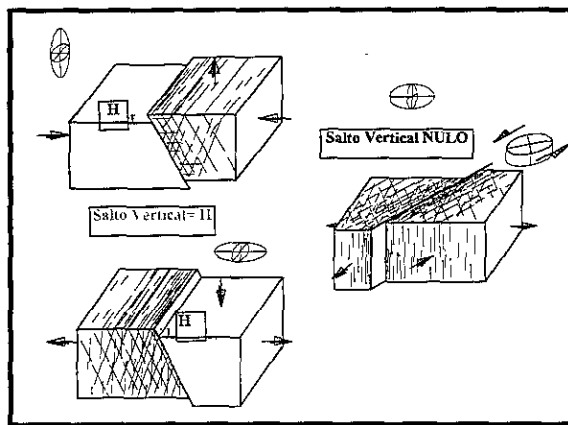


Figura 3.53. Fallas con diferente salto vertical (H), dependiendo de su tipo.

Las fallas normales e inversas son las que cuentan con un desplazamiento vertical importante en los horizontes estratigráficos involucrados, produciendo RC importantes en las profundidades de las cimas. Sin embargo, las fallas laterales con una componente de movimiento vertical importante, también pueden

generar diferencias notorias en la posición vertical de las cimas de los cuerpos estratigráficos involucrados en su dinámica.

Otro caso serían las fracturas sin desplazamiento, las cuales estarían poco definidas por el comportamiento del RC de cimas, o bien las zonas de colapsos asociadas con cavernas de disolución, con tendencia lineal o circular, en cuyo caso la componente vertical de movimiento traería consigo cambios poco importantes en las cimas como para ser registrados en un análisis geoestadístico y plasmados en los mapas de RC.

El criterio del RC de las propiedades petrofísicas del medio está más asociado con fallamiento que a cambios de facies, debido a que estos últimos raramente son de carácter lineal (i.e. los bordes de los canales) y siempre hay una transición de litofacies, lo cual no los define como cambios bruscos de las propiedades petrofísicas.

Con estas bases, se realizó la configuración en mapas de los radios de cambio o variaciones bruscas, tanto de las profundidades de las cimas de los intervalos estratigráficos analizados (figuras 3.54 a 3.58) como de los parámetros ya calculados (mineralogías, ρ_{maa} , porosidad total, porosidad primaria, secundaria, etc.). En las figuras 3.59 a 3.69 se muestran como ejemplo, los once mapas de RC obtenidos para el caso de la Brecha del Paleoceno, y de igual manera se construyeron 11 mapas de RC para cada uno de los intervalos analizados (KS, KS1, KS2, KS3, KM, KI y JS) que sería poco práctico colocar todos dentro de esta tesis.

El objetivo central del concepto de **Radio de Cambio** es el de ayudar a ratificar o rectificar tanto las fallas interpretadas por sismología, en forma independiente de este trabajo, así como zonas de fracturas o fallas subsísmicas, es decir aquellas que dada su magnitud inferior a la resolución del método, no son detectadas por sísmica, apoyándose también en la información de la presencia, intensidad y geometría del fracturamiento observado en los núcleos cortados dentro de los pozos del área de aplicación (subcapítulo 3a).

La ubicación de los **RC** de la cima un intervalo con cierto comportamiento lineal, puede coincidir con la posición de zonas con cambios drásticos de las mineralogías, porosidad, porosidad secundaria, p_{maa} , etc., situación que permitirá proponer una zona de fractura, dado que estas pueden ser rasgos o límites donde cambien bruscamente estos parámetros.

Este proceso se inició marcando sobre papel transparente los lineamientos mostrados en los mapas del radio de cambio de profundidades de cimas de cada uno de los intervalos estratigráficos estudiados (figuras 3.60 y 3.61), para poder sobreponerlo a los otros mapas de configuración de **RC**, y así buscar las relaciones que ratifiquen o rectifiquen su existencia.

Al analizar el mapa que resume estos lineamientos del **RC** de la profundidad de la cima de los intervalos considerados (Fig. 3.61C), puede decirse que existen límites con geometría muy lineal y tendencia general N-S (perpendicular al tren del plegamiento) y algunos otros oblicuos, que en general, persisten desde los cuerpos superiores

hasta el mas bajo estudiado, sobreponiéndose en muchos casos, lo cual da idea de su magnitud en profundidad.

La correspondencia encontrada al sobreponer los lineamientos definidos por **RC** de cimas de los distintos intervalos estratigráficos analizados, sobre los mapas de configuración de **RC** de los distintos parámetros petrofísicos, se resumen en las tablas 3.24 a 3.31, donde pueden verse casos de lineamientos cuya existencia y persistencia desde un nivel estratigráfico a otro, es clara y los lineamientos que por su poca persistencia se encuentra en duda.

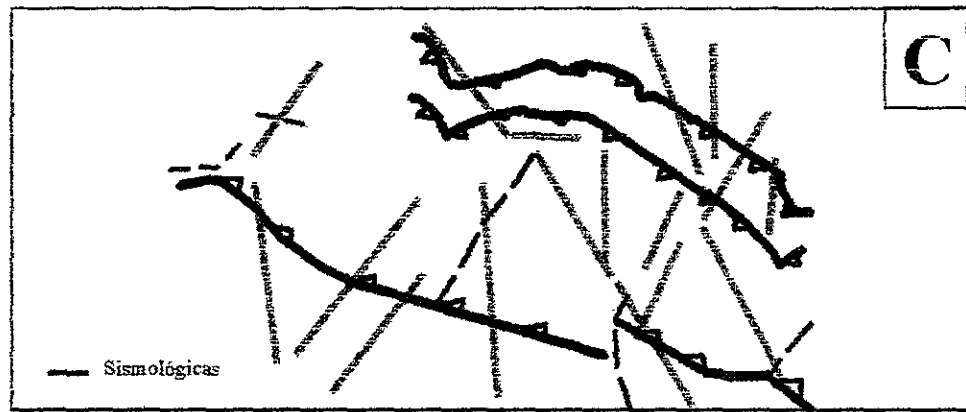
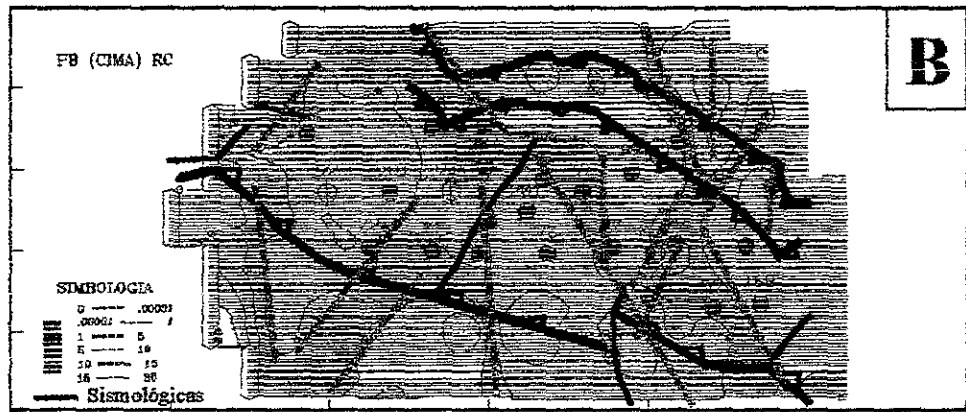
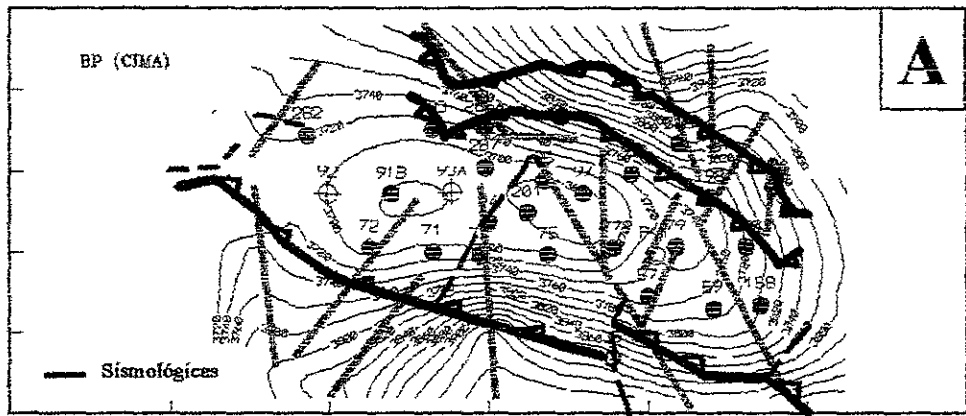


Figura 3-54. Configuración de A) Cima de la Brecha del Paleoceno (BP), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC.

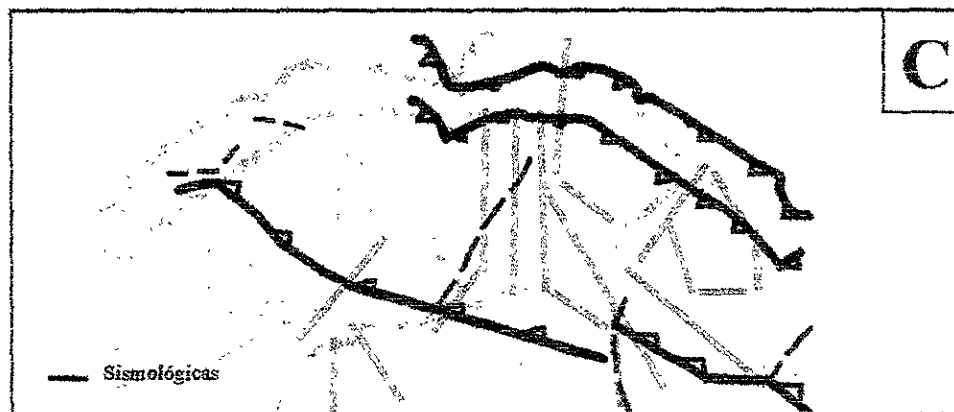
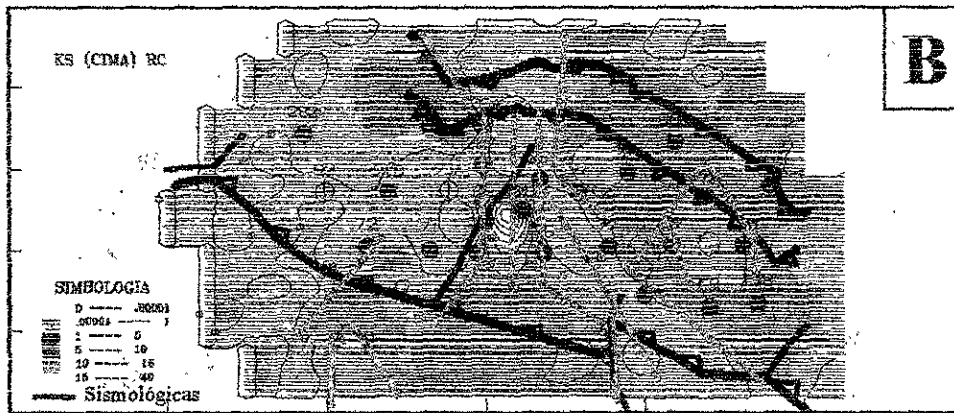
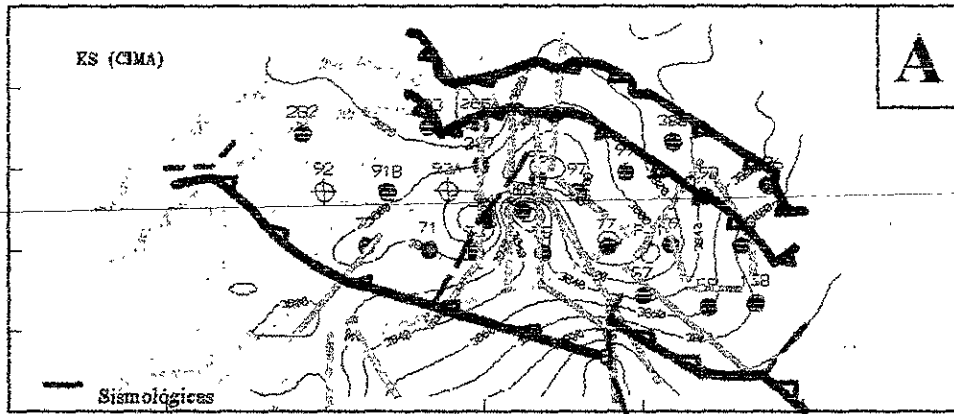


Figura 3.55. Configuración de A) Cima del Cretácico Superior (Ks), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC.

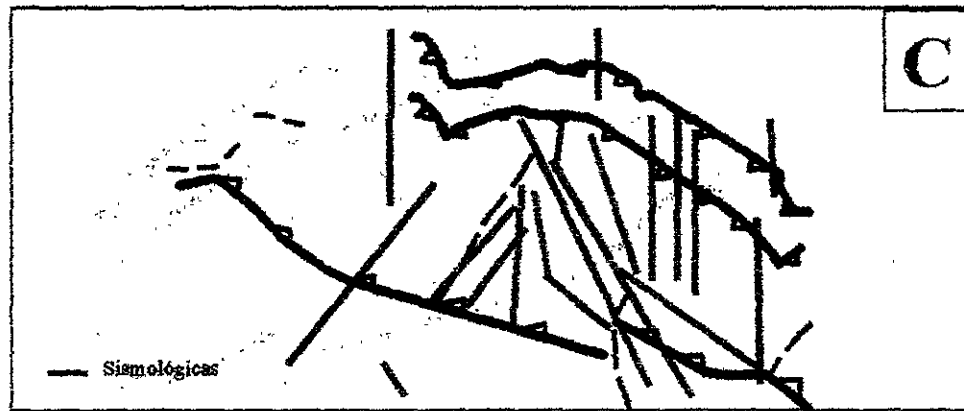
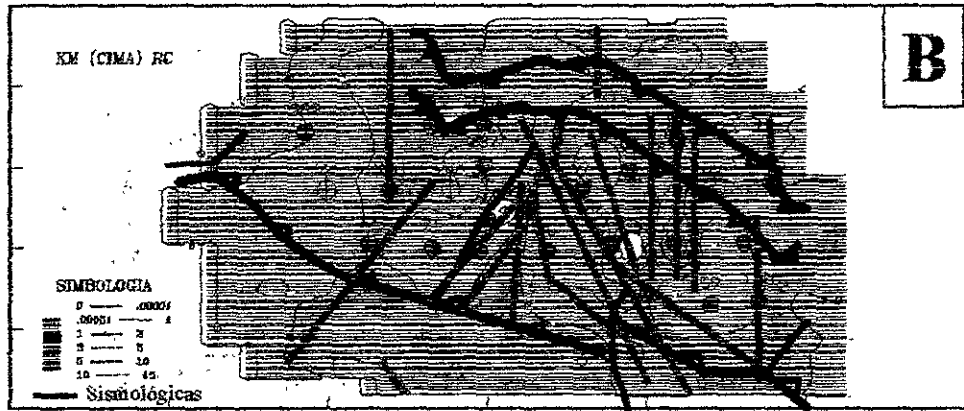
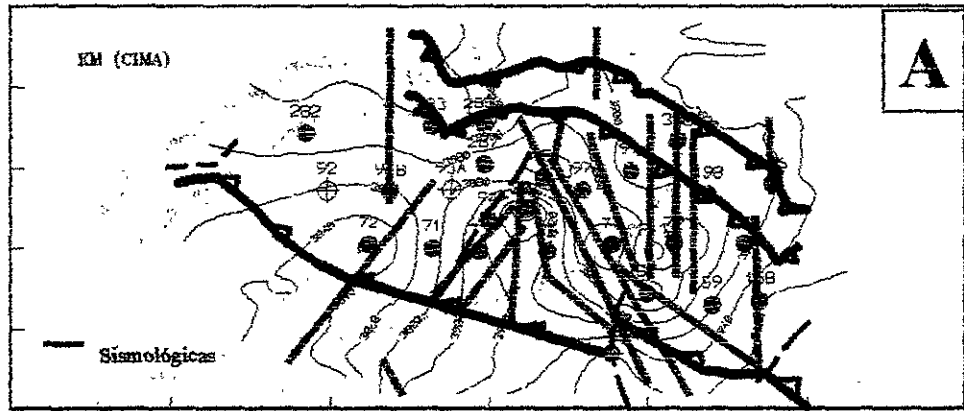


Figura 3-56. Configuración de A) Cima del Cretácico Medio (Km), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC.

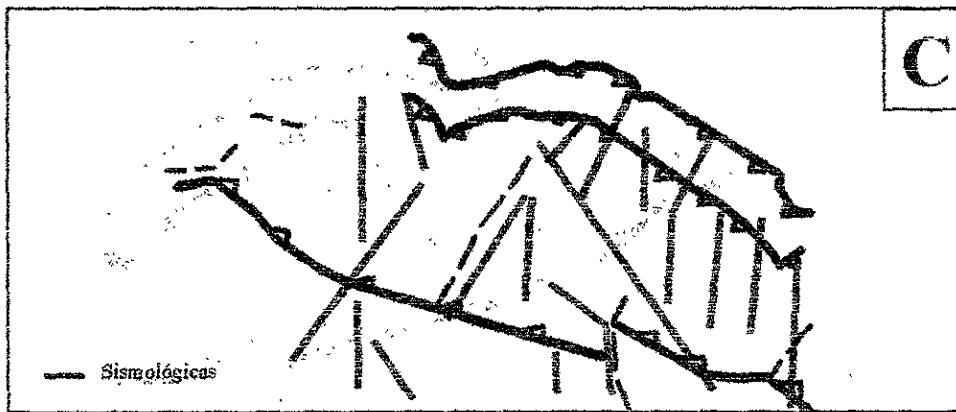
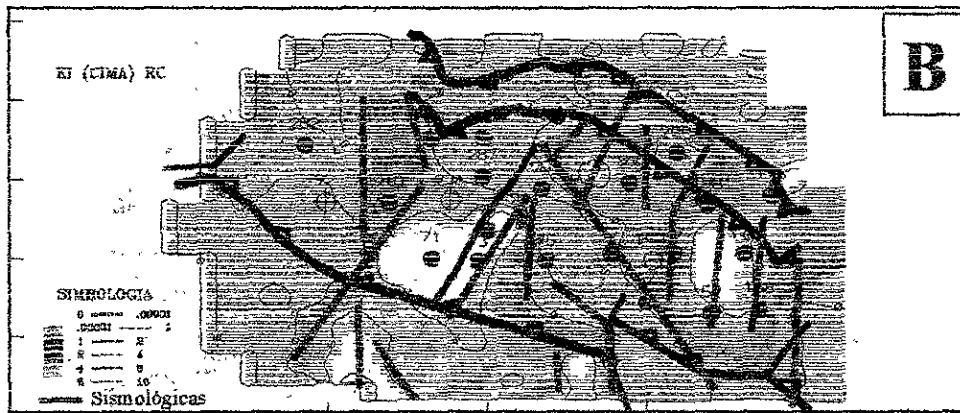
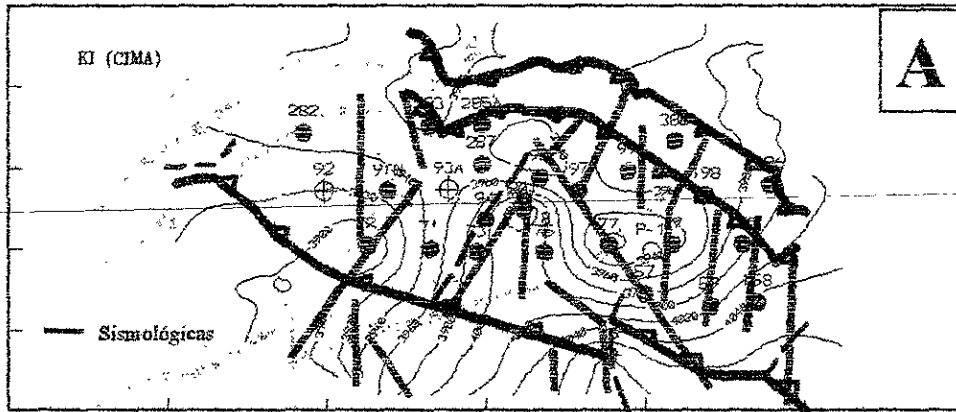


Figura 3-57. Configuración de A) Cima del Cretácico Inferior (Ki), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC.

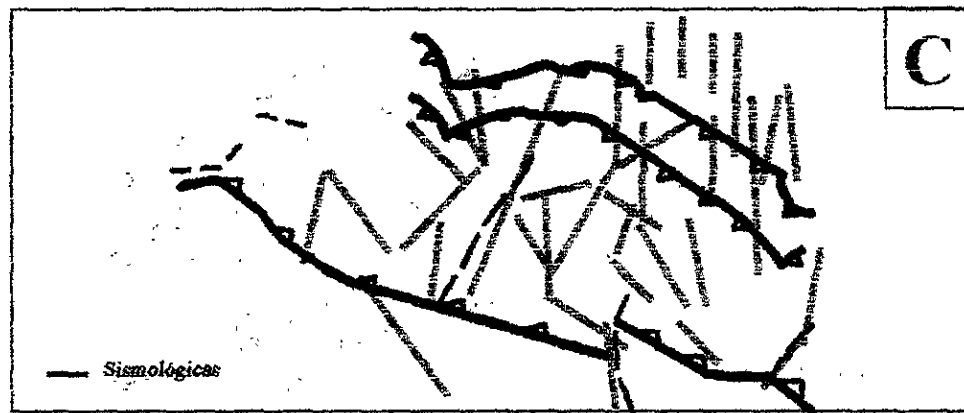
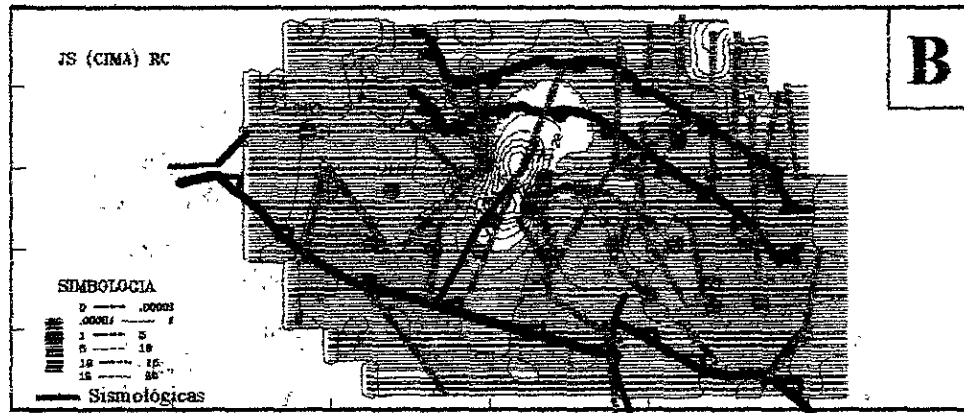
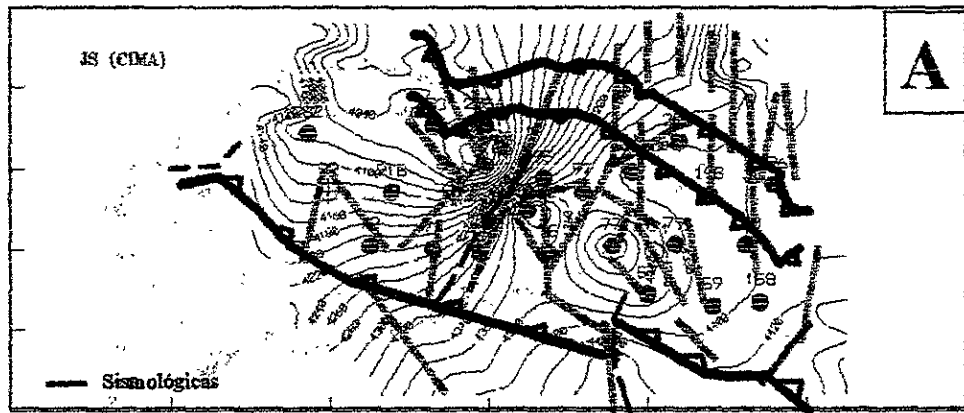


Figura 3-58. Configuración de A) Cima del Jurásico Superior (Js), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC.

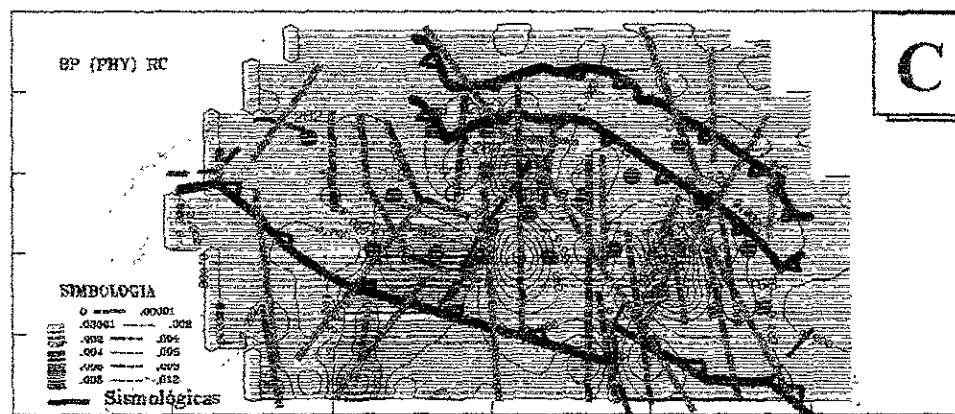
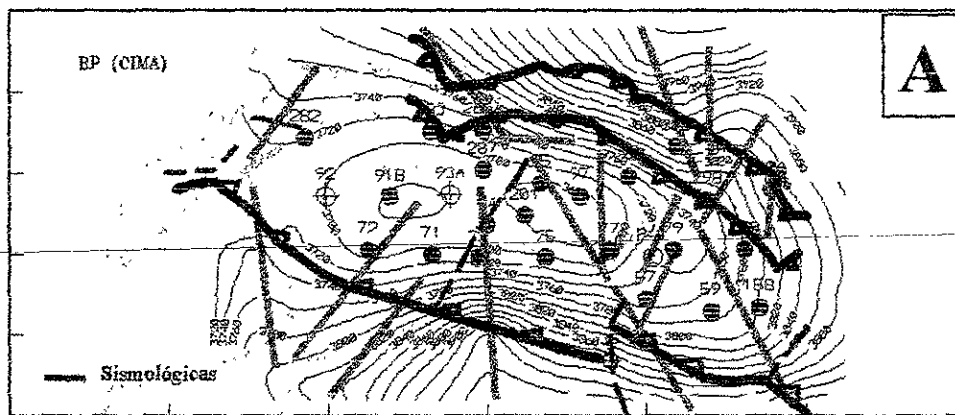


Figura 3-59. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad total (Φ) y C) Radio de Cambio de la porosidad total. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la porosidad total (figura C).

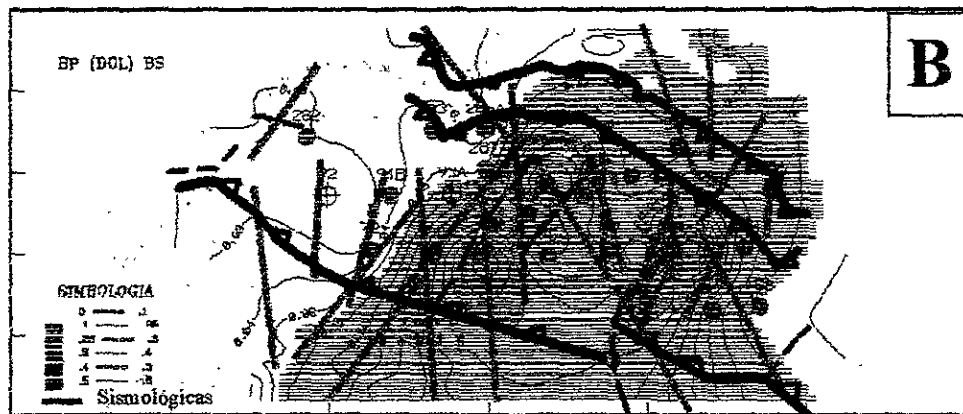
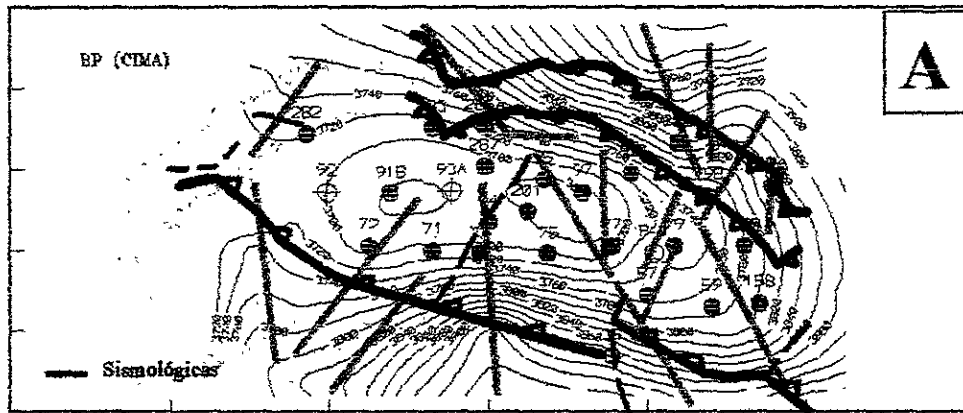


Figura 3-60. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porcentaje volumétrico de Dolomita y C) Radio de Cambio del porcentaje volumétrico de Dolomita. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del porcentaje volumétrico de Dolomita (figura C).

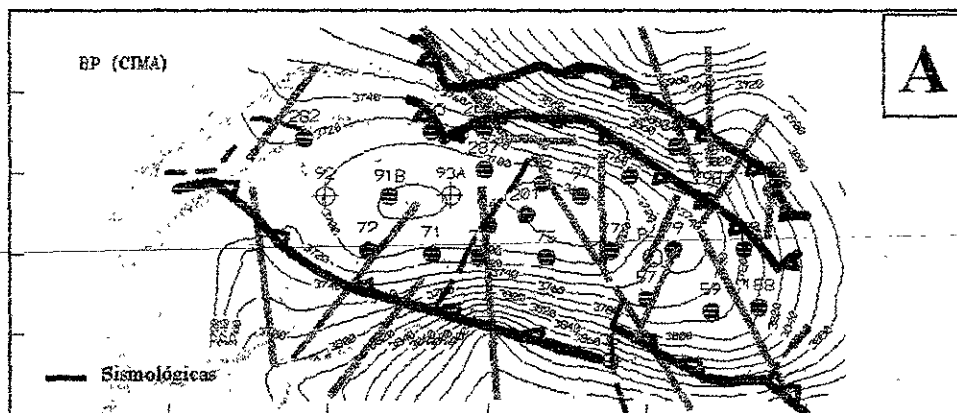


Figura 3-61. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porcentaje volumétrico de Calcita y C) Radio de Cambio del porcentaje volumétrico de Calcita. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del porcentaje volumétrico de Calcita (figura C).

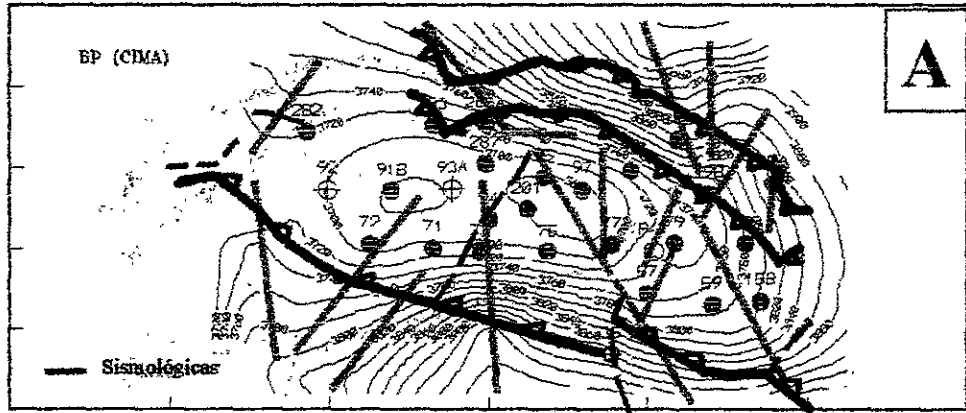


Figura 3-62. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porcentaje volumétrico de Arcillas y C) Radio de Cambio del porcentaje volumétrico de Arcillas. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del porcentaje volumétrico de Arcillas (figura C).

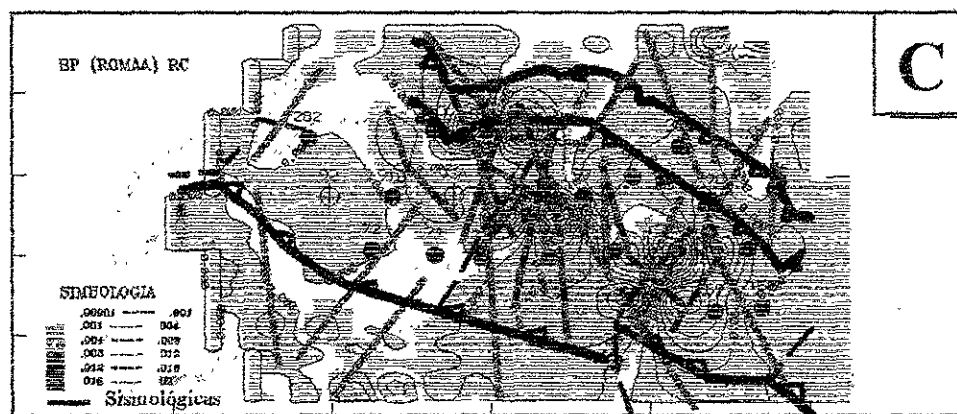
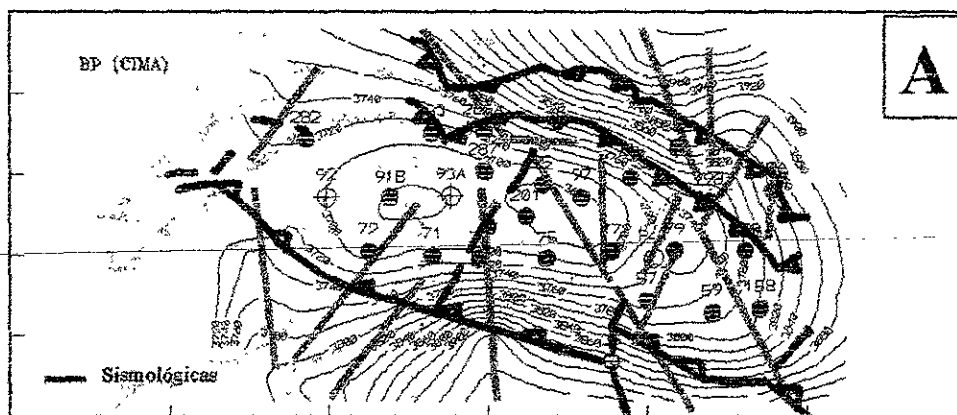


Figura 3-63. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Densidad de Matriz Aparente Promedio (ρ_{maa}) y C) Radio de Cambio de la Densidad de Matriz Aparente Promedio (ρ_{maa}). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Densidad de Matriz Aparente Promedio (ρ_{maa} ; figura C).

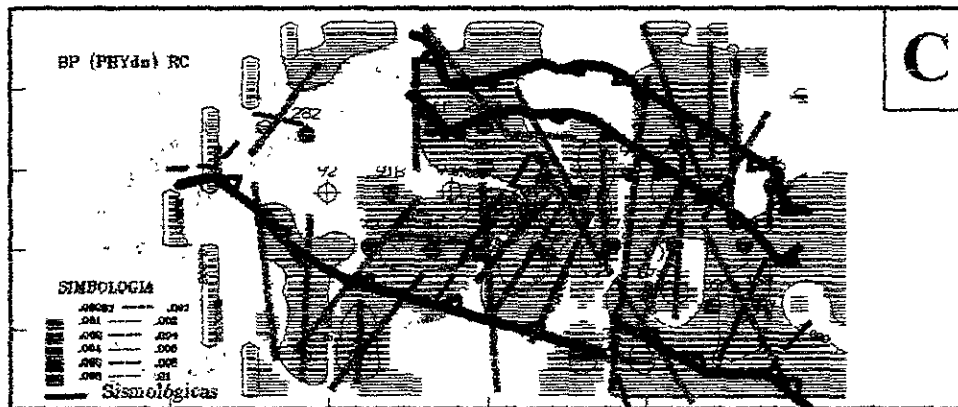
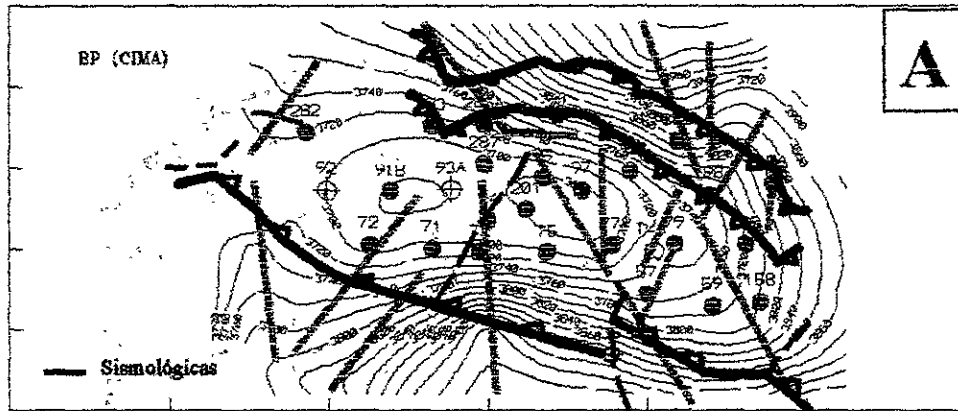


Figura 3-64. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad Neutrón Promedio (Φ_{DN}) y C) Radio de Cambio de la Porosidad Neutrón Promedio (Φ_{DN}). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Porosidad Neutrón Promedio (Φ_{DN} ; figura C).

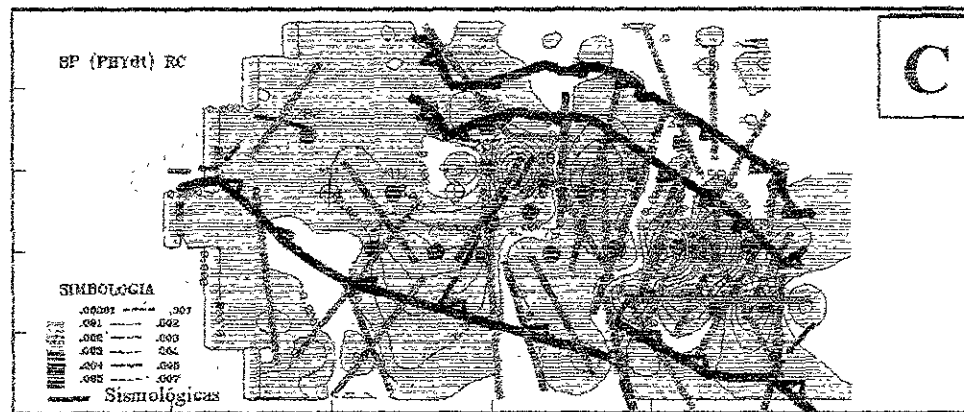
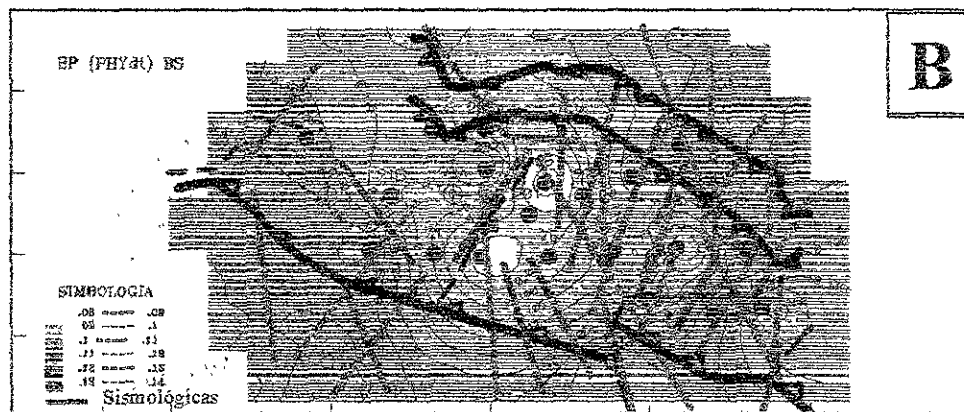
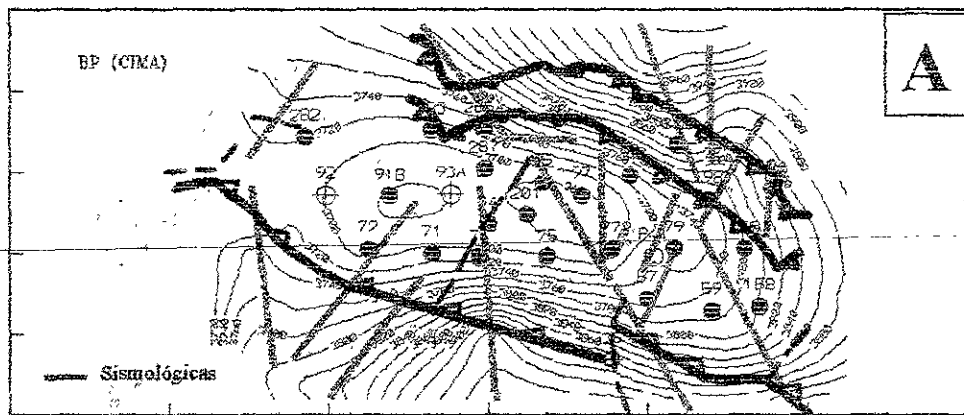


Figura 3-65. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad Sónica Promedio (Φ_{DT}) y C) Radio de Cambio de la Porosidad Sónica Promedio (Φ_{DT}). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Porosidad Sónica Promedio (Φ_{DT} , figura C).

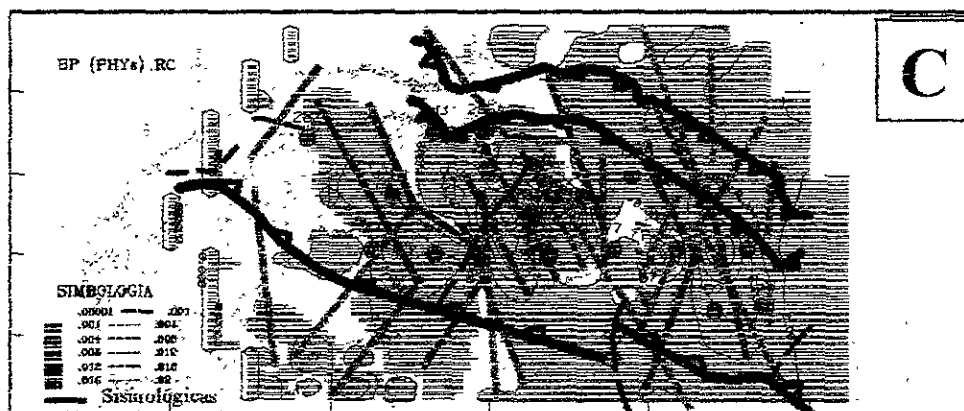


Figura 3-66. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) $(\Phi_{DN}-\Phi_{DT})$ Promedio y C) Radio de Cambio de $(\Phi_{DN}-\Phi_{DT})$ Promedio. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de $(\Phi_{DN}-\Phi_{DT})$ Promedio (Φ_s ; figura C).

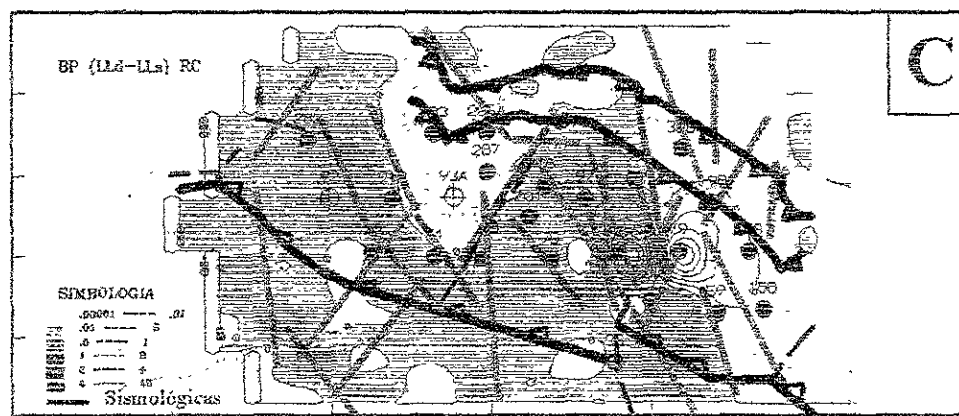
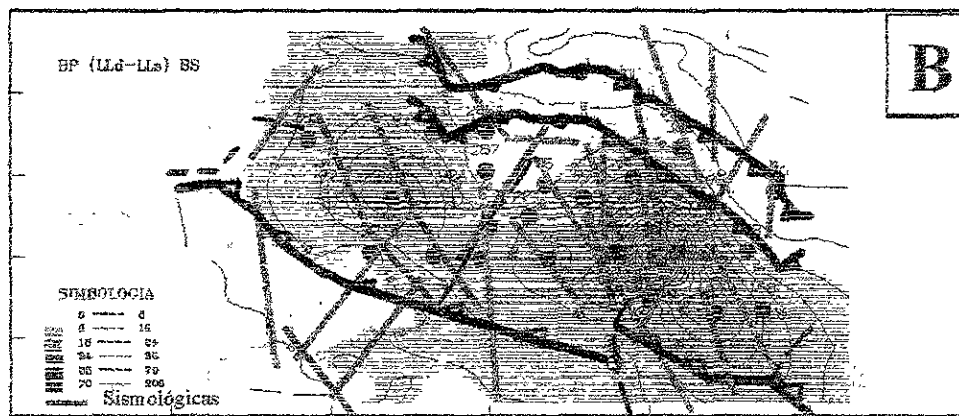
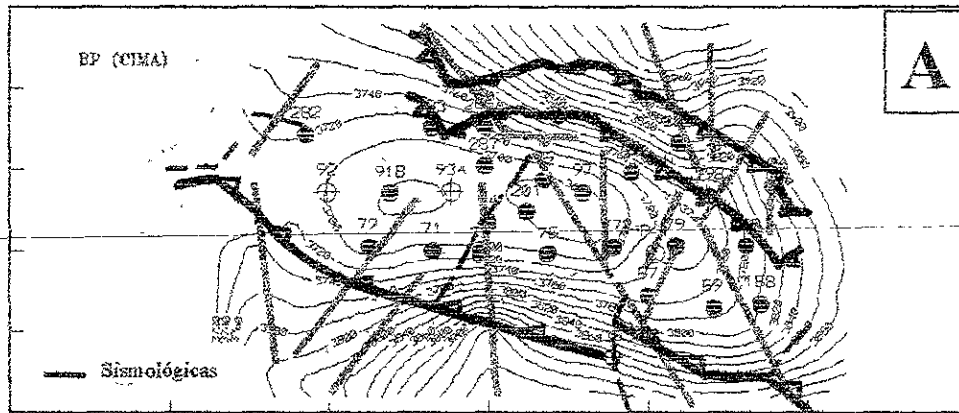


Figura 3-67. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) (LLd-LLs) Promedio y C) Radio de Cambio de (LLd-LLs) Promedio. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de (LLd-LLs) Promedio (Φ_s ; figura C).

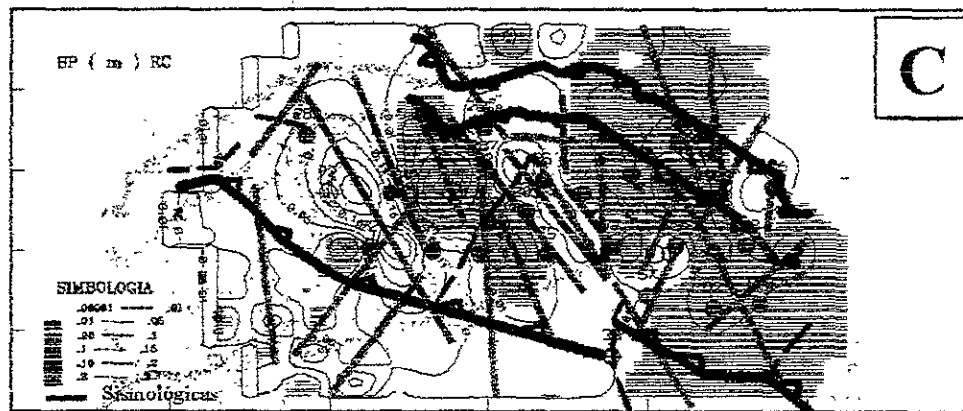
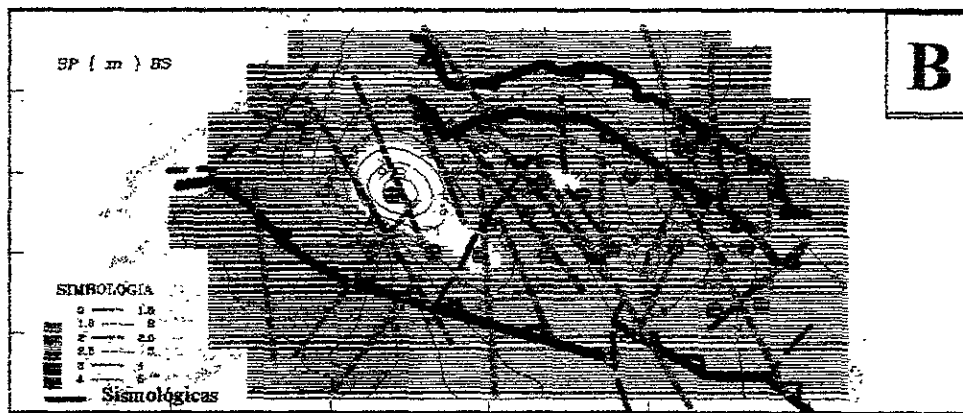


Figura 3-68. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Exponente de Cementación Promedio (m) y C) Radio de Cambio del Exponente de Cementación Promedio (m). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del Exponente de Cementación Promedio (m; figura C).

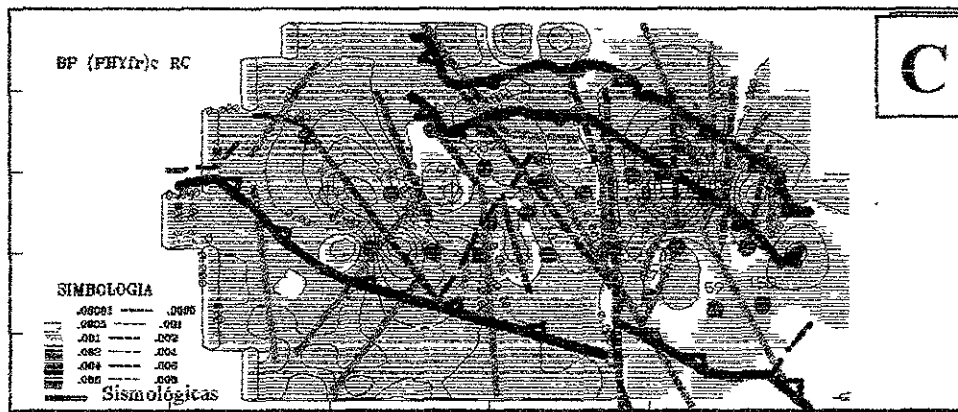
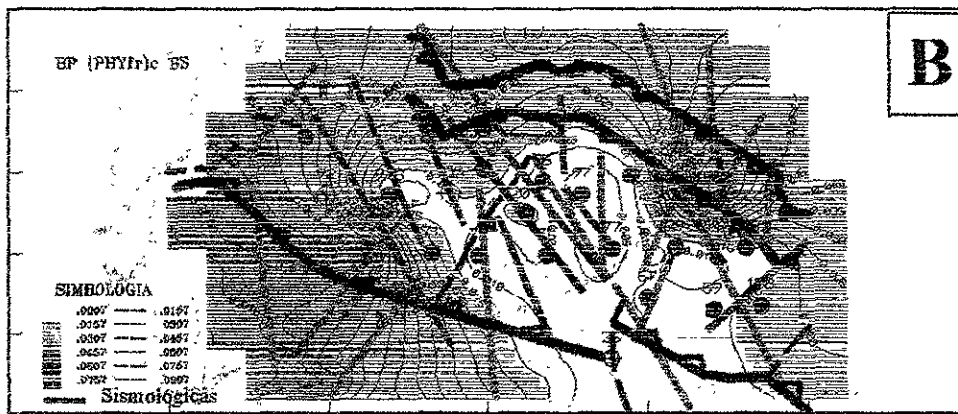
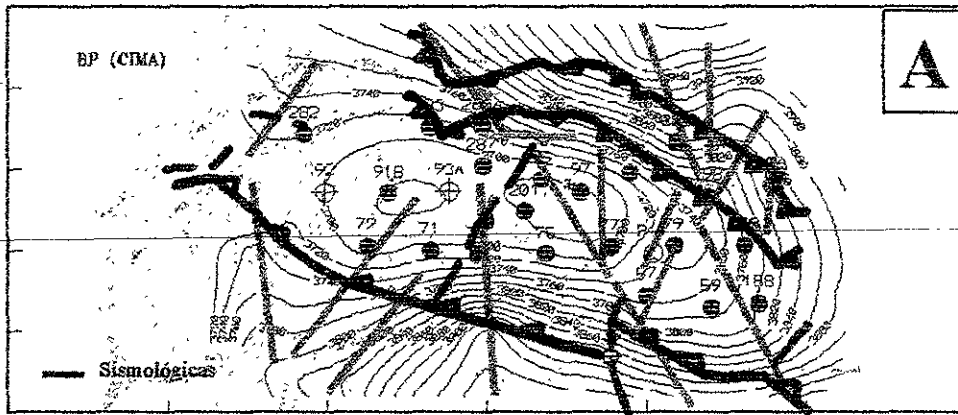


Figura 3-69. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad de Fractura Calculada (Φ_{fr})c y C) Radio de Cambio de la Porosidad de Fractura Calculada (Φ_{fr})c. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3-54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Porosidad de Fractura Calculada ((Φ_{fr})c; figura C).

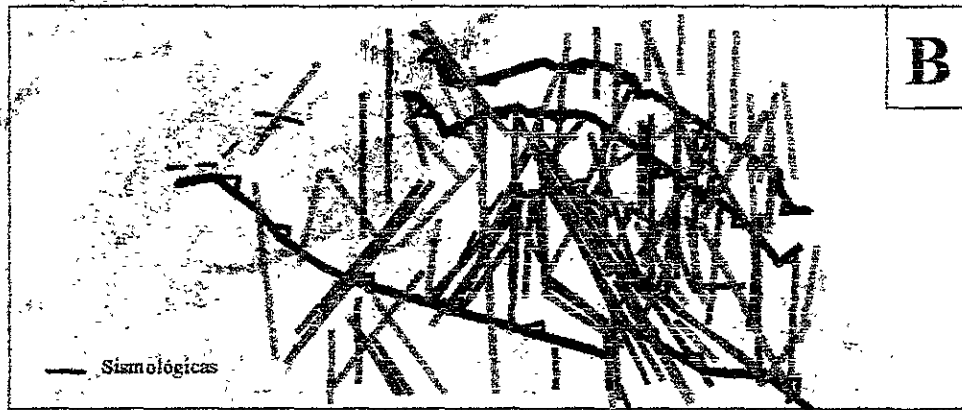
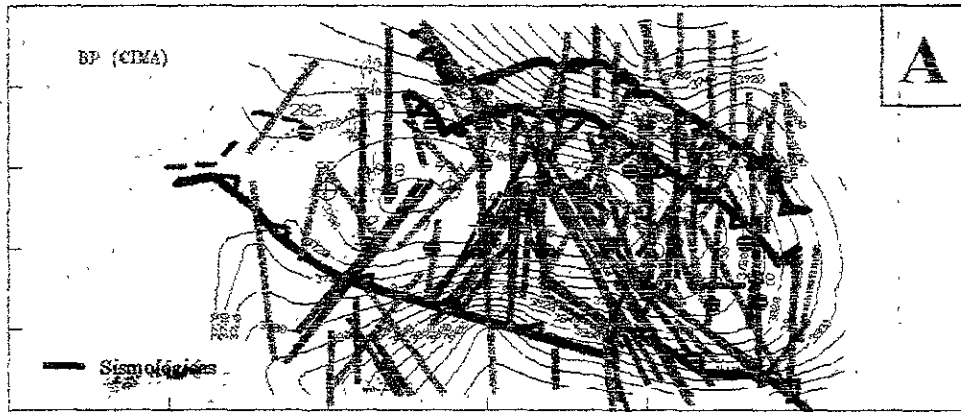


Figura 3-79. Conjunción de los lineamientos observados en los mapas de radio de cambio de la profundidad de la cima desde la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior hasta el Jurásico Superior (Js). Los colores señalan la edad del intervalo del cual provienen (figs. 3-54 a 3-58).

CAPITULO IV. Análisis de la Relación entre el Fracturamiento y Fallamiento-Plegamiento

Elaboración de Esquemas Tri-Dimensionales para los Sistemas de Fracturas

El punto de partida para analizar la relación entre el fracturamiento y el fallamiento, fueron los diagramas tri-dimensionales (3D) mostrados por Mattauer¹². Dentro de estos esquemas 3D (Fig. 4.1) destacan los siguientes juegos de fracturas:

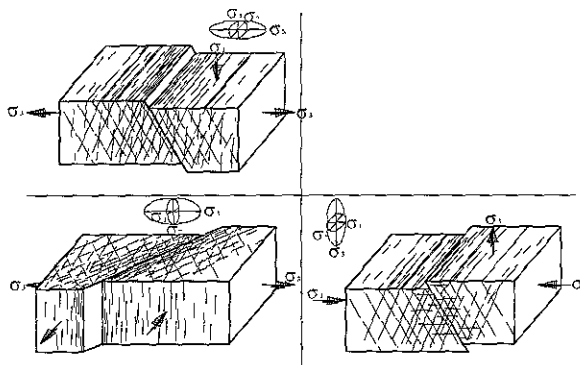


Figura 4.1. Patrones de fracturas asociados con fallamiento y campos de esfuerzos¹².

- un patrón de fracturas subhorizontales exclusivo del diagrama de falla inversa,
- los patrones de fracturas subverticales propios de las normales y laterales;
- los patrones de fracturas conjugadas inclinadas, aparecen tanto en fallas normales como en inversas, pero no se muestran dentro de las laterales,
- y las fracturas de conjugación subverticales que caracterizan a las fallas laterales.

Estas relaciones entre la geometría y disposición de las fracturas respecto al tipo y orientación de la falla, han sido complementadas con diagramas 3D de diversas fuentes. Los cuales se han usado para ratificar o rectificar las hipótesis de trabajo planteadas en la Fig. 4.1, las cuales tendrán que justificar el fracturamiento observado por mera analogía. Por tanto, estos modelos de falla-fracturas tendrán que ser los más confiables para definir la naturaleza y cinemática del fracturamiento real en los núcleos y en el área de aplicación.

A. Fracturamiento en Fallas Normales

El esquema mostrado por Belousov (p.106, Fig. 63)³¹, apoya el desarrollo del fracturamiento vertical asociado con estas fallas. Hancock (p.447)¹⁰ lo muestra como un patrón de fracturas de extensión verticales y paralelas al rumbo de la falla, ligado al desarrollo de estilolitas subhorizontales en ambos bloque (alto y bajo, Fig. 4.2B).

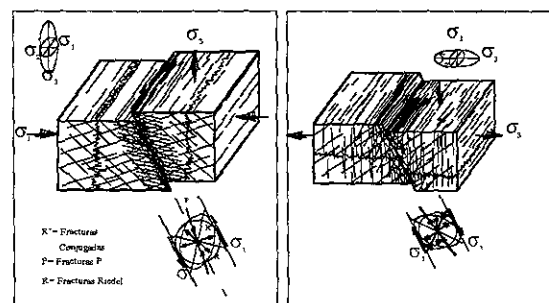


Figura 4.2. Patrones de fracturamiento aplicando el efecto de rotación de esfuerzos y la generación de las fracturas Riedel, conjugadas y "P" a una zona de cizalla ligada con fallamiento inverso y normal.

B. Fracturamiento en el caso de Fallas Inversas

El bloque de cemento sometido a compresión dentro del experimento de Daubrée³³, muestra dos patrones de fracturas conjugadas tanto en el plano horizontal como transversal-vertical, además del desarrollo de los sistemas de fracturas conjugadas dispuestas en *echelón* sobre el plano horizontal del bloque del alto. Este experimento ratifica perfectamente el juego de fracturas conjugadas e inclinadas que aparece dentro del esquema de falla inversa de Mattauer, pero no corrobora el patrón de fracturamiento mostrado en el plano horizontal de la misma figura, el cual es paralelo con el trend de la falla. Por otro lado, Compton (Fig. 12.23b, p. 259)³⁴ ratifica la familia de fracturas subhorizontales ligadas con estas fallas.

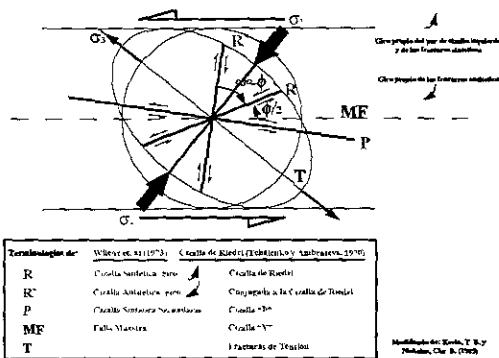


Figura 4.3. Relaciones angulares entre las estructuras que tienden a formarse dentro de un par de cizalla simple lateral izquierdo bajo condiciones ideales, resaltando la equivalencia en la terminología empleada por Wilcox *et al.*³² y Riedel.

Así mismo, se trató de aplicar el concepto de rotación de esfuerzos (Fig. 4.3) a la zona de cizalla ligadas con fallas normales e inversas. El producto de este análisis se muestra en diagramas 3D (Fig. 4.2), en los que pueden verse patrones de fracturas casi idénticos por comparación con los de Mattauer, con diferencias sólo en las cercanías de la falla principal.

C. Fracturamiento en el caso de Fallas Laterales

Los patrones de fracturamiento que se producen en este tipo de fallas se muestran en la Fig. 4.3, que además permite definir el proceso de rotación de esfuerzos dentro de las zonas de cizalla, como responsable de la generación de las fracturas Riedel [R] o Sintéticas (C₁), Conjugadas (R') o Antitéticas (C₂) y las Principales (P), definidas dentro de los procesos de cizalla a cualquier escala y descritas desde Riedel hasta Wilcox *et al.*³² y otros autores.

D. Fracturamiento en el caso de Plegamiento

Existen pocos estudios enfocados a establecer las relaciones espaciales entre las fracturas menores y los pliegues mayores. Entre ellos se encuentra los diagramas 3D de la Fig. 4.4¹⁶, que muestran la relación aparente entre los patrones de fractura y su orientación, respecto a la forma de un pliegue cilíndrico. Pero como se ha resaltado¹⁶, los pliegues comúnmente encontrados dentro de los niveles superiores de la corteza no son cilíndricos.

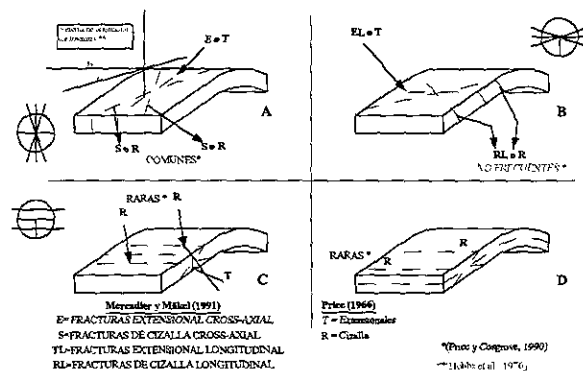


Figura 4.4. Patrones de fracturas ligadas con pliegues cilíndricos, definiendo su frecuencia de aparición y sus relaciones con la geometría del pliegue.

Otro trabajo de este tipo fue conducido por Stearns (1964)¹⁶, siendo el primer estudio que estableció los patrones de macrofracturas dentro de un anticlinal periclinal o cóncavo (Fig. 4.5). En la literatura se citan muchos otros excelentes ejemplos de fracturas asociadas con pliegues como el de Norris (1967)¹¹, Stearns (1968)⁵⁷ y Handin et al. (1972)¹¹.

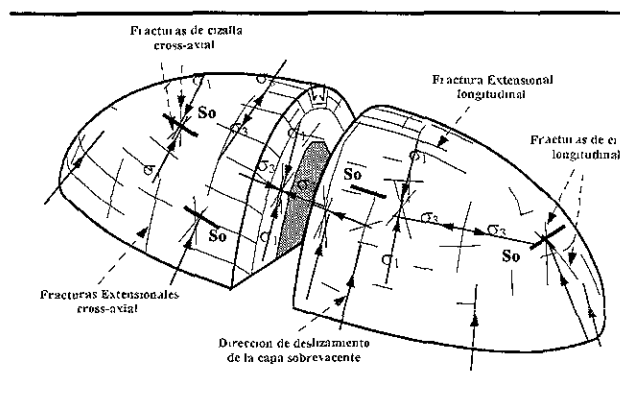


Figura 4.5. Variaciones en la orientación de los patrones de fracturamiento dentro de un domo¹⁶.

Los patrones de fracturas representativos, pero ideales, asociados con pliegues y manejados por Price y Cosgrove son los siguientes:

Fracturas de Extensión o Dilatacionales (T).

Las fracturas de extensión ocurren en dos juegos ortogonales entre sí, que no se forman al mismo tiempo y cuyas relaciones con la geometría del pliegue son frecuentemente muy simples¹⁶.

- El primer patrón de fracturas extensionales se localiza cortando al eje del pliegue a 90°, normal a los planos de estratificación, y generalmente verticales o fuertemente inclinadas.

- El segundo juego de fracturas dilatacionales se extiende paralelo al eje del pliegue y es también perpendicular a los planos de estratificación, pero su inclinación varía de acuerdo a su posición dentro del pliegue; así, cuando la cresta es muy redondeada, este juego de fracturas toma la forma de un abanico y algunas veces se muestra relleno con calcita o cuarzo.

Fracturas de Cizalla (R).

Las relaciones que exhiben las fracturas de cizalla respecto a la geometría del pliegue son mucho más complejas. Los diagramas 3D de la Fig. 4.4 muestran las orientaciones más frecuentemente observadas de las fracturas de cizalla, en relación tanto a los flancos como al eje del pliegue.

Aquí se considera posible, aunque en la bibliografía consultada no se ha planteado, que los patrones de fracturas extensionales pueden evolucionar hacia sistemas conjugados de pequeñas fallas normales, como los mostrados por la figura 14.21c de Price y Cosgrove, que estarán alineadas, al igual que los patrones originales, paralela o perpendicularmente al eje del pliegue.

De igual forma, algunas de las fracturas de cizalla pueden llegar a desarrollar pequeñas fallas inversas y laterales; las inversas pueden estar bien desarrolladas dentro del flanco frontal de una anticlinal asimétrico o dentro del pliegue. Sin embargo, las fracturas de cizalla evolucionan con más frecuencia hacia fallas laterales u oblicuas, la mayoría de las cuales exhiben muy poco movimiento.

Los sistemas de fracturas también han sido descritos¹¹ con respecto a unos ejes ortogonales de referencia denominados con las letras a, b, c (Fig. 4.4A), donde el eje-b es paralelo a la línea de charnela del pliegue, el eje-a es normal a ella y se localiza dentro del plano axial, y el eje-c es normal al plano a-b. Estos ejes de referencia únicamente son útiles, a juicio de estos autores, para describir la orientación de las fracturas, pero no tienen ningún significado en términos de los desplazamientos o la deformación representada por las fracturas o el pliegue.

Aplicación al Campo de Estudio

Los núcleos estudiados se tomaron de todos los intervalos mesozoicos, tanto en unidades sello como en almacenadoras, cortados por los pozos del campo en cuestión, en el que previamente se había realizado un estudio sísmico de tipo estructural 3D.

Los datos estructurales de fracturas, fallas, estratificación y estilolitas, se colectaron considerando el núcleo con su eje longitudinal vertical, y suponiendo que la cima y base del núcleo se definen por el par de líneas de color azul (o negro) y rojo pintadas longitudinalmente al cilindro rocoso, que al situarse a la izquierda y a la derecha respectivamente, definen la cima como la parte superior del núcleo. Para ello, se puso especial énfasis en las relaciones angulares entre los distintos elementos estructurales, observados dentro del plano transversal del núcleo, y refiriendo los rumbos aparentes de estos rasgos con el de la estratificación; puesto que esta será un elemento importante al orientar el

núcleo como se verá mas adelante, y marcará las tendencias de las familias de fracturas.

Para entender adecuadamente el fracturamiento se requiere analizar dentro de esquemas 3D, las relaciones geométricas de este con respecto a la estratificación, a la estructura mayor más cercana (falla o pliegue), y a la disposición de los ejes de esfuerzos definidos por los sistemas de fracturas conjugadas, y así tratar de establecer una relación genética entre ellas.

A continuación se realizará una descripción detallada del fracturamiento observado, desde los núcleos tomados en la unidad mas antigua (JS) hasta la mas joven (BP), con objeto de ubicar el o los sistemas de fracturas en función del tiempo, especialmente para auxiliar la posterior interpretación de eventos tectónicos y relacionarlo con rasgos a nivel de pozo o del yacimiento.

A. Núcleos del Jurásico Superior (JS)

Pozo P-99

Núcleo 1 (4649-4658 m)

El pozo se encuentra inclinado con $\delta = 7.867^\circ$, respecto a la vertical dentro del intervalo JS, la estimación de ello se realizó mediante las siguientes relaciones:

$$MD_{cima} - MD_{base} = h; h = 4615 - 4190 = 425$$

$$MV_{cima} - MV_{base} = P; P = 4407 - 3986 = 421$$

$$\cos \delta = 421/425 = 0.9905882$$

$$\Rightarrow \delta = 7.867^\circ$$

donde

MD es la profundidad de desarrollo en metros

MV es la profundidad verticalizada en metros

δ es el ángulo de inclinación del pozo referido a la vertical del mismo.

No obstante que el núcleo carece de fracturamiento, el pozo se localiza muy cerca y al oriente de un lineamiento N-S (fig. 4.6) que se manifiesta también sobre el mapa de radio de cambio de la cima de este intervalo (fig. 3.55A).

Pozo P-201

Queda ubicado muy cerca de un lineamiento con tren N-S (Fig. 4.6), el cual está posiblemente asociado con una falla lateral izquierda. Su desviación es:

Núcleo 3 (3903-3914 m)

La presencia de fracturas subverticales e inclinadas en la Fig. 4.7, permite considerar dos modelos para explicar su origen: el primer modelo es el de una falla lateral dada la posición horizontal de σ_1 , aunque destaca la falta de las fracturas **R** y **R'** en la sección transversal del núcleo. El segundo modelo es el de fracturas longitudinales ligadas con plegamiento (Fig. 4.4B).

Orientando el núcleo en función del comportamiento de **So**, puede verse que las dos familias de fracturas siguen tendencias **NE-SW** y **WNW-ESE**. Las primeras corresponden con fracturas tipo **P**, mientras que las segundas son antitéticas (**R'**) dentro de un sistema de cizalla izquierda (Fig. 4.2), por lo que estas familias de fracturas concuerdan con la hipótesis de que el lineamiento citado arriba es lateral izquierdo.

Núcleo 4 (3995-4000 m)

En la Fig. 4.8 se ven las relaciones que parecen guardar los sistemas de fracturas definidos para varios fragmentos de este núcleo, con un modelo de fallamiento lateral o bien con fracturas de cizalla "cross-axial" (**S**) de un pliegue (Fig. 4.3A). Al orientar el núcleo verticalizado, en función de los datos de **So** (Fig. 4.6), puede verse que las tendencias del fracturamiento son **NW-SE** y **WNW-ESE**; al revisar el patrón de fracturas ligados con un sistema de cizalla lateral izquierdo (Fig. 4.2) permite asociar las fracturas de este núcleo con el sistema sintético (**R**) con orientación **NW-SE**, y al restante (**WNW-ESE**) como fracturas antitéticas (**R'**), lo cual concuerda con la hipótesis sobre el origen del lineamiento.

B. Núcleos del Cretácico Inferior (KI)

Pozo P-79

Núcleo 4 (4311-4320 m)

Este pozo se encuentra vertical en toda la columna, como se define en la relación

$$\text{metros-verticalizados (mv)} = \text{metros-desarrollo (md)},$$

Por lo que los rasgos estructurales observados en los fragmentos de este núcleo no cambiarán sus inclinaciones, si bien no así sus rumbos. Para esto, apoyándose en el mapa de configuración de la cima de **Ki** (Fig. 4.9), podemos ver que la **So**, en este pozo, tiene una tendencia casi **NE-SW** buzando al **SE**, por lo que las tendencias de las fracturas serán **NW-SE** y **NE-SW**, estas últimas casi paralela al rumbo de **So**.

Figura 4.6. Configuración de la cima de JS y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.

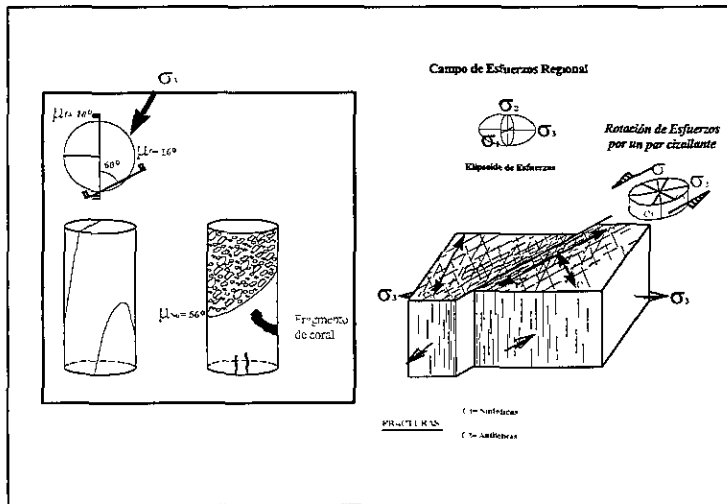
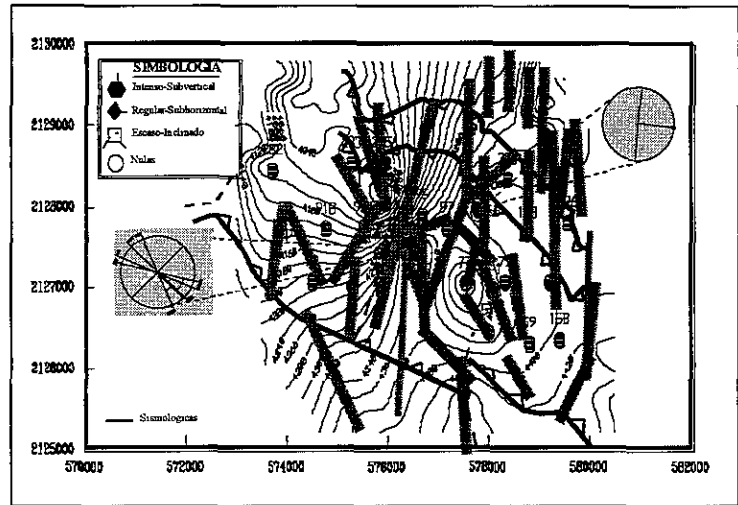
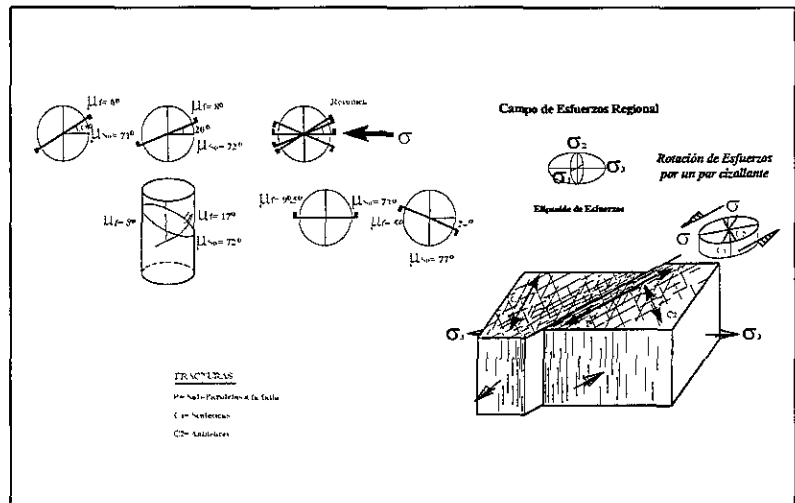


Figura 4.7. Análisis del fracturamiento en el núcleo 3 (JS) del pozo 201, y su relación posible con fallamiento lateral.

Figura 4.8. Análisis del fracturamiento en el núcleo 4 (JS) del pozo 201, y su relación posible con fallamiento lateral o bien con fracturas "S" (cizalla "cross-axial") de plegamiento.



La mayoría de los fragmentos de este núcleo presentan fracturamiento subvertical o inclinado (este último con poco desarrollo), mostrando cierta conjugación que permiten definir un σ_1 horizontal relacionado, por un lado, con el desarrollo de una falla lateral (Fig. 4.10) con su patrón de fracturas extensional (TL) y de cizalla longitudinal (RL; Fig. 4.4B), o bien asociadas con plegamiento, el cual se considera como más viable por definirse los tres trenes de fracturas relacionados con el rumbo de S_0 (estereograma de la Fig. 4.4B).

Uno de los fragmentos presentó indicios de una microfalla inversa mostrando las fracturas sintéticas (C_1) y subparalelas (P) a la falla, y faltando el sistema de fracturas antitéticas (C_2) y el dato de S_0 , por lo cual no se pudo orientar este fragmento.

Pozo P-158

Núcleo 2 (4342-4351 m)

Este pozo se considera inclinado a nivel del K_i con un ángulo $\delta = 17.544^\circ$ al NW, y por el hecho de estar ubicado en el borde del área "blanqueada", su relación a lineamientos con origen en el radio de cambio de cimas, son poco confiables.

$$\begin{aligned} MD_{\text{cima}} - MD_{\text{base}} &= h; h = 4310 - 4228 = 82 \\ MV_{\text{cima}} - MV_{\text{base}} &= P; P = 4047 - 3961 = 86 \\ \cos \delta &= 82/86 = 0.9534884 \\ \Rightarrow \delta &= 17.544^\circ \end{aligned}$$

La porción basal del núcleo sin bascular, muestra fracturas subverticales asociadas con el rumbo de la estratificación mediante un ángulo de

22° , así como estilolitas inclinadas y sub-horizontales. Al hacer coincidir el rumbo de S_0 definido en el núcleo con el mostrado en el mapa de la cima de K_i en la Fig. 4.9, puede verse que la tendencia de las fracturas es NE-SW inclinándose al SE; pero al bascular el núcleo en $\delta = 17.544^\circ$ al NW, las fracturas quedan con el mismo rumbo pero ahora inclinadas con 10° al NW.

En la Fig. 4.11 se plantearon dos modelos de fallas normal e inversa para explicar las estructuras inventariadas en este núcleo, sin embargo, consideramos que para el caso de la falla inversa faltan elementos para su identificación.

Por otro lado también se pensó en un tercer elemento de comparación de los datos, es decir con las fracturas de cizalla longitudinal (RL) ligadas con plegamiento, pero la presencia de las estilolitas apoya más el caso del modelo de la falla normal.

Por la relación entre el rumbo de las fracturas y de la S_0 , así como la presencia de estilolitas, las cuales una vez basculadas se inclinan con 17° al SE, estas estructuras pueden tener una asociación genética con un modelo de falla normal (Fig. 4.3B), reconociéndose como algunos de sus elementos las estilolitas y las fracturas "R", infiriendo que la falla principal puede tener un rumbo paralelo con la traza de las fracturas y buzante al NW o al SE.

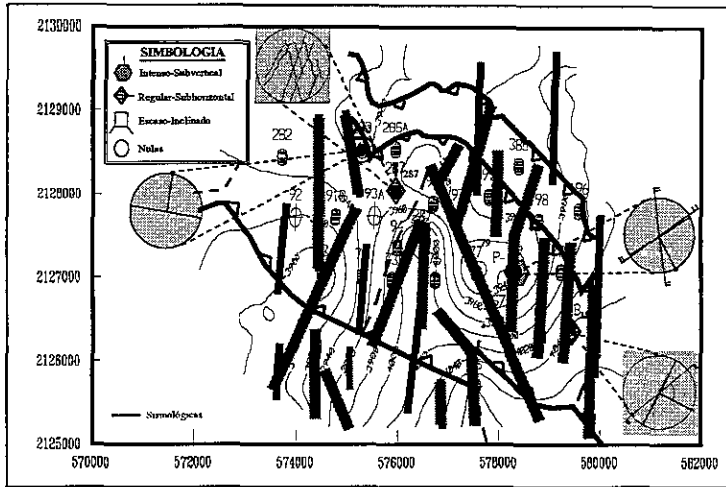


Figura 4.9. Configuración de la cima de KI y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.

Figura 4.10. Análisis del fracturamiento en el núcleo 4 (KI) del pozo 79 (vertical), y su relación posible con fallamiento inverso y lateral.

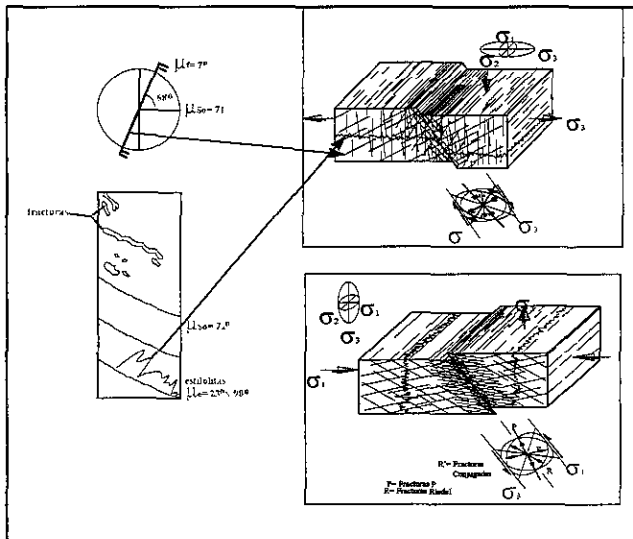
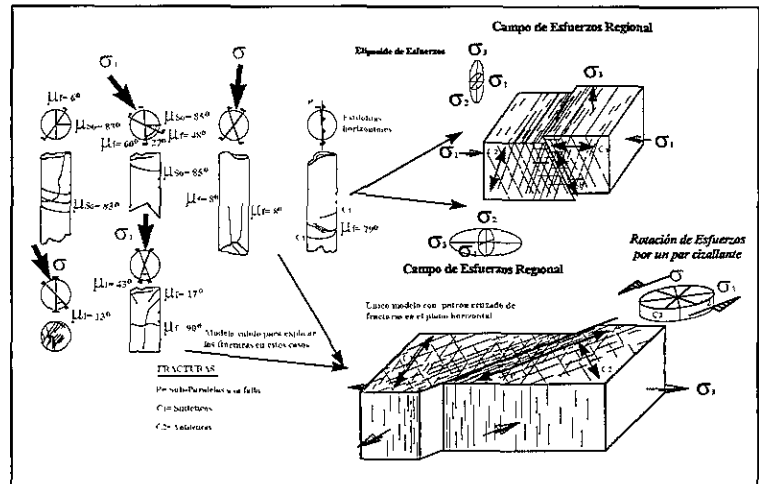


Figura 4.11. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KI) del pozo 158, y su relación posible con fallamiento inverso o bien normal.

Pozo P-283

Núcleo 1 (4267-4270 m)

El pozo se ubica cercano a la traza de la falla inversa frontal definida por sismología, su desviación de la vertical se ha estimado del orden de $\delta = 13.73$, igual que en el intervalo KM.

Intervalo	P	h	cos δ	δ
BP	120	119	0.9916667	7.40
KS	70	69	0.9857143	9.70
KM	70	68	0.9714286	13.73

El hecho de contar con estilolitas verticales en el esquema del núcleo sin corregir, permite suponer un σ_1 subhorizontal, el cual puede corresponder tanto a un modelo de falla inversa como lateral, pero desafortunadamente no se cuenta con los elementos suficientes y necesarios para discernir entre ellos, la única evidencia sería la presencia cercana de una cabalgadura definida por la sísmica que daría más peso a tal hipótesis.

Pozo P-287

Núcleo 3 (m)

Como se ha descrito antes el núcleo cuenta con dos sistemas conjugados de fracturas sub-verticales, que permiten suponer un σ_1 horizontal ligado con una falla lateral posiblemente izquierda (Fig. 4.12). La falta de datos de S_0 , no permite orientar estos patrones de fracturamiento ni plantear una relación más directa con el lineamiento cercano.

C. Núcleos del Cretácico Medio (KM)

Pozo P-35

Núcleo 2 (4000-4003.5 m, 34.3% de recuperación)

La situación vertical del pozo permite considerar que los rasgos estructurales descritos en el capítulo 3, no cambiarían al ubicar el núcleo bajo sus condiciones de corte. Por tanto, las fracturas verticales normales al rumbo de S_0 , como en el fragmento uno de este núcleo (Fig. 4.13-1), permite asociarlo con los siguientes modelos:

Modelo	Tipo de Fractura
Falla Normal	"P" y "R"
Pliegue	Fracturas Extensionales "E o T"
Otras Causas	

El segundo fragmento de este núcleo, muestra un sistema de fracturas conjugado con la bisectriz del ángulo agudo en posición vertical, mostrando la posición de σ_1 (Fig. 4.13), concordante con el de una falla normal.

En cuanto a la orientación de las fracturas, solo se pueden orientar las del primer fragmento, es decir el que cuenta con dato de estratificación. Para ello se emplea la Fig. 4.14, donde es claro que el rumbo de S_0 es WNW con buzamiento al SSW, por lo que al hacer coincidir el dato de S_0 sobre el núcleo con el anterior, permite ver que las fracturas verticales tienen una tendencia de NNE-SSW.

Figura 4.12. Análisis del fracturamiento en el núcleo 3 (KI) del pozo 287, y su relación posible con fallamiento lateral.

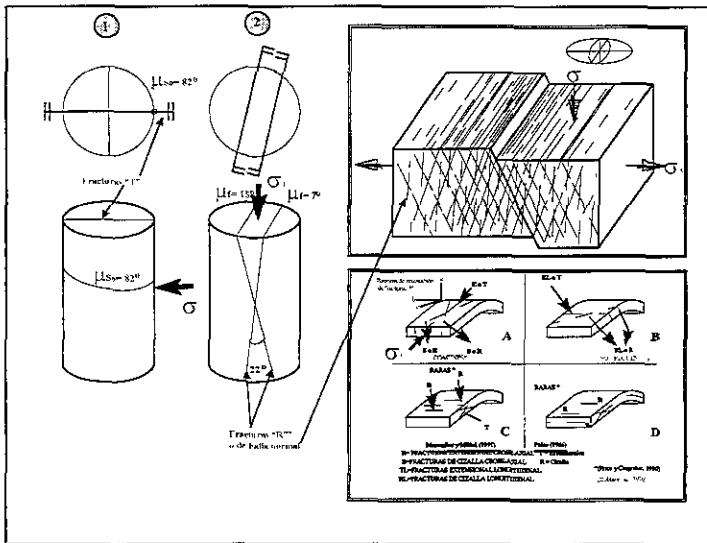
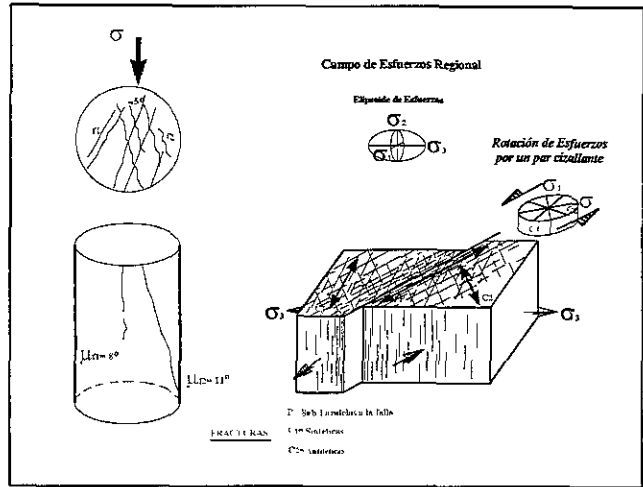
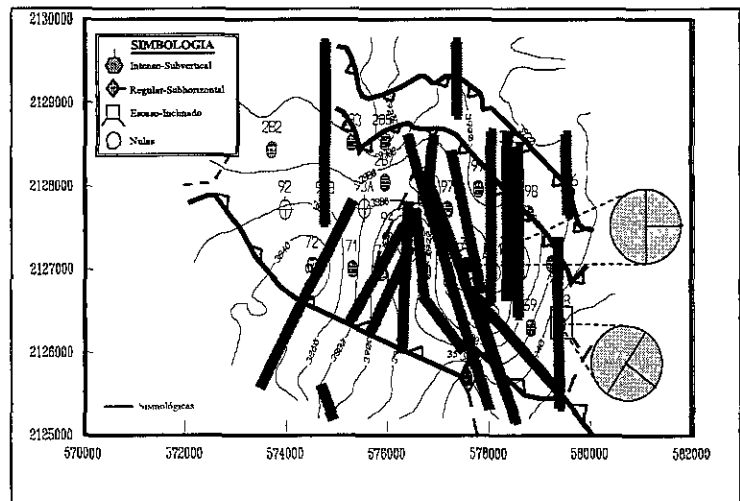


Figura 4.13. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KM) del pozo vertical 35, y su relación posible con las fracturas "T" de pliegues (fragmento 1), y de falla normal o fracturas "R" de pliegues (fragmento 2).

Figura 4.14. Configuración de la cima de KM y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.



Pozo P-158

Núcleo 1_ (4248-4253 m)

Este pozo se muestra inclinado con un $\delta = 17.544^\circ$ al NW a nivel del KM. Las fracturas subverticales ($\mu = 20^\circ$) reportadas dentro de este núcleo no pueden ser orientadas dada la falta de su relación con S_0 , y menos corregir su inclinación por el ángulo de desviación de este pozo, pudiendo ser mas vertical o mas inclinadas, ligadas tanto con los modelos de fallas (Fig. 4.3) como de pliegues (Fig. 4.4), no logrando discernir cual de ellos es el mas probable para explicar su geometría. No obstante que el pozo se localiza cerca a dos lineamientos con tendencia N-S (fig. 4.14), la relación establecida entre sus estructuras y ellos es poco confiable, puesto que se ubican muy cerca al área blanqueada hacia donde merma la confiabilidad del concepto de radio de cambio.

D. Núcleos del Cretácico Superior (KS)

Pozo P-1

Núcleo 2 (3801-3804 m)

Tomando en cuenta que el pozo es casi vertical, los datos estructurales referidos en el subcapítulo 3b, no cambiarán en cuanto al ángulo de buzamiento, por lo que las fracturas observadas pueden ser asociadas con los siguientes modelos:

Modelo	Tipo de Fractura
Falla Inversa	"P"
Falla Normal	"R"
Falla Lateral	Vertical
Pliegue	Fracturas Extensionales "T"
Otras Causas	

Tratando de orientar el núcleo en función del dato de estratificación (S_0) con su rumbo paralelo a la tangente que pasa por la curva de configuración de la cima de KS (Fig. 4.16) y con su buzamiento hacia el ESE (dirección hacia la cual se incrementa la profundidad de la cima de este intervalo); podemos definir que la orientación de las fracturas verticales observadas en este núcleo, tienen una orientación al NNE, paralelas al rumbo de S_0 , como en el caso de las fracturas extensionales "T" ligadas con pliegues (Fig. 4.4c).

Pozo P-59

Núcleo 2 (4030-4039 m; Recuperación = 100%).

Sin fracturas ni relices observables, que sumados a la alta recuperación y a la ubicación de este pozo lejos de lineamiento alguno, ratifican que este intervalo realmente no tiene fracturas.

Pozo P-71

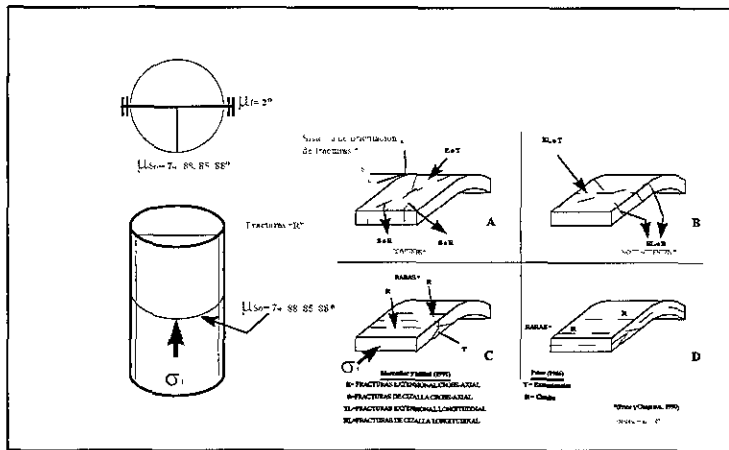
Núcleo 1_ (3895-3899 m)

El pozo se encuentra inclinado $\delta = 19.46^\circ$ al SW y dentro del núcleo, la S_0 guarda una inclinación referida al eje del mismo (μ_0) entre los 65° y 71° , lo que significaría de ser vertical el pozo, hablar de una estratificación buzante entre los 19° y 25° , pero como el pozo se encuentra inclinado se tiene que corregir el buzamiento de S_0 .

El rumbo de la cima de KS en el pozo 71 es NW-SE buzando ligeramente

hacia el SW (Fig. 4.16); por tanto, si tomamos un $\mu\theta$ promedio=69°, el buzamiento verticalizado sería de 21°, a los que restándoles los 19.46° por inclinación del pozo, como este se inclina al SW, quedarían 1.5° de buzamiento real de So hacia el mismo sentido. Así las fracturas observadas prácticamente seguirían siendo verticales con un rumbo NNE-SSW.

En este caso, el fracturamiento subvertical se puede encontrar ligado con los siguientes modelos (Fig. 4.17):

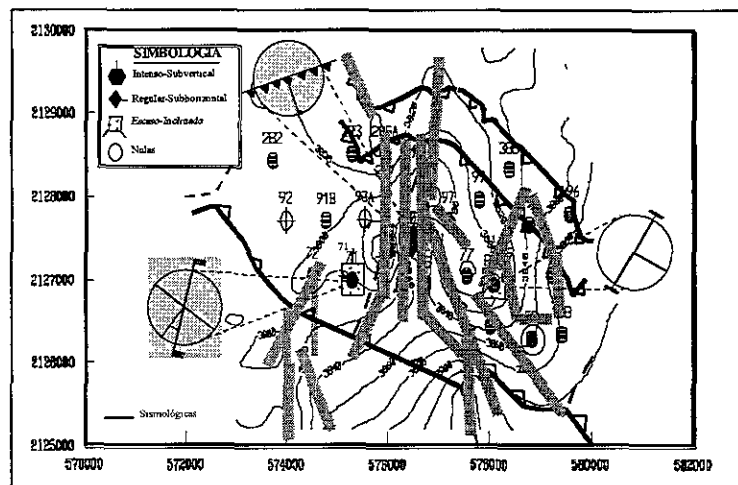


Modelo	Tipo de Fractura
Falla Normal	"R" "e"
Falla Lateral	Vertical
Pliegue	Cizalla "cross-axial": "S" Extensionales "cross-axial": "E"
Otras Causas	

Considerandose que los modelos de fallas son los menos probables debido a que no existe ningún lineamiento cercano al pozo.

Figura 4.15. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KS) del pozo vertical 1, y su relación posible con las fracturas ligadas al plegamiento.

Figura 4.16. Configuración de la cima de KS y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.



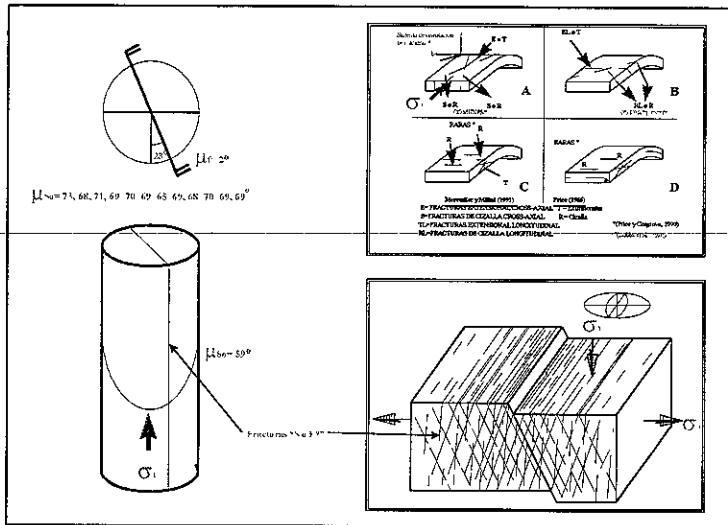


Figura 4.17. Análisis del fracturamiento en el núcleo 1 (KS) del pozo 71, y su relación más probable con las fracturas “S” o “E” del plegamiento o bien con el fracturamiento de falla normal o lateral (caso más dudoso).

Figura 4.18. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KS) del pozo 201, y su relación mas probable con fallamiento inverso.

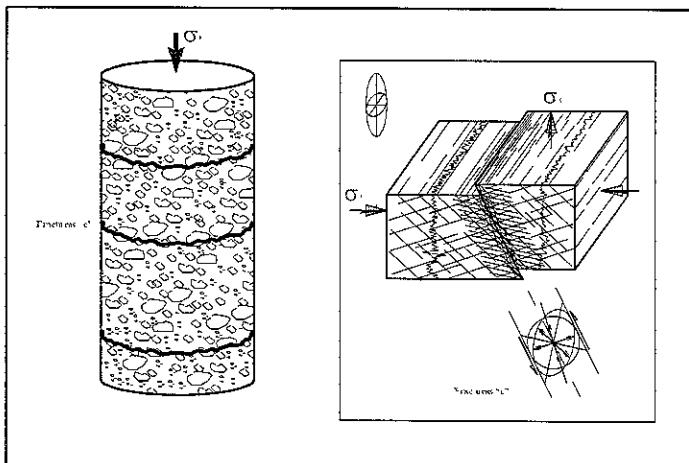
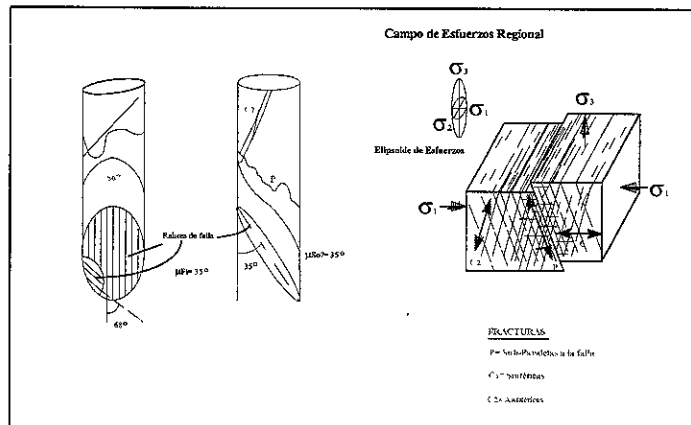


Figura 4.19. Análisis del fracturamiento en el núcleo 1 (BP) del pozo vertical 1, y su relación, reservada, con falla inversa.

Pozo P-201

Queda ubicado muy cerca de un lineamiento con tren N-S, el cual está posiblemente asociado con una falla lateral izquierda. Su desviación está pendiente:

Núcleo 2 (3879-3888 m)

El fracturamiento observado, parece tener relaciones genéticas con la falla inversa mostrada en el núcleo (Fig. 4.18), adoleciendo únicamente de la presencia de las fracturas sintéticas (C1).

Al orientar el núcleo respecto a S_0 se ve que la falla inversa sigue un rumbo NE-SW (Fig. 4.16), que al referirla con el lineamiento N-S (falla lateral izquierda), concuerda perfectamente con la posición del σ_1 esperado al aplicar la rotación de esfuerzos).

E. Núcleos del Paleoceno (BP)

Pozo P-1

Núcleo 1 (3732-3740 m)

Al considerar que el pozo es vertical, la posición subhorizontal de las escasas fracturas observadas (Fig. 4.19), no se modificará al reorientar el núcleo. En referencia a los modelos de fracturas y fallas/pliegues tratados anteriormente, puede decirse que el fracturamiento observado en este fragmento de núcleo concuerda, en parte, con el modelo de fracturas y falla inversa de Mattauer y con el mismo modelo que surge de aplicar la rotación de esfuerzos (Riedel) a las vecindades de la falla; quedando definidas como fracturas tipo "e", sin

embargo, estarían ausentes en el núcleo en cuestión, las fracturas **R**, **R'** y **P**, pero su relación genética con alguno de ellos es incierta.

Pozo P-59

Núcleo 1 (3955-3960 m; Recuperación= 1 al 16%)

Las fracturas están fuertemente inclinadas ($\mu_f = 17^\circ - 22^\circ$) y afectadas por disolución, que plantea la existencia de las fracturas previa al proceso de disolución. También se destaca la presencia de fracturas verticales, pero su relación con las primeras se desconoce.

El pozo se encuentra inclinado con el ángulo $\delta = 12.6^\circ$ al NW, respecto a la vertical dentro del intervalo BP, la estimación de ello se realizó mediante las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} MD_{\text{cima}} - MD_{\text{base}} &= h \\ MV_{\text{cima}} - MV_{\text{base}} &= P \\ \cos \delta &= P/h \end{aligned}$$

donde

MD es la profundidad de desarrollo en metros

MV es la profundidad verticalizada en metros

d es el ángulo de inclinación del pozo referido a la vertical del mismo.

$$\begin{aligned} 4000 - 3917 &= 83; 3854 - 3773 = 81; \\ \cos \delta &= 81/83 = 0.9759036; \end{aligned}$$

por tanto

$$\delta = 12.6 \text{ al NW}$$

Dentro de los fragmentos de este núcleo, desafortunadamente no se contó con datos de S_0 para poder afectar las

fracturas mediante la rotación respectiva (12.6° al NW) y así orientarlas. Sin embargo, la baja recuperación (1 al 16%) hace pensar en alta densidad de fracturas y/o disolución.

Pozo P-73

Núcleo 2 (3724-3733 m)

La fragmentación del núcleo permite considerar cuando menos que, aunque no se observa, el fracturamiento es importante a esta profundidad.

Pozo P-178

Núcleo 2 (3970-3979 m)

El hecho de mostrar aspecto muy molido y escasos fragmentos de núcleo dan idea del alto nivel de fracturamiento del intervalo nucleado. El pozo se localiza cercano a la traza de una falla inversa definida por sismología, estimándose una desviación $\delta = 18.12^\circ$, pero no se le observaron sistemas de fracturas.

Pozo P-196

Núcleo 1

El pozos se localiza sobre la traza de un lineamiento NNE-SSW y cercano a la falla inversa frontal del campo, no hay datos para estimar δ , y el hecho de que este núcleo está definido por fragmentos,

puede indicar un alto grado de fracturamiento.

Pozo P-201

Queda ubicado muy cerca del lineamiento con tren N-S (Fig. 4.21), el cual está asociado posiblemente con una falla lateral izquierda, como ya se trató antes. Su desviación está pendiente:

Núcleo 1 (3825-3830 m)

Con anterioridad se han descrito los sistemas de fracturas observadas dentro de este núcleo, y en la Fig. 4.20 se plantea el análisis cinemático de ellas asociándolas con un fallamiento lateral izquierdo, debido a que precisamente dentro de él se tienen datos de una falla de este tipo. En esa figura se han tratado de ligar cada familia de fracturas con cada uno de los sistemas que acompañan al desarrollo de una falla lateral izquierda (sub-paralelas, sintéticas y antitéticas). Finalmente, se trató de asociar esta pequeña falla lateral vista en el núcleo con la traza del lineamiento.

Al orientar el núcleo con la So puede verse que la tendencia de la falla lateral contenida por este es NNE-SSW (Fig. 4.21), mientras que la del lineamiento es N-S. Al relacionarlas bajo un modelo de falla lateral izquierda para el lineamiento se nota que la falla observada corresponde con una fractura P.

Figura 4.20. Análisis del fracturamiento en el núcleo 1 (BP) del pozo 201, y su relación posible con fallamiento lateral izquierdo.

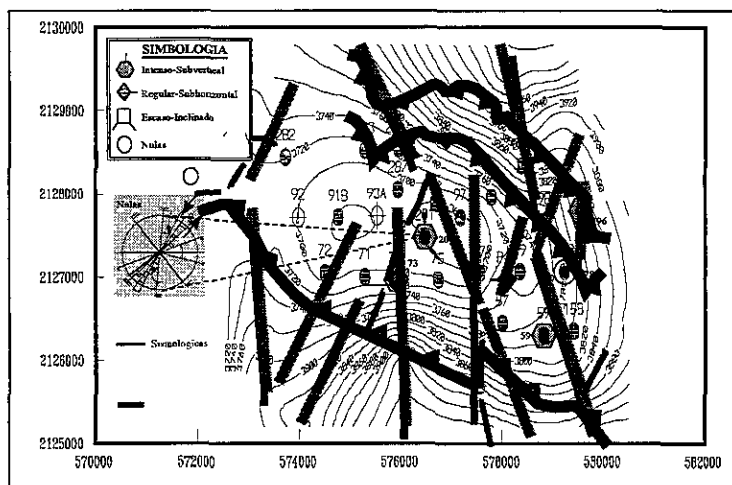
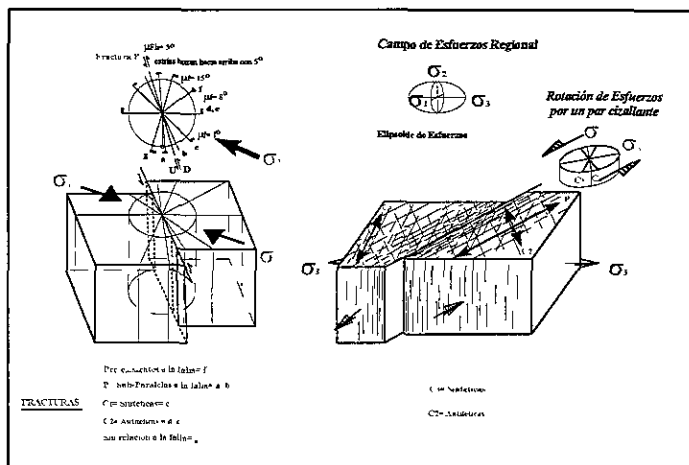


Figura 4.21. Configuración de la cima de BP y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en uno de los núcleos recuperados del mismo intervalo.

F. Trenes Preferenciales de Fracturas y Fallas y sus Relaciones Espacio-Temporales.

Los trenes preferenciales de fracturas y fallas pueden verse físicamente en los diagramas que sintetizan la información colectada de los núcleos, previamente orientados, dentro de los mapas de cimas de los cinco intervalos estratigráficos considerados (Figs. 4.6, 4.9, 4.14, 4.16 y 4.21).

Incluidas en el anexo 2 pueden verse las tablas que resumen esta información, además de los trenes propios de los lineamientos definidos mediante el análisis de los mapas de radio de cambio tratados anteriormente, en ambos casos los rumbos se definen mediante su azimut de 0 a 360 medido desde el norte magnético y en el sentido de giro de las manecillas del reloj.

A partir de esta información se realizó un análisis de frecuencias tanto de

los trenes de estructuras observadas en núcleos (AZf) como de los lineamientos definidos por RC (AZs), para llegar a establecer las tendencias en cada uno de los intervalos estratigráficos. Estos resultados se muestran en la figura 4.22 en forma de histogramas, en cuyo eje-x se presentan los rangos analizados del azimut, es decir a cada 10, mientras en el eje-y se tienen los porcentajes relativos al

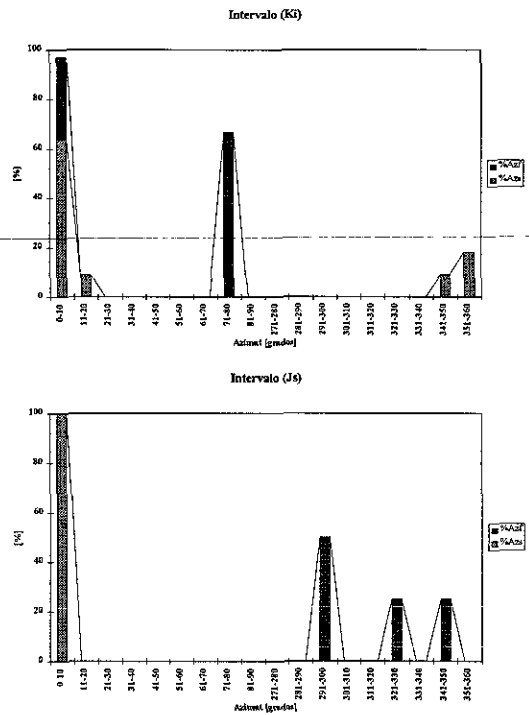
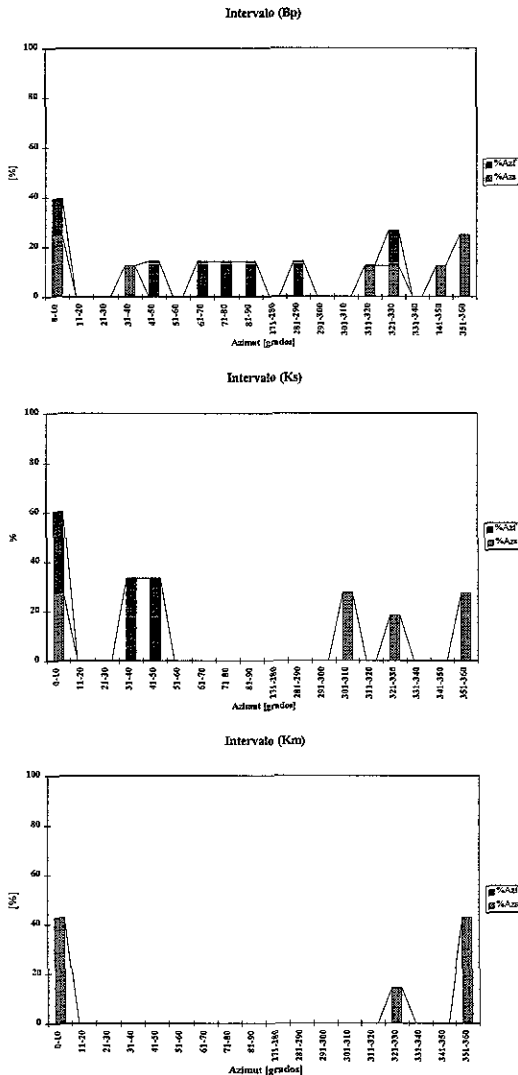


Figura 4.22. Tendencias de fracturas y fallas para cada uno de los intervalos estratigráficos considerados.

número de muestras que se incluyen dentro de cada rango de azimut.

En algunos casos, aparecen dos columnas una clara o azul (AZs) por debajo de otra mas oscura o guinda (AZf), lo que significa que hay una correspondencia entre los trenes de las fracturas en núcleos y los correspondientes a lineamientos dentro del intervalo estratigráfico en cuestión. En los casos donde solo se tiene uno de los dos, obviamente no se da tal correspondencia.

Esta correspondencia quizá tenga que ver con los rasgos mas importantes a escala del campo, mientras que los no correspondientes, al menos en el caso de AZf, tal vez señalen fracturas menores ligadas con alguna estructura de tamaño mayor.

Para el intervalo representativo de la Brecha Paleoceno (Bp), se presentan varias tendencias (Fig. 4.22A), los valores mas altos en frecuencia se concentran en los azimutes de 0-10 y 351-360, es decir con trenes de NNE a NNW, en el primer caso sobreponiéndose los datos de fracturas en núcleos con rasgos subsísmicos. Otro caso de datos sobrepuestos se ubica entre los 321-330. El histograma correspondiente también muestra otras tendencias con bajos porcentajes de frecuencia entre los 31-90 y 281-320,

Dentro del Cretácico Superior (Ks) persisten las tendencias 0-10, con sobreposición de AZf con Azs, así como, 351-360 y 321-330, bastante marcadas, y en menor importancia 301-310 y 31-50.

En el cuerpo del Cretácico Medio (Km) se observan únicamente lineamientos con trenes 0-10, 351-360 y 321-330.

Para el intervalo del Cretácico Inferior (Ki) se presenta una sobreposición de AZf con AZs en la tendencia 0-10, pero también se registra el tren 351-360, así como la aparición de 11-20, 71-80 y 341-350.

Dentro del cuerpo correspondiente al Jurásico Superior (Js), se registraron como fuertes tendencias en primer lugar la comprendida entre los 0-10, en segundo término de 291-300, que no se había presentado antes, posteriormente las situada entre 321-330 y 341-350.

Al revisar el comportamiento del fracturamiento a través de los intervalos, iniciando desde el mas antiguo, puede percatarse que la tendencia persistente en

todos los intervalos es la 0-10; mientras que 351-360 y 321-330, casi aparecen también en todo el prisma sedimentario analizado, a excepción de Js y Ki respectivamente.

También se nota que existen tendencias secundarias que persisten de un cuerpo a otro, por ejemplo a nivel de Ks las tendencias comprendidas entre los 31-50 se registraron también dentro de Bp; o bien, el tren comprendido entre 321-330 aparece tanto en Js como dentro de Ki, pero desaparece hacia cuerpos mas someros.

G. Comparación entre los Trenes Preferenciales del Fracturamiento con el Comportamiento Dinámico del Yacimiento.

El campo de estudio ha mostrado un comportamiento dinámico complejo, el cual no había sido explicado con todo el detalle. En las mediciones de presión mediante pruebas de interferencia entre varios campos, se determinó una dirección preferencial de los fluidos en la dirección Norte-Sur, mientras que la orientación Este-Oeste indicó poca comunicación hidráulica.

Al revisar las tendencias obtenidas en el presente trabajo, se definió que los sistemas de fracturas se encuentran orientados en una dirección preferencial N-S, por lo cual los fluidos tienden a desplazarse en esa dirección.

Por otra parte, se presenta una superposición de eventos a través de las unidades estratigráficas estudiadas, lo cual indica que los trenes de fracturas abiertas son muy constantes a lo largo de

la estructura estudiada; además, las fracturas orientadas N-S, en concordancia con los datos hidráulicos, implican alta comunicación en este sentido y provocan, en consecuencia, una dirección de baja permeabilidad en la dirección perpendicular E-W.

Por otro lado, la intensidad de fracturas en los núcleos fue empleada para corroborar las intensidades y frecuencia de fracturamiento a nivel de pozo y del yacimiento, estas áreas son las que han presentado las mejores condiciones de productividad, por lo cual se señala a este análisis con gran interés en la definición de áreas de desarrollo.

La comparación con datos de producción fue de gran utilidad para calibrar los mapas de radio de cambio, estos son herramientas útiles para definir áreas en donde se esperan cambios de facies y/o de propiedades petrofísicas, lo cual puede reducir el riesgo durante la etapa de desarrollo del campo.

CAPITULO V. Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones

- 1.- Se propone una metodología que permite integrar diversas fuentes de información para estudiar los intervalos fracturados, con miras a definir las direcciones de fallas y fracturas en las formaciones de un campo petrolero e identificar las fases tectónicas impresas en ellos.
- 2.- Como resultados de la aplicación de los algoritmos de estimación del registro sísmico sintético (Δt_s) en los casos donde no se disponía de él, se concluye que los dos mas óptimos son: el que estima Δt_s considerando ($\Phi = \Phi_D$) y aquel que supone para calcularla a ($\Phi = \Phi_{DN}$).
- 3.- Considerando únicamente los datos provenientes de los núcleos, los indicadores de intervalos fracturados mas confiables fueron la diferencia $LL_D - LL_s$, (Φ_{fr})_c y $\Phi_{DN} - \Phi_{Dt}$
- 4.- Es necesario realizar para cada caso un análisis de sensibilidad para definir el radio de búsqueda óptimo, con base a la densidad de la información o pozos.
- 5.- Se consideró que los cambios bruscos (RC) en las cimas de un intervalo pueden tener relación, tanto con la geometría del plegamiento (*Dip-Domine*) como a una componente vertical importante del fallamiento.
- 6.- Por otro lado, los RC de las propiedades petrofísicas del medio pueden ser asociadas mas al fallamiento que a cambios de facies.
- 7.- Los lineamientos definidos en los mapas de RC son zonas potenciales de fracturas subsísmicas (no detectables por sísmica), ratificables o no al adicionar la información de núcleos y sísmica, lo cual permite establecer las relaciones cinemáticas y genéticas entre lo observado en núcleos, lineamientos y los rasgos estructurales mayores definidos por sísmica de manera independiente.
- 8.- Al revisar las tendencias obtenidas en el presente trabajo, se definió que los sistemas de fracturas se encuentran orientados en una dirección preferencial N-S, por lo cual los fluidos tienden a desplazarse en esa dirección.
- 9.- Se presenta una superposición de eventos a través de las unidades estratigráficas estudiadas, lo cual indica que los trenes de fracturas abiertas son muy constantes a lo largo de la estructura estudiada
- 10.- El campo de estudio ha mostrado un comportamiento dinámico complejo, el cual no había sido explicado con todo el detalle.
- 11.- Al realizar la comparación entre los trenes preferenciales del fracturamiento (Norte-Sur) obtenidas en el presente trabajo con el comportamiento dinámico del yacimiento, se nota una correspondencia evidente con las direcciones preferencial de los fluidos en

la dirección Norte-Sur, obtenidas con las mediciones de presión mediante pruebas de interferencia entre varios campos, mientras que la orientación Este-Oeste indicó poca comunicación hidráulica.

12.- Por otra parte, las fracturas orientadas N-S, en concordancia con los datos hidráulicos, implican alta comunicación en este sentido y provocan, en consecuencia, una dirección de baja permeabilidad en la dirección perpendicular E-W.

13.- En términos generales, la metodología utilizada en este trabajo demostró ser eficaz y exitosa para la predicción de zonas de fracturamiento en el campo petrolero analizado.

Recomendaciones

- Se sugiere tomar con reservas los resultados directos de cada uno de los indicadores de intervalos fracturados, los cuales deberán interpretarse conjuntamente y siempre acompañándose de los registros convencionales, para descartar las zonas arcillosas y con disolución.

- La interpretación final de las fracturas y fallas debe conjuntar toda la información con la que se cuenta.

- Es muy importante contar con toda la información posible sobre la perforación de los pozos, como direcciones de desviación y ángulos en función de la profundidad del mismo, así como de las profundidades verticalizadas y de desarrollo, para tener mayor certidumbre en la orientación de los núcleos y por ende en la de las fracturas y fallas y

demás elementos estructurales manifiestos en los cilindros rocosos recuperados.

- La intensidad de fracturas en los núcleos fue empleada para corroborar las intensidades y frecuencia de fracturamiento a nivel de pozo y del yacimiento, estas áreas son las que han presentado las mejores condiciones de productividad, por lo cual se señala a este análisis con gran interés en la definición de áreas de desarrollo.

- La comparación con datos de producción fue de gran utilidad para calibrar los mapas de radio de cambio, estos son herramientas útiles para definir áreas en donde se esperan cambios de facies y/o de propiedades petrofísicas, lo cual puede reducir el riesgo durante la etapa de desarrollo del campo.

- La metodología descrita en este trabajo fue exitosa, pero se recomienda aplicarla en otros campos para reafirmar su efectividad.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. DeGraff, J.M.; Goff, D.F. and Allan, D.V.; 1994. Prediction of Fractured Reservoirs Properties and Performance in Folded Carbonates of the Canadian Foothills, Alberta and British Columbia. **ANNU. AAPG-SEPM-EMD-DPA-DEF CONV. (Denver, 6/12-15/94)**.
2. Stearns, D.W. and Friedman, M.; 1972. Reservoirs in Fractured Rocks. *In*: King, R.E. (ed.). Stratigraphy Oil and Gas Fields. **AAPG Memoir 16**, pp. 82-106.
3. Nelson, R.A.; 1979. Natural Fracture Systems: description and classification. **AAPG Bull.**, V. 63, n. 12, pp. 2214-2221.
4. -----; 1985. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs**. Gulf Publishing Co., Houston, Texas, 320 p.
5. -----; 1987. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge into Practice. **Journal of Petroleum Technology**, April, pp. 407-414.
6. Chanchani, J. and Berg, R.R.; 1994. Pressure Solution and Microfracturing in Primary Oil Migrations, Upper Cretaceous Austin Chalk, Texas Gulf Coast. **ANNU. AAPG-SEPM-EMD-DPA-DEF CONV. (Denver, 6/12-15/94)**.
7. Decker, D. and Klawitter, A.; 1994. Exploring for Naturally Fractured Reservoirs within a Basin Centered Gas Trap: Piceance Basin. **ANNU. AAPG-SEPM-EMD-DPA-DEF**
8. Delgado, O.R. and Loreto, E.G.; 1975. Reforma's Cretaceous Reservoirs: An Engineering Challenge. **Petroleum Engineer**. Dec., pp. 56-66.
9. Sánchez S.V.M.; 1992. El Fracturamiento Natural y su relación con los hidrocarburos en la Porción nororiental de la Cuenca Chiapas-Tabasco. **REVISTA INGENIERÍA PETROLERA**. Julio, p. 33-45.
10. Hancock, P.L.; 1985. Brittle microtectonics: principles and practice. **Jour. of Struct. Geol.** V. 7, nos. 3-4, pp. 437-457.
11. Hobbs, B.E.; Means, W.D. and Williams, P.F.; 1976. **An Outline of STRUCTURAL GEOLOGY**. John Wiley and Sons.
12. Mattauer, M.; 1976. **Las deformaciones de los materiales de la corteza terrestre**. Edit. OMEGA.
13. Currie, J.B. and Reik, C.A.; 1977. A Method of Distinguishing Regional Directions of Jointing and of Identifying Joints Sets Associated with Individual Geological Structures. **Can. Jour. Earth Sci.**, v. 14, pp. 1211-1228.
14. Friedman, M. and Logan, J.M.; 1970. Microscopic Feather Fractures. **Geol. Soc. Am. Bull.**, v. 81, pp. 3417-3420.
15. Friedman, M.; 1969. Structural Analysis of Fractures in Cores from Saticoy Field, Ventura County, California. **AAPG Bull.**, V. 53, n. 2, pp. 367-389.
16. Price, N.J. and Crosgrove, J.W.; 1990. **ANALYSIS OF GEOLOGICAL STRUCTURES**. Cambridge University Press.
17. Mercadier, C.G. and Makel, N.V.; 1991. Fracture Patterns of Natih Formation Outcrops and their Implications for the Reservoir Modelling of the Natih Field, North Oman. **SPE** 21377, p. 357-368.

18. Nelson, R.A.; 1975. Fracture Permeability in Porous Reservoirs: an experimental and Field Approach. Ph. D. Texas A&M University.
19. Dickey, P.A.; 1986. **Petroleum Development Geology**. PennWell Books or Publishing Co.
20. Blanchet, P.H.; 1957. Development of Fracture Analysis as Exploration Method. **AAPG Bull.**, V. 41, n. 8, pp. 1748-1759.
21. Schlumberger; 1984. **EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN MÉXICO**.
22. Meneses de G.J.; 1980. Geología de la Sonda de Campeche. **Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.** V. 32, no. 1, p. 1-28.
23. Holguín Q.N.; 1985. Evaluación geoquímica del Sureste de México. **Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.** V. 37, no. 1, p. 3-48.
24. Soto J.F. y Zamudio A.D.; 1988. Estudio Bioestratigráfico del Cretácico y Terciario Inferior en Pozos del Área Marina de Campeche. **Informe Inédito IMP**.
25. Soto J.F. y Zamudio A.D.; 1990. Integración Regional del Cretácico Superior con base al estudio de los Globotruncánidos de la Zona Sur, Sureste y Marina. **Informe Inédito IMP**. Proyecto C-5513.
26. Acevedo, J.S.; 1980. Giant fields of the Southern Zone-Mexico. **AAPG Memoir** 30. pp. 339-385.
27. Saidi, A.M.; 1987. **Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs (Fundamental and Practical Aspects)**. General Printing and Publishing Service Pte. Ltd. Singapore.
28. Chilingarian, C.V. y Yen, T.F.; 1986. Notes on Carbonate Reservoir rocks No. 3: Fractures. **Energy Source**, 8 (2/3): 261-275.
29. Mar'enko, Y.I.; 1978. **Oil and Gas in Carbonate Rocks**. Izd. "Nedra", Moscow, 240 p.
30. Aguilera, R.; 1980. **Naturally Fractured Reservoirs**. Penn-Well Books.
31. Belousov, V.V.; 1976. **GEOLOGIA ESTRUCTURAL**. Edit. Mir.
32. Wilcox, R.E.; Harding, T.P. & Seely, D.R. ; 1973. Basic wrench tectonics. **Bull. Am. Assoc. Petr. Geol.**, V. 57, p. 74-96.
33. Shainin, V.E.; 1950. Conjugate sets of en echelon tension fractures in the Athens Limestone at Riverton, Virginia. **Bull. Geol. Soc. Am.**, V. 61, pp. 509-517, june.
34. Compton, R.R.; 1985. **GEOLOGY IN THE FIELD**. John Wiley & Sons.
35. Helander, D.P.; 1983. **Fundamentals of Formation Evaluation**. Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa.
36. Burke, J.A.; Campbell, Jr. R.L. and Schmidt, A.W.; 1969. The Litho-Porosity Cross Plot. A Method of Determining Rock Characteristics for Computation of Log Data. **SPWLA 10th Ann. Log. Sym.**, May 25-28.
37. Poupon, A; Hoyle, W.R., AND Schmidt, A.W.; 1971. Log Analysis in Formations with Complex Lithologies. **Jour. Petrol. Tech.**, V.251, Aug., pp. 995-1005.
38. Rasmus, J.C.; 1983. A variable Cementation Exponent "m", for fractured Carbonates. **SPWLA**.
39. Badillo R.P.A. y Santos N.E.N.; 1987. Evaluación de Formaciones Brecha del Paleoceno y Jurásico Kimmer del Pozo Batab-2. Curso de Actualización para Ingenieros —Analistas.
40. Serra, O.; 1979. **Diagraphies Differees Bases de l'Interpretation**. Tome 2. Elf. Aquitaine, pp. 555-565.

41. Kulander, B.R.; Dean, S.L., and Ward, Jr., B.J.; 1990. Fractured Core Analysis. AAPG Methods in Exploration Series, N. 8.
42. Bernabé M.M.G.; 1986. Comunicación personal.
-

NOMENCLATURA

CIId = Registro Laterolog, curva profunda [mhos]

CIIs = Registro Laterolog, curva somera [mhos]

Cmf = Conductividad del filtrado de lodo [mhos]

Cw = Conductividad del agua de formación [mhos]

D = Diámetro del núcleo [in]

d = distancia entre las fracturas consideradas y medida sobre el núcleo

di = Diámetro de invasión de los fluidos de perforación [in]

e = Espaciamiento entre las fracturas dentro de un sistema

E²med = **Et** = Error cuadrático medio

Eav = Espaciamiento Medio Real entre fracturas [metros]

Ema = Espaciamiento máximo entre fracturas [metros]

Eme = Espaciamiento medio estimado entre fracturas [metros]

Emi = Espaciamiento mínimo entre fracturas [metros]

F = Frecuencia de las fracturas

Fc = Frecuencia de las juntas ("joints")

Ff = Frecuencia del Fracturamiento

Iav = Intensidad Media

Ie = Intensidad Acumulada

If = Intensidad del Fracturamiento

K = Porcentaje de Potasio contenido en las rocas

K₁ = Permeabilidad en el medio 1 [mD]

K₂ = Permeabilidad en el medio 2 [mD]

L = longitud de la parte visible de la fractura sobre el núcleo

IIId = **LLd** = Medida de resistividad profunda, registro doble laterolog

IIIs = **LLs** = Medida de resistividad intermedia, registro doble laterolog

m = Exponente de Cementación; frecuencia del fracturamiento alta y uniformemente distribuida

M y **N** = Parámetros independientes de la porosidad

msfl = **MSFL** = Medida de resistividad de proximidad, registro doble laterolog

n = Número de sistemas de fracturas involucrados

P = Inclinação del núcleo o ángulo de penetración del pozo

Pe = Índice de absorción fotoeléctrica

Ri = Resistividad de la zona invadida [ohm-m]

Rm = Resistividad del lodo de perforación [ohm-m]

Rmc = Resistividad del enjarre adherido a la pared del agujero [ohm-m]

Rmf: Resistividad del filtrado de lodo [ohm-m]

Ro = Resistividad de la zona no invadida o no contaminada [ohm-m]

Rw: Resistividad del agua de formación [ohm-m]

Rxo = Resistividad de la zona barrida o lavada [ohm-m]

So = Saturación de aceite

Sw = Saturación de agua

Th = Porcentaje de Torio contenido en las rocas

U = Porcentaje de Uranio contenido en las rocas

V_1 = Volumen de Dolomita

V_1 , V_2 , y V_{cl} = Fracción de la mineralogía analizada en relación al volumen total de roca.

Los sufijos 1 y 2, están relacionados con dos de los minerales de la trílogía mineralógica escogida y cl es relativo a los parámetros de arcilla.

V_2 = Volumen de Caliza

V_3 = Volumen de arcillas

V_{cl} = Volumen de arcillas

ϕ = Porosidad total

$\Delta\rho$ = Densidad en la vecindad del pozo

$(\phi_{fr})_c$ = Índice de porosidad de fractura calculado

$(\phi_n)_{cl} = (\phi_n)_{ma3}$ = Respuesta neutrón de las arcillas

$(\phi_n)_f$ = Densidad neutrón del fluido de perforación

$(\phi_n)_{ma1}$ = Respuesta neutrón de la dolomita = 0.02

$(\phi_n)_{ma2}$ = Respuesta neutrón de la calcita = 0

$\rho_{bma3} = \rho_{bcl}$ = Densidad de matriz de lutita

ϕ_{cl} = Porosidad de arcillas.

ϕ_{DN} = Porosidad Total

ϕ_{DT} = Porosidad Primaria

ρ_f = densidad del fluido (1.1, para lodos salados y 1, para lodos de agua dulce).

ρ_f = Densidad del fluido de perforación [g/cc]

ϕ_f = Porosidad neutrón del fluido de perforación = 1

ρ_{ma1} = Densidad de matriz de dolomita

ρ_{ma2} = Densidad de matriz de caliza

ρ_{mac} = Densidad de matriz de las rocas por analizar [g/cc]

ϕ_s = Porosidad Secundaria

$\Delta t_{cl} = \Delta t_{ma3}$ = Respuesta sónica de las arcillas

Δt_f = respuesta sónica del fluido de perforación = 185 para lodos salados

Δt_f = Tiempo de tránsito de la onda sonora a través del fluido de perforación [ms/ft]

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la onda sonora a través de la matriz de la roca [ms/ft]

Δt_{ma1} = Respuesta sónica de la dolomita = 43.5

Δt_{ma2} = Respuesta sónica de la calcita = 47.6

Δt_s = Δt sintética

ϕ_D = Porosidad de Densidad []

ϕ_{DN} = Porosidad de Densidad Neutrón []

ϕ_{DT} = Porosidad del Sónico []

ρ_{maa} = Densidad de matriz aparente [g/cc]

σ_1 = Esfuerzo principal máximo

σ_2 = Esfuerzo principal intermedio

σ_3 = Esfuerzo principal mínimo

INDICE DE FIGURAS

Página

<p>Figura 1.1.A. Relaciones geométricas entre las fracturas y el estado de esfuerzo ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) responsable de ellas¹⁰. B) Fracturas formadas experimentalmente dentro de un bloque de calizas Solenhofen, donde (a) y (b) son fracturas de cizalla conjugada, y (c) son fracturas de extensión formadas durante el experimento, mientras que (d) son fracturas de extensión formadas después de quitar la carga¹¹. C) Círculo de Mohr mostrando la relación entre esfuerzo y deformación</p>	5
<p>Figura 1.2. Características de la deformación de las rocas como se han medido y observado en pruebas de laboratorio</p>	5
<p>Figura 1.3. Ductilidad de rocas saturadas de agua como una función de la profundidad, donde se incluye el efecto de la presión de confinamiento (sepultamiento), de la temperatura y de la presión de poro o normal de la formación²</p>	7
<p>Figura 1.4. Planos de fallas (sombreados) y las direcciones principales de esfuerzos en condiciones isotrópicas. (a) fallas normales con σ_1 vertical, (b) falla inversa con σ_3 vertical, (c) fallas transcurrentes con σ_2 vertical, con sus proyecciones estereográficas en el hemisferio inferior, donde el círculo primitivo representa la horizontal¹¹</p>	10
<p>Figura 1.5. Relaciones entre el estado de esfuerzo, las orientaciones de las falla y fracturas derivados de estos y los histogramas de buzamiento resultantes del análisis de núcleos⁴</p>	12
<p>Figura 1.6. Posible disposición de los Sistemas de Fracturas asociados con fallas¹² (1) normales, (2) inversas, (3) laterales y (4) sin significación neta</p>	13
<p>Figura 1.7. A) Diagramas típicos de orientaciones de fracturas relacionadas con pliegues representando porciones de la geometría total de la fractura sobre pliegues⁴. B) Generalización de los juegos de fracturas dominantes relacionadas a pliegues⁴.....</p>	15
<p>Figura 1.8. A) Patrón I. B) Patrón II².</p>	16
<p>Figura 1.9. Deformación discontinua dentro de un pliegue isopaco¹².</p>	18
<p>Figura 1.10. Tipos y orientaciones del fracturas teórica asociada con el plegamiento¹⁷. FCTE= Fracturas de Cizalla Transversales al Eje; FEL= Fracturas Longitudinales de Extensión; FETE= Fracturas de Extensión Transversales al Eje; FCL= Fracturas Longitudinales de Cizalla; ddc sy= dirección de desplazamiento de la capa sobreyacente</p>	18
<p>Figura 2.1. Tamaño y continuidad de las fracturas²⁷</p>	21
<p>Figura 2.2. Organización de la red de fracturas²⁷</p>	22
<p>Figura 2.3. Evaluación de los diferentes espaciamientos dentro de un sistema de fracturas²⁷.</p>	22
<p>Figura 2.4. Variaciones en las frecuencias de fractura²⁷</p>	22
<p>Figura 2.5. Posición de los bloques elementales respecto a la intensidad del fracturamiento²⁷.</p>	23
<p>Figura 2.6. Regímenes de fracturamiento²⁷.</p>	24
<p>Figura 2.7. Tectonograma²⁷.</p>	24
<p>Figura 2.8. Ejemplo de un esquema desdoblado de núcleo²⁷.</p>	26
<p>Figura 2.9. Fotografía de agujero³⁰.</p>	28
<p>Figura 2.10. Anomalías en la geometría del agujero²⁷.</p>	29
<p>Figura 2.11. Ejemplos de campo de las anomalías del calibrador, densidad y resistividad²⁷.. ..</p>	30
<p>Figura 2.12. A) Modificaciones de las propiedades acústicas y B) varios tipos de despliegues de formas de onda²⁷.</p>	32
<p>Figura 2.13. A) Fracturas indicadas previamente por pérdida de lodo de varios m³/hora²⁷</p>	32
<p>Figura 2.14. Modelo homogéneo Doble Porosidad. Caso I Doble porosidad.</p>	34
<p>Figura 2.15. Modelo homogéneo Doble Porosidad. Caso II.</p>	34
<p>Figura 2.16. Modelo de Regiones Múltiples.</p>	34
<p>Figura 2.17. Modelo de Regiones Múltiples separadas mediante un límite lineal</p>	34

Figura 2.18. Modelo de Regiones Múltiples de YNF con cavernas asociadas	34
Figura 2.19. Modelo de fractura única dominante	35
Figura 3.1. Ubicación del área de aplicación dentro de la Sonda de Campeche y su panorama estructural (modificada) ²¹	37
Figura 3.2. Sistemas de fracturas en la Brecha del Paleoceno (núcleo) dentro del área de aplicación	38
Figura 3.3. Triásico	41
Figura 3.4. Kimeridgiano	42
Figura 3.5. Titoniano	42
Figura 3.6. Cretácico Medio.	42
Figura 3.7. Paleoceno.	43
Figura 3.8. Ubicación del CCPR-A, entre la Plataforma de Yucatán y las cuencas de (1) Comalcalco y (2) Macuspana. La tendencia general de las estructuras es similar a las de los ejes de pliegues de la Sierra de Chiapas ²² , pero oblicua al frente de la Sierra de Chiapas (3).	44
Figura 3.9. Estructura representativa del área de aplicación.	44
Figura 3.10. Sistema complejo de fallas normales ²²	45
Figura 3.11. A) y B). Secciones estructurales ²⁶	46
Figura 3.12. Secciones estructurales ²³ I y II.	46
Figura 3.13. Fase deformante tardía de fallamiento normal N-S ²⁶	47
Figura 3.14. Calidad de la información sobre el fracturamiento observado en los núcleos recuperados de los pozos (en número) en el área de aplicación.	48
Figura 3.15. Leyenda utilizada para los diagramas de los núcleos estudiados.	49
Figura 3.16. Pozo P-1, núcleo 2.	50
Figura 3.17. Pozo P-35, núcleo 2.	50
Figura 3.18. Pozo P-71, núcleo 1.	51
Figura 3.19. Pozo P-79, núcleo 4.	51
Figura 3.20. Pozo P-158, núcleo 2.	52
Figura 3.21. Pozo P-201, núcleo 1.	53
Figura 3.22. Pozo P-201, núcleo 2.	53
Figura 3.23. Pozo P-201, núcleo 3.	54
Figura 3.24. Pozo P-201, núcleo-4.	54
Figura 3.25. Pozo P-287, núcleo 3.	55
Figura 3.26. Gráficas indicadoras de porosidad secundaria (Φ_s).	56-57
Figura 3.27. Relaciones entre ϕ_{DN} y "m".	58
Figura 3.28. Algoritmo planteado por "MID Plot.	59
Figura 3.29. Corte horizontal de un pozo y la zona vecina en una formación que contiene únicamente agua.	60
Figura 3.30. Implicaciones mineralógicas con las relaciones entre RG, RGc y Resistividad .	62
Figura 3.31. Uso del Pe para interpretar Intervalos fracturados.	62
Figura 3.32. Gráficas cruzadas complementarias y de Lito'Porosidad del pozo 35	64-65
Figura 3.33. Gráfica de Densidad de Matriz Aparente (ρ_{maa}) vs MN.	64-65
Figura 3.34. Gráfica de Densidad de Matriz Aparente (ρ_{maa}) vs Profundidad.	64-65
Figura 3.35. Indicadores de intervalos fracturados en profundidad para el pozo 35.	64-65
Figura 3.36. Gráficas que ilustran la calibración del método de Lito-Porosidad mediante la litología observada en núcleos del mismo pozo	66-67
Figura 3.37. Gráficas que ilustran la calibración del método de Lito-Porosidad mediante la litología observada en núcleos del mismo pozo	66-67
Figura 3.38. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para P-1, considerando $\Phi_{total}=\Phi_D$; también se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).	68-69
Figura 3.39. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para P-1, considerando $V_3=V_{cl}$ (RG); también se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).	68-69

Figura 3.40. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para P-1, considerando $\Phi_{total} = \Phi_{DN}$; también se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).	68-69
Figura 3.41. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para P-283, considerando $\Phi_{total} = \Phi_D$; también se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).	68-69
Figura 3.42. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para P-283, considerando V_3 está dado a partir de V_{el} (RG); también se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).	68-69
Figura 3.43. Comparación entre el registro sísmico real (Δt) y el sintético (Δt_s) para P-283, considerando $\Phi_{total} = \Phi_{DN}$; también se muestra la evaluación del modelo con su error cuadrático medio (E^2).	68-69
Figura 3.44. Indicadores de intervalos fracturados en profundidad para el pozo 73; BP= Brecha Paleoceno Cretácico Superior. Las flechas horizontales señalan los rangos de valores indicativos, con las reservas del caso, de intervalos fracturados, mientras que las verticales los definen en profundidad.	68-69
Figura 3.45. Algoritmo usado para estimar el Promedio Limitado (PL).	69
Figura 3.46. Gráfica RB vs Et correspondiente a la cima del cuerpo BP para RB a cada 500 m.	70
Figura 3.47. Gráfica RB vs Et correspondiente a la cima del cuerpo BP para RB a cada 250m entre los 2500 y 3500m.	71
Figura 3.48a. Gráfica RB vs Et correspondiente a la porosidad total contenida por el cuerpo BP	71
Figura 3.48b. Esta figura muestra la amplia gama de posibilidades de analizar las relaciones de un nodo respecto a sus vecinos dentro de una malla geoestadística	72
Figura 3.48c. Representación sobre una malla, de las orientaciones más frecuente de patrones de plegamiento y su fracturamiento asociado	72
Figura 3.48d. A) Mapa topográfico de una pequeña colina localizada en las coordenadas de referencia, es decir es un caso real, dibujado por SURFER con n-puntos tomados de la carta de INEGI. B) Mapa del RADIO DE CAMBIO (RC) obtenido a partir de los n-puntos y sobre el cual se han marcado con líneas, las posibles zonas donde se concentra el cambio del parámetro analizado, en este caso, el de valores de elevación del terreno, las cuales fueron transportadas gráficamente a la figura superior para ver su expresión física, que coincide con los cambios de dirección durante el contorno de las líneas de iso-elevaciones	72-73
Figura 3.49. Configuración de los promedios de: A) Φ_{total} , y factores volumétricos de: B) Dolomita y C) calcita, para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.	74
Figura 3.50. Configuración de los promedios de factores volumétricos de A) Arcillas y B) Densidad de matriz aparente (ρ_{maa}), y C) Densidad neutrón (Φ_{DN}), para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.	75
Figura 3.51. Configuración de los promedios de A) Porosidad sísmica (Φ_{Dt}), y B) Porosidad secundaria (Φ_s) y C) la diferencia entre las mediciones de resistividad larga y corta (LLd-LLs), para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.	76
Figura 3.52. Configuración de los promedios del A) Exponente de Cementación (" m "), y B) Índice de Porosidad de fractura calculado (Φ_{fr}), para el Cretácico Inferior en el área de aplicación, estimados mediante el método de Lito-Porosidad.	77
Figura 3.53. Fallas con diferente salto vertical (H), dependiendo de su tipo.	78
Figura 3.54. Configuración de A) Cima de la Brecha del Paleoceno (BP), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC	80
Figura 3.55. Configuración de A) Cima del Cretácico Superior (Ks), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC	81
Figura 3.56. Configuración de A) Cima del Cretácico Medio (Km), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC	82

Figura 3.57. Configuración de A) Cima del Cretácico Inferior (Ki), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC	83
Figura 3.58. Configuración de A) Cima del Jurásico Superior (Js), B) su radio de cambio (RC) y C) las probables zonas de fracturamiento interpretadas con el RC	84
Figura 3.59. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad total (Φ) y C) Radio de Cambio de la porosidad total. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la porosidad total (figura C) ...	85
Figura 3.60. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porcentaje volumétrico de Dolomita y C) Radio de Cambio del porcentaje volumétrico de Dolomita. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del porcentaje volumétrico de Dolomita (figura C)	86
Figura 3.61. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porcentaje volumétrico de Calcita y C) Radio de Cambio del porcentaje volumétrico de Calcita. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del porcentaje volumétrico de Calcita (figura C)	87
Figura 3.62. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porcentaje volumétrico de Arcillas y C) Radio de Cambio del porcentaje volumétrico de Arcillas. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del porcentaje volumétrico de Arcillas (figura C)	88
Figura 3.63. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Densidad de Matriz Aparente Promedio (ρ_{maa}) y C) Radio de Cambio de la Densidad de Matriz Aparente Promedio (ρ_{maa}). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Densidad de Matriz Aparente Promedio (ρ_{maa} ; figura C).....	89
Figura 3.64. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad Neutrón Promedio (Φ_{DN}) y C) Radio de Cambio de la Porosidad Neutrón Promedio (Φ_{DN}). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Porosidad Neutrón Promedio (Φ_{DN} ; figura C).....	90
Figura 3.65. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Porosidad Sónica Promedio (Φ_D) y C) Radio de Cambio de la Porosidad Sónica Promedio (Φ_D). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Porosidad Sónica Promedio (Φ_D ; figura C)	91
Figura 3.66. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) ($\Phi_{DN} - \Phi_D$) Promedio y C) Radio de Cambio de ($\Phi_{DN} - \Phi_D$) Promedio. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de ($\Phi_{DN} - \Phi_D$) Promedio (Φ_S ; figura C)	92
Figura 3.67. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) (LLd-LLs) Promedio y C) Radio de Cambio de (LLd-LLs) Promedio. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de (LLd-LLs) Promedio (Φ_S ; figura C)	93
Figura 3.68. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima del intervalo, B) Exponente de Cementación Promedio (m) y C) Radio de Cambio del Exponente de Cementación Promedio (m). Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC del Exponente de Cementación Promedio (m; figura C)	94
Figura 3.69. Configuraciones correspondientes a la Brecha del Paleoceno (BP): A) Cima	

del intervalo, B) Porosidad de Fractura Calculada (Φ_{fr})c y C) Radio de Cambio de la Porosidad de Fractura Calculada (Φ_{fr})c. Las configuraciones muestran en café los lineamientos definidos sobre el mapa de RC de la cima del intervalo (Fig. 3.54c) y en rosa aquellos señalados a partir del RC de la Porosidad de Fractura Calculada (Φ_{fr})c; figura C)	95
Figura 3.70. Conjunción de los lineamientos observados en los mapas de radio de cambio de la profundidad de la cima desde la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior hasta el Jurásico Superior (Js). Los colores señalan la edad del intervalo del cual provienen (figs. 3.54 a 3.58)	96
Figura 4.1. Patrones de fracturas asociados con fallamiento y campos de esfuerzos	97
Figura 4.2. Patrones de fracturamiento aplicando el efecto de rotación de esfuerzos y la generación de las fracturas Riedel, conjugadas y "P" a una zona de cizalla ligada con fallamiento inverso y normal.	97
Figura 4.3. Relaciones angulares entre las estructuras que tienden a formarse dentro de un par de cizalla simple lateral izquierdo bajo condiciones ideales, resaltando la equivalencia en la terminología empleada por Wilcox et al. (1973) y Riedel.	98
Figura 4.4. Patrones de fracturas ligados con pliegues cilíndricos, definiendo su frecuencia de aparición y sus relaciones con la geometría del pliegue.	98
Figura 4.5. Variaciones en la orientación de los patrones de fracturamiento dentro de un domo ⁹⁹	99
Figura 4.6. Configuración de la cima de JS y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.	102
Figura 4.7. Análisis del fracturamiento en el núcleo 3 (JS) del pozo 201, y su relación posible con fallamiento lateral.	102
Figura 4.8. Análisis del fracturamiento en el núcleo 4 (JS) del pozo 201, y su relación posible con fallamiento lateral o bien con fracturas "S" (cizalla "cross-axial") de plegamiento	102
Figura 4.9. Configuración de la cima de KI y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.	104
Figura 4.10. Análisis del fracturamiento en el núcleo 4 (KI) del pozo 79 (vertical), y su relación posible con fallamiento inverso y lateral.	104
Figura 4.11. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KI) del pozo 158, y su relación posible con fallamiento inverso o bien normal.	104
Figura 4.12. Análisis del fracturamiento en el núcleo 3 (KI) del pozo 287, y su relación posible con fallamiento lateral.	106
Figura 4.13. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KM) del pozo vertical 35, y su relación posible con las fracturas "T" de pliegues (fragmento 1), y de falla normal o fracturas "R" de pliegues (fragmento 2).	106
Figura 4.14. Configuración de la cima de KM y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.	106
Figura 4.15. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KS) del pozo vertical 1, y su relación posible con las fracturas ligadas al plegamiento.	108
Figura 4.16. Configuración de la cima de KS y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en algunos núcleos recuperados del mismo intervalo.	108
Figura 4.17. Análisis del fracturamiento en el núcleo 1 (KS) del pozo 71, y su relación mas probable con las fracturas "S" o "E" del plegamiento o bien con el fracturamiento de falla normal o lateral (caso mas dudoso).	109
Figura 4.18. Análisis del fracturamiento en el núcleo 2 (KS) del pozo 201, y su relación mas probable con fallamiento inverso.	109
Figura 4.19. Análisis del fracturamiento en el núcleo 1 (BP) del pozo vertical 1, y su relación, reservada, con falla inversa.	109
Figura 4.20. Análisis del fracturamiento en el núcleo 1 (BP) del pozo 201, y su relación posible con fallamiento lateral izquierdo.	112

Figura 4.21. Configuración de la cima de BP y lineamientos observados en el mapa de radio de cambio de la misma. Además muestra la intensidad y características del fracturamiento en uno de los núcleos recuperados del mismo intervalo.	112
Figura 4.22. Tendencias de fracturas y fallas para cada uno de los intervalos estratigráficos considerados	113

INDICE DE TABLAS

	<i>Página</i>
Tabla 1.1. Clasificación de los Sistemas de Fracturas Naturales en Clases Mayores	9
Tabla 1.2. Clasificación de Fracturas Experimentales y Naturales.	9
Tabla 1.3. Geometría de las Fracturas dentro de los pliegues.	15
Tabla 2.1.	21
Tabla 2.2.	21
Tabla 3.1. Características resumidas de los campos del Complejo Abkatún-Pol-Chuc. ..	38
Tabla 3.2. Parámetros de Matriz Promedios para varias Litologías ³⁵	ANEXO 1
Tabla 3.3. Juego de gráficas para cada uno de los 14 pozos procesados.	ANEXO 1
Tabla 3.4. Resultados de la aplicación de los algoritmos para estimar a Δt_s en dos pozos con datos de Δt real.	68
Tabla 3.5. Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.	ANEXO 1
Tabla 3.6. Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.	ANEXO 1
Tabla 3.7. Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.	ANEXO 1
Tabla 3.8. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo BP en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.9. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.10. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KM en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.11. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KI en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.12. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS1 en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.13. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS2 en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.14. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS3 en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.15. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo BP en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.16. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.17. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS1 en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.18. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS2 en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.19. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS3 en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.20. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KM en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.21. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KI en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.22. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo JS en los pozos del Area de Aplicación.	ANEXO 1
Tabla 3.23. Parámetros petrofísicos promedio por pozo para su configuración.	ANEXO 1

Tabla 3.24. Correspondencia entre el lineamiento definido por RC de cima del Intervalo BP y una zona con cambio brusco (RC) de algún parámetro petrofísico.	ANEXO 1
Tabla 3.25. Intervalo KS.	ANEXO 1
Tabla 3.26. Intervalo KS1.	ANEXO 1
Tabla 3.27. Intervalo KS2.	ANEXO 1
Tabla 3.28. Intervalo KS3.	ANEXO 1
Tabla 3.29. Intervalo KM.	ANEXO 1
Tabla 3.30. Intervalo KI.	ANEXO 1
Tabla 3.31. Intervalo JS.	ANEXO 1
Tabla 4.1 Azimut de las fallas, fracturas y lineamientos observados dentro del área	ANEXO 2

ANEXO 1

Tabla 3.2. Parámetros de Matriz Promedios para varias Litologías³⁵.

		Lodo Salado Lodo Dulce						
		COEF	ICIEN	TES DE	$\Delta t_f=$	185	$\Delta t_f=$	189
			MAT	RIZ	$\rho_f=$	1.1	$\rho_f=$	1
Mineral	V_{ma}/Φ	Δt_{ma}	ρ_{ma}	$(\Phi_{SNP})_{ma}$	M	N	M	N
Silice (1)	18000	55.5	2.65	-0.035	0.835	0.669	0.810	0.628
Silice (2)	19500	51.2	2.65	-0.035	0.862	0.669	0.835	0.628
CaCO ₃		47.6	2.71	0.00	0.854	0.621	0.827	0.585
Dolomita (1)	5.5% a 30%	43.5	2.87	0.035	0.800	0.544	0.778	0.513
Dolomita (2)	1.5% a 5.5% >30%	43.5	2.87	0.02	0.800	0.554	0.778	0.524
Dolomita (3)	0 % a 1.5%	43.5	2.87	0.005	0.800	0.561	0.778	0.532
Anhidrita		50.0	2.98	0.00	0.718	0.532	0.702	0.505
Yeso		52.0	2.35	0.49	1.060	0.408	1.015	0.378
Sal		67.0	2.05	0.04	1.240	1.010	1.16	0.914

Tabla 3.3. Juego de gráficas para cada uno de los 14 pozos procesados.

GRÁFICA	OBJETIVO: Establecer...
ϕ_n vs ρ_b	Mineralogía, ϕ_s
ϕ_n vs Δt	Mineralogía, ϕ_s
ρ_b vs Δt	Mineralogía, ϕ_s
M vs N	Mineralogía, Punto de Arcilla (N,M) ϕ_s
Profundidad vs ρ_{maa}	Litología
MN vs ρ_{maa}	Certificar el ρ_{maa} calculado
ϕ_{DT} vs ϕ_{DN}	Intervalos fracturados
lId-lIs vs $\phi_{DN}-\phi_{DT}$	Intervalos fracturados
ϕ_{DT} vs ϕ_D	Intervalos fracturados
$(\phi_{fr})_c$ vs Exponente de Cementación "m"	Intervalos fracturados
Profundidad vs $\phi_{DN}-\phi_{DT}$	Intervalos fracturados
Profundidad vs lId-lIs	Intervalos fracturados
Profundidad vs Exponente de Cementación "m"	Intervalos fracturados
Profundidad vs $(\phi_{fr})_c$	Intervalos fracturados

Tabla 3.5. Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.

BP						Ks						
POZO	fdn-fdt	lld-lls	"m"	(ffr)c	Núcleo	POZO	fdn-fdt	lld-lls	"m"	(ffr)c	Núcleo	
282		X	D	X		282		X	D	X		
283		X		X		283		X	D	X		
285A				X		285A		X		X		
388				X		388						
92		X		X		92		X	D	X		
91B		X	X			91B		X	D	X		
93		X				93		X		X		
287				X		287		X		X		
95		X	X			95		X		X		
97		X	X			97						
99		X				99						
198		X	D	X		198						
196			D	X		196						
72		X	D	X		72			D			
71	X	X	X	X		71				X	E/v	
73	X _{máx}	X	X		I	73		X		X		
94		X	X			94		X		X		
201		X		X	I/v,i	201		X	D	X	R/i	
75		X				75				X		
77		X	X			77			D			
1		X _{máx}			R/h	1				X	E/v	
79	X	X	X			79		X		X		
178		X		X	I*	178						
57		X	X			57		X		X		
59		X			I	59			D	X	N/	
158		X		X		158				X		
35		X				35				X		
	>1%	>0	<2	>1.5%	Presenta		>1%	>0	<2	>1.5%	Presenta	

Positiva= X

Disolución= D

Negativa=

I= Intenso

R= Regular

E= Escaso

N=Nulo

v=vertical

i=inclinado

h=horizontal

*la poca recuperación de núcleo señala un intervalo muy fracturado.

Tabla 3.6. Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.

Km valores<0					Ki						
POZO	$\phi_{dn}-\phi_{dt}$	Ild-Ils	"m"	(ϕ_{fr})c	Núcleo	POZO	$\phi_{dn}-\phi_{dt}$	Ild-Ils	"m"	(ϕ_{fr})c	Núcleo
282			D	X		282			D	X	
283		X	D	X		283		X	D		N/
285A						285A		X	D		
388						388					
92		X	D	X		92			D		
91B		X	D	X		91B			D		
93			D	X		93		X	D		
287				X		287		X	D		R/v
95			D	X		95		X	D	X	
97				X		97					
99						99					
198						198					
196				X		196					
72		X	D	X		72			D		
71			D	X		71		X	D		
73			D	X		73		X	D	X	
94			D	X		94		X	D	X	
201			D			201		X	D	X	
75			D			75			D	X	
77					N/	77					
1				X		1					
79				X		79					I/v
178				X		178				X	
57		X	D	X		57		X		X	
59				X		59		X		X	
158				X	E/i	158		X		X	R/v
35					R/v	35				X	
	>1%	>0	<2	>1%			>1%	>0	<2	>1%	

Positiva= X

Disolución= D

Negativa=

I= Intenso

R= Regular

E= Escaso

N=Nulo

v=vertical

i=inclinado

h=horizontal

*1a poca recuperación de núcleo señala un intervalo muy fracturado.

Tabla 3.7. Estimación de la Confiabilidad de respuesta de algunas herramientas petrofísicas empleadas para definir intervalos fracturados.

JS						KSI valores<0					
POZO	$\phi_{dn}-\phi_{dt}$	lld-lls	"m"	(ϕ_{fr})c	Núcleo	POZO	$\phi_{dn}-\phi_{dt}$	lld-lls	"m"	(ϕ_{fr})c	Núcleo
282						282		X	D	X	
283						283		X	D	X	
285A						285A		X		X	
388						388					
92						92			D	X	
91B						91B			D	X	
93						93			D		
287						287			D		
95						95		X		X	
97						97					
99					N/	99					
198						198					
196						196					
72						72			D		
71						71			D		
73						73			D		
94						94			D		
201					l/v,i	201			D		
75						75			D		
77						77			D	X	
1						1		X	D	X	
79						79				X	
178						178					
57						57		X	D	X	
59						59			D	X	
158						158				X	
35						35			D		

Tabla 3.8. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo BP en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dolomita [%]	CaCO3 [%]	ϕ_D	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs	"m"	$(\phi_{fr})_c$
1	0.0919	0.1292	0.7363	0.0427	2.739	0.116	0.116	0.0001	238	2.14	0.0123
35	0.208	0.3549	0.3587	0.0785	2.763	0.1428	0.1378	0.005	15.396	2.11	0.0055
57	0.0839	0.4677	0.3718	0.0767	2.817	0.1089	0.0999	0.0091	38.138	1.91	0.0118
59	0.0934	0.1704	0.6753	0.0609	2.713	0.1237	0.1332	-0.018	67.839	2.28	0.0139
72	0.0538	0.0051	0.868	0.0731	2.672	0.0986	0.1308	-0.032	5.9808	3.78	0.0718
73	0.1763	0.545	0.278	0.0006	2.679	0.1312	0.0831	0.0394	27.007	1.55	0.0036
75*	0.0725	0.274	0.6	0.0527	2.71	0.0884	0.0899	-0.0015	38.198	2.06	0.0053
75**	0.0932	0.2856	0.5914	0.0298	2.724	0.0983	0.0994	-0.0011	37.845	2.56	0.0159
77	0.1043	0.2651	0.5998	0.0372	2.755	0.1183	0.1111	0.0071	62.88	1.84	0.0003
79	0.1461	0.6443	0.205	0.0046	2.8	0.1203	0.0857	0.034	111.93	1.53	0.0024
91b*	0.0737	0.0022	0.8621	0.062	2.629	0.0935	0.0991	-0.0057	61.043	0	0
91b**	0.1166	0.0173	0.8637	0.0025	2.687	0.1284	0.1177	0.0107	61.043	0	0
95	0.1432	0.5021	0.3428	0.0118	2.763	0.0984	0.0748	0.0193	3.2414	1.61	0.0048
99*	0.1033	0.1262	0.7169	0.0535	2.726	0.126	0.1251	0.0028	60.287	2.05	0.0044
99**	0.116	0.123	0.748	0.012	2.72	0.123	0.119	0.0038	0.603	2.07	0.0056
158*	0.0512	0.0864	0.7344	0.128	2.71	0.0974	0.1202	-0.1292	39.244	2.9	0.0252
158**	0.0806	0.102	0.809	0.0092	2.7	0.0884	0.0833	0.00474	39.2	2.17	0.0109
178	0.0966	0.1963	0.6308	0.0762	2.715	0.1211	0.1326	-0.058	9.3411	2.29	0.0061
198	0.0925	0.2492	0.6195	0.0388	2.701	0.0957	0.1207	-0.025	8.498	3.84	0.0775
201	0.1004	0.1903	0.6741	0.0351	2.638	0.1748	0.0926	-0.0803	29.092	2.40	0.01766
282	0.0641	0.0019	0.8762	0.0578	2.685	0.1008	0.1221	-0.021	11.073	3.07	0.0553
283	0.0932	0.0765	0.7908	0.0395	2.714	0.1084	0.1132	-0.005	13.918	2.45	0.0372
285A*	0.062	0.0168	0.8531	0.0681	2.664	0.1237	0.1081	0.0156	8.2402	1.81	0.0068
285A**	0.1072	0.0153	0.8762	0.0014	2.585	0.0761	0.0974	-0.023	8.2402	2.90	0.0441
287*	0.0482	0.0469	0.7021	0.2028	2.729	0.1112	0.1512	-0.0403	1.87	3.27	0.0325
287**	0.0918	0.0992	0.799	0.0097	2.7	0.1	0.0945	0.00588	1.87	2.15	0.00654

* Pozo sin Δt , corrido bajo la premisa que $\phi = Vcl$

** Pozo sin Δt , corrido bajo la premisa que $\phi = \phi_{DN}$

Tabla 3.9. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dolomita [%]	CaCO3 [%]	ϕ_D	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs	"m"	(ϕ_{fr})c
1	0.0177	0.0112	0.9	0.0711	2.68	0.0532	0.0768	-0.049	-18.1	2.85	0.014
35	0.0142	0.1178	0.7758	0.0922	2.77	0.0612	0.0702	-0.009	-62.06	2.93	0.013
57	0.0461	0.208	0.6349	0.111	2.77	0.088	0.097	-0.009	5.625	2.71	0.043
59	0.0929	0.0488	0.8032	0.0552	2.552	0.0926	0.12	-0.07	-7.345	3.293	0.0023
72	0.0067	0.0478	0.6915	0.254	2.81	0.1119	0.1745	-0.063	-6.573	3.9	0.003
73	0.1278	0.0736	0.7945	0.0041	2.648	0.0841	0.0831	0.0010	5.4756	2.185	0.0157
77	0.0398	0.0139	0.8801	0.0662	2.69	0.074	0.0912	-0.018	-13.9	3.04	0.005
79	0.0524	0.148	0.734	0.0648	2.734	0.0846	0.0933	-0.0104	7.6351	2.492	0.0243
95	0.0745	0.0814	0.7857	0.0584	2.72	0.1132	0.1237	-0.011	0.9612	2.65	0.014
99*	0.0153	0.02	0.73	0.235	2.73	0.0846	0.125	-0.0407	-0.237	2.85	0.00426
99**	0.0552	0.0138	0.93	0.0013	2.68	0.0595	0.0561	0.0034	-0.237	1.94	0.00077
158*	0.046	0.0289	0.7761	0.149	2.65	0.0998	0.1283	-0.0355	1.8967	3.415	0.0621
158**	0.0991	0.0407	0.856	0.0039	2.67	0.11	0.101	0.0089	1.9	1.94	0.00967
178	0.082	0.0398	0.8607	0.0175	2.68	0.0827	0.0871	-0.004	-17.56	2.42	0.0001
201	0.0406	0.0434	0.8572	0.0588	2.707	0.0724	0.0873	-0.0153	2.0729	3.11	0.0178
282	0.0726	0.0124	0.872	0.043	2.61	0.1199	0.1178	0.017	14.417	3.37	0.061
283	0.0708	0.0262	0.8379	0.0651	2.68	0.1019	0.1214	-0.02	8.2197	3.05	0.042
285A*	0.0322	0.0313	0.8863	0.0501	2.679	0.0634	0.063	-0.0009	-0.252	1.975	0.00455
285A**	0.057	0.0295	0.9232	0.0033	2.643	0.0714	0.0579	-0.0076	-0.252	2.563	0.01492
287*	0.0433	0.0149	0.734	0.207	2.72	0.105	0.15	-0.0453	1.32	3.5	0.0229
287**	0.0826	0.0379	0.876	0.0033	2.69	0.0925	0.0838	0.0087	1.32	2.02	0.00215

* Pozo sin Δt , corrido bajo la premisa que $\phi = V_{cl}$

** Pozo sin Δt , corrido bajo la premisa que $\phi = \phi_{DN}$

Tabla 3.10. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KM en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dolomita [%]	CaCO3 [%]	ϕ_D	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs	"m"	(ϕ_{fr})c
1	0.0165	0.0273	0.8814	0.0747	2.732	0.0509	0.0619	-0.0112	-5.81	2.8	0.007
35	0.0605	0.1357	0.7416	0.0622	2.754	0.0753	0.0783	-0.0035	-58.2	2.56	0.0064
57	0.021	0.0936	0.7551	0.1302	2.753	0.0755	0.0909	-0.0154	23.12	3.04	0.039
72	0.0589	0.0237	0.7333	0.1841	2.72	0.1529	0.2141	-0.0657	2.91	3.76	0.0509
77	0.0123	0.0094	0.8951	0.0833	2.673	0.048	0.0687	-0.037	-90	2.8	0.002
79	0.0171	0.0837	0.82	0.0796	2.722	0.0529	0.0579	-0.0234	-37.9	2.79	0.0125
95	0.0274	0.0235	0.8747	0.0744	2.712	0.0669	0.0813	-0.0159	-1.49	3.1	0.0292
99*	0.0192	0.0011	0.872	0.107	2.7	0.0456	0.0699	-0.0243	-8.46	2.65	0.0018
99**	0.0384	0.0005	0.961	0.0001	2.68	0.0405	0.0391	0.0014	-8.46	1.98	0.0005
201	0.0258	0.0176	0.8732	0.0834	2.704	0.0914	0.0913	-0.0104	-7.293	3.157	0.0051
282	0.0318	0.0208	0.8907	0.0568	2.681	0.0581	0.0749	-0.053	-2.84	3.04	0.0081
283	0.0437	0.0246	0.8414	0.0902	2.721	0.0861	0.0994	-0.0133	1.96	3.044	0.0247
285A*	0	0.0659	0.5956	0.3385	2.7006	0.06	0.0603	-0.0003	-7.72	2.042	0.00055
285A**	0.0583	0.0588	0.8769	0.006	2.8167	0.1182	0.1737	-0.0556	-7.72	3.086	0.0044

Tabla 3.11. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KI en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dolomita [%]	CaCO3 [%]	ϕ_D	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs	"m"	(ϕ_{fr})c
1	0.0196	0.0692	0.8346	0.076	2.749	0.0534	0.0613	-0.0078	-3.699	2.625	0.005
35	0.0165	0.0991	0.8041	0.0803	2.731	0.0561	0.0668	-0.1117	-9.887	2.884	0.011
57	0.0035	0.0679	0.8029	0.1257	2.745	0.0441	0.0589	-0.0149	18.311	2.904	0.0373
72	0.0097	0.0159	0.8031	0.1713	2.757	0.082	0.129	-0.0489	-33.69	3.354	#####
77	0.0022	0.0009	0.8936	0.1033	2.717	0.0463	0.0679	-0.0216	-21.49	2.951	0.0028
79	0.0015	0.0886	0.7407	0.1692	2.795	0.0532	0.0691	-0.0158	-30.61	3.100	0.0032
95	0.0199	0.0185	0.8816	0.0801	2.683	0.0671	0.076	-0.0281	-0.546	3.140	0.0149
99*	0.0066	0.0287	0.825	0.14	2.69	0.0733	0.0717	-0.0045	-0.178	2.81	0.00546
99**	0.0268	0.003	1	0.0115	2.68	0.0335	0.0562	-0.033	-0.178	2.1	0.00143
158*	0.0036	0.0162	0.8346	0.1456	2.76	0.0568	0.0844	-0.0277	7.03	3.066	0.0263
258**	0.0266	0.0244	0.947	0.0018	2.7	0.0273	0.0275	0.0003	7.03	2.19	0.00605
201	0.0114	0.0443	0.8451	0.0992	2.756	0.0595	0.0727	-0.0145	-0.094	3.080	0.01934
282	0.0151	0.0021	0.8904	0.0924	2.713	0.0635	0.0818	-0.0183	-571.6	3.304	0.013
283	0.016	0.017	0.8576	0.1094	2.74	0.0677	0.0794	-0.0117	72.698	3.032	

* Pozo sin Δt , corrido bajo la premisa que $\phi = Vcl$

** Pozo sin Δt , corrido bajo la premisa que $\phi = \phi_{DN}$

Tabla 3.12. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KSI en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dol. [%]	CaCO3 [%]	Arcilla [%]	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs	"m"	$(\phi_{fr})_c$
1	1.32	1.07	87.45	10.17	2.67	0.0657	0.0935	-0.1564	0.2110	3.27	0.0219
35	1.42	7.60	81.62	9.36	2.76	0.0620	0.0730	-0.0109	-115.6189	3.05	0.0042
57	0.31	35.91	43.65	20.13	2.84	0.0740	0.0903	-0.0162	4.5175	3.21	0.0685
59	1.46	0.04	87.40	11.10	2.74	0.0849	0.1045	-0.0195	-2.8652	3.73	0.0000
72	0.21	2.45	68.36	28.98	2.83	0.1161	0.1889	-0.0727	-9.1453	4.00	0.0000
77	1.45	0.00	87.34	11.21	2.71	0.0703	0.0944	-0.0260	-12.4813	3.35	0.0102
79	3.06	11.10	76.60	9.27	2.73	0.0775	0.0946	-0.0171	-1.0260	2.86	0.0329
95	7.92	7.82	78.50	5.76	2.72	0.1173	0.1277	-0.0104	1.4959	2.58	0.0155
99*	2.74	3.73	67.90	25.60	2.73	0.1070	0.1460	-0.0392	-6.3200	2.73	0.0061
99**	8.36	2.79	88.59	0.26	2.68	0.0909	0.0846	0.0063	-6.3240	1.90	0.0011
158*	2.09	4.29	63.57	30.05	2.79	0.1357	0.1866	-0.0509	1.6282	3.81	0.0923
158**	8.51	7.04	83.80	0.67	2.70	0.0902	0.0873	0.0029	1.6300	2.06	0.0152
178	3.68	1.38	89.90	5.04	2.70	0.0616	0.0769	-0.0152	-6.9209	2.79	0.0007
201	1.69	2.36	87.94	8.01	2.73	0.0578	0.0730	-0.0162	-2.3128	3.09	0.0087
282	3.14	0.38	87.05	9.43	2.69	0.0784	0.1041	-0.0257	3.0561	3.31	0.0276
283	2.66	2.45	84.56	10.33	2.72	0.0751	0.0916	-0.0165	6.5560	3.19	0.0389
287*	0.55	1.92	59.90	37.60	2.86	0.1240	0.1980	-0.0734	-3.1300	3.88	0.0069
287**	4.61	6.30	88.50	0.54	2.71	0.0477	0.0477	0.0000	-3.1300	2.20	0.0005

Tabla 3.13. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS2 en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dol. [%]	CaCO3 [%]	Arcilla [%]	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs "m"	$(\phi_{fr})_c$	
1	4.62	2.09	89.24	4.05	2.68	0.0724	0.0901	-0.0177	10.6400	3.05	0.0340
35	0.92	8.25	82.23	8.60	2.76	0.0545	0.0637	-0.0092	7.9400	2.94	0.0300
57	5.96	14.91	73.42	5.70	2.75	0.0934	0.0957	-0.0023	4.9800	2.26	0.0224
59	2.02	3.03	86.73	8.21	2.73	0.0690	0.0832	-0.0143	-15.7700	3.16	0.0075
72	1.31	6.72	79.47	12.50	2.74	0.0719	0.1029	-0.0309	-0.7100	3.32	0.0149
77	5.00	1.96	88.29	4.75	2.69	0.0756	0.0899	-0.0143	-14.4800	2.92	0.0031
79	6.80	17.50	72.00	3.69	2.73	0.0858	0.0872	-0.0047	15.2600	2.20	0.0174
95	5.83	4.94	83.38	5.85	2.72	0.0946	0.1043	-0.0097	-0.7900	2.82	0.0077
99*	0.13	0.28	70.31	29.27	2.75	0.0861	0.1383	-0.0523	-57.5400	3.43	0.0031
99**	4.13	0.00	95.87	0.00	2.67	0.0440	0.0420	0.0021	-57.5400	1.96	0.0005
158*	6.34	1.92	87.28	4.46	2.56	0.0752	0.0882	-0.0248	2.0800	3.14	0.0413
158**	10.90	2.02	86.90	0.20	2.65	0.1230	0.1100	0.0130	2.0800	1.86	0.0058
178	9.25	4.79	84.98	0.98	2.68	0.0867	0.0883	-0.0016	-20.6200	2.33	0.0000
201	8.58	1.68	86.65	3.08	2.66	0.1095	0.1288	-0.0193	7.3000	3.52	0.0498
282	10.62	1.59	85.73	2.07	2.59	0.1133	0.1445	-0.0629	21.4500	3.70	0.0944
283	10.83	2.84	83.25	3.09	2.64	0.1235	0.1458	-0.0223	11.3300	2.91	0.0483
285A*	3.81	1.75	92.30	2.12	2.64	0.0461	0.0493	-0.0105	2.4200	2.40	0.0124
285A**	5.67	1.76	92.40	0.15	2.68	0.0628	0.0577	0.0039	2.4200	2.00	0.0047
287*	8.63	0.76	87.00	3.57	2.58	0.0890	0.1050	-0.0160	6.7700	3.14	0.0417
287**	12.40	0.94	86.60	0.08	2.67	0.1430	0.1240	0.0189	6.7700	1.82	0.0036

Tabla 3.14. Promedios de los parámetros petrofísicos del intervalo KS3 en los pozos del Area de Aplicación.

Pozo	Porosidad	Dol. [%]	CaCO3 [%]	Arcilla [%]	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	ϕ_s	LLd-LLs "m"	$(\phi_{fr})_c$	
1	0.44	0.63	91.34	7.59	2.69	0.0385	0.0636	-0.0256	-39.9600	2.59	0.0000
2	1.75	21.94	66.97	9.34	2.79	0.0640	0.0693	-0.0052	-6.5300	2.69	0.0200
57	9.23	5.02	83.33	2.42	2.70	0.1026	0.1057	-0.0030	7.2100	2.29	0.0200
59	13.17	6.23	76.82	3.78	2.46	0.1024	0.1360	-0.0988	-4.3600	3.28	0.0000
72	3.23	21.28	53.12	22.37	2.83	0.1552	0.2088	-0.0536	-0.4400	4.29	0.0000
79	13.60	30.10	37.50	18.80	2.86	0.2276	0.2394	-0.0118	0.0300	2.08	0.0100
95	7.17	23.17	62.86	6.81	2.76	0.1258	0.1407	-0.0149	0.2300	3.01	0.0100
99*	0.65	0.62	80.52	18.22	2.74	0.0553	0.0919	-0.0374	-30.1000	2.74	0.0000
99**	2.58	0.22	97.20	0.01	2.69	0.0268	0.0265	0.0003	-0.3000	1.98	0.0000
158*	8.76	0.00	91.00	0.28	2.49	0.0677	0.0898	-0.0221	3.3600	3.41	0.0600
158**	13.81	0.00	86.19	0.00	2.65	0.1603	0.1387	0.0215	3.3600	1.75	0.0100
201	3.75	9.73	81.47	5.05	2.72	0.0625	0.0729	-0.0104	4.2600	2.78	0.0000
282	2.96	1.34	91.55	4.15	2.58	0.1912	0.0593	0.1239	8.8700	2.50	0.0100
283	1.75	1.95	84.07	12.23	2.74	0.0764	0.0907	-0.0143	-4.3900	3.35	0.0100
285A*	2.11	5.71	81.79	10.38	2.64	0.1182	0.0738	-0.0021	-5.2200	2.86	0.0200
285A**	5.75	5.16	92.10	0.68	2.67	0.0645	0.0730	-0.0098	-5.2200	1.93	0.0000
287*	7.39	1.59	88.60	2.42	2.58	0.0776	0.0864	-0.0153	3.7500	2.95	0.0300
287**	11.11	1.70	87.04	0.15	2.67	0.1263	0.1120	0.0143	3.7500	1.88	0.0000

Tabla 3.15. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo BP en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYS)med	ESPTN
P-1	BP	3747	3803	0.0963	0.0153	0.9459
P-35	BP	3900	3948	0.2455	0.0393	0.8351
P-57	BP	3749	3834	0.1035	0.0222	0.8250
P-59	BP	3773	3854	0.1069	0.0172	0.8652
P-72	BP	3689	3797	0.0699	0.0000	0.7577
P-73	BP	3703	3800	0.1589	0.0482	0.9937
P-75	BP	3692	3723	0.0731	0.0179	1.0000
P-75	BP	3692	3723	0.0932	0.0170	1.0000
P-77	BP	3690	3773	0.1068	0.0148	0.9708
P-79	BP	3720	3805	0.1494	0.0370	0.9821
P-91B-RD	BP	3677	4000	0.1166	0.0160	1.0000
P-91B-V	BP	3677	4000	0.0760	0.0126	0.9846
P-95	BP	3672	3728	0.1568	0.0254	0.9351
P-99	BP	3722	3815	0.1163	0.0204	1.0000
P158(RD)	BP	3805	3900	0.0856	0.0215	0.9341
P-158(VCL)	BP	3805	3900	0.0759	0.0137	0.6740
P-178	BP	3779	3894	0.1101	0.0196	0.8730
P-198	BP	3757	3906	0.1014	0.0207	0.9121
P-201	BP	3680	3900	0.1282	0.8288	0.8065
P-282	BP	3720	3812	0.0690	0.0000	0.9208
P-283	BP	3709	3828	0.0970	0.0172	0.9566
P-285A(RD)	BP	3724	3846	0.1092	0.0320	0.9783
P-285A(VCL)	BP	3724	3846	0.0710	0.0808	0.8634
P-287(RD)	BP	3694	3797	0.0921	0.0215	0.9949
P-287(VCL)	BP	3694	3797	0.0678	0.0145	0.9043

Tabla 3.16. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYs)med	ESPTN
P-1	KS	3803	3915	0.0676	0.0000	0.2737
P-35	KS	3948	3963	0.0533	0.0106	0.2419
P-57	KS	3834	3850	0.0825	0.0124	0.5472
P-59	KS	3854	3897	0.1209	0.0201	0.7518
P-72	KS	3797	3819	0.0643	0.0168	0.0946
P-77	KS	3773	3832	0.0742	0.0157	0.5179
P-79	KS	3805	3855	0.0779	0.0170	0.6545
P-95	KS	3728	3832	0.0922	0.0219	0.7930
P-99	KS	3815	3916	0.0660	0.0228	0.7988
P158(RD)	KS	3900	3961	0.0988	0.0204	1.0000
P-158(VCL)	KS	3900	3961	0.0837	0.0122	0.5339
P-178	KS	3894	3921	0.0928	0.0248	0.8764
P-201	KS	3900	3975	0.0849	0.0161	0.4575
P-282	KS	3812	3894	0.1038	2.6159	0.6974
P-283	KS	3828	3897	0.1025	0.0199	0.6842
P-285A(RD)	KS	3846	3926	0.0669	0.0196	0.8220
P-285A(VCL)	KS	3846	3926	0.0556	1.3022	0.5076
P-287(RD)	KS	3797	3861	0.0858	0.0235	0.9556
P-287(VCL)	KS	3797	3861	0.0783	0.0000	0.5515

Tabla 3.17. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS1 en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYs)med	ESPTN
P-1	KS1	3803	3825	0.0757	0.0000	0.1918
P-35	KS1	3948	3956	0.0431	0.0000	0.2353
P-57	KS1	3834	3842	0.0551	0.0000	0.1154
P-59	KS1	3854	3858	0.0303	0.0000	0.5000
P-72	KS1	3797	3813	0.0534	0.0000	0.0385
P-77	KS1	3773	3790	0.0551	0.0000	0.2456
P-79	KS1	3805	3828	0.0678	0.0148	0.4267
P-95	KS1	3728	3805	0.0985	0.0228	0.7874
P-99	KS1	3815	3862	0.0855	0.0234	0.9806
P158(RD)	KS1	3900	3924	0.0857	0.0222	1.0000
P-158(VCL)	KS1	3900	3924	0.1264	0.0000	0.1650
P-178	KS1	3894	3899	0.0646	0.0000	0.6111
P-201	KS1	3900	3934	0.0711	0.0000	0.2054
P-282	KS1	3812	3833	0.0675	0.0000	0.4493
P-283	KS1	3828	3853	0.0571	0.0174	0.4458
P-287(RD)	KS1	3797	3830	0.0485	0.0151	0.9289
P-287(VCL)	KS1	3797	3830	0.0375	0.0000	0.1937

Tabla 3.18. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS2 en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYs)med	ESPTN
P-1	KS2	3825	3855	0.0682	0.0000	0.7300
P-35	KS2	3956	3959	0.0000	0.0000	0.0000
P-57	KS2	3842	3844	0.0600	0.0000	1.0000
P-59	KS2	3858	3868	0.0335	0.0000	0.3611
P-72	KS2	3813	3817	0.0681	0.0168	0.2667
P-77	KS2	3790	3832	0.0766	0.0157	0.6331
P-79	KS2	3828	3853	0.0775	0.0177	0.8353
P-95	KS2	3805	3826	0.0730	0.0148	0.8000
P-99	KS2	3862	3878	0.0425	0.0209	0.9630
P158(RD)	KS2	3924	3961	0.1082	0.0202	1.0000
P-158(VCL)	KS2	3924	3961	0.0778	0.0122	0.7919
P-178	KS2	3899	3921	0.0977	0.0248	0.9444
P-201	KS2	3934	3952	0.0936	0.0175	0.9180
P-282	KS2	3833	3877	0.1162	0.0200	0.9252
P-283	KS2	3853	3890	0.1228	0.0211	0.8862
P-285A(RD)	KS2	3846	3897	0.0642	0.0177	0.8580
P-285A(VCL)	KS2	3846	3897	0.0588	0.0179	0.5680
P-287(RD)	KS2	3830	3861	0.1223	0.0238	0.9835
P-287(VCL)	KS2	3830	3861	0.0871	0.0000	0.9259

Tabla 3.19. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KS3 en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYs)med	ESPTN
P-1	KS3	3855	3915	0.0567	0.0000	0.0808
P-35	KS3	3959	3963	0.0649	0.0106	0.3500
P-57	KS3	3844	3850	0.0915	0.0124	0.9545
P-59	KS3	3868	3897	0.1379	0.0201	0.9368
P-72	KS3	3817	3819	0.0894	0.0162	0.2222
P-79	KS3	3853	3855	0.1332	0.0000	1.0000
P-95	KS3	3826	3832	0.0817	0.0132	0.8571
P-99	KS3	3878	3916	0.0398	0.0000	0.5079
P-201	KS3	3952	3975	0.0788	0.0159	0.4737
P-282	KS3	3877	3894	0.0780	3.9138	0.4035
P-283	KS3	3890	3897	0.0592	0.0174	0.4583
P-285A(RD)	KS3	3897	3926	0.0720	0.0242	0.7604
P-285A(VCL)	KS3	3897	3926	0.0471	2.5864	0.3958

Tabla 3.20. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KM en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYS)med	ESPTN
P-1	KM	3915	3938	0.0394	0.0101	0.3947
P-35	KM	3963	4080	0.1066	0.0270	0.5489
P-57	KM	3850	3979	0.0580	0.0190	0.3412
P-72	KM	3819	3882	0.1064	1.1148	0.5481
P-77	KM	3832	3910	0.1021	0.0108	0.1128
P-79	KM	3855	3925	0.0662	0.0174	0.2035
P-95	KM	3832	3925	0.0520	0.0235	0.4771
P-99	KM	3916	3986	0.0422	0.0189	0.8522
P158(RD)	KM	3961	4047	0.0209	0.0000	0.5000
P-158(VCL)	KM	3961	4047	0.0000	0.0000	0.0000
P-201	KM	3975	4038	0.0561	1.1838	0.4038
P-282	KM	3894	3950	0.0479	0.0187	0.5892
P-283	KM	3897	3965	0.0778	0.0293	0.5313
P-285A(RD)	KM	3926	3951	0.0637	0.0186	0.8875
P-285A(VCL)	KM	3926	3951	0.0000	0.0000	0.0000

Tabla 3.21. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo KI en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYS)med	ESPTN
P-1	KI	3938	4240	0.0494	0.0175	0.3559
P-35	KI	4080	4450	0.0466	0.0183	0.2827
P-57	KI	3979	4343	0.0470	0.0109	0.0616
P-72	KI	3882	4214	0.0511	0.0151	0.1622
P-77	KI	3910	4275	0.0403	0.0123	0.0408
P-79	KI	3925	4375	0.0361	0.0134	0.0156
P-95	KI	3925	4213	0.0437	1.7119	0.4027
P-99	KI	3986	4407	0.0411	0.0182	0.5456
P158(RD)	KI	4047	4076	0.0328	0.0000	0.6271
P-158(VCL)	KI	4047	4076	0.0204	0.0000	0.0339
P-201	KI	4038	4415	0.0423	0.0267	0.2179
P-282	KI	3950	3981	0.0284	0.0000	0.3039
P-283	KI	3965	4108	0.0396	0.0208	0.3468

Tabla 3.22. Promedios Limitados de los parámetros petrofísicos del intervalo JS en los pozos del Area de Aplicación.

POZO	INTERVALO	CIMA	BASE	(PHY)med	(PHYS)med	ESPTN
P-35	JS	4450	4799	0.0869	0.0202	0.7509
P-72	JS	4214	4629	0.1689	0.0351	0.5968
P-77	JS	4275	4321	0.0359	0.0000	0.2384
P-79	JS	4375	4438	0.0406	0.0158	0.4251
P-99	JS	4407	4518	0.0846	0.0000	1.0000
P-201	JS	4415	5110	0.2412	0.1763	0.6039

Tabla 3.23. Parámetros petrofísicos promedio por pozo para su configuración.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
X	Y	ϕ	DOL	CAL	ARC	ρ_{maa}	ϕ_{DN}	ϕ_{DT}	DF1	DF2	"m"	$(\phi_{fr})_c$
578087	2126969	0.0919	0.1292	0.7363	0.0427	2.739	0.116	0.116	0.0001	238	2.14	0.0123
577546	2125690	0.208	0.3549	0.3587	0.0785	2.763	0.1428	0.1378	0.005	15.396	2.11	0.0055
575950	2128050	0.0918	0.0992	0.7990	0.0097	2.70	0.1	0.0945	0.0059	1.87	2.15	0.0065

Tabla 3.24. Correspondencia entre el lineamiento definido por RC de cima del Intervalo BP y una zona con cambio brusco (RC) de algún parámetro petrofísico.

Lineamiento	1a	1b	1c	1d	2	2b	3	3b	4a	4b	5a	5b	6	7a	7b	8	9
RC Φ_{TPROM}		/x	X	X	X	X		X		X		X	X		/x		
RC % DOL	/x	/x	/x	/x	X	/x	/x	X		X	/x	X	X		/x		
RC % CaCO ₃		/x	X	X	X	/x	/x	X		X	/x	X	X	/x	/x		/x
RC % Arcilla	/x	/x	X	X	X	X		X		/x		X	X		/x		/x
RC % ρ_{ma}		/x			/x		X	X	/x	X		X	X		X		
RC $\Phi_{DN=TOT}$	/x		/x	/x	/x		/x	/x		X	/x	X	X		/x		
RC $\Phi_{DT=1}$	/x		/x	X	X	/x	/x	X		X	X	X	X		X		/x
RC $\Phi_{DN-DT=3}$		/x	X	X	X	X	X	X		/x	/x	X	X		/x		
RC LLD-LLS	/x		/x	/x	/x	/x	X	/x		X	X	X	X				
RC "m"		/x	X	X	X	X	X	X		/x	X	X	X	/x	/x		/x
RC $(\Phi_{fr})_c$		/x	X	X	X	X	/x	X		X	X	X	X	X	/x	/x	X
RC $\Phi_T(PL)$	/x	/x	X	X	X	/x		X		X		X	X		/x		/x
RC $\Phi_s(PL)$	/x				/x			X	/x	/x		/x	X	/x			/x
RC $\Phi_{ESPTN}(PL)$	/x	/x	X	X	X	X		X	/x	X	X	X	X	/x	X		/x
RC IPS			X	/x	X	X	/x	X		X	X	X	X	/x	/x		

A continuación se detalla la nomenclatura usada dentro de estas tablas:

- Mala correspondencia entre el lineamiento definido por RC de cimas con una zona con cambio brusco (RC) de algún parámetro petrofísico.
- /x Regular correspondencia, solo en algún tramo del lineamiento
- X Buena correspondencia, implica un cambio brusco en los valores del parámetro coincidiendo con la traza del lineamiento.
- PL Promedio Limitado
- 1d Lineamiento de RC PHY y ESPTN
- 1a Lineamientos de RC cimas
- IPS Índice de Porosidad Secundaria

El hecho de encontrar una mala correspondencia, implica que el lineamiento no existe para el parámetro analizado.

Tabla 3.25. Intervalo KS.

Lineamiento	1a	1b	1c	1d	2	2b	3	3b	4a	4b	5a	5b	6	7a	7b	8	9				
RC Cima Ks			/x	/x	P			P					X				P	10	11	12	13
RC Φ_{TPROM}																					
RC % DOL			/x	/x	/x			/x		/x		X	X	/x	X		/x	/x			
RC %CaCO ₃				X	/x			/x	/x	/x		X	X	X	X		/x	X		X	
RC %Arcilla		/x	/x	X	X	/x		X		X	X	X	/x		/x	/x	/x	X		X	
RC % ρ_{ma}		/x	/x	X	X	/x		/x		X		X	X	/x	X	/x	/x	X			
RC Φ_{DN-TOT}		/x	/x	X	/x		X	X	X	X	X	X	X		/x		X	/x		X	
RC Φ_{DT-1}		/x	X	X	X	/x	X	/x	/x	X	X	X	X	X	X	/x	X	/x	X	X	
RC $\Phi_{DN-DT-S}$																					
RC _{LLD-LLS}		/x	/x	X	/x	/x	/x	/x		X		X	X		X		/x	X	X		
RC "m"		/x	/x	X	X	/x		X	/x	X		X	X		X		/x	/x			
RC $(\Phi_f)_c$		X	X	/x	/x	/x		/x	X	X		/x	X	/x	X		X				
RC $\Phi_T(PL)$			/x	X	/x	X		X	X	X	X	X	X	X	X	/x	/x	/x		/x	
RC $\Phi_s(PL)$	X	/x	X	X	X			X						/x	/x		/x				
RC _{ESPIN(PL)}			/x	X			X	X		X		X	X		X		/x			/x	
RC IPS		/x	X	/x	/x	/x		X		/x	X	X	X	/x	X		/x				

Tabla 3.26. Intervalo KS1.

Lineamiento	1a	1b	1c	1d	2	2b	3	3b	4a	4b	5a	5b	6	7a	7b	8	9				
RC Cima Ks																		10	11	12	13
RC Φ_{TPROM}			/x	/x	X		/x	X		/x	/x	X	X						/x	X	/x
RC % DOL			X	X	/x	/x		/x	/x	/x		X	X	/x	X						/x
RC %CaCO ₃		/x	/x	X				/x		/x		X	X		X						/x
RC %Arcilla		/x	/x	/x	/x	/x		X		X	X	/x	/x		/x		/x		/x		/x
RC % ρ_{ma}		X	/x	X	/x			/x	/x	/x		X	X	/x	/x		/x				/x
RC Φ_{DN-TOT}		X	/x	X	/x	/x	/x	X		X		X	X		/x			X	X	X	
RC Φ_{DT-1}	/x	X	x/	X	/x			/x		X	/x		/x	/x	/x			x/	/x	/x	
RC $\Phi_{DN-DT-S}$		X	/x	X	/x			X		X		X	X		/x				/x		
RC _{LLD-LLS}			/x	/x	/x			X		/x		X			/x		/x	X	X		X
RC "m"	/x	X	X	X				/x		X		X	X		X						
RC $(\Phi_f)_c$					/x				/x		/x	/x	/x	/x	X		/x				
RC $\Phi_T(PL)$		/x	/x	/x	/x			X		X		X	X		/x						
RC $\Phi_s(PL)$	/x	/x			/x			/x				X	X	X	X						/x
RC _{ESPIN(PL)}			/x	X			/x	X		X	X	X	X	/x	X						/x
RC IPS	/x		X		/x	/x		X		/x	X	X	X	/x	/x	/x					

Nota: Poca definición en los lineamientos posiblemente porque KS1 es un intervalo arcilloso.

Tabla 3.27. Intervalo KS2.

Lineamiento	1a	1b	1c	1d	2	2b	3	3b	4a	4b	5a	5b	6	7a	7b	8	9	10	11	12	13
RC Cima Ks																					
RC Φ_{IPROM}	/x			X	/x	/x			X	X	/x	X		X	/x		/x		/x	/x	/x
RC % DOL			/x	X	/x			X	/x	/x	/x	X	X	/x	/x	X	/x				/x
RC %CaCO ₃		/x		X	/x				/x	/x		X	X	X	/x	/x	/x				
RC %Arcilla			/x	X	/x	/x		/x	X	/x	X				/x	/x	X				
RC % ρ_{ma}			/x	X	/x		/x	/x		/x		X	X		/x						
RC Φ_{DN-TOT}	/x		/x	X	/x	X		/x		X	X	X	X	/x	X	/x	X	/x	/x		
RC $\Phi_{DT=1}$		X	X	X	/x	X		/x		/x		/x	/x		/x	/x	/x	/x			
RC $\Phi_{DN-DT=5}$	/x		/x		X			/x	/x	X	X	X	X	X	X		X	/x		/x	
RC _{LLD-LLS}			/x	X	/x			X		X	X	X	X	/x	/x	X	X	X			
RC "m"			/x		/x			X		/x		X	X		X						/x
RC $(\Phi_f)_c$		X	X	X	/x		X	X	/x	X	/x	X	X		/x		X				X
RC Φ_T (PL)			X	X	X	/x		X	/x	X	X	X	X	/x	X		X	X	X		
RC Φ_s (PL)			/x	/x	/x			/x		X		X	X		/x		X	/x			/x
RC _{ESPTN} (PL)			/x	X	/x		/x		/x	/x	X	/x	/x		/x			X			/x
RC IPS			/x	/x	/x	/x		X		/x	X	X	X		/x						/x

Tabla 3.28. Intervalo KS3.

Lineamiento	1a	1b	1c	1d	2	2b	3	3b	4a	4b	5a	5b	6	7a	7b	8	9	10	11	12	13
RC Cima Ks																					
RC Φ_{IPROM}	/x			X	/x	/x				/x	X				/x	/x	/x	/x			
RC % DOL	/x	/x	X	/x	/x			X		X	X	X	X	/x	X	/x					/x
RC %CaCO ₃				X	/x		/x	/x		/x	X	X	X	/x	/x	/x					
RC %Arcilla			/x	X	X			/x		/x		X	X		X						
RC % ρ_{ma}			/x	X	X			X		X	/x	X	X	/x	X	/x					
RC Φ_{DN-TOT}	/x	/x	/x				/x	/x		/x		X	X	/x	/x	X					
RC $\Phi_{DT=1}$		X	/x	/x			/x	/x		X	X	X	X	/x	X	X		/x		/x	
RC $\Phi_{DN-DT=5}$	/x	/x	/x	X	/x					/x		/x	/x		X		/x		/x		
RC _{LLD-LLS}				X				/x		X	X	X	X		X		/x				/x
RC "m"		/x	/x	/x	X			X		X		X	X	/x	X		X		X	X	
RC $(\Phi_f)_c$			/x	/x	/x			/x	/x	/x	X	X	/x		/x		/x		/x		
RC Φ_T (PL)			/x		/x			/x		X	X	X	X	/x	X	/x	/x				
RC Φ_s (PL)	/x	/x	/x	X	X			/x						/x	/x	/x		/x			
RC _{ESPTN} (PL)			/x	X		/x		/x		X	X	X	X	/x	/x				/x		/x
RC IPS	/x	/x	/x	/x	/x	/x		X		/x	X	X	X		/x	/x				/x	/x

* miembro arcilloso, quizá por ello hay poca correspondencia con los lineamientos.

ANEXO 2

Tabla 4.1 Azimut de las fallas, fracturas y lineamientos observados dentro del área.

Intervalo/ Fractura	AZs (°)	AZf (°)
BP1	353	3
2	356	46
3	320	290
4	0	325
5	345	75
6	34	88
7	330	68
8	4	
KS1	359	40
2	0	3
3	324	49
4	2	
5	6	
6	356	
7	304	
8	307	
9	308	
10	330	
11	355	
KM1	1	
2	359	
3	0	
4	0	
5	357	
6	330	
7	359	
KI1	8	71
2	0	10
3	5	74
4	344	
5	10	
6	359	
7	12	
8	357	
9	3	
10	3	
11	4	
JS1	9	344
2	9	322
3	5	300
4	3	291
5	2	
6	4	

AZs= Azimut sintético (RC)

AZf= Azimut fracturas en núcleo