



**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN SISMICO-  
ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO PAREDÓN EN EL CUBO SISMICO  
TEPEYIL-3D**

**PROYECTO TERMINAL**

**QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:**

**ESPECIALISTA EN ESTRATIGRAFIA**

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

**LILIA HERNANDEZ SALAZAR**



**ASESOR: DR. GORGONIO GARCIA MOLINA**

**CIUDAD UNIVERSITARIA**

**MARZO DE 2009**



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.

# **DEDICATORIAS**

**A MI ESPOSO**

***NICOLAS***

**POR TODO SU APOYO Y AMOR**

**A MIS HIJOS**

***LILIA ITZEL Y MIGUEL NICOLAS***

**POR SU AMOR Y SUS ENSEÑANZAS**

A MIS PADRES

**MANUEL Y CARMEN**

PORQUE NUNCA SERA SUFICIENTE PARA AGRADECRLES TODO EL  
AMOR Y APOYO QUE ME HAN BRINDADO

A MIS HERMANOS

**FERNANDO,  
ESPERANZA  
YOLANDA  
ALICIA  
MARIA DEL CARMEN**

SIEMPRE CUENTO CON USTEDES

A MI SOBRINOS

**DIANA, HUGO, ULISES, MARCO ANTONIO, PABEL, CESAR, TANIA,  
ILIANA, MARIO, PATRICIA Y ELIZABETH**

POR TODO LO QUE HE APRENDIDO DE USTEDES

## AGRADECIMIENTOS

Se agradece a las autoridades de PEMEX Exploración y Producción (PEP) la oportunidad brindada para efectuar los estudios de la Especialidad en Estratigrafía.

M. en C. Jaime Gonzalez Alanís  
Ing. Hugo Martinez Kemp

Al asesor del trabajo Terminal

**Dr. Gorgonio Molina**

A los miembros del jurado  
Dr. Eduardo Aguayo Camargo  
Ing. Emiliano Campos

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México

Al Ing. Nicolas Mora Cornejo por su asesoría en el manejo de Landmark y sísmica  
Al Ing Jose Martinez Landín por su apoyo en sísmica  
Al Dr. Ricardo Padilla por su asesoría en estructural  
Al Dr. Noel Holguín por sus comentarios  
Al Ing. Gabriel Martell por su apoyo en la información digital  
A los maestros y compañeros de la especialidad

## **INDICE**

### **I. RESUMEN**

### **II. INTRODUCCION**

### **III. GENERALIDADES**

#### III.1 OBJETIVO

#### III.2 JUSTIFICACION

#### III.3 ESTUDIOS PREVIOS

#### III.4 ANTECEDENTES DEL AREA

##### III.4.1 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO

##### III.4.2 DATOS GENERALES DEL CAMPO PAREDON

##### III.4.3 GEOLOGIA PETROLERA

##### III.4.4 ESTRATIGRAFIA

##### III.4.5 MARCO TECTONICO

### **IV. DESARROLLO DEL TRABAJO**

#### IV.1 REGISTROS GEOFISICOS

- ANALISIS DE POSIBLES CICLOS SEDIMENTARIOS Y PATRONES DE APILAMIENTO

- IDENTIFICACION DE CANDIDATOS A LIMITES DE SECUENCIAS

#### IV.2 SISMICA

- CALIBRACION CON T-Z

- MAPEO DE HORIZONTES CRETACICO INFERIOR Y TITHONIANO

- EXTRACCION DE ATRIBUTOS

### **V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **VI. BIBLIOGRAFIA**

## I. RESUMEN

El área de estudiada se ubica a 46 Km al S80°W de la ciudad de Villahermosa, Tab, geológicamente ha sido considerada por diversos autores para el Cretácico Inferior como de ambiente que va de cuenca, a plataforma restringida y lagunar; pertenece a la provincia terrestre petrolera Mesozoica de Chiapas-Tabasco y forma parte del proyecto Reforma, del Activo de Exploración Reforma-Comalcalco y al Diseño Jacinto-Paredón, Edén-Jolote del Activo de Producción Jujo-Tecominoacán. Cubre un área aproximada de 25 km<sup>2</sup> dentro del Cubo Sísmico Tepeyil.

En el presente trabajo se marcaron secuencias por medio de electrofacies en los registros eléctricos de 11 pozos que cortaron núcleo, buscando establecer correlaciones entre la litología y registros en particular en el de Rayos Gama y registro de impedancia, lo cual no se logró extrapolar en el campo ya que solo pozos muy cercanos se podían correlacionar, debido a su gran variación lateral, la posible razón es el intenso fracturamiento existente y la dolomitización.

Se realizó la interpretación en el Cubo sísmico Tepeyil-3D del Campo Paredón, se corrieron diversos atributos; tales como Longitud de Arco, Frecuencia instantánea, Fase instantánea, Amplitud de pico, Frecuencia dominante F1, F2, F3, Efecto Bandwidth (entre bandas), Mitad de Tiempo de energía (Energy half time), Máxima amplitud de mínimo de ondícula (Max\_trough\_Amplitud), Peak spect frequency, Amplitud RMS, Frecuencia de cruce cero, Clasificador de ondícula, estos atributos se corrieron para Cima de Cretácico Inferior, cima de Tithoniano y para la ventana de tiempo entre ellos, encontrándose que el de Frecuencia instantánea, el de Fase instantánea, la amplitud RMS son los que mas se pueden asociar con la geología estructural del área y en algunos casos con las zonas productoras de hidrocarburos. .

## II. INTRODUCCION

Cuando se inicio la estratigrafía de secuencias por Vail y Mitchum, 1977 en Exxon, se analizaron rocas clásticas, es hasta finales de los 80's y principios de los 90's que se inicia su aplicación en afloramientos y en carbonatos por Sarg (1988), Hanford y Loucks (1993) (en Murillo, 2002), haciéndose las adecuaciones necesarias ya que además de los criterios descritos para los ambientes terrígenos y que pueden usarse para los carbonatos (identificación de truncaciones o terminaciones onlap, interrupciones paleontológicas o de ambientes, etc.) existen algunos criterios específicos aplicables a carbonatos ya que se debe tener presente que los clásticos son transportados al área de depósito y los carbonatos se depositan in situ.

Esto nos lleva a plantear las características que deben tener las áreas a ser estudiadas por la metodología de Estratigrafía de Secuencias Carbonatadas, la cual nos permite predecir la distribución de las facies productoras, almacenadoras y sello de hidrocarburos de manera más confiable, ya que si bien esta metodología es muy útil, es necesario tener datos de bioestratigrafía (estudio de abundancia y diversidad), litología, registros geofísicos, datos sísmicos (con cubo de velocidad), y de preferencia que estos no hayan sufrido deformación ni recristalización, en la proporción en que se cuente con estos

datos, aunado a la experiencia del equipo interdisciplinario o bien del intérprete, se podrá realizar un mejor estudio y evaluación del área.

En el Campo Paredón se tiene una intensa dolomitización, fracturamiento y fallamiento, el cual destruyó los restos fósiles lo que hace difícil datar con exactitud la edad de las rocas así como su ambiente de depósito, solo permite hacer inferencias un tanto vagas en las zonas en donde existen fantasmas de fósiles y clastos. Posiblemente también producto de la deformación e intenso fracturamiento tampoco en los registros geofísicos se tiene una buena correlación ya que se carece de datos paleontológicos para establecer con exactitud relación espacial entre ellos.

En el Campo Paredón solo el pozo Paredón-1 tiene T-Z, sin embargo no se utilizó ya que no es confiable, cuando se realizó este trabajo aun no existía cubo de velocidades y se tomaron como referencia la T-Z del Cárdenas-401 y Jacinto-13, que son datos obtenidos en VSP, en otros casos se calculó la velocidad media, pero aun así la complejidad del área es muy grande y se tienen problemas en las áreas de mayor deformación, siendo esta la causa de que existan zonas en las que los horizontes no estén bien definidos

Se realizó la interpretación estructural del área comprendida en el cubo y se aplicaron atributos que pudieran dar pauta a una posible asociación de éstos, de registros, datos de núcleo, lográndose establecer correlación entre algunos atributos, la deformación/litología y las zonas productoras.

### **III.1 OBJETIVO**

Interpretar el Campo Paredón en el Cubo Tepeyil-3D y analizar su geología desde el punto de vista de la Estratigrafía de secuencias para el Cretácico Inferior utilizando la información disponible y adecuando la metodología a esta.

### **III.2 JUSTIFICACION**

A medida que se van desarrollando más herramientas que auxilien al mejor entendimiento de la geología y que la información disponible de un área sea de mejor resolución, es conveniente su reinterpretación, este es el caso de Paredón, con la reciente adquisición sísmica en el 2002 del cubo Tepeyil-3D, se considero una buena oportunidad para aplicar la estratigrafía de secuencias en su interpretación, ya que los estudios anteriores tenían como recurso líneas 2D y se recomendaba la obtención del 3D para mejorarlos.

### **III.3 ESTUDIOS PREVIOS**

Los primeros levantamientos sismológicos bidimensionales se realizaron a principios de los setenta en la porción sur y centro del área de Chiapas-Tabasco, que al ser estudiados propusieron perforaciones, lográndose producción comercial de hidrocarburos. Posteriormente se realizaron levantamientos sismológicos de reflexión en la parte poniente del área en donde, con el apoyo de los datos aportados por la geología del subsuelo, permitió definir la existencia de un alto estructural denominado Paredón.

En la Region Sur de PEMEX, en el cual esta el Campo Paredón, se han efectuado estudios del tipo estratigráfico, sedimentario y petrográfico:



- 1978, Estudio paleosedimentológico y diagenético de los Campos Sitio Grande y Sabancuy (Flores V, 1978, en Sosa, 1984 y en Varela S. M, 1994). Y en el se define que hacia el norte de los campos estudiados se encontraban sedimentos de cuenca.
- 1979, con el prospecto Evolución Tectónica Sedimentaria y Diagénesis en el Cretácico área Reforma-Villahermosa (Aguayo et.al, en Sosa, 1984) efectuado en el I .M. P., en los campos: Cactus, Lombarda, Zarza, Mundo Nuevo, Artesa, Agave, Copanó y Sunuapa, consideraron ambiente de plataforma interna para el Cretácico Inferior y Medio en el área de Paredón
- 1983 se efectuó el Prospecto Reforma Occidental, etapa Paredón-Sunuapa, PEMEX (Rodríguez L. et.al) en el cual considera a los pozos: Paredón-1, Cárdenas-101, Cacho López-2 y Juspi-1 como de mar abierto con depósito de sedimentos arcillosos carbonatados que se fue hundiendo hacia esa área durante el Cretácico Inferior.
- 1984 se efectuó el Prospecto estratigráfico-sedimentario Tecominoacán-Dorado (Sosa P.), en donde se estudiaron los pozos: Dorado 5, Dorado 27, Jujo 2-A, Tecominoacán 101-B, Tepeyil 1-A, Paredón 1 y Cárdenas 101, considera que durante el Cretácico Temprano, existieron condiciones hemipelágicas, influenciados por arcillas bentónicas y por el aporte de constituyentes carbonatados provenientes de áreas más someras (Plataforma Somera, laguna), lo que da como resultado que en las rocas del Cretácico Inferior basal se tengan pequeños horizontes de textura calcarenítica; existió precipitación de SiO<sub>2</sub> en forma de pedernal (Nódulos y bandas), contemporáneo a la sedimentación hacia el Campo Dorado. Postula que existe una discordancia entre Ki y Ks debido a la erosión por corrientes submarinas en dirección hacia Mora y Paredón.
- 1989 se efectuó el Estudio diagenético del Jurasico Superior-Cretácico Inferior en el área Edén-Tecominoacán, Zona Sureste, Proyecto C-3044 (Bello M. et al, 1989) considera que en el área existen facies de plataforma calcárea en talud (intermarea lagunar)  
Sugiere que en Cretácico medio existe una erosión por exposición de las rocas y eso provoca la desdolomitización con aguas meteóricas.
- 1996 Scientific Software-Intercomp, Inc, 1996, Paredón Field Reservoir Study Phase I Reservoir Description, Final Report, Vol. I, and Lithologic and petrographic study of the Jurassic and Cretaceous Carbonates in Paredón Field, Chiapas-Tabasco (Reforma) trend, México (inérito), se efectuó el Estudio Integral del Campo Paredón, (Longman M. W.) en donde se realizó el estudio petrográfico a detalle de laminas delgadas de los núcleos existentes en el campo, para hacer la simulación del campo y optimizar su desarrollo, considera el Cretácico Inferior de talud-cuenca, de este trabajo solo se tuvo acceso a la información escrita no a las tablas ni mapas generados ya que no se encontró ninguna copia completa en los Activos de Producción y de Exploración.

## III.4 ANTECEDENTES DEL AREA

### III.4.1 LOCALIZACION

El Campo Paredón se localiza en la porción sur de la República Mexicana a 46 Km al S 80° W de la ciudad de Villahermosa, Tab., entre las coordenadas 17.8449-18.0261 de Latitud y de -93.5637 a -93.3133 de Longitud, perteneciente al proyecto Reforma, del Activo de Exploración Reforma-Comalcalco y al Diseño Jacinto-Paredón, Edén-Jolote del Activo de Producción Jujo-Tecominoacán.

Esta comprendido dentro del cubo Tepeyil 3D y cubre un área aproximada de 25 km<sup>2</sup> (Fig. 1)

El cubo Tepeyil-3D esta limitado entre:

INLINE	CROSSLINE	COORDENADAS	
		X	Y
2562	1673	439214.89	1973000.00
3382	1673	467914.89	1973000.00
3382	2244	467914.89	1992985.00

Se cuenta solo con el modelo de velocidades con TZ's de Pozos ya que no estaba disponible el cubo de velocidades.

El intervalo de bin entre trazas y lines es de 35 m

El intervalo de muestreo de inline y trazas es de 4 ms

El área seleccionada para trabajar el campo Paredón es:

Line 2900 Traza 2100

Line 3300 Traza 2100

Line 3300 Traza 1800

### III.4.2 DATOS GENERALES

El Campo Paredón se encuentra geológicamente en el área Mesozoica Chiapas-Tabasco y es productor de aceite volátil de 39 ° API en trampas estructurales constituidas por dolomías fracturadas del Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano, la porosidad de estas rocas es intercrystalina y en fracturas.

La explotación de este campo se inició con el descubrimiento del pozo Paredón-1D en 1978 productor de aceite volátil en el Cretácico Inferior con una producción inicial de 3000 bls. Diarios de aceite y 7 millones de pies cúbicos de gas natural. Actualmente cuenta con 36 pozos perforados de los cuales 8 están activos.

El campo Paredón es el cuarto productor de aceite en el Activo de producción Jujo-Tecominoacán, con 7.3 mbd en 1998 y cuarto productor de gas con 26.7 mmpcd. Tiene una reserva probada remanente de 61.3 millones de barriles de

aceite y 710.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (Reservas de hidrocarburos en México, 1999, PEMEX).

**DATOS DEL CAMPO**

Productor de aceite y gas	18
Accidente en perforación	8
Improductivo	5
Inyector	1
Accidente en terminación	1
	36

El pozo mas profundo es el 35A con 6463 m  
 El pozo mas somero es el 3 con 897 m

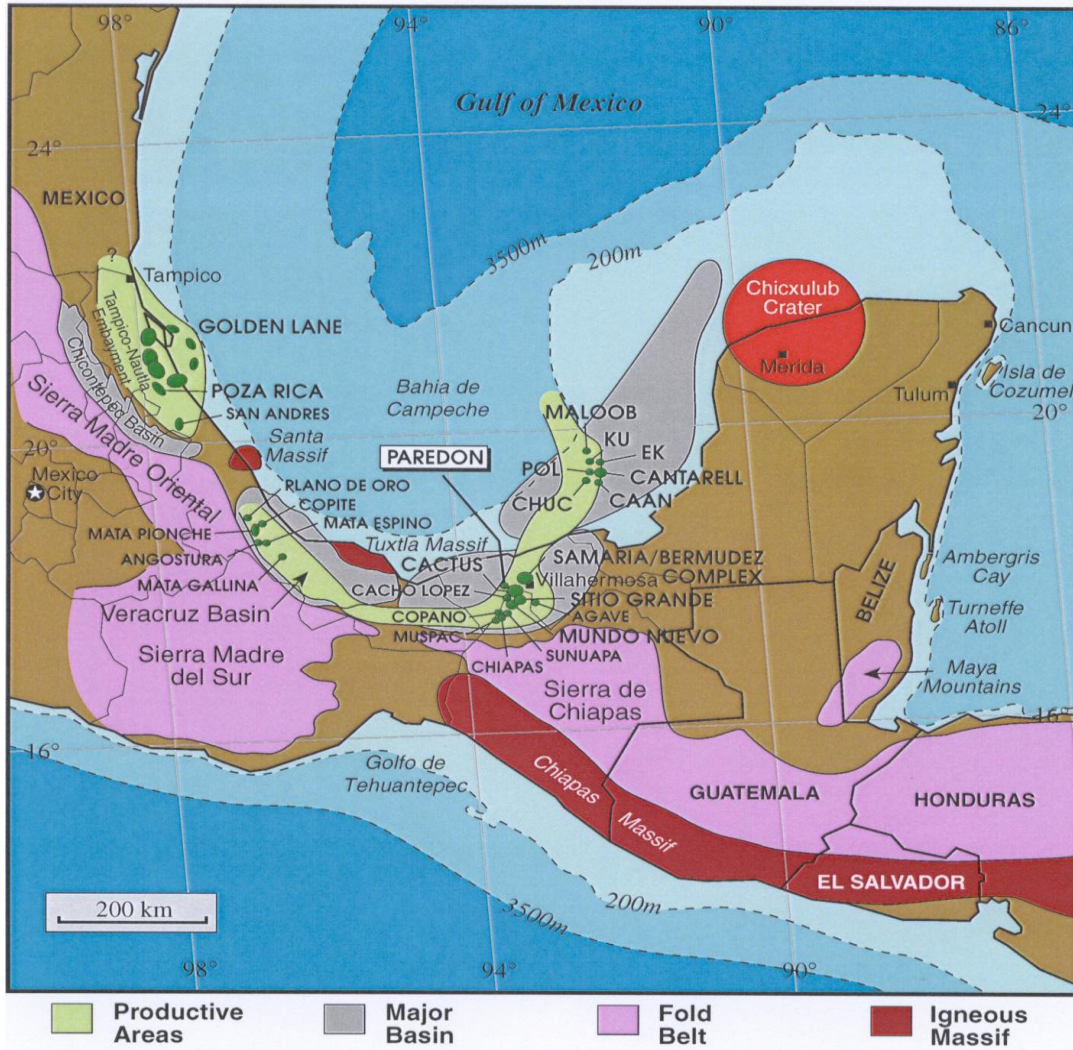


Fig. 1 Localización del Campo Paredón y las áreas productoras de México. (de SS-I, 1996)

### III.4.3 GEOLOGIA PETROLERA

#### Roca generadora

El subsistema generador más importante y extendido en el área de Chiapas-Tabasco corresponde a calizas arcillosas con alto contenido orgánico, depositadas en condiciones que varían de reductoras a subóxicas durante el Jurásico Superior Tithoniano, en Paredón son Mudstone arcilloso, Mudstone dolomíticos y dolomías microcristalinas, con abundante contenido de materia orgánica, la porosidad de estas rocas es intercrystalina y en fracturas, la impregnación es de aceite vivo, pesado y residual.

#### Roca almacenadora

Las rocas almacenadoras, su calidad como su tamaño y continuidad están controlados principalmente por procesos diagenéticos y de fracturamiento. Las rocas del yacimiento en Paredón son Mudstone arcilloso, Mudstone dolomíticos y dolomías microcristalinas, con abundante contenido de materia orgánica, la porosidad de estas rocas es intercrystalina y en fracturas, la impregnación es de aceite vivo, pesado y residual,

El Cretácico Inferior en el Paredón tiene dolomías microcristalinas, con porosidad intercrystalina y en fracturas, con buena impregnación de aceite ligero, lo que hace una buena roca productora de hidrocarburos. (Sosa, 1984)

El Tithoniano se ha considerado en el área como generador de hidrocarburos, en la estructura de Paredón es también productor de aceite.

El Kimmeridgiano también es productor en esta zona, son Mudstones considerados de plataforma somera y posteriormente dolomitizados (Sosa, 1984)

#### Roca sello

Hasta ahora no existen estudios detallados que determinan la calidad y eficiencia de las rocas que actúan como sellos dentro del sistema, aunque el conocimiento general indica que, por ejemplo, para los yacimientos del Jurásico Superior Kimmeridgiano el sello son las calizas arcillosas del mismo Tithoniano generador. Los sellos de los yacimientos cretácicos están representados por los intervalos de calizas arcillosas con valores muy bajos de porosidad y permeabilidad interestratificadas en estas mismas secuencias sedimentarias, o zonas de nulo fracturamiento echado arriba, El Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano), son rocas arcillosas clasificadas como margas con una permeabilidad muy baja y nula impregnación de aceite, estas rocas constituyen un sello para el yacimiento de Paredón. Así mismo la sal intrusionada y la numerosa cantidad de fallas sirven como sello.

### **III.4.4 ESTRATIGRAFIA**

Descripción de unidades estratigráficas encontradas en el Campo Paredón del Cretácico Superior hacia abajo:

#### **San Felipe:**

De 100 a 150 m de espesor calizas y margas pelágicas con abundantes foraminíferos planctónicos, La respuesta de los rayos Gama va de 10 a 50 API, la ausencia de arcilla contribuyó al fracturamiento en esta formación, pero las fracturas tienden a cementarse por calcita en fracturas capilares que ofrecen poco potencial como rocas almacén. Solo el Paredón-1 tiene núcleo en esta formación, el echado observado es de 20 a 30°; contiene poco bitumen y escasas fracturas.

#### **Agua Nueva:**

DE 0 a 200 m de espesor varia su espesor y composición de carbonatos de plataforma de aguas someras, capas de detritos (brechas depositacionales) y margas y calizas pelágicas de mar abierto. En el Paredón-12 y 76 hay núcleos de esta Formación, son margas a calizas con abundantes foraminíferos planctónicos, contienen capas y nódulos de pedernal y pocas capas con intraclastos y litoclastos, se decía que el Paredón 76A producía en esta formación pero en base al estudio de Longman se determinó que produce en el Cretácico Inferior (5000-5070m), Se perforó en el P-31 pero sin importancia comercial. Lo anterior sugiere que esta formación ofrece muy pocas posibilidades de ser almacenadora.

#### **Cretácico Medio:**

Esta ausente en el campo, en otras áreas es un intervalo muy productor cuyo espesor va de 100 a 200 m. Se consideraba que el Paredón-1 y el 3A tenían Km. pero después del estudio de Longman se determinó que no ya que esas rocas eran mas ricas en calcita y sus cristales eran muy finos y con abundante pedernal que si bien se carece de evidencias de fósiles, los clastos con radiolarios apoyan la idea de que son del Cretácico Inferior.

#### **Cretácico Inferior:**

Durante el Cretácico Inferior se reportan facies brechosas de talud-cuenca y Mudstones de cuenca Intraplatafórmica influenciados por arcillas bentoníticas y por materiales provenientes de áreas someras (plataforma somera, laguna), lo cual da como resultado pequeños horizontes de texturas calcareníticas (Sosa, op cit), dolomitizadas, pero no reportadas en el estudio de petrografia de SSI (1996) Mudstone dolomitizado muy fracturado y brechoide, en algunos casos las brechas contienen fragmentos de pedernal con radiolarios como el Núcleo-1 del Paredón-3A. Similares pedernales con radiolarios se observan el Cretácico Inferior en Samaria y Cactus (Longman, 1996). Presenta vagos burrows indicativo de bioturbación. Su

espesor varía debido a fallamiento, variación en la depositación y truncamiento por erosión diferencial.

Probablemente corresponda con una superficie de máxima inundación y se esperaría encontrar evidencia de exposición subaérea con karsticidad como en el área de Jacinto, pero no se encontraron, sólo el Paredón-76 se encontró evidencia de matriz y peloides entre clastos redondeados pero esto no es concluyente para asumir que aquí hay MFS. Aunque en Bello, (Bello, et al 1989) se considera este pozo con desdolomitización que el autor atribuye a exposición y contacto con aguas meteóricas. Es una dolomía finamente cristalina pero su rango varía de muy fina a medio cristalina, comúnmente gris oscuro a negro debido al contenido de pequeñas cantidades de residuos de bitumen en porosidad intercrystalina. Son comunes las fracturas y van de dispersas a muy densas localmente tal que rompen la roca en tamaños tan pequeños como 1 cm. Brechas de fracturamiento con fragmentos angulares de dolomía que sugiere rompimiento de los mudstones dolomitizados relativamente quebradizos.

### **Tithoniano**

Mudstone dolomitizado excepto en Paredón 76 que es wackestone parcialmente dolomitizado con fragmentos de moluscos, granos de fosfatos.

En esta edad la litología varía poco y la intensidad de fracturamiento varía mucho, la gran mayoría no está fracturado pero el mudstone está intensamente fracturado. El Paredón-1 y 302 son los únicos que presentan fósiles identificables en esta edad que son *Saccocoma lombardia* filamentososa y *Eothrix alpina* en un mudstone café con fracturas selladas por dolomita y estilolitas.

### **Kimmeridgiano**

Las rocas que se han reportado para el Jurásico Superior Kimmeridgiano son Mudstones considerados de plataforma somera y posteriormente dolomitizados (Sosa, 1984); en el Jurásico Superior Tithoniano se reportan Mudstones, en estas rocas es común encontrar piritita, lo que indica condiciones de reducción; consideradas de plataforma externa, están dolomitizadas por un proceso de reemplazamiento tardío (Sosa, 1984), por desdolomitización en algunos casos (Bello, 1985) posiblemente durante el sepultamiento de los sedimentos o etapas posteriores de deformación tectónica. Presentan fracturas parcialmente selladas con dolomita impregnadas con aceite viscoso lo que sugiere que quizá la dolomitización y la migración pudieran ser contemporáneos (Aguayo, 1979); Durante el Cretácico Inferior se reportan facies brechosas de talud-cuenca y Mudstones de origen de cuenca Intraplataformica influenciados por arcillas bentoníticas y por materiales provenientes de áreas someras (plataforma somera, laguna), lo cual da como resultado pequeños horizontes de texturas calcareníticas (Sosa, op cit), dolomitizadas, También se reportan ambientes continentales (Licea, 1983) en el Paredón-35A (muestra de canasta a 6463m) con aparente interdigitación de dolomías, calcarenitas, oolitas y anhidritas.

Litológicamente varía de Mudstone dolomitizado a packstone de peloides dolomitizados, depositados en posible plataforma restringida (como se ha descrito en el área circumpacífica (Viniegra-O, 1981; Winker and Buffler, 1988; in SSI, 1996).

### III.4.5. Marco Tectónico

La evolución estructural del área ha sido influenciada tanto por eventos tectónicos regionales de gran escala (apertura del Golfo de México y movimiento de microplacas a lo largo de la margen del Pacífico), como por eventos locales (formación de canopies de sal y la propagación de la compresión sobre la sal). (Proyecto Marbella, 1994).

La estructura del Campo Paredón es un pliegue anticlinal con orientación NW-SE limitado al Este por una falla inversa y al lado Oeste una serie de fallas normales e inversas lo separan del Campo Jacinto, esta dividido en bloques siendo el mayor el de la parte norte, limitado al este y oeste por fallas inversas y por una normal al sur, además del plegamiento también afecta a la estructura la intrusión de sal que es mas evidente hacia la parte sur, aunque también en la parte central y norte se aprecia lo que podría interpretarse como intrusión que no penetra hasta el Cretácico inferior pero si lo deforma, este estilo de deformación da como resultado que el tipo de trampa sea de tipo estructural en pliegues por propagación de falla (SSI, 1996), pero también se puede comparar con el tipo Trishear.

Los esfuerzos del Jurásico Superior y Cretácico inferior fueron de tipo distensivo asociado al rompimiento de la Pangea, la creación del Golfo de México y la cuenca del Atlántico Norte, lo cual presenta la formación de fallas normales, llamadas de medio graben o half-graben en la literatura. Esto provocó una tendencia en la depositación con orientación Noreste-Suroeste y Este-Oeste, Longman (1996) no son visibles en sísmica muy probablemente por la poca calidad de la información.

La cuenca del Golfo de México está al norte de Paredón y las fallas son Norte-Sur y Este-Oeste con algunas variaciones.

El fracturamiento de las rocas a lo largo de las zonas de falla creó un control lineal en el eje de drenaje que buza al Noreste.

En muchas capas el bloque alto se inclina al este lo que hace que las unidades se engrosen, debido tanto al engrosamiento depositacional al Este como al truncamiento erosivo del Oeste

Se tiene gran incremento de espesor en el área de P-301 y 302, eso puede indicar que el bloque norte se hundió durante la depositación y/o que el área sur fue parcialmente erosionada, probablemente ambas cosas.

## IV. DESARROLLO DEL TRABAJO.

En este trabajo se aplicó la metodología de Estratigrafía de Secuencias Carbonatadas, la cual nos permite predecir la distribución de las facies, caracterizando cada una de ellas como sellos y almacén podríamos tener un mapeo de la distribución del mejor yacimiento.

Utilizando la información disponible para su análisis y partiendo de las siguientes premisas: el área tiene una gran complejidad estructural, con alto grado de dolomitización que ha destruido en gran medida los restos de fósiles y estructuras sedimentarias preexistentes, motivo por el cual no se tienen datos de edad, solo en el pozo Paredón-302 se tiene datos de fósiles para el Tithoniano medio (*Saccocoma lombardia filamentosa* y *Eothrix alpina*) pero considerando el alto grado de fracturamiento asociado a la dolomitización que destruyó gran parte de las estructuras primarias y restos fósiles, No fue posible llevar a cabo la aplicación completa de la metodología en la sísmica y se llevó en forma limitada en los registros geofísicos de pozo. Se siguió el siguiente flujo de trabajo:

- 1.- Consulta de Información de pozos, informes geológicos, estratigráficos y de producción del área de estudio
- 2.- Carga de datos de pozo y datos sísmicos 3D en la plataforma Landmark
- 3.- Cargar en formato digital e imprimir en papel los Registros geofísicos
- 4.- Consultar y vaciar en los registros la información petrográfica y litológica de estudios de núcleos y reportes de Geología de pozo
- 5.- Determinar ciclos depositacionales en registros eléctricos
- 6.- Consulta de la información de producción
- 7.- Calibración de sísmica con pozos, elaboración de sismogramas sintéticos y de velocidad media
- 8.- Interpretación de horizontes: Cretácico Inferior y Tithoniano, y generación de superficies.
- 9.- Generación de un mapa de isopacas para el Cretácico Inferior en metros.
- 10.- Generación de mapas en profundidad en base a cimas de pozo para Cretácico Inferior y Tithoniano.
- 11.- Generación de mapas de configuración para el Cretácico Inferior y Tithoniano en tiempo.



12.- Aplicación de atributos en los horizontes mencionados y en el intervalo comprendido entre ellos. Y generación de mapas con la configuración correspondiente

## IV.1 REGISTROS GEOFISICOS

La producción de los carbonatos depende tanto de la profundidad del área como de lo largo de la plataforma (Shlager,1992) y el espesor de las secuencias carbonatadas está en función del potencial de crecimiento de carbonatos, del rango de variación en el nivel del mar (Jones, 1992) y en el caso del campo Paredón, también influyen la paleotopografía, fallamiento, compresión e intrusión a que fueron sometidos los estratos, lo cual hace aún más compleja y aventurada la interpretación a los cambios de espesor del área.

Las secuencias en los registros primero se definieron en los registros geofísicos en la curva de Rayos Gama y después al despegarlas con las Tablas de tiempo/profundidad y compararlas con la curva de impedancia (que es la medida de la resistencia al paso de la onda sísmica) se observó que combinándolas ambas se obtenía un mejor contraste entre las variaciones verticales y así se podían definir mejor las secuencias, pudiendo correlacionar solo pozos vecinos, ya que si se quiere correlacionar las secuencias marcadas en el norte, estas difieren de las del centro y estas de las del sur. Se intentó utilizar las otras curvas como son la resistividad, sónico y densidad, pero estas en la mayoría de los casos no correspondían a las secuencias marcadas en el GR, para identificar patrones de apilamiento que definan sistemas agradacionales, retrogradacionales y progradacionales que permitieran proponer candidatos a límites de secuencias y posteriormente en los pozos en los que se tiene el control de núcleo asociarse este patrón con las facies definidas por Longman (1996) en el estudio petrográfico de estas muestras y definir electrofacies para así proponer una distribución de la paleogeografía, lo cual no se pudo realizar por la gran variabilidad en la respuesta. Por esta razón se dejó de hacer la correlación con secuencias, por no poder llevar o correr un horizonte que las uniera a lo largo de todo el Campo que nos sirviera de base para el mapeo entre pozos de dichos elementos, además en Fitchen, menciona que los cambios del nivel del mar en sistemas carbonatados se infieren de las geometrías de los estratos (en particular en la sísmica) lo que apoyo la opinión de mi asesor de interpretar los horizontes en el cubo sísmico, calcular diversos atributos y estar en la posibilidad de correlacionarlos con la litología de núcleos.

Antes de pasar a la descripción de los pasos que se siguieron para la interpretación de los patrones de apilamiento de los registros, se enlistaran las limitantes que existen, para que se tenga presente esta información:

- El muestreo de núcleos es muy reducido, la recuperación fue muy pobre en general y la cantidad de muestras disponibles en el Laboratorio de Comalcalco se redujo en muchos casos a pedacería, lo que trae como consecuencia que el porcentaje de muestras de núcleo sea reducido, haciendo casi imposible reconocer secuencias depositacionales (Longman, 1996).

- No se cuenta con restos fósiles que nos permitan datar las rocas del Ki en pisos y el ambiente de depósito es también dudoso. Debido a la dolomitización e intensa deformación a que fueron sometidas
- La respuesta de los Rayos Gama es muy variable (“nerviosa”) y esto se puede deber a la arcillosidad provocada por el contenido de bentonita (Sosa, 1986 y Horbury, 2001), lo cual podría disfrazar un poco la respuesta de los demás sedimentos depositados contemporáneamente.
- La respuesta de los registros en el área centro difiere, del norte, sur y hacia los lados, haciendo más difícil su correlación, ya que en la parte norte es masivo y con una tendencia perfectamente marcada en las secuencias mientras que en las otras áreas existe una mayor cantidad de candidatos a parasecuencias.

Se distingue un alineamiento en el eje principal de la estructura de pozos con respuesta alta y variable de GR (respuesta muy nerviosa) hacia el norte y oeste del campo y corresponde con las zonas menos fracturadas apreciables en sísmica, lo cual podría ser respuesta al alto contenido de bentonita que existe en el área (Harbury, 2001) lo que les permitió soportar mejor los esfuerzos sin fracturarse tanto, además de estar en la parte lateral del anticlinal.

Para dividir en secuencias los registros de pozo se inició con los que tenían las variaciones más marcadas que pudieran definir posibles candidatos a MFS, utilizando el modelo de Galloway (1989) en la parte norte del campo Paredón se pueden reconocer patrones de apilamiento granodecreciente seguidos de uno granocreciente, y otro granodecreciente que sería el candidato a Sb (límite de secuencia), de esta forma tendríamos nuestro ciclo completo, para el Ki se identificaron 2 ciclos con sus respectivos límites de secuencias.

Como se mencionó, es en la parte norte donde se pueden distinguir fácilmente estos límites, no siendo así para la parte centro y sur ya que ahí la respuesta del GR es menor, además de contener mayor cantidad de candidatos a parasecuencias. El Paredón-302 es el más arcilloso de Ki de todo el campo, en él se identifican muy claramente tres picos candidatos a MFS, es el pozo que sirvió de patrón para marcarlos.

Hacia el norte dada la forma de apilamiento más “compacta” en las secuencias, se dificulta su subdivisión en candidatos a parasecuencias, Walker (1992) menciona que es difícil dividir en parasecuencias una secuencia masiva, facilitándose si hay interestratificaciones, lo cual se presenta en las áreas centro y sur en donde se ven perfectamente paquetes de candidatos a parasecuencias con patrones de apilamiento en algunos casos bien definidos, lo cual probablemente sea consecuencia de la variabilidad de la litología, aunque bien podría deberse al intenso fracturamiento, pero esto es menos probable ya que por ejemplo el P-4 y

22, están en zonas no muy fracturadas y también se presenta esta variación en las parasecuencias marcadas.

Dado que la Ley de Walter se aplica en muchos pero no en todos los depósitos carbonatados (James, 1992) y ante la falta de datos paleontológicos es muy aventurado hacer la correlación con áreas laterales buscando patrones encontrados a lo largo de la columna del pozo que se este analizando. Shlager (1992) menciona que en carbonatos se requiere tener mayor control de núcleos que en los siliciclastos para el análisis de registros y en sísmica para óptimos resultados, lo cual resta elementos para su interpretación.

El inicio de una transgresión no es fácil de distinguir, ya que las evidencias directas son tan pequeñas en términos de sedimentación que es muy difícil detectarlas en núcleos (Shlager, 1992). En los registros se marco cuando el GR presenta un patrón de apilamiento granodecreciente, en algunos pozos esto fue fácil de identificar no así en otros, que presentaban varias parasecuencias y se eligió en la que precisamente se marcaba el inicio de mayor arcillocidad para marcar el candidato a limite de secuencias.

El área se asocia a una rampa con borde de arenas carbonatadas, ya que en el estudio petrográfico de SSI (1996) se reportan facies de plataforma abierta, restringida, lagunar y mar abierto, aunque nunca se mencionan cinturones de arenas, arrecifes o islas dentro del campo, hacia Jacinto y Dorado para esta edad si se reportan cinturones de arenas (SSI, 1996 y 1997, Bello, 1989 y Sosa, 1984).

Los ciclos granodecrecientes parecen dominar en las plataformas sin borde, especialmente las de tipo rampa en el record geológico (James, 1992). Un ejemplo son los carbonatos del Cámbrico Superior de Utha, que contiene ciclos de submarea profunda a somera formada por wackestone con burrows y fauna de mar abierto que gradúan a packestone de oncolitos-esqueletales que está cubierta por grainstone de oolitas.

Esto está influenciado por los procesos autocíclicos (acreción vertical, variación en la producción de cementos y redistribución) y por los ciclos alocíclicos (episodios de subsidencia, pequeños tiempos eustáticos o la combinación de ambos), no olvidar que estos están además influenciados por los regímenes de energía dictados por la geometría de la plataforma y el clima local.

## IV.2 SÍSMICA

Se cargó la siguiente información: Cubo sísmico Migrado en Tiempo después de Apilar, se cargo a 16 bits. Información de las tablas TZ de los pozos: Jacinto 13 (VSP) y Paredón-1D (Tiro de pozo), de hecho para este ultimo se cargaron dos ya que en el expediente existían dos tablas con diferente fecha y con diferentes datos, como criterio de validación se analizo su variación respecto a los eventos en la sísmica. se observó que este no coincidía con los horizontes del Terciario ya que subían en tiempo mucho las cimas, debido a esto no se utilizó esta información y se empleó la T-Z del Paredón-11 calculada por compañeros del Activo.

Para los pozos de la parte Suroeste se utilizó la T-Z del Jacinto-13 y para la zona norte la T-Z del Cárdenas-401 que tiene VSP, así como las T-Z del Paredón-11 y 76A

En base a la Tz del Cárdenas-401 y utilizando el registro sónico y de densidad del P-334 se construyó un sismograma sintético para este último.

Se utilizo la cima de Cretácico Inferior para el Campo Jacinto que se estaba estudiando por personal del Activo para calibrar las T-Z e iniciar el mapeo de este horizonte y del Tithoniano en el campo Paredón.

Para los siguientes pozos se calculó la velocidad media para el Cretácico Superior, que es un reflector bien definido en el área de Jacinto (J-13) y Paredón y considerando la profundidad de la cima del Jurásico Tithoniano se calculó su velocidad media y la profundidad en tiempo de este reflector y por consiguiente del Cretácico Inferior:

Paredón-56, 4, 12, 14, 22, 31, 301 y 314.

Los reflectores de estos dos horizontes en las áreas en donde no están muy fracturados son muy fuertes, con una gran amplitud, paralelos, el tiempo entre ellos es de un ciclo en general y es por esta razón no se pueden identificar secuencia entre ellos. (Ver Anexo)

Para facilitar la interpretación se extrajo el atributo coseno de la Fase en la ventana de tiempo 2500-4500 msec para resaltar las zonas de falla. (Ver Anexo)

Se realizó el mapeado de los horizontes, la calidad de ellos es variable, pues existen bloques muy fallados que muestran poca correlación, y al no existir ley de velocidad propia de cada pozo, se ajusta con el mas cercano lo que agrega un factor de incertidumbre. Es importante resaltar que el paso de el horizontes entre bloques “controlados” a los “sin control total” respetó el modelo estructural, se marcaron las fallas principales del sistema compresivo, como se ha indicado el coseno de fase posibilito marcar algunas fallas menores acordes al modelo.

Ya marcados los horizontes se interpolaron, generándose una malla de configuración para cada uno de ellos: Cretácico Inferior y Jurásico Superior Tithoniano.

Extracción de los siguientes atributos de la sísmica:

**Longitud de Arco (Arc\_Length)** Se emplea en la definición de cambios de facies, por el cambio en la forma de onda, lo que en ocasiones no logra obtenerse de la amplitud y fase.

**Frecuencia instantánea (Instant Frequency)** Se ha usado para determinar zonas de absorción de energía, asociada con gas, en este caso por ser carbonatos, no se enfatiza el efecto del gas, mas bien nos indicaría variaciones en la competencia de la roca, debidas considero a fracturamiento.

**Promedio de Fase instantánea (Avg\_instant\_phase)** atributo que se usa para medir la continuidad de los eventos y la enfatiza, ayuda a revelar fallas, acuñamientos y geometría interna de depósito, puede ayudar a identificar límites de secuencias.

**Frecuencia dominante F1, F2, F3** El análisis de las frecuencias dominantes, facilitaría el diagnosticar efectos de absorción, el que varíen en tendencias diferentes podría indicar esas zonas de absorción.

**Ancho de Banda efectivo (Effective Bandwidth )** Se relaciona con la variabilidad de los datos, puede sugerir diversas cosas como son: reflejos no uniformes, sedimentación caótica, sedimentación uniforme, áreas ruidosas.

**Tiempo a la mitad de energía (Energy half time)** Nos proporciona una medida cuantitativa (%) de la distribución de la misma en una ventana de análisis, eso indica variaciones estratigráficas, y define mejor las anomalías de amplitud.

**Máxima amplitud de valle (Max\_trough\_Amplitud) y Amplitud de pico (Peak Amplitud), Amplitud RMS** Como atributos de Amplitud, separan zonas en este caso de calidad de información, donde la interpretación de horizontes es mas confiable, además las variaciones en ellos nos servirían de guía para separar facies. En litologías carbonatadas no es un buen indicador de fluidos, pero si se podría asociar con la calidad de yacimiento.

**Frecuencia Espectral de Picos (Peak spectral frequency)** Analiza la frecuencia dominante en el espectro de poder, se podrían asociar con absorción en zonas brechosas.

**Frecuencia de cruce cero** Su uso es similar al de la frecuencia instantánea, pero es mas estable pues no se ve afectado por los picos y su valor es siempre positivo.

**Clasificador de ondícula (Wave\_class).** Las variaciones en facies y litología se reflejan como variaciones en la forma de onda, esta puede ser clasificada en base a semejanza y sugerir cambios laterales de facies.

Estos atributos se corrieron para cima de Cretácico Inferior, cima de Tithoniano y para la ventana de tiempo entre ellos, encontrándose que:

Para la cima del Cretácico Inferior resultaron de interés los siguientes atributos:

- Longitud de Arco (Arc\_Length), se marcan tendencias con valores altos de amplitud (+120 a 128) en color verde fuerte y rojo hacia la parte norte y este, que coincide en algunos casos con pozos productores en el norte del Campo como son: Paredón-302, 334 y 56, y son poco continuos hacia la parte central. Se observan las siguientes zonas de interés: 1) entre la línea 3124, traza 1875 y línea 3135, traza 1867 a 3414 ms presenta longitudes de arco altas similares a los encontrados en zonas productoras del mismo campo (Paredón-56) y esto presenta una zona de interés. 2) entre línea 3128, traza 1929 y línea 3141, traza 1919 a 3364 ms, su valor de longitud va de 6 a 7, estando independiente de los pozos cercanos P-3A y 32. 3) entre línea 3120, traza 1885 y línea 3142, traza 1868 a 3400 ms, se encuentra cercana al P-2 que según producción esta en bloque alto y de ser así, (ya que en mi interpretación está en el bloque bajo), dejaría abierta la posibilidad de explorar el bloque bajo que tendría cierre contra falla. 4) entre línea 3061, traza 1846 a 3838 ms y línea 3091, traza 1857 a 3724 ms, con valores de longitud de onda 6 a 7. 5) Cerca del P-301, entre línea 3122, traza 2034 a 3930 ms y línea 3101, traza 2014 a 33812 ms, corresponde a un bloque que buza hacia el NE45° y estaría separado del P-302 por una falla. 6) dos zonas cercanas pero separadas en dos bloques por fallas normales entre línea 3197, traza 1971 a 3996 ms y línea 3204, traza 1980 a 4000 ms con valor de longitud de arco de 7.5 a 8.5.
- Frecuencia instantánea (Avg\_Instant\_freq) se resaltan las zonas que tienen menos variabilidad, presumiblemente litológica comparada con la de la parte central y Este del campo que se observa con mucha variación.
- Fase instantánea (Avg\_instant\_phas) al medir la continuidad de los eventos se destacan las zonas discontinuas y resaltan las que presentan mayor continuidad en tono lila y azul.
- Ancho de Banda efectivo (Efect\_Bandwidth) al igual que las anteriores se resaltan las áreas que tienen menor continuidad en tonos uniformes de amarillo y rojo
- Frecuencia Espectral de Picos (Peak\_spectral\_frecuency) nos marca en donde el reflector es mas discontinuo y menos fuerte, los valores van de 20-25 y en las zonas donde el reflector es mas constante va de 10-11 lo cual podría sugerir uniformidad en la litología.

- Amplitud Media Cuadrática (RMS\_Amplitud) nos marca zonas de valores extremos de amplitud, que en algunos casos corresponden a zonas con pozos productores y eso permite visualizar zonas susceptibles de estudiarse a mas detalle en el futuro con posibilidades petroleras.
- Clasificador de ondícula (4T\_12\_Trough\_mínimo) este atributo agrupa ondículas por su semejanza y eso ayuda a identificar similares litologías, pudiera representar una burda representación de la litología del Ki diferenciándose una zona al extremo inferior derecho que pudiera ser zona lagunar (por los pozos 23, 45, 3A y 5 y mar abierto hacia el 31, 35 y 52 y dada la conformación y distancia sería aun mas arriesgado decir que para ese mismo tiempo en el P-1 tendríamos ambientes de talud, hacia el N-NW sería zona de plataforma restringida hacia el 301 y 52 y para el 76A estaríamos en plataforma expuesta a condiciones subaéreas. (Bello et al, op cit)
- Para la ventana de tiempo entre los dos horizontes, se consideran de interés los siguientes atributos:
  - Frecuencia instantánea (Avg\_Instant\_freq) los valores menores indican mayor uniformidad en los reflectores y esto podría asociarse a la litología mas uniforme, los valores mas altos representan las áreas de mayor fracturamiento.
  - Fase instantánea (Avg\_instant\_phas) de una forma muy burda y grosera (se debe tomar con muchas reservas) se observan lo que podría ser límites de litología, dividiendo el campo en cuatro áreas principales, norte, centro, este y sureste, parecido a como se marcaron en el mapa para el Cretácico Inferior, no olvidar las limitantes que tiene, ya que la litología si bien es del Ki proviene de diferentes profundidades y muy probablemente de diferente edad.
  - Tiempo a Mitad de la energía (Energy half time) indica variaciones laterales que se pueden asociar en este caso a cambios en la intensidad del fracturamiento, que diferenciaría la zona norte, este, centro, oeste y sur, si lo asociamos a la litología reportada para Ki podríamos inferir que la zona sur y este lucen muy similares lo cual indicaría condiciones lagunares o de plataforma calcárea para ambos.
  - Máxima amplitud del valle (Max\_trough\_Amplitud) resaltan mucho las zonas de mayor continuidad.
  - Amplitud RMS como este atributo es muy sensible a la variación de amplitud resaltan las áreas con valores altos que en algunos casos coincide con pozos productores. Se observan las siguientes zonas de interés:1) entre la línea 3200, traza 1916 a 3914 ms y línea 3220, traza



1923 a 3918 ms con valores de amplitud de 2720 a 2750, 2) entre la línea 3075, traza 2015 a 3676 ms y línea 3079, traza 2009 a 3666 ms correspondería a la parte alta de la estructura perforada y productora del P-334.

- Clasificador de ondícula (Wave\_class) para generar este atributo se le dieron al programa como parámetros las ondículas de los pozos que tienen información litológica de núcleo para ver si se podían correlacionar. Muestra similitud de ondículas hacia el NW-SE que bien podría corresponder a cambios litológicos pero esto obviamente sería en todo el intervalo del Ki y no nos representaría los cambios litológicos en el tiempo

En general podemos concluir que los atributos que pueden auxiliarnos en la interpretación del área son: el de Frecuencia instantánea, el de Fase instantánea, la amplitud RMS son los que más se pueden asociar con la continuidad en la litología de los estratos y en algunos casos con las zonas productoras de hidrocarburos.

## **V. CONCLUSIONES**

El área estudiada es muy compleja estructuralmente y presenta una intensa dolomitización lo cual dificulta su interpretación.

Se revisó la información de registros eléctricos para identificar secuencias depositacionales en base al patrón de apilamiento, al intentar correlacionar los pozos en toda el área se observó que esto era muy difícil por carecer de información paleontológica y litológica a detalle aunado a la gran diferencia de respuesta en los patrones para diferentes áreas del campo.

Al realizar la interpretación dentro del Campo Paredón de los horizontes de Cretácico Inferior y Tithoniano en el cubo sísmico Tepeyil-3D, se detectó que la resolución de la sísmica no tiene la definición suficiente para realizar un trabajo de sismoestratigrafía, aunado a que una vez marcados dichos horizontes se observó que en general el intervalo del Cretácico Inferior solo esta representado por tres reflejos, debido a esto no fue posible identificar facies sísmicas.

Al generarse atributos sísmicos fue poca la correlación que se pudo hacer con la litología reportada en los núcleos, siendo el de Longitud de arco y Amplitud RMS los que se pudieron asociar con algunas litologías de los pozos productores.

La resolución de la sísmica es insuficiente para realizar estudios de atributos, ya que la velocidad de intervalo promedio en el área es de 5500 m/s, la frecuencia dominante anda en el orden de 20 HZ, lo cual nos da una longitud de onda ( $\lambda$ ) de 275 m, la resolución generalmente se encuentra en el rango de  $\lambda/4$ , lo que nos da 68 m esto pudiera en alguna forma explicar las dificultades encontradas.

En áreas intensamente fracturadas y dolomitizadas y que no se tengan datos de edad no es conveniente realizar estudios de estratigrafía de secuencias, ya que no se cuenta con los elementos necesarios para su análisis. En estas áreas es necesario considerar un estudio estructural a detalle así como mejorar la adquisición de la sísmica para poder identificar mejor las estructuras.

La información de pozos, núcleos y calidad de la sísmica con que cuenta el campo Paredón, permitió darnos cuenta que es insuficiente para realizar el estudio de Estratigrafía de Secuencias.

## **RECOMENDACIONES:**

En zonas dolomitizadas el uso del microscopio convencional en muestras de canal o de núcleo permite apreciar únicamente la dolomía, si se usa el microscopio de catodoluminiscencia se podrá apreciar fantasmas o en ocasiones la roca madre, por lo anterior se recomienda que cuando se perfora un pozo, las muestras de canal sean analizadas bajo este microscopio, ya que de esa forma se tendría un

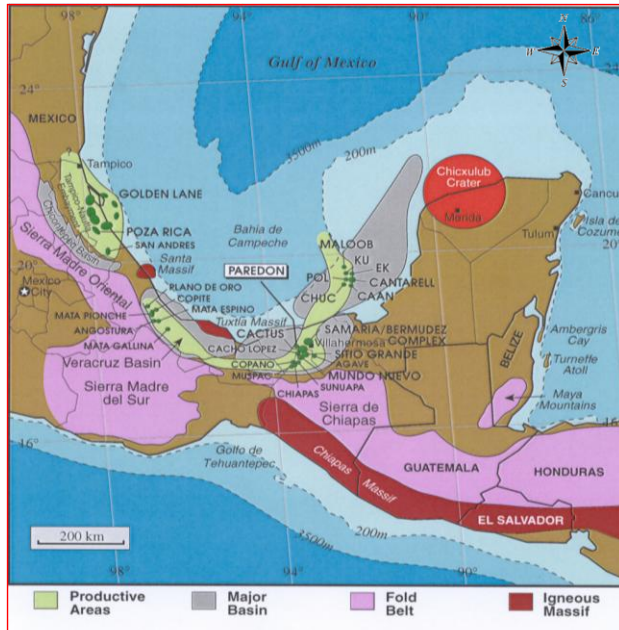
mejor control de los cambios litológicos y podría obtenerse una mejor correlación litológica entre pozos y sísmica.

La toma de muestras de núcleo es recomendable que sea más continua para tener un mejor control litológico.

Se facilitaría la interpretación sísmica si se obtienen tablas T-Z, así se tendría mejor control de la interpretación.

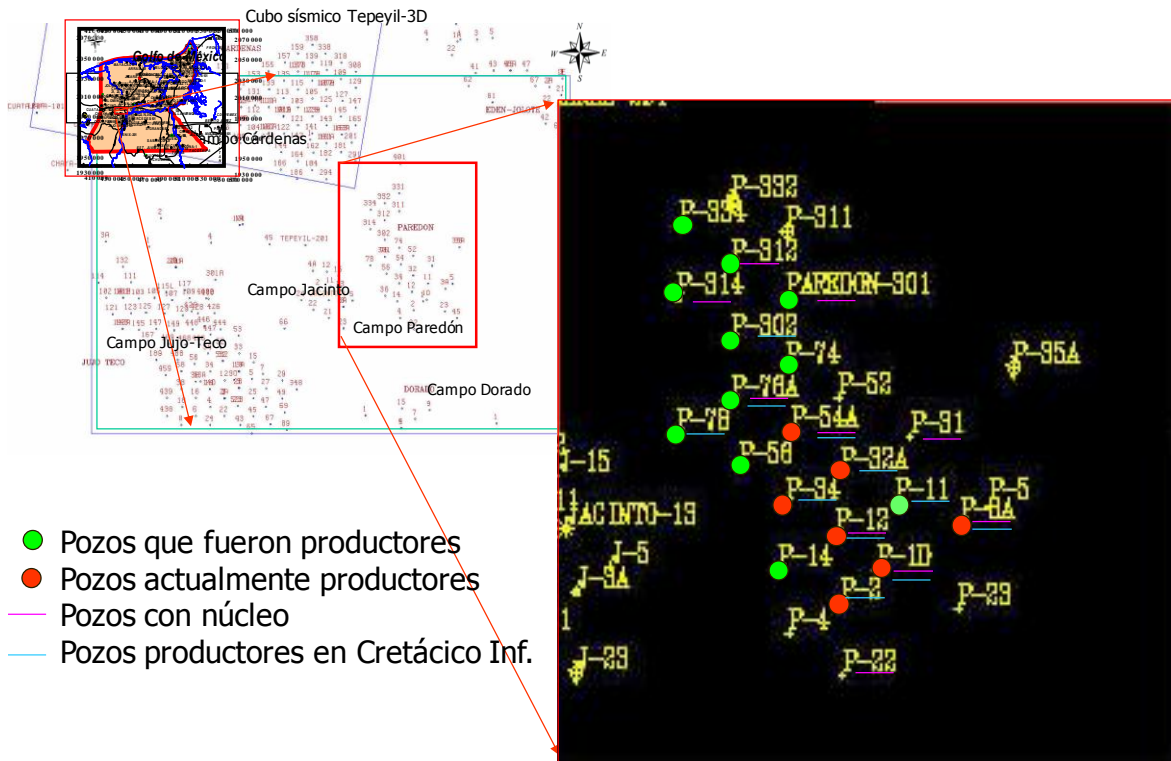
Es muy recomendable que se resuelva el problema estructural ya que es este el que esta marcando las zonas de mayor interés petrolero.

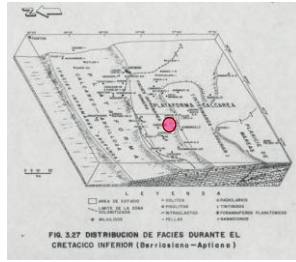
## Localización



El Campo Paredón se localiza en la porción sur de la República Mexicana a 46 Km al S 80° W de la ciudad de Villaherмосa, Tab

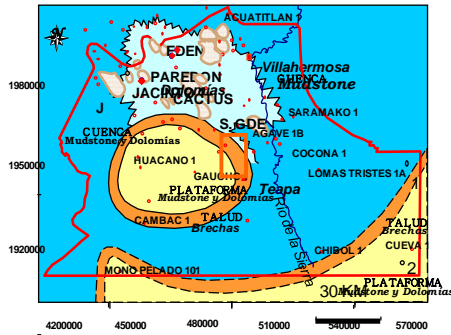
Localización del Campo Paredón y las áreas productoras de México. (de SS-I, 1996)



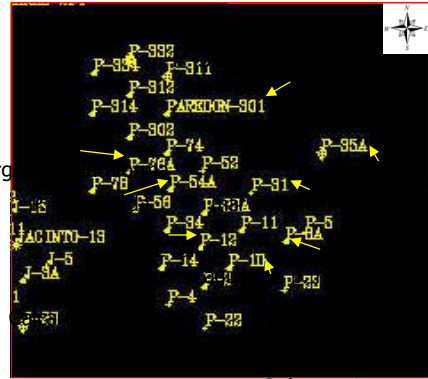


De Belo, 1989

### Distribución Regional de Facies sedimentarias durante el Cretácico Inferior



De Activo de Exploración Reforma-Comalco

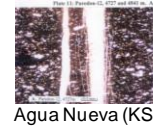


Calcareo-Arcuosa

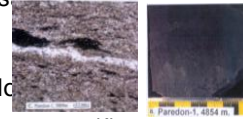
### Columna Geológica tipo del Campo Paredón

T e r c i a r i o	Paraje Solo	[Yellow dashed pattern]	
	Filisola	[Yellow dashed pattern]	
	Concepción Superior	[Yellow dashed pattern]	
	Depósito	[Yellow dashed pattern]	
	Oligoceno	[Yellow dashed pattern]	
	Eoceno	[Yellow dashed pattern]	
	Paleoceno	[Yellow dashed pattern]	
	C r e t á c i o	Méndez	[Green solid pattern]
		San Felipe	[Green solid pattern]
		Agua Nueva Inferior	[Green solid pattern]
Tithoniano		[Blue diagonal pattern]	
Kimmeridgiano	[Blue diagonal pattern]		

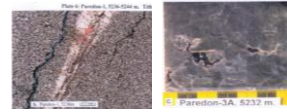
**Roca Sello**  
 Para los yacimientos cretácicos: calizas arcillosas con nula porosidad, permeabilidad y fracturamiento echado arriba, del Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano)  
 Para los yacimientos del Jurásico Superior  
 Kimmeridgiano el sello son las calizas arcillosas del Tithoniano generador.  
 Para el Tithoniano la sal intrusionada y la numerosa cantidad de fallas sirven como sello.  
**Roca Almacenadora**  
 Son del Cretácico Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano  
 Controladas principalmente por procesos diagenéticos y de fracturamiento  
**Roca Generadora**  
 Mudstone arcilloso, Mudstone dolomíticos y dolomías microcristalinas, con abundante contenido de materia orgánica, la porosidad de estas rocas es intercrystalina y en fracturas



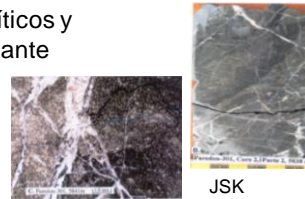
Agua Nueva (KS)



KI



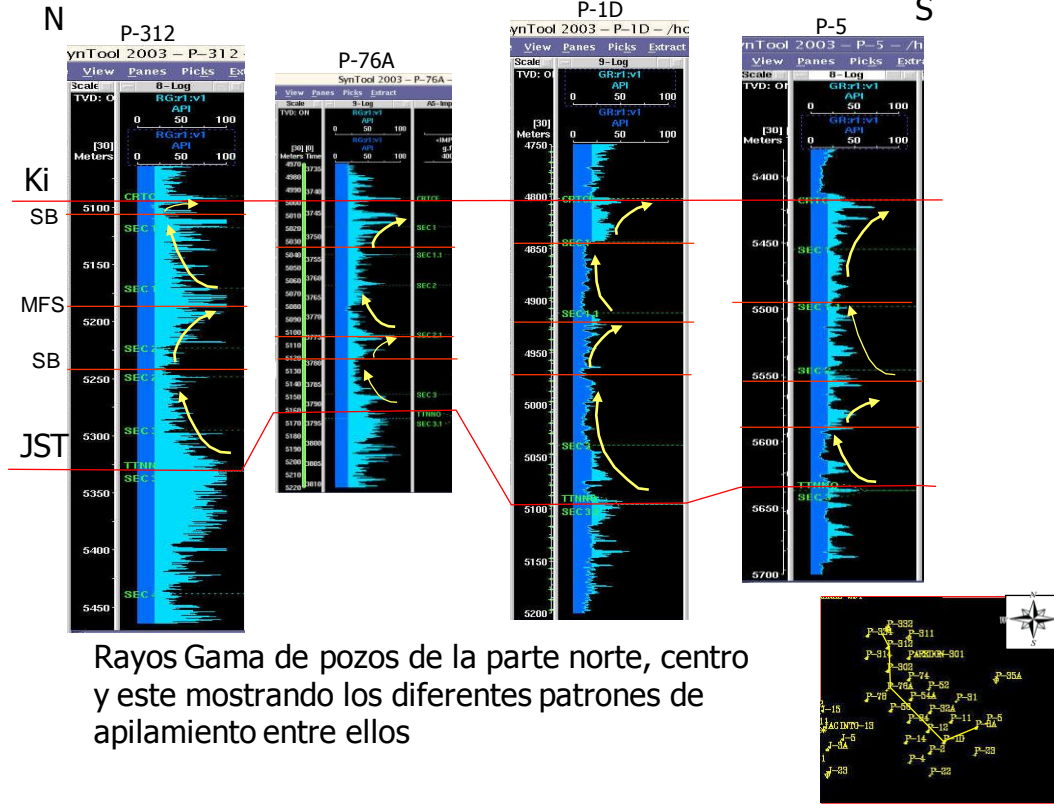
JST



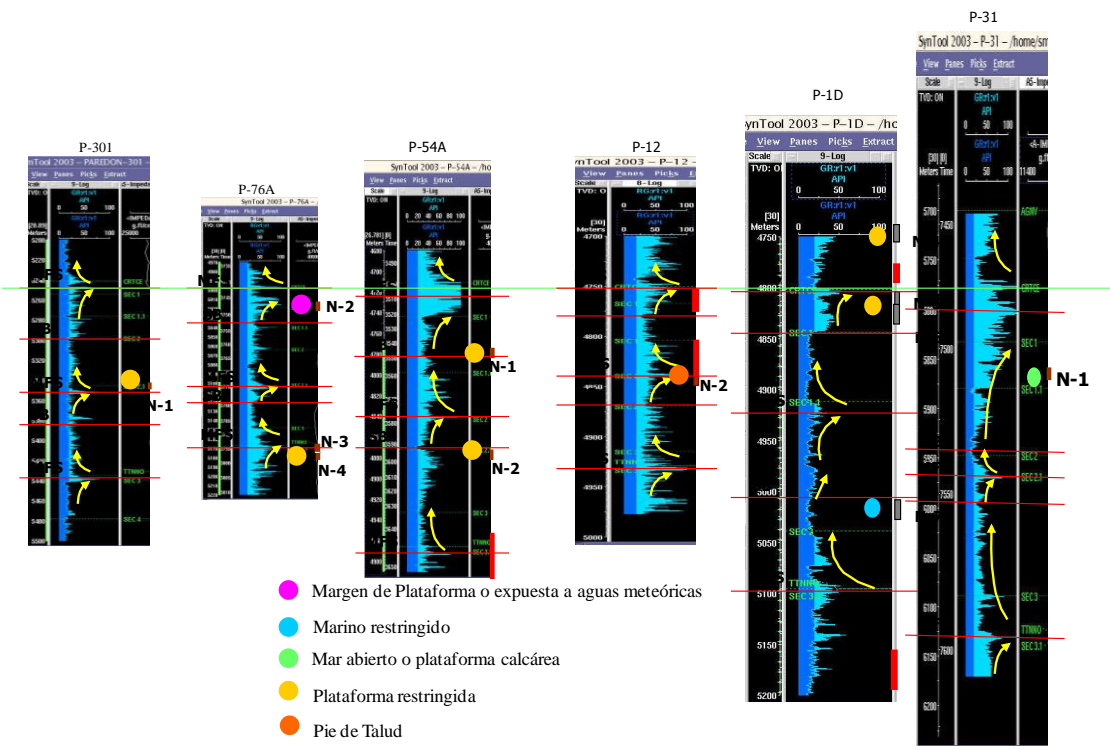
JSK

(modificado de PEMEX,1999)

# Sección Norte-Sur de Campo Paredón



Rayos Gama de pozos de la parte norte, centro y este mostrando los diferentes patrones de apilamiento entre ellos



# Jacinto-13 Compuesto

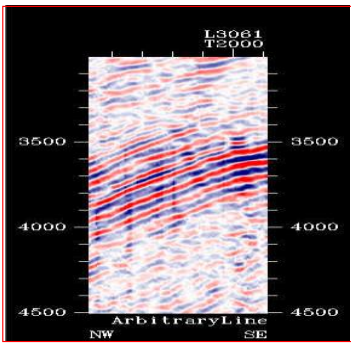
Comparación del VSP con la sísmica del cubo Tepeyil.

La tabla Tz se completo con el registro Sónico

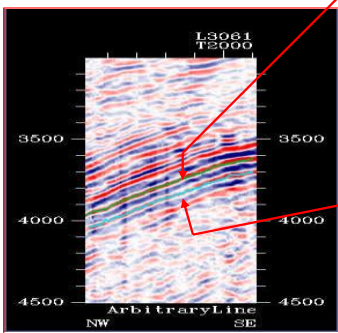


## Tipo de reflejo

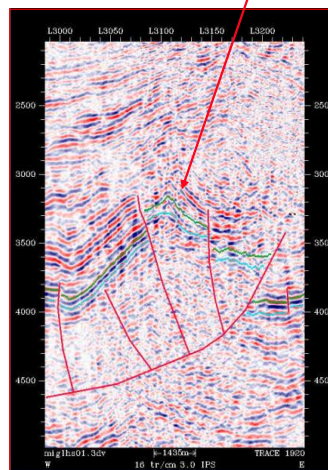
Tipo de reflejo continuo de gran amplitud paralelo en las partes que no están intensamente fracturadas, en particular esta sección es del bloque norte, comparado con la sección inferior que es muy discontinua, probablemente por los echados de más de 40° que provocan pérdida la señal



Ki

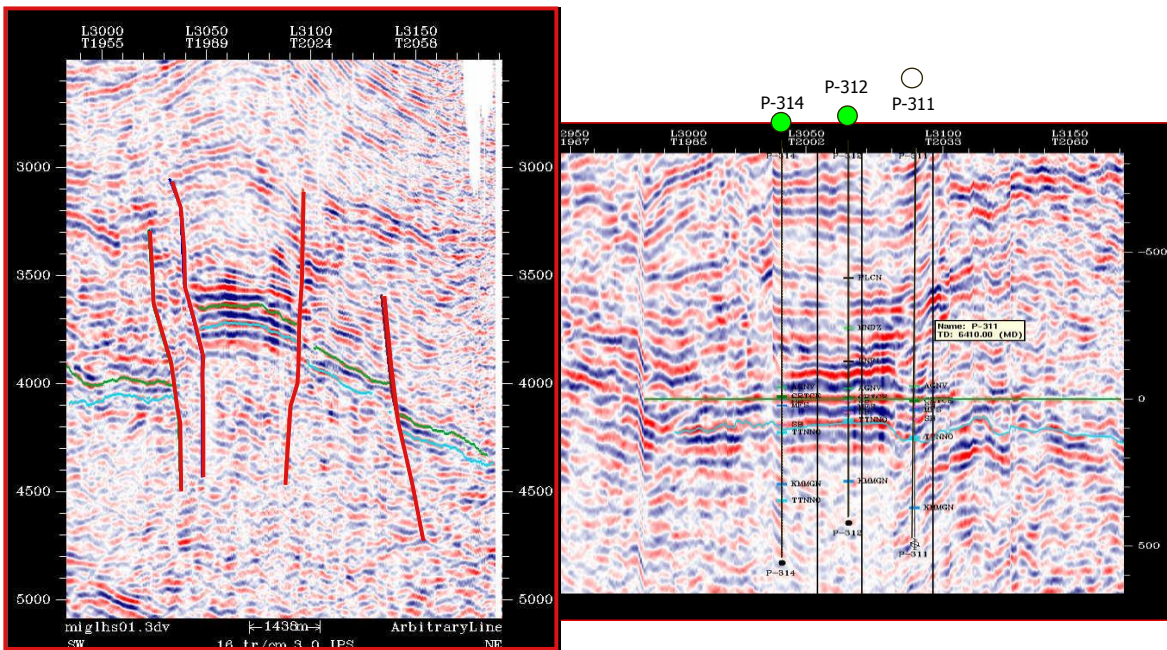
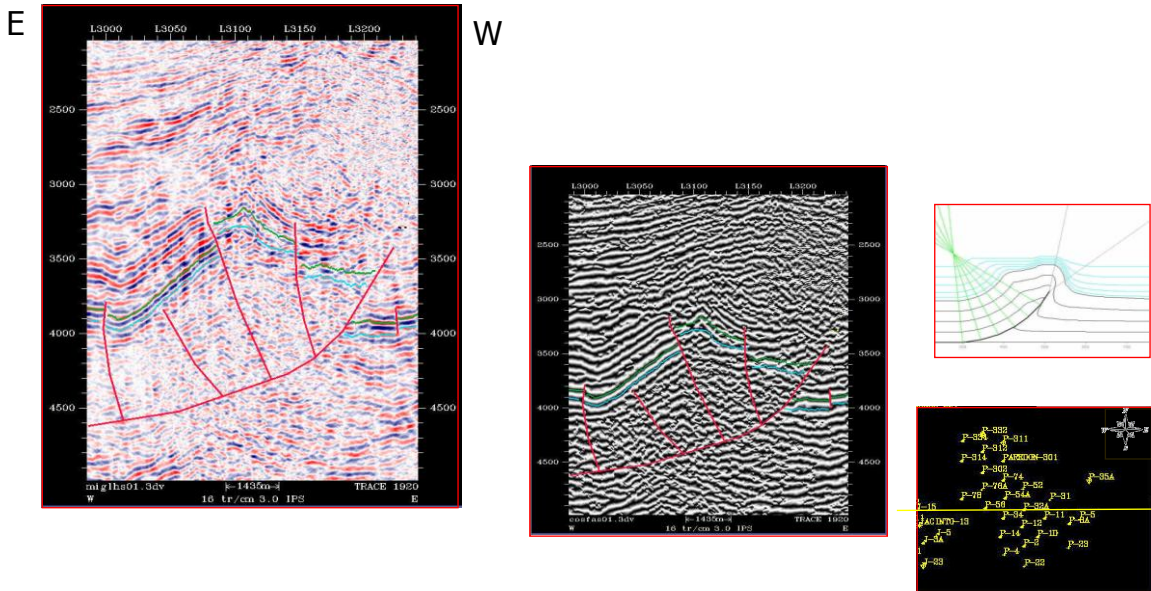


Titho



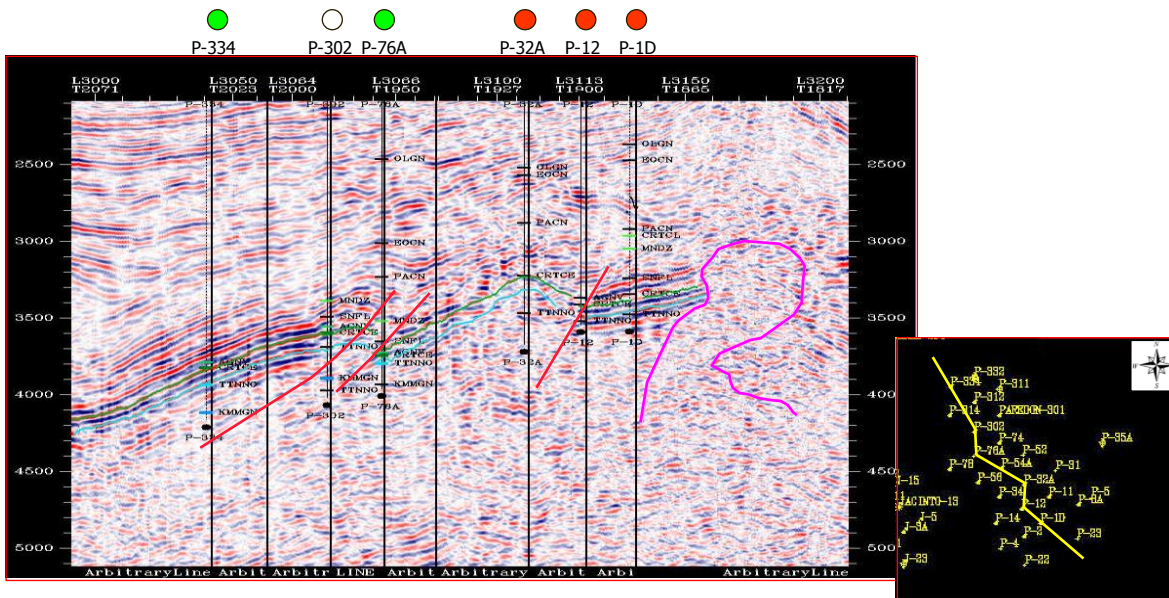
TRAZA 1920

# Traza 1920



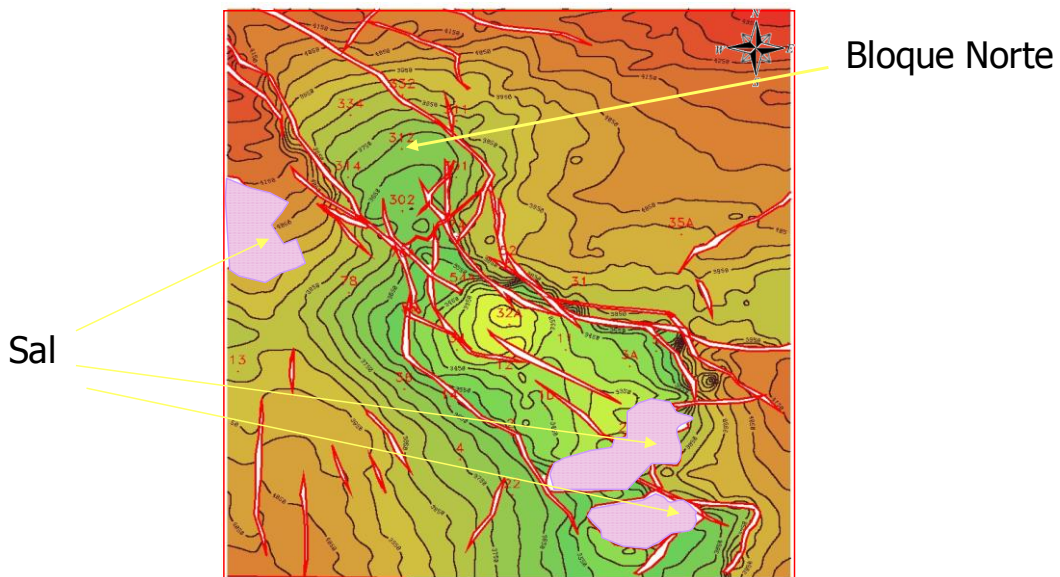
Línea arbitraria de la parte norte SW-NE que se realizó para ver si aplanando el horizonte de Cretácico Inferior se podía distinguir alguna estructura que nos permitiera ver la distribución de los depósitos, como se ve en cuanto salimos del bloque norte es tal la cantidad de fallas que existen que es difícil seguir los horizontes, entre ellos lo que estamos viendo es el resultado de la deformación más que de la deposición





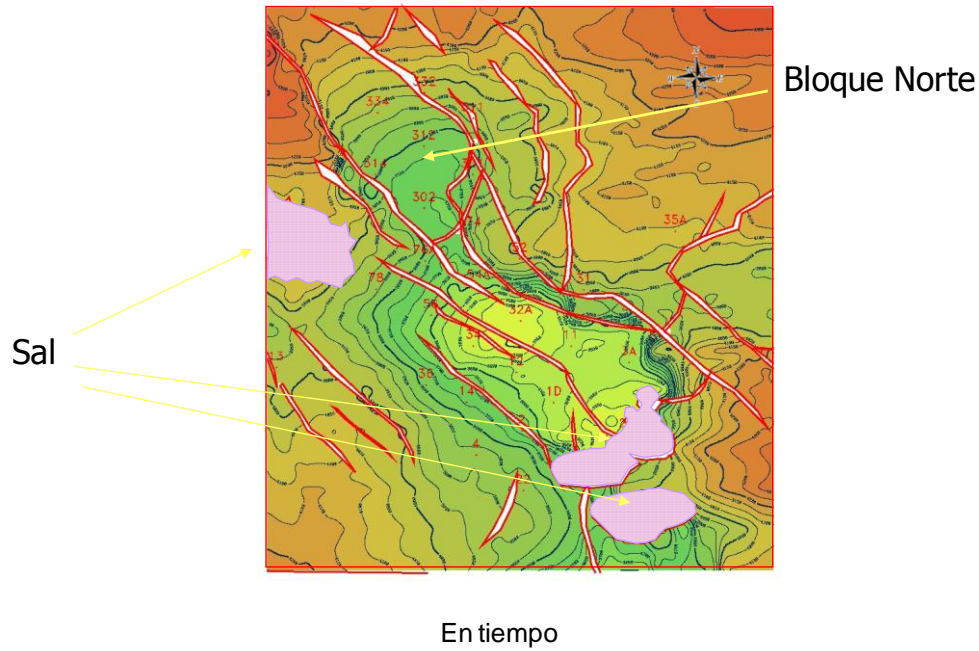
Línea arbitraria que pasa por el centro de la estructura de SE-NW, obsérvese que también en este sentido influenció la sal en conjunción con esfuerzos de tipo compresivo

### Superficie del Cretácico Inferior

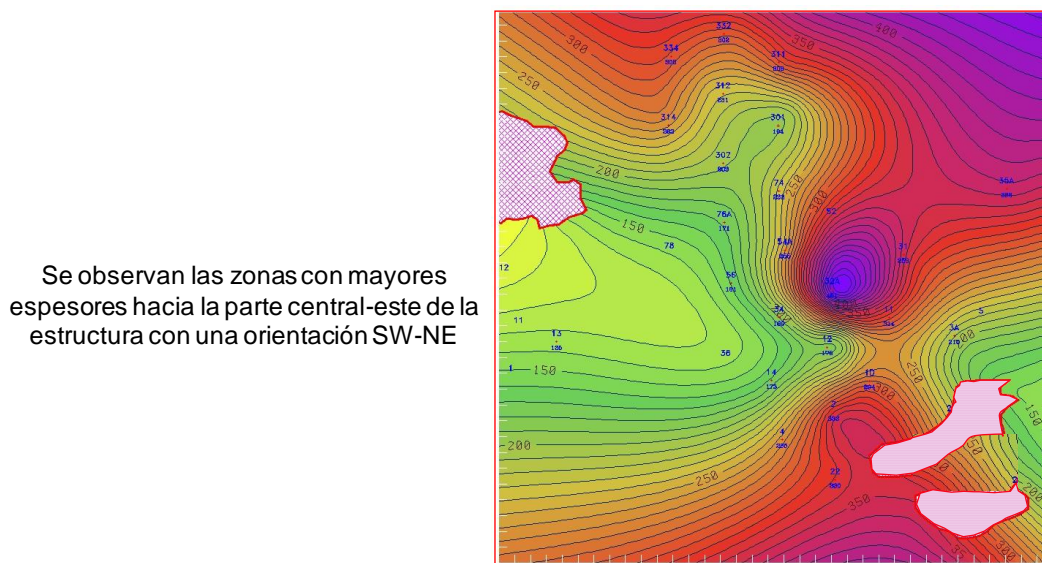


En tiempo

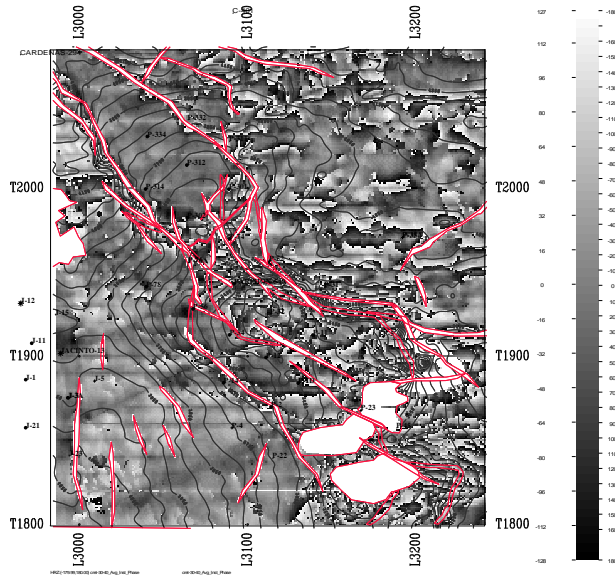
## Superficie del Jurásico Superior Tithoniano



## Configuración de Isocoras del Cretácico Inferior



Cima de Cretácico Inferior : Atributo Frecuencia Instantánea

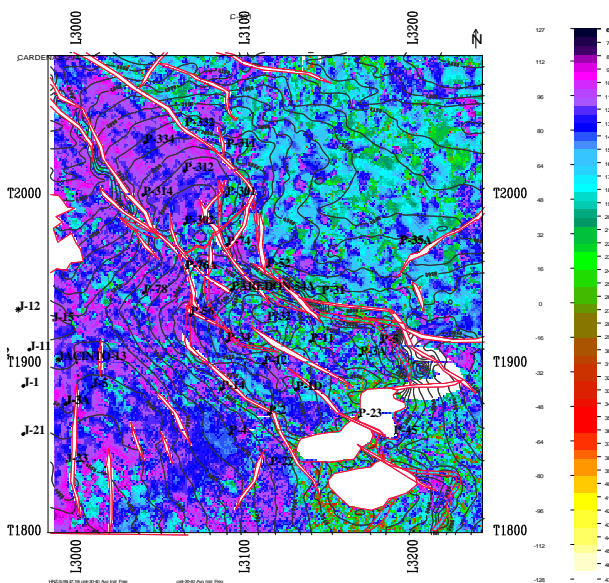


Frecuencia instantánea  
(Avg\_Instant\_freq)

Se resaltan las zonas que tienen menos variabilidad, se asume litológica comparada con la de la parte central y este del Campo que presenta mucha variación

Se ha usado para determinar zonas de absorción de energía, asociada con gas en terrígenos, en este caso por ser carbonatos, no se enfatiza el efecto del gas, más bien nos indicaría variaciones en la competencia de la roca, debidas posiblemente al fracturamiento.

Cima de Cretácico Inferior : Atributo Fase Instantánea

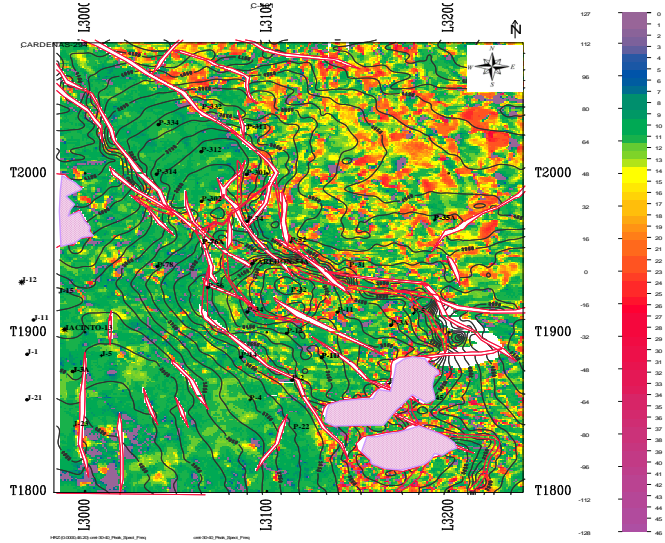


Fase instantánea  
(Avg\_instant\_phas)

Al medir la continuidad de los eventos se destacan las zonas discontinuas y resaltan las que tienen mayor continuidad en tonos lila y azul

Atributo que se usa para medir la continuidad de los eventos y los enfatiza, ayuda a revelar fallas, acuñamientos y geometría interna de depósito, puede ayudar a identificar límites de secuencias.

Cima de Cretácico Inferior : Atributo Frecuencia Espectral de Picos

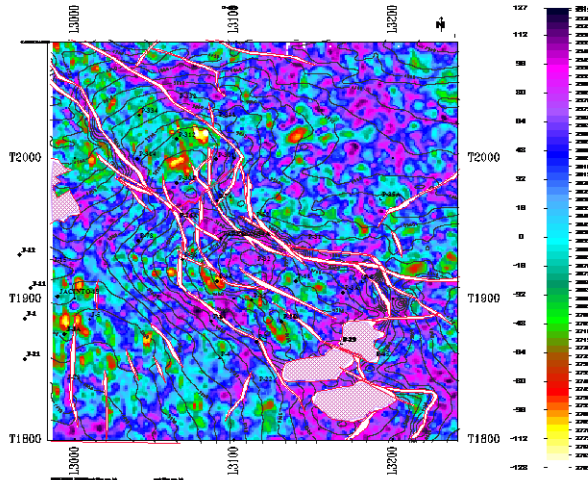


Frecuencia Espectral de Picos  
(Peak\_spectral\_frecuency)

Nos marca en donde el reflector es mas discontinuo y menos fuerte, los valores van de 20-25 y en las zonas donde el reflector es mas constante va de 10-11 lo cual podría sugerir uniformidad en la litología.

Como atributo de Amplitud, separa zonas en este caso de calidad de información, donde la interpretación de horizontes es más confiable, además las variaciones en ellos nos servirían de guía para separar facies. En litologías carbonatadas no es un buen indicador de fluidos, pero si se podría asociar con la calidad de yacimiento.

Cima de Cretácico Inferior: Atributo Amplitud Media Cuadrática

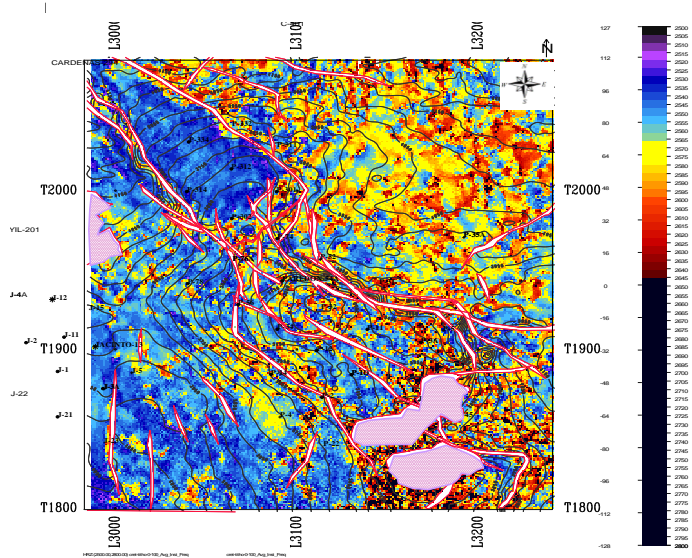


Amplitud Media Cuadrática  
(RMS\_Amplitud)

Nos marca zonas de valores extremos de amplitud, que en muchos casos corresponden a zonas con pozos productores y eso permite visualizar zonas susceptibles de estudiarse a mas detalle en el futuro con posibilidades petroleras.

Como atributo de Amplitud, separa zonas en este caso de calidad de información, donde la interpretación de horizontes es más confiable, además las variaciones en ellos nos servirían de guía para separar facies. En litologías carbonatadas no es un buen indicador de fluidos, pero si se podría asociar con la calidad de yacimiento.

Cretácico Inferior : Atributo Frecuencia Instantánea

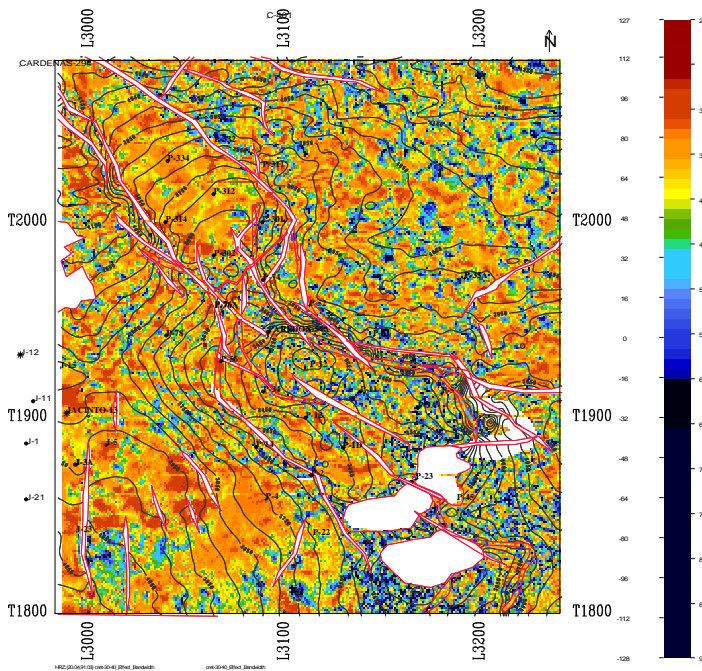


Frecuencia instantánea  
(Avg\_Instant\_freq)

Los valores menores indican mayor uniformidad en los reflectores y esto podría asociarse a la litología mas uniforme, los valores mas altos representan las áreas de menor continuidad que corresponden a zonas de mayor fracturamiento.

Se ha usado para determinar zonas de absorción de energía, asociada con gas en terrígenos, en este caso por ser carbonatos, no se enfatiza el efecto del gas, más bien nos indicaría variaciones en la competencia de la roca, debidas posiblemente al fracturamiento.

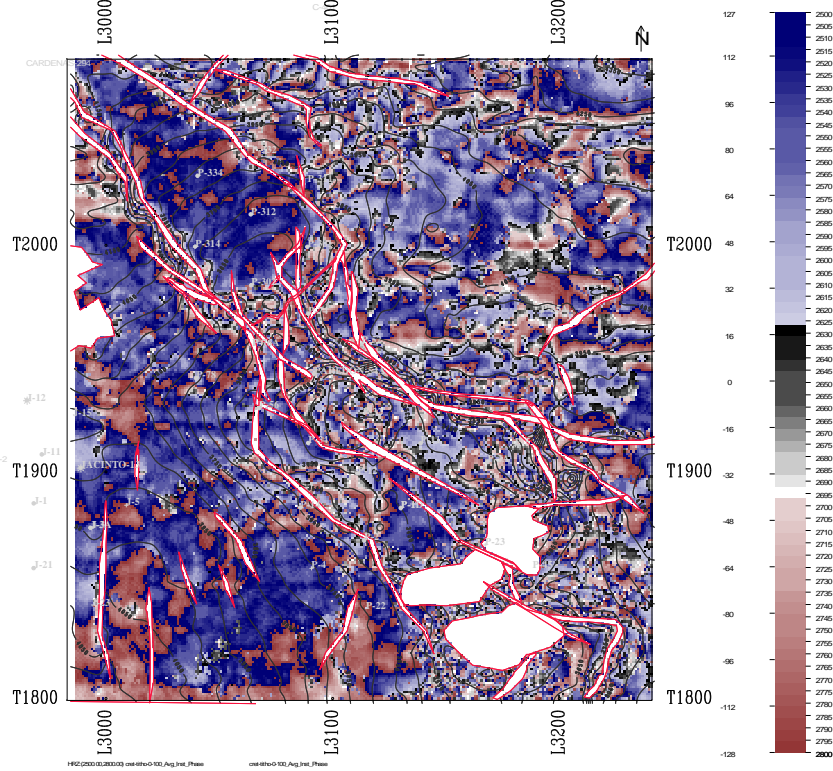
Cretacico Inferior: Atributo Efecto Bandwidth



Ancho de Banda efectivo  
(Efect\_Bandwidth)

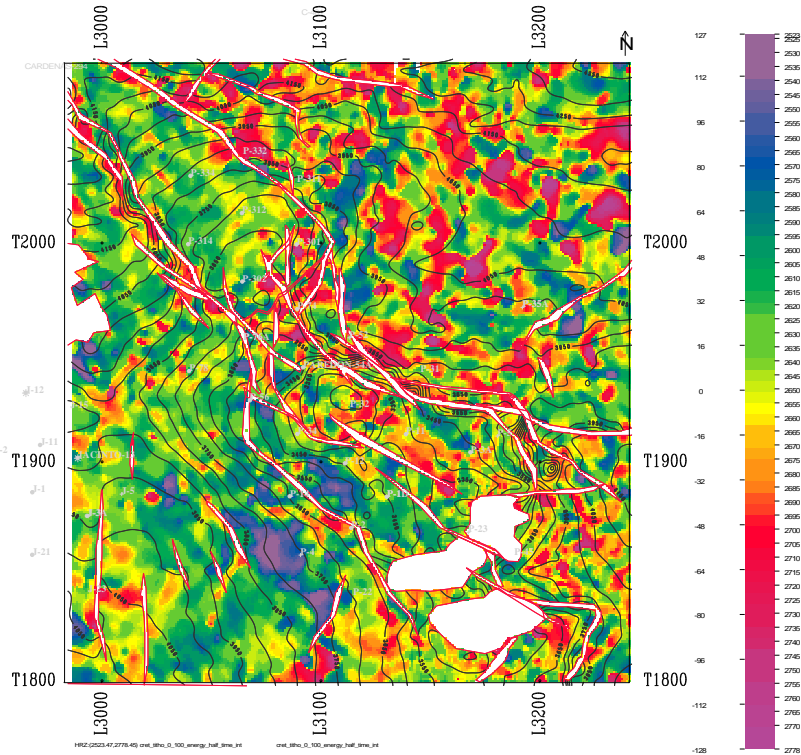
Al igual que las anteriores se resaltan las áreas que tienen menor continuidad en tonos uniformes de amarillo y rojo.

Intervalo de Ki - JsTitho: Atributo Fase Instantanea

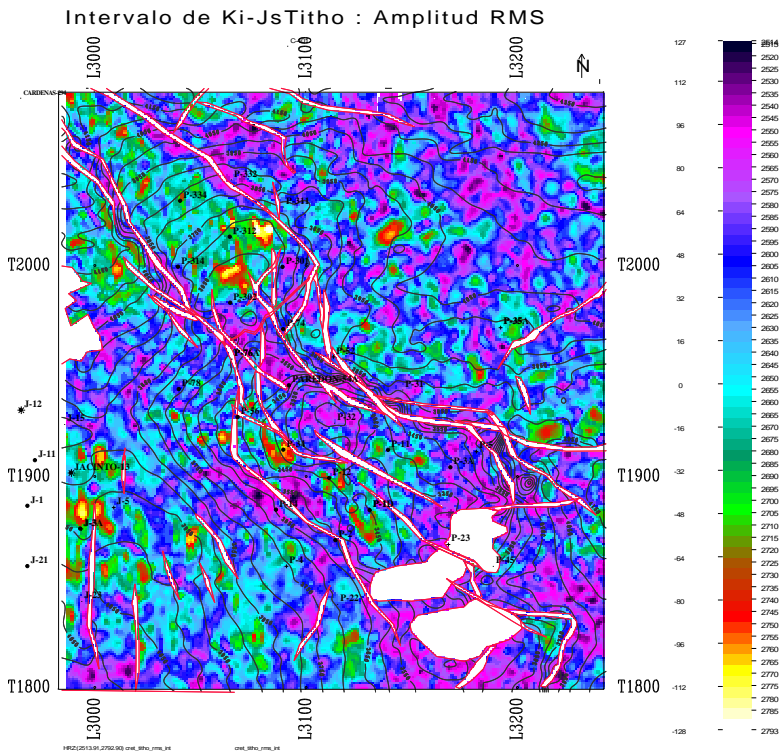


Fase instantánea (Avg\_instant\_phas) de una forma muy burda y grosera (se debe tomar con muchas reservas) se observan lo que podría ser límites de litología, dividiendo el campo en cuatro áreas principales, norte, centro, este y sureste, parecido a como se marcaron en el mapa para el Cretácico Inferior, no olvidar las limitantes que tiene, ya que la litología si bien es del Ki proviene de diferentes profundidades y muy probablemente de diferente edad.

Intervalo de Ki-JsTitho: Atributo Energy Half Time

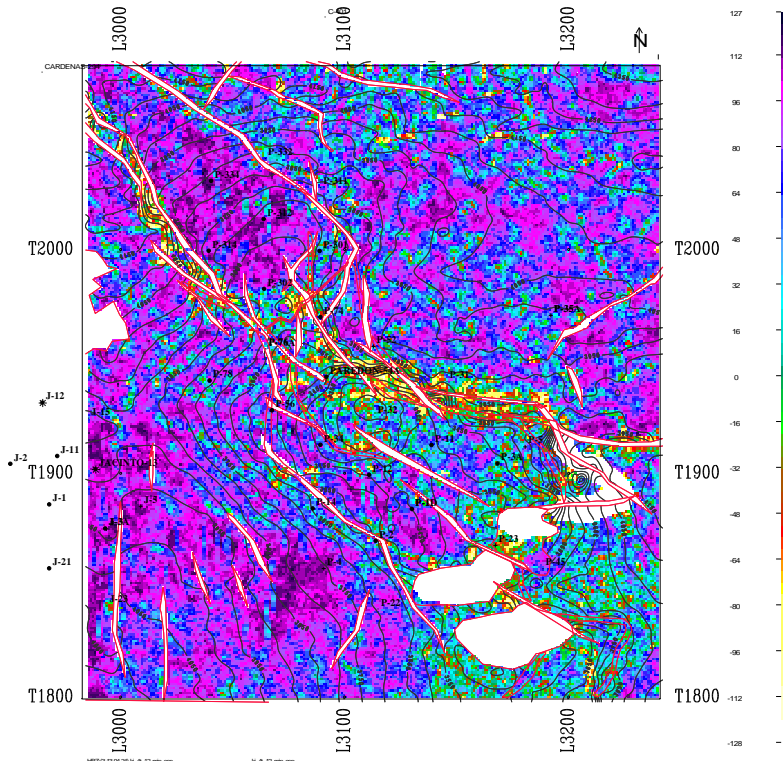


Tiempo a Mitad de la energía (Energy half time) indica variaciones laterales que se pueden asociar la uniformidad en la composición litológica, que diferenciaría la zona norte, este, centro, oeste y sur, si lo asociamos a la litología reportada para Ki podríamos inferir que la zona sur y este lucen muy similares lo cual indicaría condiciones lagunares o de plataforma calcárea para ambos.



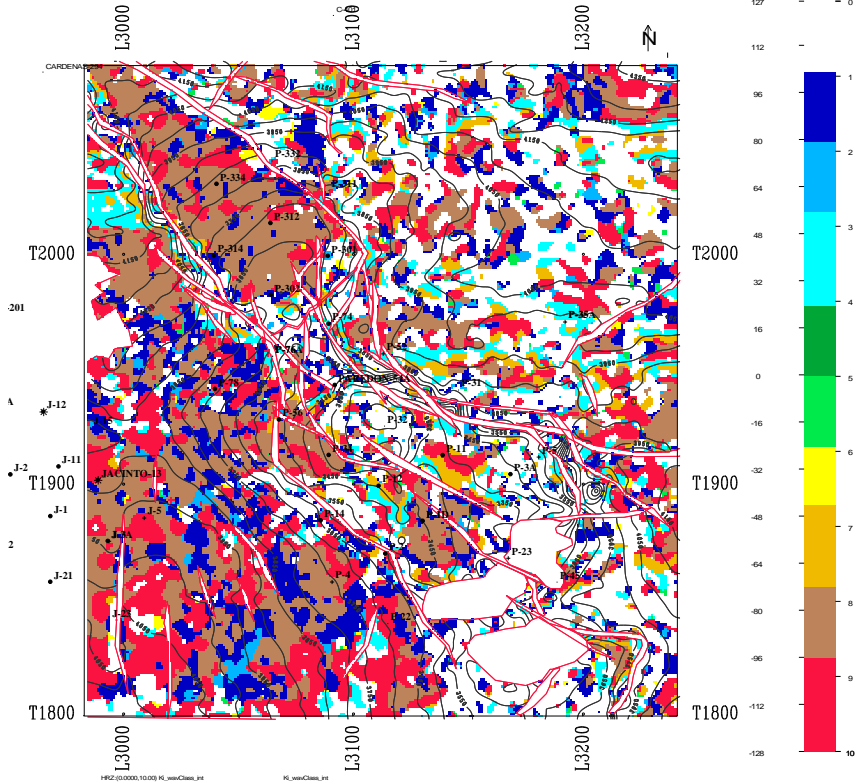
Amplitud RMS como este atributo es muy sensible a la variación de amplitud resaltan las áreas con valores altos que en algunos casos coincide con pozos productores. Se observan varias zonas de interés en las cuales no hay perforación, (ver texto para más detalles).

### Ima Cretacico Inferior Atributo Clasificador de ondicula 4t\_12\_mir



- Clasificador de ondicula (4T\_12\_Trough\_minimo) este atributo agrupa ondiculas por su semejanza y eso ayuda a identificar similares litologías, pudiera representar una burda representación de la litología del Ki diferenciándose una zona al extremo inferior derecho que pudiera ser zona lagunar (por los pozos 23, 45, 3A y 5 y mar abierto hacia el 31, 35 y 52 y dada la conformación y distancia sería aun más arriesgado decir que para ese mismo tiempo en el P-1 tendríamos ambientes de talud, hacia el N-NW sería zona de plataforma restringida hacia el 301 y 52 y para el 76A estaríamos en plataforma expuesta a condiciones subaéreas. (Bello et al, op cit)

etacico Inferior Atributo Clasificador de ondícula con Pozos



Clasificador de ondícula (Wave\_class) para generar este atributo se le dieron al programa como parámetros las ondículas de los pozos que tienen información litológica de núcleo para ver si se podían correlacionar. Muestra similitud de ondículas hacia el NW-SE que bien podría corresponder a cambios litológicos pero esto obviamente sería en todo el intervalo del Ki y no nos representaría los cambios litológicos en el tiempo



## BIBLIOGRAFIA DE CARBONATOS

Barceló, D. J., et al, 1994, Proyecto de investigación: Facies sedimentarias de la porción oriental de la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo, UNAM

Bello M. R., Guardado C. J, 1989, Estudio diagenético del Jurásico Superior-Cretácico Inferior en el área Edén-Tecominoacán, Zona Sureste, Proyecto C-3044

Fitchen, W.M, Carbonate sequence stratigraphy and its application to hydrocarbon exploration and reservoir development

Hanford, R., (2002), Apuntes para la especialidad en Estratigrafía, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Horbury, A., 2001, Final report detailing the results of a Carbonate Sequence Stratigraphy and Reservoir Geology study to the PEP activo 'Jujo-Tecominoacán', (inédito).

James, N.P., Kendall, A.C., 1992, Introduction to Carbonate and evaporite facies models. Facies Models, response to sea level change, Geotext 1, pp 265-273.

Jones, B., Desrochers, A., 1992, Shallow Platform Carbonates, Facies Models, response to sea level change, Geotext 1

Mancini, E. A., Benson, D. J, Hart, B. S., Balch, R.S, Parcell, W. C., Panetta, B. J., 2000, Appleton field case study (eastern Gulf coastal plain): Field development model for Upper Jurassic microbial reef reservoirs associated with paleotopographic basement structures. AAPG Bulletin, v.84, no.11 (November), pp.1699 –1717.

Murillo, M. G., (2002), Apuntes para la especialidad en Estratigrafía, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Pemex, 1999, Las reservas de hidrocarburos en México, Volumen I Las reservas de hidrocarburos de México y Volumen II Los principales campos de petróleo y gas de México

Pemex y British Petroleum, 1994, Proyecto Marbella, inédito

Ramos, R. H. y Morales, S. M. 2002, Descripción litológica de las brechas calcáreas del Sureste de México, Región Sur y Sonda de Campeche; Experiencias, Planeación, Región Sur, PEMEX, pagina de Intranet.

Rodríguez L. et.al, 1983, Prospecto Reforma Occidental, etapa Paredón-Sunuapa, PEMEX, (inédito).

Schlager, W., 1992, Sedimentology and sequence stratigraphy of reefs and carbonate platforms, Course serie #34, AAPG

Scientific Software-Intercomp, Inc, 1997, Jacinto Reservoir Final Geoscience and Lithologic and petrographic study of the Jurassic and Cretaceous Carbonates in Jacinto Field, Chiapas-Tabasco (Reforma) trend, México (inédito).

Scientific Software-Intercomp, Inc, 1996, Paredón Field Reservoir Study Phase I Reservoir Description, Final Report, Vol. I, and Lithologic and petrographic study of the Jurassic and Cretaceous Carbonates in Paredon Field, Chiapas-Tabasco (Reforma) trend, México (inédito).

Solís, M.T.H., Ortega, H.I., Pintado, M.N., Gámez, G.J., Miranda, C.E., Alejandro, S.E.L. y Velasco, T.J.J., Modelos sedimentarios del Jurásico del área Reforma-Comalcalco, sesión poster, Pep - Región Sur

Sosa, P. A., 1984, Prospecto Estratigráfico-sedimentario Tecominoacán-Dorado, PEMEX, (inédito).

Walkes, 1992, Depositional Systems and Facies Model Concept, Facies Models, response to sea level change, Geotext 1.