



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**“Caracterización de las Facies
Almacenadoras del Plioceno Medio en el
Campo Utan, Porción Occidental del Cubo
Cantarell”**

T E S I S

Que para obtener el título de:

Maestro en Ingeniería (Exploración)

P R E S E N T A

Martín González Castillo

Director de Tesis:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

Ciudad Universitaria, México, D. F., Noviembre de 2008.





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.

AGRADECIMIENTOS.	5
DEDICATORIA.	5
RESUMEN.	6
1. GENERALIDADES.	7
1.1. Introducción.	7
1.2. Planteamiento del Problema.	8
1.3. Objetivo.	10
1.4. Localización.	10
1.5. Antecedentes Exploratorios.	11
1.6. Información Disponible.	13
1.7. Metodología.	13
1.7.1. Generación del Proyecto.	13
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.	14
2.1. Marco Tectónico.	14
2.1.1. Bloque de Yucatán.	15
2.2. Evolución Tectónica del Área.	16
2.2.1. Fase Distensiva del Jurásico.	16
2.2.2. Fase Compresiva del Mioceno.	16
2.2.3. Fase Extensional del Plio-Pleistoceno.	17
2.3. Marco Estratigráfico.	18

2.3.1.	Estratigrafía Regional.	18
2.3.2.	Estratigrafía Local.	19
3.	PETROGRAFÍA Y DIAGÉNESIS.	21
3.1.	Análisis Petrográfico Convencional de las Facies Almacenadoras.	21
3.1.1.	Descripción Petrográfica del Núcleo 1.	21
3.1.2.	Descripción Petrográfica del Núcleo 2.	23
3.1.3.	Descripción Petrográfica del Núcleo 3.	25
3.2.	Tipos de Diagénesis.	28
3.2.1.	Diagénesis Destructiva.	28
3.2.2.	Diagénesis Constructiva.	28
3.2.3.	Diagénesis Isoquímica.	28
3.2.4.	Diagénesis Aloquímica.	29
3.3.	Ambientes Diagenéticos.	30
3.3.1.	Diagénesis Meteórica.	31
3.3.2.	Diagénesis Marina.	32
3.3.3.	Diagénesis en Zona de Mezclas.	34
3.3.4.	Diagénesis Profunda.	34
3.4.	Análisis del Sistema Poroso.	34
3.4.1.	Origen y Características de la Porosidad.	34
3.5.	Diagénesis y Evolución de la Porosidad.	34
3.5.1.	Secuencia Paragenética.	35
3.5.2.	Sistema de Fracturas Diagenéticas.	36

3.5.3.	Sistema de Fracturas Tectónicas.	37
3.6.	Análisis con el Microscopio Electrónico de Barrido.	38
3.6.1.	Análisis del Núcleo 1.	39
3.6.2.	Análisis del Núcleo 2.	42
3.6.3.	Análisis del Núcleo 3.	46
4.	SEDIMENTOLOGÍA DE LAS FACIES ALMACENADORAS.	50
4.1.	Marco Tectónico-Sedimentario.	50
4.1.1.	Evolución Tectónica y Sedimentaria.	51
4.1.2.	Mecanismos de Transporte de los Sedimentos.	52
4.2.	Análisis de Secuencias Estratigráficas.	54
4.2.1.	Análisis de Facies Sedimentarias.	55
4.2.2.	Análisis de Parasecuencias.	57
4.2.3.	Facies Sísmicas.	58
4.3.	Predicción del Modelo Sedimentario.	60
4.3.1.	Control de la Sedimentación por Patrón Estructural.	60
4.3.2.	Generación de Atributos Sísmicos.	62
4.3.3.	Generación e Interpretación de Time Slices.	63
4.3.4.	Análisis Paleoambiental de las Facies Almacenadoras.	65
4.3.5.	Construcción de Secciones de Correlación Estratigráfica.	67
4.3.6.	Modelo Sedimentario.	69
4.3.7.	Distribución de la Roca Almacén.	72
5.	RESULTADOS E INTEGRACIÓN DE LOS ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS.	73

5.1.	Integración de Análisis Petrográfico, Pozo Cantarell 217A.	73
5.1.1.	Descripción Petrográfica, Intervalo 939-945 m.	74
5.1.2.	Descripción Petrográfica, Intervalo 1010-1020 m.	74
5.1.3.	Descripción Petrográfica, Intervalo 1077-1083 m.	75
5.1.4.	Descripción Petrográfica, Intervalo 1176-1187 m.	76
5.1.5.	Descripción Petrográfica, Intervalo 1256-1267 m.	76
5.1.6.	Descripción Petrográfica, Intervalo 2037-2075 m.	77
5.2.	Integración de la Interpretación Sísmica.	79
5.2.1.	Determinación del Patrón Sísmico Estructural.	79
5.2.2.	Identificación de Facies de Crecimiento Sinsedimentario.	80
5.2.3.	Integración de la Sísmica con Datos de Producción.	80
5.2.4.	Análisis de Descomposición Espectral.	81
5.3.	Integración Petrofísica.	83
5.3.1.	Análisis Especiales de Núcleos.	83
5.3.2.	Difracción de Rayos X.	83
5.3.3.	Descripción Petrográfica.	83
5.3.4.	Determinación de la Fracción Mineralógica.	85
5.3.5.	Determinación de Litología y Valores de Porosidad.	85
5.3.6.	Análisis de los Registros de Imágenes.	85
5.4.	Integración de Datos de Ingeniería de Yacimientos.	86
5.4.1.	Interpretación de Pruebas de Incremento en el Intervalo I.	86
5.4.2.	Interpretación de Pruebas de Incremento en el Intervalo III.	87
5.4.3.	Interpretación de Pruebas de Incremento en el Intervalo II.	88

5.5.	Integración de Datos Geoquímicos.	89
5.5.1.	Fuentes Generadoras de Gas.	89
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	90

AGRADECIMIENTOS

El poder culminar con mis estudios de maestría y con el presente trabajo de investigación no hubiera sido posible sin el apoyo incondicional de varias personas que a lo largo de los dos años que duró el posgrado me acompañaron en ésta etapa tan importante de mi vida. Un agradecimiento muy especial para el Ing. Amado Astudillo Abundes ya que en el período en el que fue administrador del Activo me brindó la oportunidad de asistir a cursar el posgrado.

Una de las personas a las que más respeto y agradecimiento debo es al Ing. Jesús García Hernández, ya que fue él quien me brindó la confianza para seguir mi proceso de superación personal; eso me motivó para salir adelante con mis compromisos. Las facilidades que tuve para desarrollar mi trabajo de investigación se lo debo también a él, muchas gracias por ello ingeniero.

Agradezco al Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, por ser mi director de tesis, así como por todas las enseñanzas recibidas, al Dr. Juan Araujo Mendieta por ser la persona con la que más trabajé en el desarrollo de mi trabajo de investigación, por su sapiencia, por sus consejos tan acertados, muchas gracias doctor.

Un reconocimiento muy especial para el Ing. Ricardo Castrejón Pineda por el interés que nos demostró la infinidad de veces que fue requerida su intervención, a los Ings. Miguel Juárez Casas, M.I. Noel Holguín Quiñones y M.I. Felipe Jaime León Islas por el apoyo y las enseñanzas recibidas.

A todas mis compañeros de trabajo que siempre mostraron interés por saber como iban mis cosas en la maestría, al Ing. Luís Meléndez Argüello por el entusiasmo que mostró cada vez que le solicité el apoyo con información y por sus aportaciones técnicas.

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo a la persona que más amo en este mundo, a la fuente de mi inspiración, a mi hija Laura, a ti hijita que muchas veces me dijiste con palabras tiernas, ánimo papito, tú puedes, eres el mejor y aunque en realidad no lo soy, me hacías sentir que lo era. Gracias hija mía, mis logros son tuyos también.

Con mucho cariño a mi esposa Martha Laura por su paciencia, por cuidar de mi hija, por tomar el papel de padre y madre durante estos dos años, papel que yo sé que fue difícil pero que hizo muy bien.

A mi mamá María Inés y a mi papá Narciso por su preocupación, por su amor y por el apoyo moral recibido, lo que soy se los debo a ustedes.

A mis hermanos Margarita, Felipe, Marino, Fernando, Graciela y Maribel; a mis sobrinos Patricia Carolina, José Luis, Martha Selene, Ángela Azucena, María Fernanda, Christian, Mario Alberto, Ana Irma, Hiridiam Lizzet, Martín Eduardo, Michelle Alexandra, Diana Estefanía y Ana Sofía, les dedico mi trabajo con mucho cariño.

RESUMEN

El Campo Cantarell desde su descubrimiento en 1976 ha sido el de mayor producción nacional, llegó a producir hasta 2.2 millones de barriles diarios y la tasa de producción a Marzo del presente año es apenas arriba de los 1.5 millones de barriles diarios.

La presión inicial fue de 270 kgs/cm², la actual es de 94 kgs/cm² y para mantenerla se le ha inyectado nitrógeno y se pretende inyectar el gas de pozos que resulten exitosos en el Terciario.

En el año 2003 se perforó y resultó exitoso en dos de tres intervalos probados el pozo Utan-1, en una secuencia homogénea de terrígenos calcáreos de grano fino del tamaño del limo. El intervalo que resultó no productor muestra características petrofísicas similares a las de los intervalos productores.

De acuerdo con las evaluaciones petrofísicas, análisis mineralógicos, diagenéticos y de petrografía convencional y de alta resolución (MEB) realizadas en el presente trabajo y a la información recabada, la calidad de roca no fue factor para que no se lograra obtener producción.

La complejidad sedimentaria determinada por la mineralogía mixta (mezclas de carbonatos, cuarzo, arcillas, feldspatos y dolomita) sugería un modelo de depósito donde se tenían diversas fuentes de aporte de sedimentos.

Los sedimentos siliciclásticos fueron depositados en la plataforma por paleocorrientes provenientes de la Sierra de Chiapas y las corrientes marinas estacionarias se encargaron de redepositarlos y mezclarlos en el medio carbonatado.

En la parte alta de la estructura donde se localiza el Campo Utan se tienen terrígenos carbonatados del tamaño del limo medio a fino y en el borde de la misma limos de grano grueso a arenas de grano fino. Los atributos de amplitud RMS ayudaron para definir la distribución y delimitación de las facies en las dos áreas mencionadas.

De acuerdo con los análisis efectuados en el microscopio electrónico de barrido, el sistema poroso principal en los tres núcleos analizados consiste de porosidad intercrystalina en ocasiones interconectada por microfracturas con rasgos de disolución y por la existencia de escasos microvúgulos.

La interpretación de líneas sísmicas permitió la identificación de claros acuíferos echado arriba de la estructura en el borde occidental, mismos que fueron cortados por el pozo Cantarell 217-A. La descripción petrográfica realizada a los intervalos que correspondían con los acuíferos identificados, permitió comprobar la hipótesis de encontrar mejores características de roca almacén en esas áreas.

Estos intervalos constituyen zonas de interés que podrían revitalizar las oportunidades exploratorias dentro de la cuenca.

1. GENERALIDADES.

1.1. Introducción.

Con la finalidad de cubrir satisfactoriamente las necesidades energéticas del país, actualmente se están desarrollando diversas estrategias para apoyar el fortalecimiento de las reservas de hidrocarburos. Para lograr tal objetivo es necesario fortalecer las metodologías aplicadas y contar con una verdadera integración de toda la información disponible de las diversas áreas de conocimiento.

Uno de los objetivos específicos de las actividades exploratorias y de caracterización de yacimientos dentro de la Cuenca del Golfo de México, es optimizar los recursos para incorporar y desarrollar yacimientos atractivos de gas principalmente a nivel Neógeno; para esto se han utilizado distintas herramientas con la aplicación de diferentes metodologías.

Los avances técnicos-tecnológicos y la integración de toda la información de las áreas geológicas, geofísicas, petrofísicas, de ingeniería petrolera y producción, son la clave para entender cada vez mejor a los yacimientos y buscar con ello el obtener un mayor número de éxitos en la búsqueda de hidrocarburos.

Los diferentes estudios de carácter regional llevados a cabo en sedimentos del Terciario son la base para conocer la capacidad generadora y almacenadora de las secuencias del Neógeno en la Región Marina de Campeche.

En el año de 1999 se llevó a cabo el estudio "Proyecto Campeche Oriente Terciario" en la etapa de análisis de cuencas, sustentado en el Plan Estratégico de PEP, basado en la necesidad de explorar áreas con posibilidades de contener gas. El estudio se realizó enfocado a los sedimentos de la columna terciaria, en la cual se ha manifestado la presencia de gas en diversos intervalos arenosos durante la perforación de objetivos Mesozoicos.

Como cuencas análogas con antecedentes de producción en horizontes del Terciario se tienen la Cuenca de Veracruz y las Cuencas Terciarias del Sureste de México (Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana Terrestre).

Se cuenta también con diversos estudios de las rocas generadoras en la Sonda de Campeche, en los que desafortunadamente el Terciario no ha sido objeto de estudios específicos para evaluar su capacidad de carga y madurez, sin embargo se incluyó en un estudio regional de modelado de cuencas (Romero, Hegre y Maldonado, 1994).

De acuerdo con estudios de isotopía de gases efectuados en los laboratorios del IMP de México, D.F. y HARC de Houston, Texas (Guzmán, et al 1991; Caballero y Holguín, 1999), en algunos yacimientos de la Cuenca de Macuspana Terrestre y en el área Kambul-Chilam (Zona Marina), es posible encontrar gas seco originado por procesos biológico-bacteriales (biogénico), térmico (termogénico) y mezclas de ambos, generados por rocas del Mioceno y Plioceno, según la propuesta que se hace para el origen de los gases en la Cuenca de Macuspana Marina.

En los años 1998 y 2000, se efectuó un muestreo geoquímico del fondo marino en la Costa del Golfo de México y como resultado de ello se detectó la presencia de hidrocarburos gaseosos.

Los diversos estudios estratigráficos llevados a cabo en la Región Marina, están fundamentados en publicaciones de reconocimiento mundial como son: *Vail et al. (1977)*, *Ramsayer (1979)*, *Mitchum et al. (1993)*.

1.2. Planteamiento del Problema.

El Campo Cantarell desde su descubrimiento en 1976 (Pozo Chac-1) ha sido una parte fundamental en la economía del país. Su explotación comercial comenzó en junio de 1979 con una producción de 4.3 miles de barriles diarios y alcanzó un pico de producción de 2.174,151 barriles diarios en diciembre de 2003, con 216 pozos activos. Sin embargo el campo está experimentando una franca declinación, produciendo actualmente 1,036,710 barriles por día al mes de mayo, con 199 pozos activos.

Desde el año 2000 se inició la inyección de nitrógeno para tratar de contrarrestar la caída de presión del yacimiento, que en sus inicios fue de 270 kgs/cm² en junio de 1979, actualmente ha descendido a 94 kgs/cm².

Uno de los planes estratégicos para ayudar a mantener la presión del campo y continuar con una cuota de extracción sostenida, es encontrar acumulaciones de gas en pozos cercanos al campo e inyectarlo al yacimiento Brecha del Cretácico Superior para que junto con el nitrógeno se trate de mantener la presión y con esto puedan cumplirse las cuotas de extracción comprometidas.

Dentro del cubo sísmico de Cantarell se tienen 500 pozos aproximadamente, con todos ellos se pensaría que se dispone de bastante información para llevar a cabo un estudio de caracterización inicial en cualquier nivel estratigráfico. Sin embargo la mayoría de los objetivos de perforación dentro del Campo Cantarell fueron enfocados en el Mesozoico, por lo que la columna sedimentaria del Terciario y Cuaternario está poco estudiada.

Del análisis de información disponible para llevar a cabo el presente trabajo de tesis, se pudo comprobar que existen pocos pozos con información de registros en las secuencias del Terciario y Cuaternario, la existencia de muestras de canal y núcleos es también escasa, por lo que, el panorama para conocer y poder caracterizar las rocas de estos niveles estratigráficos parece difícil.

En el año 2003 se perforó el pozo Utan-1, el cual resultó productor de gas en dos de tres intervalos probados dentro del Plioceno Medio.

Este pozo se localiza en la porción occidental del Campo Cantarell, por encima del Bloque Kutz.

La información disponible en este pozo y algunos pozos cercanos a éste, nos da la posibilidad de poder realizar un análisis de las secuencias productoras dentro del Plioceno, hacer una caracterización de sus propiedades petrofísicas, determinar la distribución de la roca almacén y con todo ello, poder proponer intervalos con posibilidades potenciales para documentar localizaciones exploratorias y en determinados casos probar intervalos en pozos ya perforados.

Por lo anterior, el presente trabajo de investigación tiene como uno de los objetivos centrales, el poder determinar las características petrográficas y petrofísicas de las rocas productoras del Plioceno y con ello establecer el marco estratigráfico que permita conocer con mayor precisión su distribución, ambiente de depósito y espesores, a fin de tener mayor sustento técnico en la certificación de reservas.

1.3. Objetivo.

El objetivo principal del estudio es realizar una caracterización de las facies productoras del Plioceno en el campo Utan, con la finalidad de generar un modelo geológico más preciso que integre todos los datos y conocimientos existentes, para poder con ello efectuar mejores predicciones sobre su distribución, espesores y calidad de roca, que sirva como soporte técnico en la certificación de reservas, así como en la propuesta de localizaciones exploratorias y pruebas de producción de intervalos que se correlacionen con los que se estudiarán, en pozos ya perforados.

1.4. Localización.

El Campo Utan se localiza en aguas territoriales de la plataforma continental del Golfo de México, al occidente de la Península de Yucatán, en tirantes de agua de ± 60 m, a 87 Km al N 14° W de Ciudad del Carmen, Campeche. En forma específica, el pozo Utan-1 se ubica a aproximadamente 4400 m al S-SW del pozo vertical Cantarell 429, en las coordenadas geográficas X=596,939.82 y Y=2'142,659.06, justo en la intersección de la línea sísmica 2781 con la traza 21513 del cubo sísmico OBC_3D de Cantarell adquirido por la compañía Western en el año de 1997 (Figura 1).

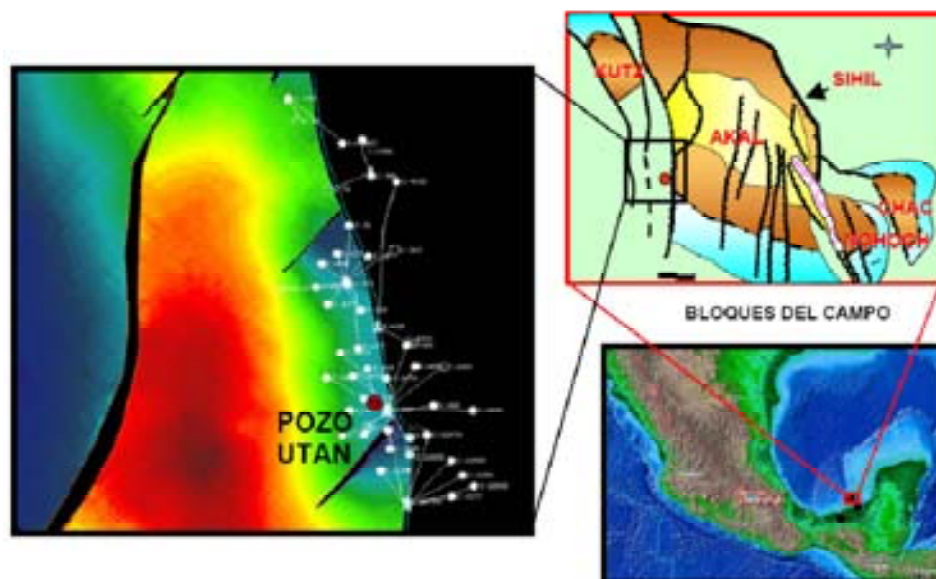


Figura 1.- Localización del Área de Estudio

Desde el punto de vista geológico, el campo se ubica en la parte centro oriental de una cuenca alargada orientada casi Norte-Sur, la cual es limitada por fallas normales de edades plio-pleistocena, ubicadas en la porción noroeste del Bloque Akal, al sur de la zona donde se localiza el Campo Kutz.

1.5. Antecedentes Exploratorios.

Con la información geológica obtenida a través de los pozos perforados, tanto del área mesozoica Chiapas-Tabasco como en la península de Yucatán y la información geofísica existente, se reinterpretaron los conceptos paleogeográficos fundamentalmente para el Jurásico y Cretácico, llegando a la conclusión de que las condiciones estratigráficas-sedimentarias y estructurales del área Chiapas-Tabasco, deberían continuar hacia el área marina de Campeche.

Con estos antecedentes, aunados a las manifestaciones de hidrocarburos que se detectaron en esta porción marina, se programaron en el año de 1972 trabajos sismológicos de cuyos resultados se comenzaron a definir las condiciones estructurales de las rocas jurásicas, cretácicas y terciarias, incrementando las posibilidades de la certidumbre de las tesis postuladas hasta ese momento.

Por consiguiente, se propuso la perforación del pozo Chac-1, iniciándose en 1974 y terminándose como productor de aceite en julio de 1976, en el intervalo 3545-3567 m, constituido por una brecha calcárea de edad paleocénica.

El pozo cortó una columna de rocas terciarias y cretácicas y penetró en rocas jurásicas del Oxfordiano con una profundidad total de 4,934 m.

Este pozo se localiza en uno de los cinco bloques que conforman al Complejo (Chac, Nohoch, Akal, Kutz y Sihil).

Tradicionalmente el Complejo Cantarell ha sido productor de importantes volúmenes de hidrocarburos, principalmente en niveles mesozoicos, aunque a nivel Terciario también produce en las calcarenitas del Eoceno-Paleoceno.

Sin embargo el potencial gasífero en los horizontes someros es aún incierto, ya que la mayoría de los pozos perforados tuvieron objetivos mesozoicos; por lo

que a nivel Terciario no cuentan con buena información de registros y muestreo litológico que ayude a conocer las características geológicas de esos niveles.

Aunado a lo anterior, los primeros pozos con objetivos específicamente someros para tratar de descubrir las acumulaciones de gas y comprobar el potencial del Terciario, no han sido del todo satisfactorios, ya que los pozos Malah-1, Samal-1 e Ikim-1 resultaron no productores y el pozo Xotem-1 resultó productor no comercial de gas. Sin embargo, muchos de los pozos tanto exploratorios como de desarrollo perforados en la zona tuvieron importantes manifestaciones de hidrocarburos en los niveles correspondientes al Neógeno, tal como se muestra en la siguiente tabla (Tabla 1).

Con base en la información geológica obtenida durante la perforación de pozos y en la interpretación sísmica, se generó y documentó en el año de 2002 la localización exploratoria Utan-1, con el objetivo de comprobar e investigar el potencial gasífero del Terciario, la cual fue perforada durante el año 2003.

Pozo	Edad	Intervalo	GL	GC	GS	C1	C2	C3	OBSERVACIONES
Lum DL1	MS	925-964 1842-1995	150 000 125 000	2000 6000	-	100%	-	-	Lutita gris clara, calcarea, arenosa gris clara de grano fino
Ek-Balam DL3	MS MM	1795-1797 1925-1930	400 000 210 000	5000 5000	2000 2000	-	-	-	Trazas de Fluorescencia Amarillo Claro Trazas de Fluorescencia Amarillo Claro
Ceen-1	RPFM	1345	40,000	6000	-	-	-	-	Baja la densidad del tubo de 1.30 a 0.52 g/cm ³
Ek-1	MS MS-MM	650-642 942-2323	125 000 110 000	0 8000	3800 5000	-	-	-	20% de Fluorescencia Amarillo Claro Trazas de Fluorescencia Amarillo Claro * Se cortó un núcleo en el intervalo 942-951 m de marcas gris claro, en el cual se observaron gotas de aceite móvil de color café oscuro
Akal-501	RCPL MS MM MM MM	333 665 675 705 875	16,000 12,500 15,000 12,000 14,500	- - - - -	- - - - -	- - - - -	- - - - -	- - - - -	
Nohoch-2	MS	855-930	-	-	-	-	-	-	10-30% de Fluorescencia Amarillo Claro
Cantarell-1A	PM PM PM	561 608 683	40,000 110,000 40,000	2000 3400 9000	- - -	- - -	- - -	- - -	20-30% de Fluorescencia Amarillo Claro Trazas de Fluorescencia Amarillo Claro 60-70% de Fluorescencia Amarillo Claro
Itoc-1	M.S. M.S. M.S.	1055 1233 1475	1,000,000 1,000,000 1,000,000	14,000 8,000 11,000	- - -	400,000 232,000 91,000	- - -	- - -	
Akal-1	M.S. M.S. M.I. O.S.	551 583 711 782	200,000 400,000 370,000 180,000	100,000 450,000 390,000 425,000	- - - -	- - - -	- - - -	- - - -	20-30 % Amarillo Claro 60-70 % Amarillo Claro 30 % Amarillo Claro 50 % Amarillo Claro
Kotz-1	M.S. M.S. E.I.	1712 2406 3160	37,000 65,000 37,000	- - -	- - -	4000 2200 1900	- 300 300	- - -	Trazas de Fluorescencia amarillo claro

Tabla 1.- Pozos con Manifestaciones de Hidrocarburos en el Neógeno.

Con la perforación de este pozo, se pudo investigar parte de la secuencia terciaria que conforma a la cuenca ubicada hacia la parte occidental del Bloque Akal y sus resultados probaron que existen buenas expectativas de encontrar importantes acumulaciones de gas seco, ya que 2 de las 3 pruebas de

producción efectuadas, así lo manifestaron; en el intervalo más profundo de 1317-1322 m el resultado fue productor de gas con 4.13 MMSCF/D, el segundo intervalo de 1220-1228 m no manifestó y en el intervalo más somero de 1075-1085 m el resultado fue productor de gas con 7.46 MMSCF/D.

1.6. Información Disponible.

Para la elaboración del presente estudio, se contó con la siguiente información:

- Cubo sísmico OBC_3D de Cantarell, reprocesado por la compañía Veritas.
- Juego de registros de resistividad, densidad, neutrón y sónico de los pozos Cantarell 3068, 1084, 94A, 429, 2295, 269D y Utan-1.
- Descripciones petrográficas de los núcleos cortados en Utan-1.
- Registros de imágenes resistivas del pozo Utan-1
- 3 núcleos cortados en las formaciones del Plioceno Medio de Utan-1.
- Tabla con resultados de análisis bioestratigráficos de 18 pozos cercanos al área de estudio.
- Se efectuaron las siguientes pruebas de producción en el pozo Utan-1:
 - Intervalo III de 1075-1085 m, productor con 7.46 MMSCF/D
 - Intervalo II de 1220-1228 m, no manifestó
 - Intervalo I de 1317-1322 m, productor con 4.13 MMSCF/D
- Análisis especiales de núcleos.
- Análisis de descomposición espectral llevado a cabo por la compañía Fusion.

Se contó también con informes finales de los pozos ubicados en los cubos mencionados, así como con los informes de postperforación y operativos con datos sobre análisis de muestras sueltas, núcleos, paleontología y pruebas de producción.

1.7. Metodología.

Se realizó una integración de todos los datos disponibles desde la descripción sedimentológica de los núcleos hasta los datos de ingeniería del yacimiento y terminación del pozo.

El desarrollo del estudio siguió la siguiente metodología.

1.7.1. Generación del Proyecto.

Se generó una base de datos con toda la información necesaria para llevar a cabo la ejecución del proyecto.

Ésta base de datos incluyó información sobre los resultados finales de los pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el área de estudio, descripciones de núcleos, análisis petrográficos y petrofísicos.

Lo anterior sirvió para llevar a cabo las siguientes actividades:

1. Interpretación sísmica-estructural.
2. Análisis petrográficos y sedimentológicos.
3. Procesos diagenéticos.
4. Evaluación petrofísica.
5. Análisis de fluidos.

Con la integración de los datos geológicos, geofísicos, ingeniería y petrofísicos se construyó el modelo de facies de las rocas almacenadoras del Plioceno Medio, definiendo los límites laterales presentes y las características de las rocas que los constituyen.

2.- MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

1.1. Marco Tectónico.

El área en estudio se ubica en la porción noreste del Pilar de Akal, el cual se encuentra limitado al oriente y occidente por las fosas terciarias de Comalcalco y Macuspana (Figura 2) y al norte por el antiguo borde de la Plataforma Carbonatada de Yucatán.



Figura 2.- Unidades Tectónicas del Oriente de México.

Tectónicamente se encuentra en una zona dominada por la interacción de una serie de placas litosféricas que fueron sometidas a regímenes de extensión o traslación que determinaron el estilo y evolución estructural del basamento hasta el Cretácico Superior. Dewey y Pindell (1986), Pindell (1985; 1994), Pindell y Dewey (1982), Pindell y Barret (1990) muestran en sus trabajos, descripciones y reconstrucciones detalladas de esos movimientos.

En la figura 2 se muestran las relaciones con las principales unidades tectónicas del oriente de México.

Hace unos 25 m.a. se generó un sistema arco-fosa entre las placas litosféricas de Cocos,

Americana y del Caribe, relación que se mantiene estable aún en la actualidad.



Figura 3.- Frente Deformado, FFC.

Como consecuencia de esa interacción, el movimiento relativo en dirección de la compresión parece haber sido estable desde por lo menos el Mioceno Inferior (25 m.a.) en dirección clara al NE-SW, tal como podría deducirse de la dirección de convergencia indicada por las estrías (*microdorsales*) que se observan en la placa de Cocos.

Además en la figura 3 se observan en color rojo los ejes de los pliegues en los frentes de avance de la Faja Fallada y Corrida (FFC). La convexidad hacia el NE, es considerada un indicador de la cinemática del sistema plegado.

1.1.1. Bloque de Yucatán.

El Bloque de Yucatán es un bloque tectónico único, sin plegamientos, del Paleozoico, cuyo límite es la falla Motagua. Este basamento metamórfico de origen pangeico continental se separa del Bloque Louisiana-Texas al momento de la apertura del Golfo de México; su posición actual viene desde finales del Triásico (~200 millones de años).

Sobre este basamento se ha acumulado una capa gruesa de sedimentos marinos del Paleozoico Tardío, seguido por sedimentación continental en el Jurásico, que a su vez subyacen a un depósito extenso de evaporitas que corresponden a una cuenca carbonatada limitada por arrecifes del Cretácico Temprano. Sobre éstas se encuentran depósitos de calizas de plataforma y brechas del Cretácico Superior; el límite entre el Cretácico y el Terciario presenta la estructura de impacto del Chicxulub.

La Plataforma de Yucatán, conformada por calizas del Cretácico (144 a 65 millones de años) al Cenozoico-Cuaternario (65 millones de años al reciente), refleja un basculamiento de NE a SW (Araujo, 2007). Lo anterior explica la asimetría del borde de plataforma, que se extiende solamente unos 10 Km. en la margen suroccidental y hasta 200 Km. del lado nororiental.

1.2. Evolución Tectónica del Área.

A continuación se presenta un resumen sobre la serie de eventos de deformación tectónica que afectaron a las secuencias sedimentarias depositadas en el área de estudio, en orden cronológico de lo más antiguo a lo más reciente.

1.2.1. Fase Distensiva del Jurásico.

Se produjo en dos etapas bien diferenciadas (Figura 4), la primera afecta a la cima de los depósitos terrígenos de esta edad y está caracterizada por una serie de fallamientos de tipo normal sinsedimentario.

La segunda etapa se presenta como una reactivación del evento anterior y es caracterizado por fallas de tipo normal, con escalonamiento de bloques de buzamiento preferencial al W-SW, lo que configuró una serie de “*half grabens*”, donde las secuencias sedimentarias pertenecientes al Cretácico Inferior se hayan en “*onlap*” sobre la cima del Jurásico.

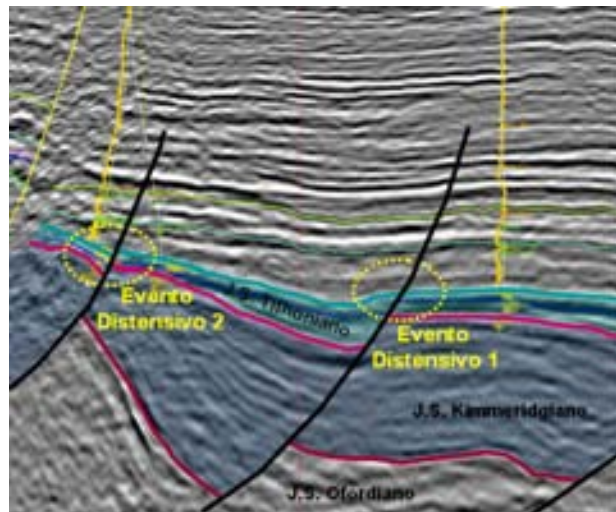


Figura 4.- Etapas de la Distensión Jurásica.

1.2.2. Fase Compresiva del Mioceno.

La compresión producida durante la Fase Chiapaneca, marcó el inicio del sobrecorrimiento en Cantarell con la generación de una rampa tectónica que

produjo un marcado crecimiento del apilamiento antiformal sobre una falla de bajo ángulo a casi paralela con la estratificación, en los niveles estratigráficos correspondientes al Paleoceno y Oligoceno.

La magnitud del desplazamiento horizontal de la cobijadura, ha sido estimada en unos 12 Km. (*Estudio de Caracterización Inicial del Campo Sihil, Cretácico, 2003*); si se tiene en cuenta la velocidad de convergencia de las placas y se comparan con FFC (Faja fallada y corrida) de características similares, el mencionado acortamiento sobre la Falla Sihil habría llevado unos 450,000 años.

Durante esta misma fase de compresión, se produce la estructura de duplex (Figura 5) por la evolución de una falla inferior, que conlleva al plegamiento de la traza de la falla principal y de la lámina alóctona.

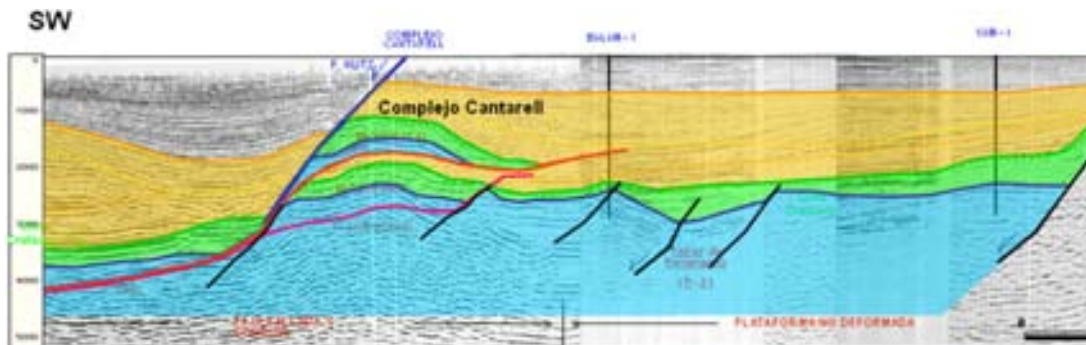


Figura 5.- Formación de la Estructura Cantarell, Etapa Compresiva del Mioceno.

1.2.3. Fase Extensional del Plio-Pleistoceno.

Esta etapa marca el inicio del deslizamiento gravitacional de los sedimentos terciarios hacia las partes más profundas del Golfo de México (Figura 6).

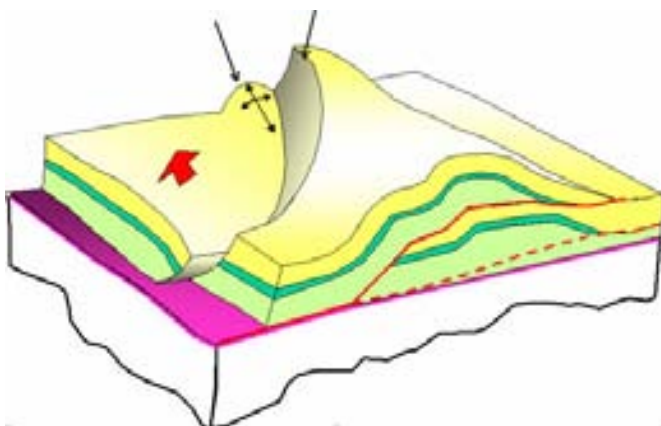


Figura 6.- Fallas de Deslizamiento Gravitacional, Etapa Extensional del Plio-Pleistoceno.

Como consecuencia de una precipitada extensión regional se desarrollan fallas de deslizamiento gravitacional que generaron minicuenas extensionales con formas alargadas que permitieron el acomodo de un gran espesor de sedimentos

calcáreo arcillosos, como las fosas de Macuspana, Reforma-Comalcalco y por su puesto, la cuenca en donde se localiza el Campo Utan.

1.3. Marco Estratigráfico

1.3.1. Estratigrafía Regional.

La estratigrafía regional está estrechamente relacionada con los procesos tectónicos y sedimentarios que fueron conformando la Cuenca del Golfo de México. La columna estratigráfica resultante de esos procesos desde el Kimmeridgiano hasta el Eoceno se muestra en la figura 7.

La primera etapa tectónica-sedimentaria está relacionada con el acrecionamiento y posterior rompimiento de la corteza continental, lo cual provoca una atenuación y estrechamiento por extensión intracontinental y el depósito de las secuencias “*sinrift*” que rellenaron las fosas, presumiblemente durante el Triásico Tardío-Jurásico Medio.

Sobreyaciendo discordantemente a lo anterior, se tiene una secuencia caracterizada por evaporitas, terrígenos arcillo-arenosos y calizas depositadas en una margen pasiva que evolucionó de una cuenca evaporítica a una rampa clástica-carbonatada en el período comprendido entre el Calloviano y Kimmeridgiano.

Para este tiempo se depositaron las arenas productoras del Oxfordiano y los bancos oolíticos del Kimmeridgiano Tardío, además del movimiento de la sal como un mecanismo de control sedimentario.

Por encima, se tiene una secuencia de calizas arcillosas y lutitas calcáreas ricas en materia orgánica depositada en una margen pasiva, inundada durante el Tithoniano-Berriasiano. Durante esta etapa se desarrollaron los sistemas de fallas normales en forma de “*half grabens*” migrando hacia el centro de la cuenca.

La subsidencia térmica “*post-rift*” en la margen pasiva, permitió la formación de una secuencia de sedimentos carbonatados de cuenca con escasos flujos de litoclastos calcáreos, además del establecimiento de plataformas carbonatadas sobre una corteza transicional gruesa (Plataforma de Campeche), durante el Cretácico Temprano (Valanginiano) y Cretácico Tardío (Turoniano).

Con el descenso del nivel del mar, se produce la siguiente secuencia sedimentaria del Cretácico Superior (Coniaciano-Maestrichtiano), compuesta por brechas calcáreas formadas por depósitos de talud que en la base cambian a margas dolomitizadas de ambiente de cuenca. Estos depósitos de brechas sedimentarias, constituyen el objetivo petrolero más importante de la Región Marina.

Cubriendo a la secuencia anterior, se presenta un cambio transicional en el régimen de sedimentación, pasando de uno carbonatado a otro de tipo terrígeno principalmente, compuesto por lutitas bentoníticas con escasas intercalaciones de calizas, depositadas en ambientes batiales; mientras tanto, en la plataforma continuó la sedimentación de carbonatos. Durante este tiempo prevaleció principalmente la subsidencia tectónica.

En el Oligoceno-Mioceno Temprano, se desarrolla la etapa diapírica y postdiapírica (emplazamiento de “*canopies*”) de la sal (*Estudio de Cuencas,*

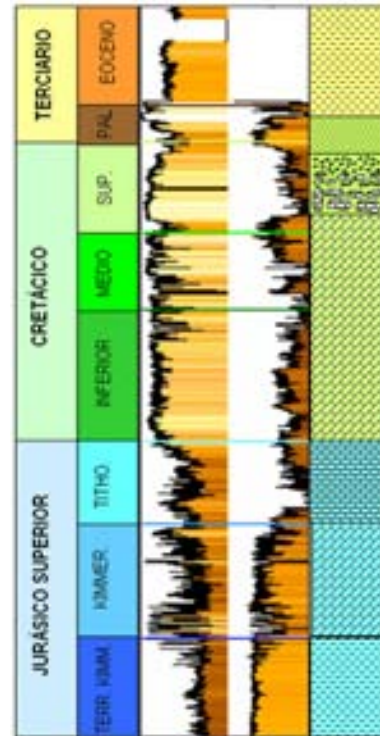


Figura 7.- Columna Estratigráfica Tipo del Kimmeridgiano al Eoceno.

2003). En esta secuencia se tiene un cuerpo de calcarenitas del Eoceno Medio-Paleoceno Superior, el cual constituye un objetivo productor de hidrocarburos en la Región Marina.

A la secuencia anterior, le sigue el paquete sedimentario del Mioceno, constituido por lutitas calcáreas con algunas intercalaciones de arenas de cuarzo de grano fino. Fue durante este período cuando se registró la compresión que provocó la estructuración de las secuencias anteriormente depositadas y muestra la transición en algunas áreas de ambientes batiales a neríticos.

Las secuencias del Plioceno serán descritas en el subcapítulo siguiente, ya que son las que se depositaron dentro de la cuenca donde se ubica el Campo Utan.

1.3.2. Estratigrafía Local.

La columna estratigráfica está conformada por una secuencia sedimentaria de rocas que en el sentido de depósito varía en edad desde el Plioceno Inferior hasta el Pleistoceno.

La cuenca está dominada por una sedimentación de carbonatos mezclados con limos-arcillas, arenas calcáreas y cuarzo; estos depósitos son a su vez controlados por un claro sistema progradante, con una dirección de aporte, orientada de SE a NW.

Con base en la información obtenida con la perforación de los pozos Cantarell 3068, 219, 217A, 2295, 429 y Utan-1 que cortaron sedimentos dentro de la cuenca, se pudo conocer parte de la columna sedimentaria de la misma.

En la tabla 2, se muestra que a nivel Plioceno no se tiene un buen control estratigráfico, por lo tanto, la descripción estratigráfica estará basada en los datos obtenidos de las descripciones de los pozos Utan-1 y Cantarell 3068, los pozos más recientes dentro de la cuenca.

EDAD	UTAN-1	C-429	C-2295	C-219	C-217A	C-3068
PLIOCENO SUP.	710					
PLIOCENO MEDIO	830					
PLIOCENO INF.	1380					
MIOCENO SUP.		880	605	525	551	1275
MIOCENO MEDIO		930	1720	752	770	1342
MIOCENO INF.		1040	AUS	1023	1053	1439
FALLA KUTZ	1348	938	AUS	1337	1420	1803

Tabla 2.- Pozos con Control Estratigráfico dentro del Neógeno.

La columna estratigráfica tipo de la cuenca (Figura 8), resultó de una superposición de las curvas de los pozos Utan-1 y Cantarell 217A. A continuación se hace una breve descripción de sus características litológicas.

Plioceno Inferior. El único pozo en el que se tiene un buen control de los niveles estratigráficos correspondientes al Plioceno, es Utan-1, por lo que las siguientes descripciones litológicas son las obtenidas del estudio de ese pozo.

Está constituida por lutita gris, semidura, calcárea, arenosa; lutita gris oscuro a gris verdoso; intercalaciones de mudstone blanco a crema, suave, aspecto cretoso, sin porosidad observable; arenisca de cuarzo, gris claro, grano fino a medio, granos subredondeados, cementante calcáreo, semidura, porosidad primaria intergranular visual de $\pm 3-4\%$.

Plioceno Medio. Limolita de grano medio a grueso a arenisca de grano muy fino, de color gris claro, gris castaño y gris castaño verdoso, compuesta por una fracción clástica bien seleccionada, matriz arcillosa y calcárea (en porcentaje variable), cemento calcítico abundante y una fracción variable de bioclastos, porosidad primaria intergranular de aproximadamente 15 %, fragmentos de moluscos; mudstone crema de aspecto cretoso.

Plioceno Superior. Este nivel estratigráfico consiste de lutita gris suave, calcárea y ligeramente arenosa; arenisca constituida por cuarzo, líticos y materia carbonosa, gris y negro de grano fino, subangulosos a subredondeados con cementante calcáreo y matriz arcillosa. Porosidad primaria intergranular de $\pm 4-5\%$,

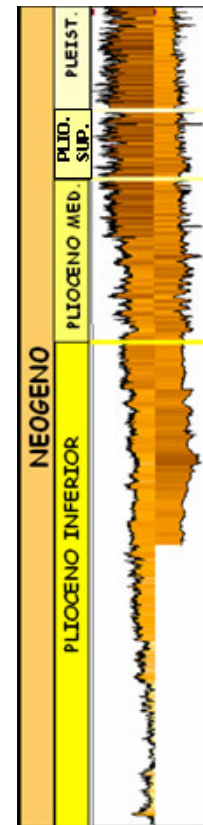


Figura 8.- Columna Estratigráfica Tipo dentro de la Cuenca Pliocena.

3. PETROGRAFÍA Y DIAGÉNESIS.

3.1. Análisis Petrográfico Convencional de las Facies Almacenadoras.

Este análisis estuvo basado en la descripción de los núcleos 1 (1084-1093 m), 2 (1225-1234 m) y 3 (1321-1330 m), para lo cual se utilizó microscopio petrográfico y esteroscópico, comparador granulométrico y ácido clorhídrico. Se midieron los fragmentos que conforman el núcleo y se elaboraron gráficas de descripción de núcleos (*Anexo 1*) con los siguientes parámetros:

- Textura de la roca.
- Estructuras sedimentarias primarias.
- Contenido fosilífero.
- Características de los granos.
- Composición de la matriz.
- Tipos de porosidad.
- Presencia de hidrocarburos.
- Ambiente de depósito.

3.1.1. Descripción Petrográfica del Núcleo 1.

Roca constituida en su mayor parte por limo calcáreo y arcilla (posible illita-esmectita) que engloba escasos microfósiles, se identificaron partículas de cuarzo y plagioclasa angulosas a subangulosas bien clasificadas y calcita del tamaño de limo grueso.

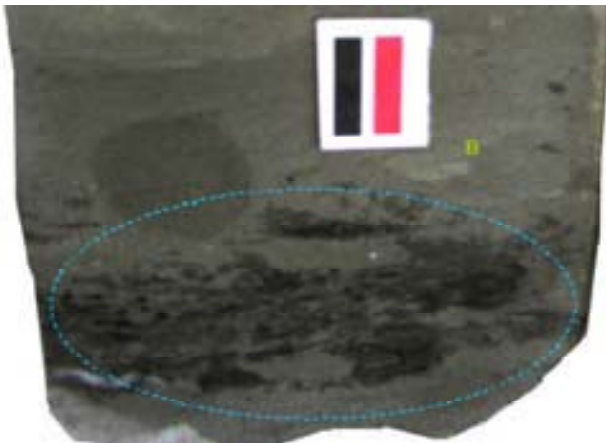


Figura 9.- Materia Orgánica en Núcleo 1.

Se observan también en cantidad moderada cristales subhedrales y en ocasiones euhedrales de dolomita fina dispersos en la matriz de micrita. Además de los cristales de dolomita se observan aglutinamientos de micrita a manera de parches. Presenta materia orgánica diseminada (Figura 9).

La figura 10 muestra el formato de descripción del núcleo, con los resultados obtenidos del análisis practicado.

Clasificación. Mudstone limo-arcilloso a limolita calcárea parcialmente dolomitizado.

Estructuras sedimentarias. Laminación discreta y algunas zonas bioturbadas.

Contenido faunístico. Se observan algunos microfósiles con lupa de mano, ostrácodos y restos de peces; sin embargo, no se logró clasificar de que tipo.

Rasgos diagenéticos. Compactación, dolomitización y fracturamiento.

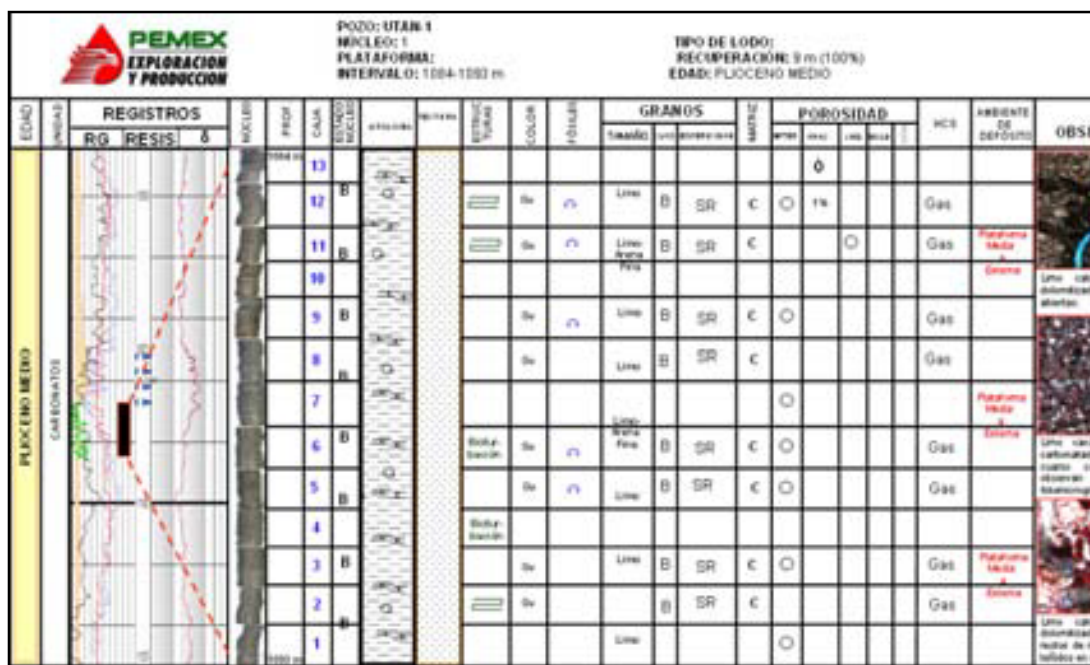


Figura 10.- Descripción Petrográfica del Núcleo 1, Pozo Utan-1.

Sistemas de fracturas. Se identificaron dos sistemas de fracturas: un patrón irregular abierto, localizado generalmente en las zonas más arcillosas del núcleo; el otro patrón irregular muy escaso, a escala de los fragmentos, cementado por calcita.

Por la geometría que exhiben las fracturas abiertas pudieran ser fracturas inducidas por un proceso de descompresión de la roca. Sin embargo no se encontraron suficientes rasgos para precisar su origen.

Se observan también en algunas zonas del núcleo fracturas diagenéticas rellenas por calcita y fracturas abiertas subparalelas a la estratificación o laminaciones.

Las fracturas abiertas presentan longitudes variables (1 a 6.5 cm.), el origen de estas fracturas abiertas no se logró precisar. No se detectaron fracturas tectónicas.

Los sistemas de fracturas identificadas no presentan conectividad.

Las fracturas cementadas por calcita son las fracturas más antiguas, mientras que las fracturas abiertas son más recientes.

Ambiente de depósito. La asociación de características como laminación discreta, bioturbación, fósiles planctónicos y bentónicos sugiere un ambiente de depósito de plataforma de mar abierto.

3.1.2. Descripción Petrográfica del Núcleo 2.

Roca detrítica carbonatada limo-arcillosa compacta de color gris verdosa parcialmente dolomitizada. Exhibe estructura laminada discreta a masiva y está constituida principalmente de lodo calcáreo, limo y arcilla. Se observan en algunas zonas del núcleo bioturbación, laminaciones discretas, microfósiles, materia orgánica diseminada, escasas fracturas diagenéticas rellenas de calcita y fracturas abiertas subparalelas a la laminación, tal como se aprecia en la zona delimitada por las dos líneas discontinuas (Figura 11).

Se detectaron bioturbaciones verticales y horizontales que son una evidencia de la actividad orgánica en este tipo de sedimentos característicos de ambientes con energía restringida.

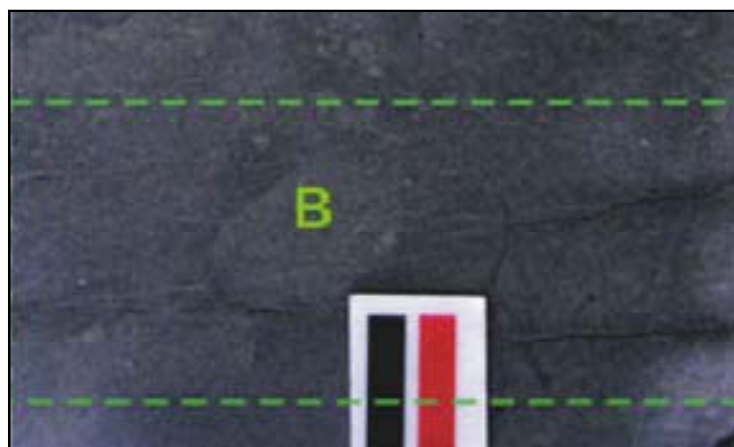


Figura 11.- Fracturas Abiertas Subparalelas a Estratificación, Núcleo 2.

Se detectaron también valvas enteras en posición horizontal y en forma esporádica algunas dispuestas en forma vertical, debida tal vez a un aumento de energía por acción de tormentas.

La figura 12 muestra el formato de descripción del núcleo 2, con los resultados obtenidos del análisis practicado.

Clasificación. Mudstone limo-arcilloso bioturbado parcialmente dolomitizado.

Estructuras sedimentarias. Laminación discreta y bioturbación.

Contenido faunístico. Se observan escasos foraminíferos planctónicos y bentónicos.

Rasgos diagenéticos. Compactación, dolomitización y fracturamiento.

Sistemas de fracturas. Se observan en algunas zonas del núcleo escasas fracturas diagenéticas rellenas por calcita y algunas subparalelas a la laminación, exhibiendo longitudes variables (1 a 5 cm.) y en algunos casos cortan transversalmente el diámetro del núcleo (6.5 cm.).

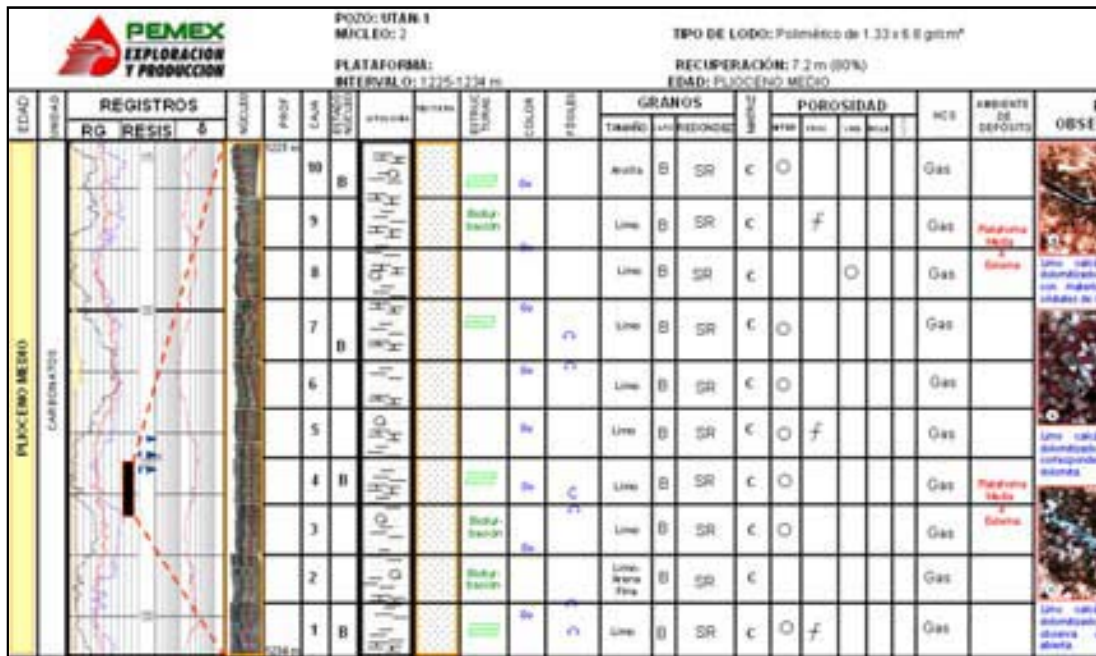


Figura 12.- Descripción Petrográfica del Núcleo 2, Pozo Utan-1.

Se identificó claramente un sólo sistema de fracturas en las zonas más arcillosas del núcleo, las cuales pueden estar asociadas a un proceso de descompresión de la roca.

No se lograron identificar rasgos que permitieran determinar el origen de estas fracturas, ya que pudieron haber sido inducidas durante la extracción del núcleo, en los horizontes laminados o que efectivamente estén asociadas a un evento tectónico, poco evidente.

Las fracturas selladas por calcita no se entrecortan ni presentan disolución.

Las fracturas subparalelas tampoco se entrecortan entre sí, por lo tanto, no se presenta conectividad entre los sistemas de fracturas.

La interpretación de los sistemas de fracturas no muestra rasgos concluyentes para determinar con precisión si el sistema de fracturas abiertas subparalelas a la estratificación es el más reciente, si está asociado a algún evento tectónico o si pudiera ser debido a un proceso de descompresión litostática.

Ambiente de depósito. La asociación de estructuras sedimentarias de laminación discreta, bioturbación intensa, foraminíferos planctónicos y

bentónicos y material limoso abundante, sugiere un ambiente de depósito de transición hacia mar abierto (probable plataforma externa).

En general, este núcleo consiste de un mudstone limo-arcilloso parcialmente dolomitizado el cual gradúa a un mudstone parcialmente dolomitizado.

3.1.3. Descripción Petrográfica del Núcleo 3.

El mudstone limo-arcilloso parcialmente dolomitizado exhibe textura cristalina y estructura discretamente laminada a masiva constituida básicamente por lodo calcáreo (micrita) y en menor cantidad arcilla. Muestra fracturas diagenéticas abiertas con rasgos claros de disolución (Figura 13).



Figura 13.- Fracturas Diagenéticas con Disolución, Núcleo 3.

El lodo calcáreo ha sido reemplazado parcialmente a dolomita fina (20 a 50 μm) de forma anhedral (*xenotópica*) a euhedral (*idiotópica*). Algunos de los cristales de dolomita tienen una apariencia “*detrítica*” como si fueran “*limos terrígenos*”, lo cual le da una aspecto de “*limolita calcárea*” a la muestra; sin embargo, su forma de rombos completos e incompletos indica que su origen es más bien autigénico y no detrítico.

Existe una cantidad pequeña (aproximadamente 5%) de terrígenos subangulosos a subredondeados del tamaño de los limos gruesos a muy gruesos (20-60 μm) principalmente de cuarzo, feldespatos (plagioclasas sódicas y posiblemente alcalinos, incluida microclina) y micas (muscovita y biotita cloritizada).

Se observan cantidades menores (< 5%) de material opaco distribuido erráticamente que corresponde a pirita fina, en ocasiones relleno las

cámaras de los foraminíferos y materia orgánica en hojuelas y agregados. Existen trazas de glauconita y colófano.

Se encontró un pequeño resto de carbón, proveniente tal vez de zonas cercanas, en la periferia de la zona costera y que tal vez haya sido llevado hacia la plataforma en períodos de nivel alto relativo del mar, a causa de las mareas.

En forma general el tipo de sedimentos es característico de ambientes con energía restringida, la disolución de valvas encontradas es un indicativo de circulación de aguas ricas en oxígeno o a un aumento en la energía de las mismas que generó una oxigenación y disolución de ellas.

La figura 14 resume las características petrográficas determinadas a partir del análisis del núcleo 3.

Clasificación. Mudstone limo-arcilloso bioturbado parcialmente dolomitizado.

Estructuras sedimentarias. Laminación discreta y bioturbación.

Contenido faunístico. Escasos foraminíferos planctónicos y bentónicos.

Rasgos diagenéticos. Compactación, dolomitización y fracturamiento.

Sistemas de fracturas. Se observan en algunas zonas del núcleo escasas fracturas diagenéticas rellenas por calcita y algunas subparalelas a la laminación, exhibiendo longitudes variables (1 a 5 cm.) y en algunos casos cortan transversalmente el diámetro del núcleo (6.5 cm.) que, aunque no son abundantes parecen ser un indicativo de la cercanía de la zona de intersección de la falla lístrica principal con una serie de fallas normales secundarias identificadas en la sísmica.

Las fracturas que se observaron en las zonas más arcillosas del núcleo, pueden estar asociadas a un proceso de descompresión de la roca.

Las fracturas selladas por calcita no se entrecortan ni presentan disolución.

Las fracturas subparalelas tampoco se entrecortan entre sí. Por lo tanto, no se presenta conectividad entre los sistemas de fracturas.

No se logró identificar con certeza si el sistema de fracturas abiertas subparalelas a la estratificación es el más reciente pero pudiera estar asociado a algún evento tectónico como el que se menciona en los párrafos iniciales.

Ambiente de depósito.- Estas facies se depositaron bajo condiciones hidrodinámicas tranquilas como lo sugieren el contenido de lodo calcáreo y el material terrígeno pelítico. La bioturbación sugiere condiciones oxidantes muy favorables para el desarrollo de diversos organismos.

El contenido fósil dominado por foraminíferos planctónicos y escasos bentónicos, las estructuras sedimentarias laminación y bioturbación, indican un ambiente marino por debajo del límite del oleaje normal, es decir, mar abierto y la asociación fósil que incluye foraminíferos planctónicos y bentónicos, equinodermos, ostrácodos, moluscos sugieren condiciones de salinidad marina normal.

No se puede establecer inequívocamente si estos sedimentos se acumularon en la parte más externa de la plataforma o en el talud superior.

La fragmentación de algunos bioclastos implica condiciones hidrodinámicas con cierta energía.

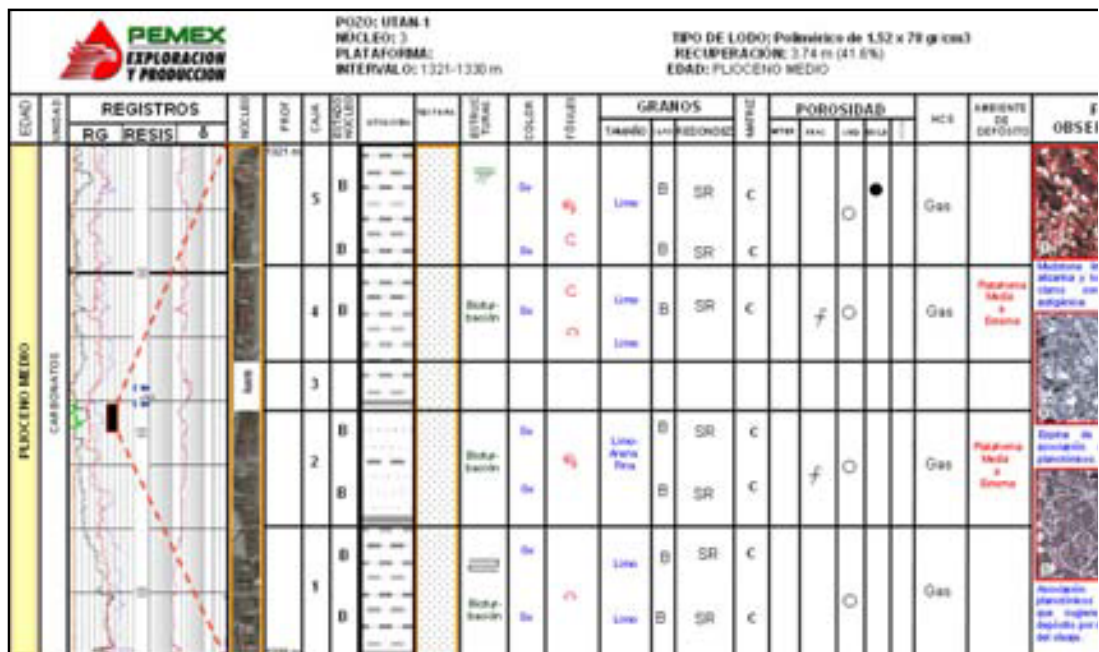


Figura 14.- Descripción Petrográfica del Núcleo 3, Pozo Utan-1.

Con base en el análisis petrográfico y estratigráfico realizado en los intervalos donde se cortaron los núcleos, se reconoció una sola litofacies que iría al menos de la profundidad 1084 m., hasta los 1330 m., cima y base de los núcleos 1 y 3 respectivamente, ya que las propiedades petrográficas son muy homogéneas en los tres núcleos descritos.

3.2. Tipos de Diagénesis.

La diagénesis en las rocas calcáreas incluye: solución, cementación, litificación y otros cambios en los sedimentos durante el intervalo entre la sedimentación y el metamorfismo.

La diagénesis puede ser ortoquímica, cuando la composición se mantiene, o aloquímica cuando existe adición o cambio en la composición química de la roca.

La diagénesis también puede ser destructiva o constructiva.

3.2.1. Diagénesis Destructiva.

Se caracteriza por destruir o fragmentar el sedimento y puede producirse de las siguientes maneras:

Por erosión biológica que destruye partículas de carbonatos y el sustrato produciendo cavidades, ejemplo: organismos que perforan el sustrato.

Por erosión mecánica, que es producida por abrasión y fracturamiento.

Por disolución del carbonato de calcio en ambiente con bajo contenido en carbonato de calcio y controlado por las temperaturas bajas, presiones parciales altas de CO₂, bajo pH y aumento en la presión litostática.

3.2.2. Diagénesis Constructiva.

Se caracteriza por construir o formar el sedimento. La diagénesis constructiva se puede dividir en isoquímica, que es la diagénesis en la cual no hay cambios en la roca y la aloquímica, donde sí hay cambios en la roca original.

3.2.3. Diagénesis Isoquímica.

Dentro de la diagénesis isoquímica hay tres procesos: cementación, neomorfismo (transformación del mineral) y disolución selectiva, los cuales serán descritos a continuación.

✚ **Cementación.** La cementación se puede dividir en dos etapas, la temprana y la tardía:

a) Cementación Temprana.- Durante la cementación temprana se produce el cemento

- Fibroso: (o acicular).
- Micrítico: son cristales menores de 4 micras.

b) Cementación Tardía.- Durante la cementación tardía se produce el cemento, puede ser de cuatro tipos:

- Granular (blocky): cristales anhedrales a subhedrales generalmente mayores de 10 a 60 micras usualmente sin orientación preferencial.
- Mosaico (drusy): cristales anhedrales a subhedrales, usualmente mayores a 10 micras, los cristales crecen y aumentan de las paredes del poro hacia adentro.
- Fibroso radiaxial: son cristales curvos que tienen una película laminar doble, el crecimiento es perpendicular a las paredes de los poros, presentan extinción ondulante, y los contactos entre los cristales no son planos.
- Sintaxial: Crecimiento sintaxial de aragonita o calcita en continuidad óptica con el núcleo existente, por ejemplo en cristales de equinodermos, moluscos y también corales.

✚ **Disolución selectiva.-** El carbonato es disuelto selectivamente, como por ejemplo en los estilolitos, o disolución de granos de carbonato de calcio. Esto produce porosidad secundaria en ambiente poco o no saturado de carbonato de calcio.

3.2.4. *Diagénesis Aloquímica.*

La diagénesis aloquímica es producto de 5 factores:

- a) Dolomitización: Producto de la adición de Mg al sedimento formando cristales de dolomita y puede ser:
 - Temprana (en sedimentos no litificados).
 - Tardía (en sedimentos consolidados).

- b) Desdolomitización: Recalcificación del sedimento por disolución, precipitación o reemplazamiento de los cristales de dolomita a calcita.

- c) Disolución: Disolución de calcita magnésica y formación de calcita donde la textura de las partes duras orgánicas o sedimentos carbonatados se preservan.

- d) Silicificación: Introducción de sílice al sedimento. Se produce en aguas someras pero principalmente en aguas profundas y también por meteorización.
El carbonato de calcio es reemplazado por sílice y muchas veces es producto de aguas meteóricas.

- e) Formación de minerales autigénicos: Como cuarzo, feldespatos potásicos y sódico-cálcicos, glauconita, piritita, fosfatos y otros formados *in situ* durante la sedimentación o durante la litogénesis en el subsuelo.

3.3. Ambientes Diagenéticos.

Los diferentes ambientes diagenéticos que se pueden distinguir están relacionados con la hidroquímica de las aguas intersticiales y la forma de circulación de las mismas.

Según el modelo de Folk (1974), generalizado para cualquier tipo de sedimento, se pueden considerar ambientes diagenéticos continental, marino, sepultamiento y la zona de mezclas entre los ambientes marino y meteórico (Figura 15).

- I) Medio continental (*diagénesis meteórica*).
 - Vadoso.
 - Freático.

- II) Medio marino (*diagénesis marina*).
 - Vadoso intermareal.
 - Freático submareal.

- III) Zona de mezclas (*ambiente meteórico con marino*).

- IV) Medio profundo (*diagénesis por sepultamiento*).



Figura 15.- Ambientes Diagenéticos Carbonatados para una Plataforma. Modificada de Longman (1981).

3.3.1. *Diagénesis Meteórica.*

Es un ambiente que no está confinado a áreas cerca de la superficie ya que depende de la profundidad a la que pueda llegar el agua, debido al gradiente hidráulico.

Los sedimentos son afectados rápidamente después de la depositación e incluyen mayormente la disolución, producción de Karst y caliche.

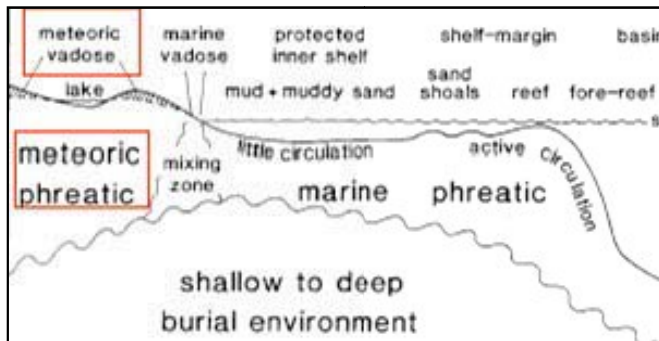


Figura 16.- Ambientes Diagenéticos Meteorico Vadoso y Meteorico Freático.

Son ambientes dinámicos donde cambios pequeños en el nivel del mar producen estratigrafías diagenéticas complejas, se divide en zona meteórica vadosa y freática (Figura 16). A continuación se mencionan las principales características de ambas zonas.

Zona meteórica vadosa. Se tiene un drenaje gravitacional y desecación por evaporación y evapotranspiración, lo que origina diferentes geometrías en los cementos.

La alta concentración de CO_2 genera también una alta disolución.

Zona meteórica freática. Se extiende bajo el nivel de mar alrededor de 40 veces la altura del nivel freático sobre el nivel de mar.

Los procesos clave durante la diagénesis meteórica son la disolución, en la cual las aguas meteóricas se acidifican al recoger CO_2 de la atmósfera y el suelo, y disuelven los carbonatos.

En zonas de mezcla la disolución ocurre a gran escala debido a la “*corrosión de mezcla*”. La mezcla de dos soluciones produce aguas con diferentes temperaturas, salinidades, saturaciones y PH.

Otro de los procesos clave es la cementación, la aragonita y la calcita con alto contenido de magnesio son más solubles que la calcita con bajo contenido de magnesio. Al disolverse se produce una súper saturación con respecto al calcio en estas aguas con una razón baja de Mg/Ca. Esto produce precipitación de calcita con bajo contenido de magnesio mientras que la aragonita y la calcita con alto contenido de magnesio se disuelven. De esta manera los sedimentos de carbonatos se disuelven a la misma vez que se cementan.

3.3.2. Diagénesis Marina.

El ambiente diagenético marino incluye el suelo marino, planicies de marea y playas, se caracteriza por situarse debajo del agua netamente marina, sin influencia de agua meteórica, y se puede dividir en dos (Figura 17).

Zona marina vadosa. Está caracterizado por desarrollarse en condiciones de aguas someras, la micritización es frecuente, formación de cementos de aragonita, calcita magnésica (micrítico), cementación en climas cálidos, en aguas sobresaturadas de carbonato de calcio.

Zona marina freática. En ésta zona se produce un cemento criptocristalino de calcita magnésica como un producto de la solución por presión-disolución, cementación de granos así como de estilolitas.

Ambos procesos dependen de la profundidad, latitud y clima.

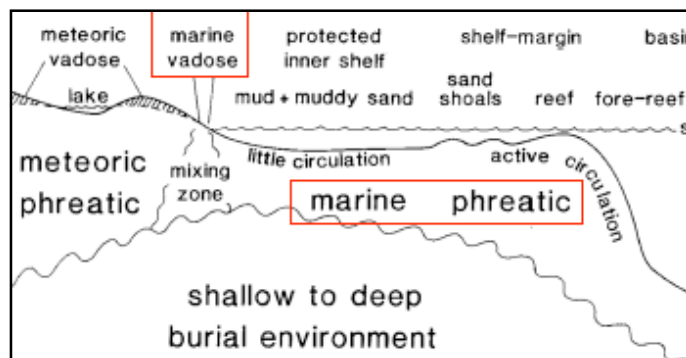


Figura 17.- Ambientes Diagenéticos Marino Vadoso y Marino Freático.

3.3.3. Diagénesis en Zona de Mezclas.

En ésta zona tiene lugar una mezcla de aguas dulces y marinas, las aguas de mezcla se encuentran supersaturadas para la dolomita y subsaturadas para la calcita, por lo que pueden dolomitizar. En este caso el proceso es mucho más lento, presentándose la dolomita en cristales de mayor tamaño (50 μm); euhedrales, más limpios (sin inclusiones) y ordenados, lo que les confiere una mayor resistencia a la dolomitización.

La interfase agua dulce-salada se desplaza como consecuencia de variaciones en el nivel del mar y pueden generar a su paso cuerpos dolomíticos de mayor importancia.

La geometría de la dolomitización varía dependiendo de:

- Gradiente hidráulico.
- Porosidad-permeabilidad.
- Tipo de acuífero (confinado o no confinado).
- Fluctuaciones climáticas.
- Nivel del mar.

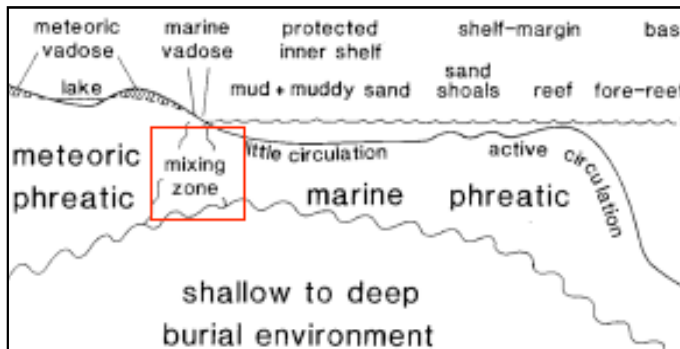


Figura 18.- Ambientes Diagenéticos en Zona de Mezclas.

En la parte superior de la zona de mezclas (Figura 18) se tiene un predominio de disolución sobre precipitación, por lo que, pueden existir abundantes oquedades. En la parte inferior se tiene cementación por calcita magnesiana.

3.3.4. Diagénesis Profunda.

El proceso de dolomitización es muy común en éste ambiente, aquí la mayoría de las rocas antiguas han sido afectadas por éstos ambientes (Figura 19).

La diagénesis se da a altas presiones y temperaturas, las composiciones de los fluidos presentes son muy diferentes a composiciones marinas y freáticas. Las composiciones son de aguas hipersalinas con altas concentraciones de Fe y Mn.

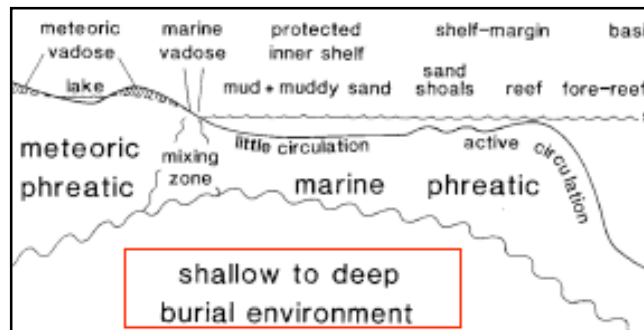


Figura 19.- Ambiente Diagenético por Sepultamiento.

Las bajas porosidades-permeabilidades retardan los procesos diagenéticos debido a la poca movilidad de los fluidos.

Constituye un ambiente ideal para la dolomitización debido a las altas temperaturas y presiones.

Los diferentes ambientes diagenéticos cambian lateral y verticalmente entre sí y todas estas secuencias de eventos se pueden determinar con análisis petrográficos y geoquímicos.

3.4. Análisis del Sistema Poroso.

Las propiedades petrofísicas y capacidad de flujo de los diferentes yacimientos están dadas por la conjugación de varios factores entre los que destacan la porosidad que puede ser de diferentes tipos, la diagénesis y la presencia de fracturas, ya que en muchos yacimientos son éstas las que proporcionan la capacidad de movimiento de los hidrocarburos.

3.4.1. Origen y Características de la Porosidad.

Con base en el análisis petrográfico efectuado a los núcleos cortados en el pozo Utan-1, se determinó que el sistema poroso está caracterizado por la existencia de la porosidad intergranular conformada por poros pequeños entre los granos del tamaño del limo, escasa porosidad también intrafosilar por disolución de conchas de bivalvos y presenta también porosidad móldica e intergranular debida a disolución de carbonato de calcio y asociada a microfracturas.

En las microfracturas abiertas se observan arreglos perpendiculares o subparalelos.

Las porosidades intergranular y móldica pueden estar asociadas a la disolución de material carbonatado. En ocasiones algunos poros están parcialmente ocluidos por arcilla. Se observa dolomitización parcial de la micrita remanente.

3.5. Diagénesis y Evolución de la Porosidad.

Las alteraciones físicas, químicas o biológicas de los sedimentos son procesos diagenéticos que ocurren a relativamente bajas temperaturas y presiones, lo que resulta en cambios en la textura, mineralogía original de las rocas y propiedades petrofísicas de las mismas (Figura 20).

Después de la depositación,
los sedimentos de los núcleos

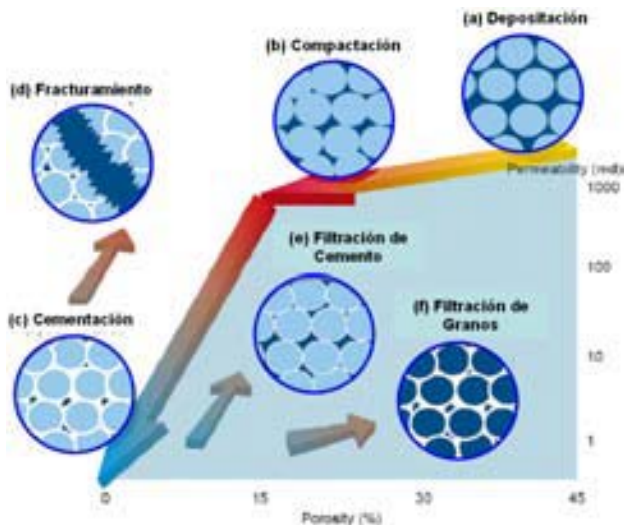


Figura 20.- Cambios en Propiedades Petrofísicas de la Roca con la Diagénesis.

analizados fueron sometidos a un proceso de “compactación” debido al sepultamiento por debajo de capas sucesivas de sedimentos y “cementados” por minerales que precipitaron de una solución rica en carbonatos.

3.5.1. Secuencia Paragenética.

En los párrafos siguientes se hará una descripción de los principales procesos diagenéticos reconocidos en el análisis petrográfico efectuado a los núcleos del pozo Utan-1. La figura 21 es la secuencia paragenética resultante del análisis. En ella se resumen los principales procesos diagenéticos que afectaron a las rocas de las facies productoras de Utan-1.

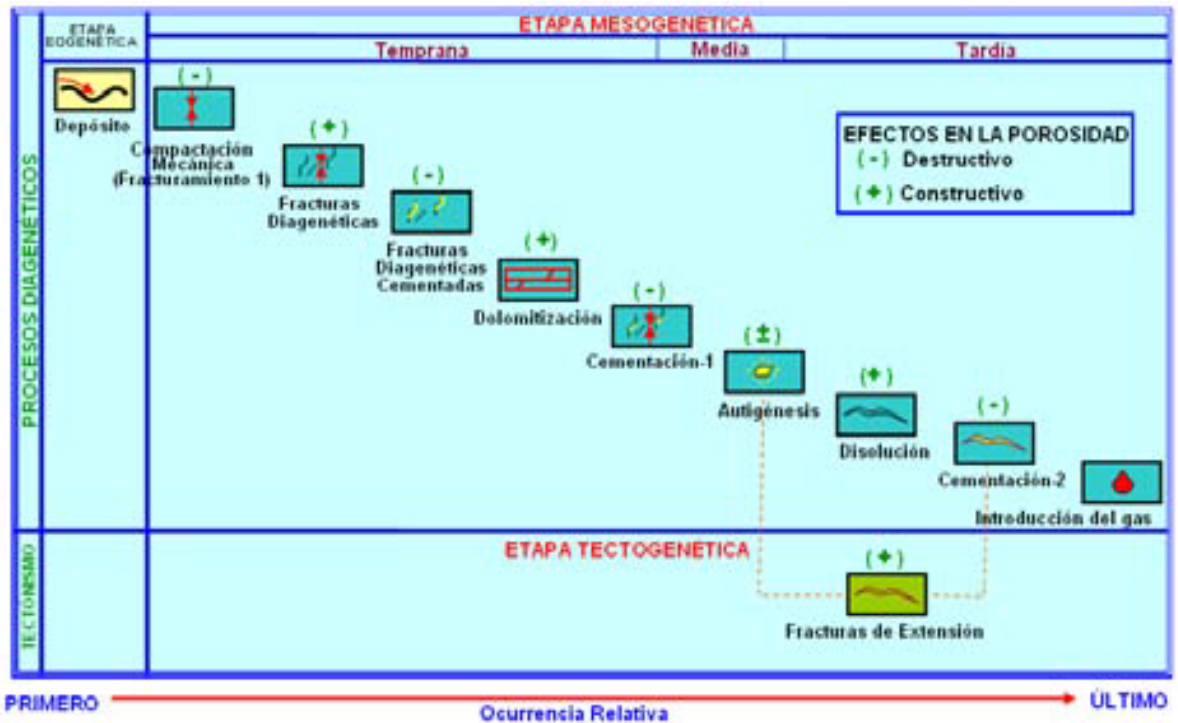


Figura 21.- Secuencia Paragenética del Pozo Utan-1.

Los valores de porosidad se modificaron debido a estos cambios, ya sea de manera constructiva o destructiva (reducción o aumento de la porosidad).

Debido al proceso de compactación mecánica de la roca en las etapas más tempranas de la diagénesis se produjo una disminución significativa de los valores de porosidad.

La compactación generó a su vez una serie de “*microfracturas diagenéticas*” que, aumentaron ligeramente la porosidad ya que las fracturas generadas mediante este proceso son de tamaños muy reducidos. Se encuentran cementadas por calcita, lo que prácticamente anuló la porosidad previamente generada.

La porosidad usualmente decrece durante la diagénesis, excepto en raros casos como en una disolución de minerales y en la dolomitización que la incrementa.

El lodo calcáreo de las secuencias analizadas, ha sido reemplazado parcialmente a dolomita fina (20 a 50 μm) de forma anhedral (*xenotópica*) a euhedral (*idiotópica*) mediante el proceso de “dolomitización”, por lo que se interpreta que este proceso pudo haber contribuido en la generación de ciertas propiedades de flujo de las rocas almacenadoras en el pozo Utan-1.

Como ya se había mencionado en la descripción petrográfica del núcleo 3, algunos de los cristales de dolomita tienen una apariencia “detrítica” como si fueran “limos terrígenos”, lo cual le da un aspecto de “limolita calcárea” a la muestra; sin embargo, su forma de rombos completos e incompletos indica que su origen puede ser debido a un proceso “autigénico”. Los granos finos de dolomita pudieron haber contribuido a preservar la microporosidad.

La autigénesis es un proceso en el cual los granos, fragmentos de roca y el contenido fosilífero pueden ser reemplazados por otros minerales durante la diagénesis.

La formación de fracturas de extensión se considera como el principal factor de generación de porosidad y forma parte de la tectogénesis que es importante mencionarlo ya que en muchos de los casos proporciona la capacidad de flujo de los yacimientos.

3.5.2. Sistema de Fracturas Diagenéticas.

Se observan en algunas zonas del núcleo escasas fracturas diagenéticas rellenas por calcita y algunas subparalelas a la laminación, exhibiendo longitudes variables (1 a 5 cm.) y que en algunos casos cortan transversalmente el diámetro del núcleo (6.5 cm.).

Se identificaron cuatro sistemas de fracturas diagenéticas:

- ✓ Subparalelas (abiertas o selladas por calcita, Figura 22).
- ✓ Subperpendiculares a la estratificación (selladas por calcita, Figura 23).
- ✓ Subverticales (abiertas).
- ✓ Perpendiculares a la estratificación (selladas por calcita).

Estas últimas por su forma pueden estar asociadas a un proceso de disolución de algunos componentes de la roca.

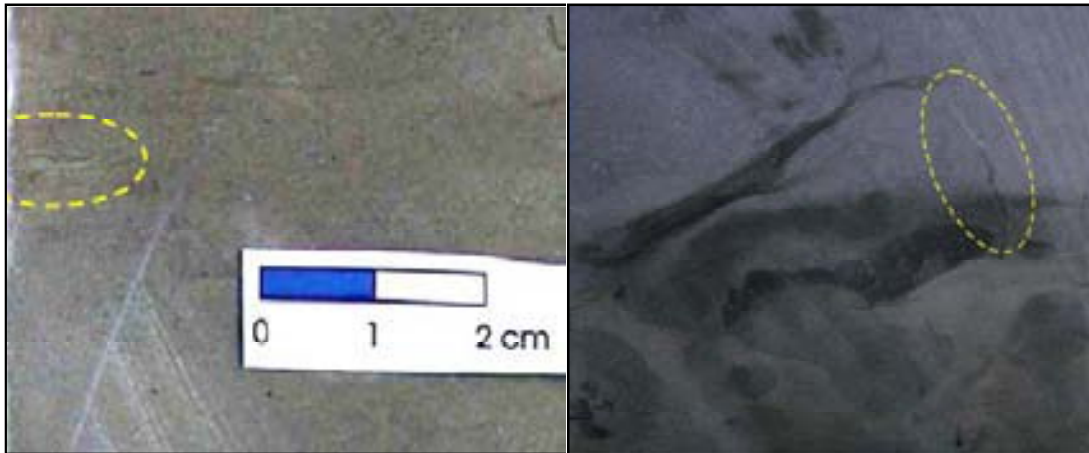


Figura 22.- Fracturas Diagenéticas Subparalelas a la Estratificación.

Figura 23.- Fracturas Diagenéticas Subperpendiculares a la Estratificación.

En las zonas más arcillosas se observaron fracturas abiertas subparalelas a las laminaciones, las cuales pueden estar asociadas a un proceso de descompresión de la roca. No obstante, el origen de estas fracturas no se logró establecer.

Presentan longitudes variables (1 a 3 cm.) y en la mayoría de los casos no cortan transversalmente el diámetro del núcleo (6.5 cm.); no se logró identificar con certeza si el sistema de fracturas abiertas subparalelas a la estratificación es el más reciente.

Las fracturas perpendiculares presentan formas de diques y no rebasan los 5 cm. de longitud.

3.5.3. Sistema de Fracturas Tectónicas.

Derivado del análisis de los sistemas de fracturas se identificaron, un patrón irregular abierto localizado mayormente en las zonas más arcillosas del núcleo y un patrón irregular muy escaso, a escala de los fragmentos, cementado por calcita. Los sistemas de fracturas identificadas no presentaban conectividad.

Las fracturas selladas por calcita no se entrecortan ni presentan disolución. Las fracturas subparalelas tampoco se entrecortan entre sí. Por lo tanto, no se presenta conectividad entre los sistemas de fracturas.

No se logró identificar con certeza si el sistema de fracturas abiertas subparalelas a la estratificación (Figura 24) es el más reciente o si está asociado a algún evento tectónico.

La no conectividad entre los sistemas de fracturas con el resto de la porosidad limita las propiedades de flujo del yacimiento.



Figura 24.- Fracturas Tectónicas Abiertas Subparalelas a la Estratificación.

3.6. Análisis con el Microscopio Electrónico de Barrido.

El análisis con el Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) es una técnica en la que se utiliza una muestra recubierta con una capa de metal delgado, que es “barrida” con electrones enviados desde un cañón. Un detector medirá la cantidad de electrones enviados, los electrones chocan con la muestra y se

desvían y estas desviaciones son recogidas por una pantalla que a su vez es excitada por los electrones que llegan a ella.

Es un instrumento cuyo funcionamiento se basa en un campo magnético inducido que permite proyectar los rayos catódicos (electrones) hacia un detector y amplificador para obtener una imagen tridimensional (Figura 25), por medio del barrido electrónico de la superficie estructural de la muestra; esto permite la observación y caracterización de materiales orgánicos e inorgánicos (R. Martínez I., 2006).

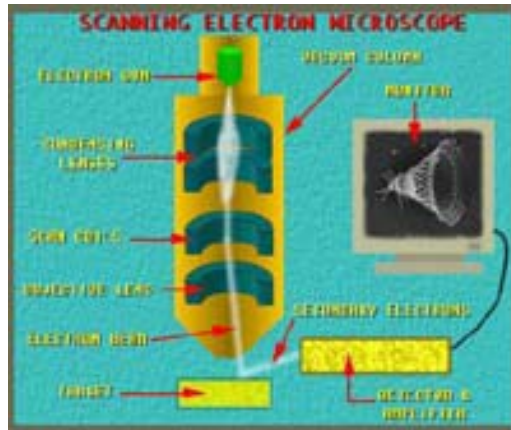


Figura 25.- Estructura del MEB (Tomado de Técnicas Analíticas en Diagénesis, R. Martínez I., 2006).

Las imágenes se recuperan mediante una placa fotográfica que es impresionada directamente por los electrones, siendo capaz de mostrar figuras en 3 dimensiones, con bastante resolución.

Su resolución está entre 3 y 20 nm, dependiendo del microscopio.

Esta es una técnica especializada que se aplica en la diagénesis y evolución de la porosidad y fue de gran ayuda en la caracterización de las facies almacenadoras del Plioceno Medio probadas en el pozo Utan-1.

Mediante la aplicación de esta técnica se determinó la naturaleza de los componentes y textura (tamaño, forma, grado de selección, redondez, esfericidad, contacto entre granos, diferenciación de fases detríticas de diagénéticas, porosidad, etc.), caracterización de la porosidad (intercristalina, móldica, intracristalina, fractura-disolución, intragranular) y cementación (cuarzo, dolomita, calcita, anhidrita, clorita, etc.).

Para la realización del análisis con el microscopio electrónico de barrido (MEB) se seleccionaron muestras representativas de cada uno de los núcleos y se enviaron al laboratorio del Instituto Mexicano del Petróleo. Uno de los objetivos

específicos que se buscaron fue poder determinar si existen diferencias entre los intervalos 1 y 3 productores, con el intervalo 2 que resultó no productor.

Los resultados del mencionado análisis se muestran a continuación y las descripciones hacen énfasis en las características del sistema poroso, así como en los procesos diagenéticos observados que afectan directamente a la porosidad.

3.6.1. Análisis del Núcleo 1.

Las imágenes obtenidas muestran un arreglo de cristales subhedrales a euhedrales de calcita con alto contenido de magnesio, en algunos es evidente el reemplazamiento parcial y a veces total de calcita a dolomita (Figura 26).

La porosidad que mayormente contribuye con la capacidad de flujo del yacimiento es la intercrystalina, en ocasiones interconectada con planos irregulares de microfracturas con rasgos de disolución tanto en sus paredes internas como en los bordes de algunos cristales de calcita principalmente. Microvúgulos desarrollados por procesos de disolución son parcialmente interconectados por microfracturas de trayectorias difusas formadas en ocasiones a través de los contactos intercrystalinos.



Figura 26.- Panorámica del Arreglo Cristalino, Núcleo 1. Nótese la presencia de la porosidad intercristalina y en fracturas con rasgos de disolución.

Se efectuó de manera complementaria un análisis EDAX, (análisis de energía dispersiva de rayos X) que analiza básicamente la composición química cualitativa de los minerales, cementos o arcillas. Se analizaron minerales de los tres núcleos y los resultados se correlacionaron con la probable mineralogía del medio ambiente sedimentario propuesto.

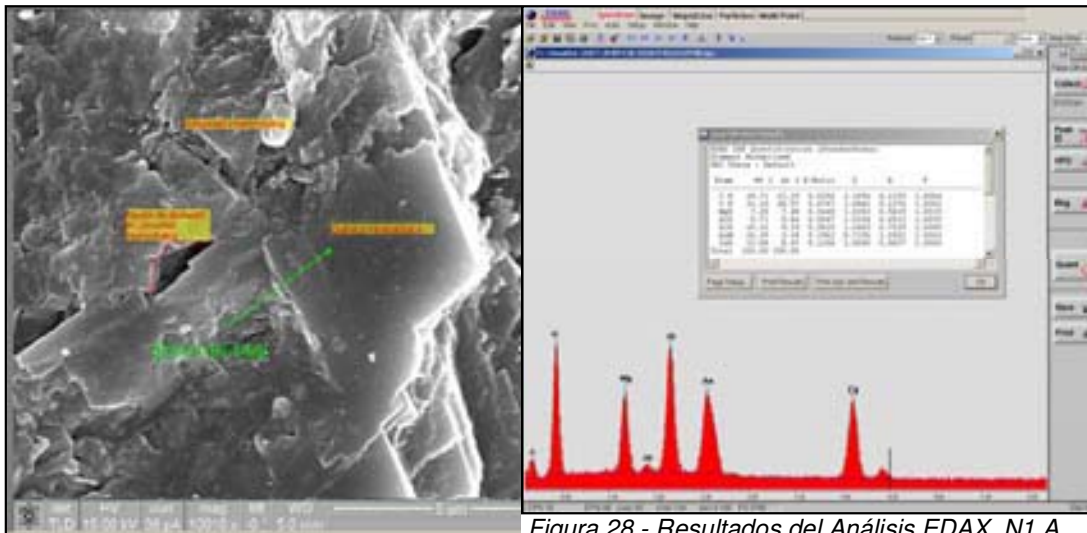


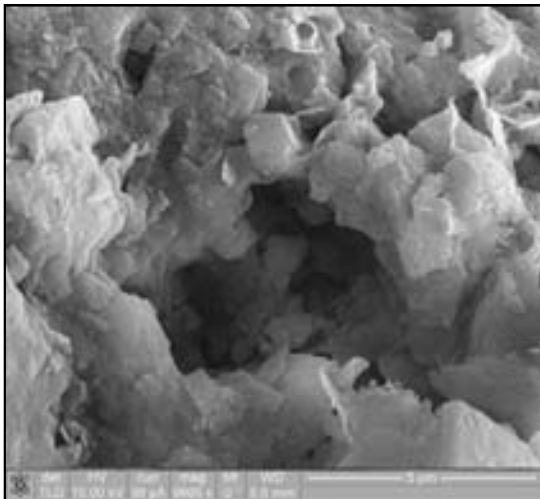
Figura 27.- Cristal con Análisis EDAX, N1

Figura 28.- Resultados del Análisis EDAX, N1 A.

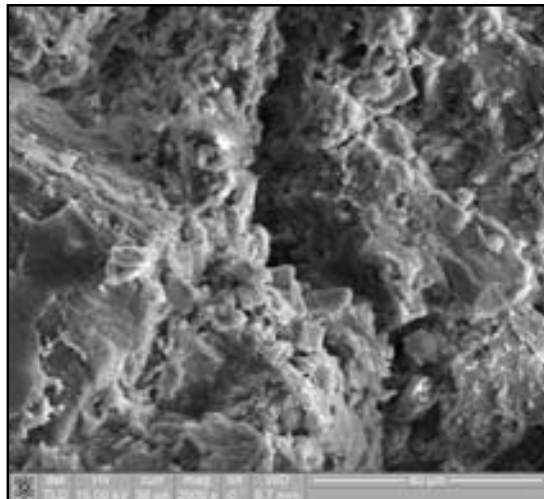
A.

En el cristal de calcita señalado en la figura 27 se observan caras de los cristales con un buen desarrollo y en el contacto entre los cristales es común al menos en las muestras analizadas el desarrollo de procesos de corrosión. Los resultados del análisis EDAX (Figura 28) muestran una composición química del cristal, conformada por 42% de carbonatos, 14% de calcio, 7% de magnesio, lo que se interpreta como una calcita rica en magnesio o una calcita en proceso de dolomitización. El 10% de sílice que se determinó en el mencionado análisis es debido tal vez a algún proceso diagenético y no a la presencia de cristales de cuarzo, no al menos en la muestra analizada.

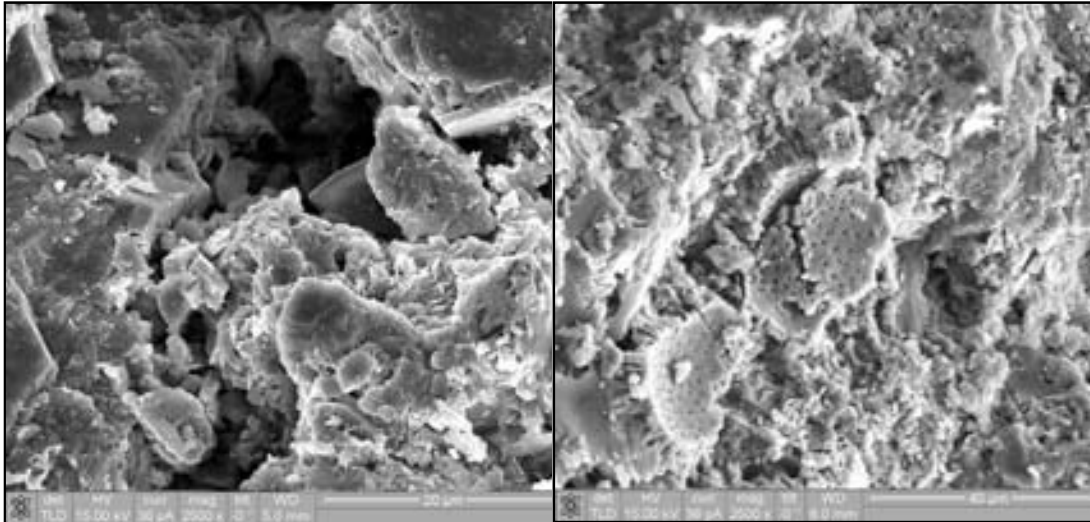
A continuación se muestran imágenes que hacen referencia principalmente a las características del sistema poroso.



Cristales de calcita y el desarrollo de porosidad intercristalina. Tiene rasgos de disolución.



Microfractura abierta, sin relleno, cortando la porosidad intercristalina.



Porosidad intercrystalina con rasgos de disolución a través de un plano de fractura con trayectoria irregular. *Vista de las paredes internas del cuerpo de foraminífero.*

3.6.2. Análisis del Núcleo 2.

El análisis a las muestras de este intervalo reviste un especial interés ya que los resultados obtenidos en la prueba de producción inferían condiciones petrofísicas diferentes a los otros dos intervalos productores.

Las características y el arreglo de los cristales son similares al encontrado en el núcleo 1 analizado anteriormente. Es determinado por cristales de calcita con alto contenido de magnesio, subhedrales a euhedrales, muchos de los cristales presentan un reemplazamiento parcial y total a dolomita (Figura 29). Al igual que en el núcleo anterior, la porosidad que mayormente contribuye con la capacidad de flujo del yacimiento es la intercrystalina la cual presenta mejores características visuales que las del núcleo 1. La porosidad intercrystalina está en ocasiones interconectada con planos irregulares de microfracturas con rasgos de disolución tanto en sus paredes internas como en los bordes de algunos cristales de calcita principalmente. Los escasos microvúgulos desarrollados por los procesos de corrosión son parcialmente interconectados por microfracturas a través de los contactos intercrystalinos.

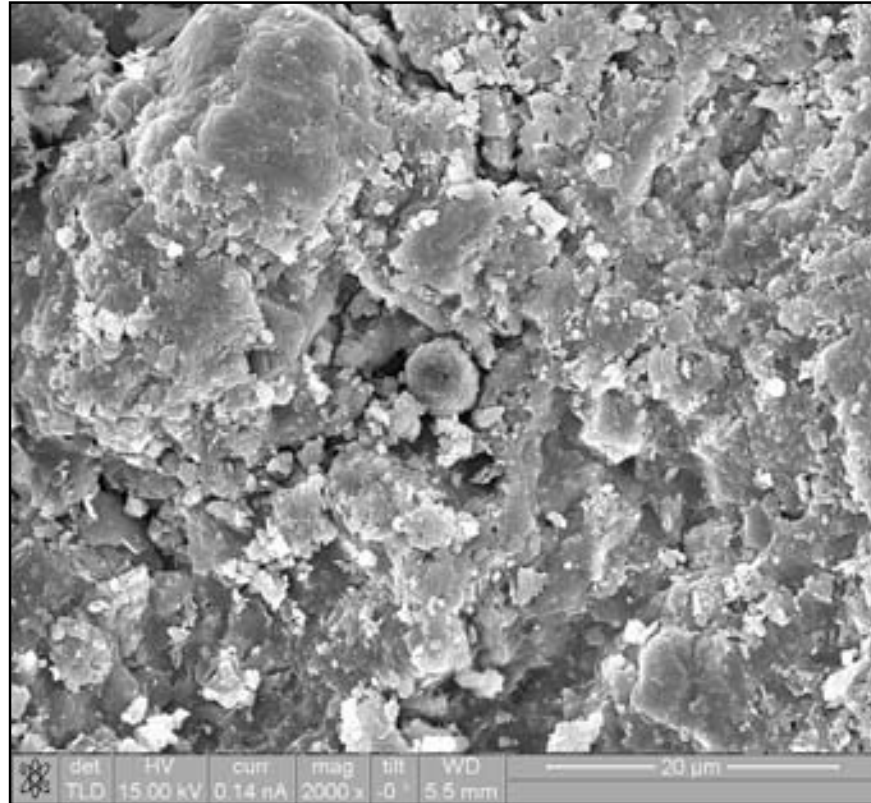


Figura 29.- Panorámica del Arreglo Cristalino, Núcleo 2. Nótese la presencia de la porosidad intercrystalina y en fracturas con rasgos de disolución, así como el crecimiento de cristales de dolomita. En la parte central se observa un probable cocolito.

Con la finalidad de determinar la composición química de los cristales que constituyen a las rocas del intervalo, se efectuó también de manera complementaria un análisis EDAX a algunos minerales seleccionados.

En la figura 30 se muestra el primer cristal que fue seleccionado. Los resultados indican que tiene 25% de carbonatos, 13% de azufre y 12% de calcio (Figura 31). Con base en los porcentajes mencionados se trata de una calcita y el azufre puede deberse a la existencia de pirita, lo que indicaría condiciones de circulación de aguas restringidas (anóxicas) dentro de probables depresiones en la plataforma externa o tal vez también al azufre que es liberado durante las etapas tempranas de descomposición de la materia orgánica y que haya sido atrapado dentro los cristales al momento de la cristalización.

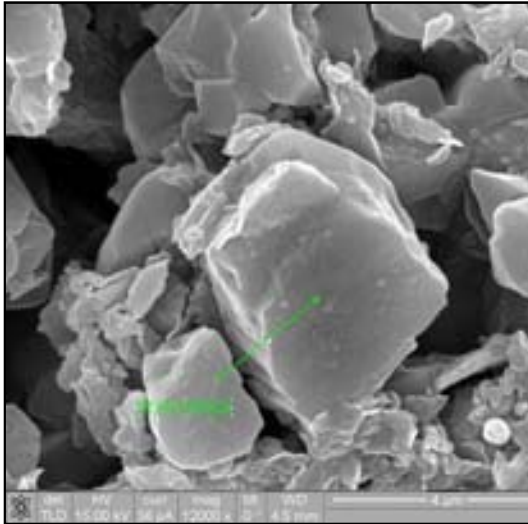


Figura 30.- Cristal con Análisis EDAX, N2 A.

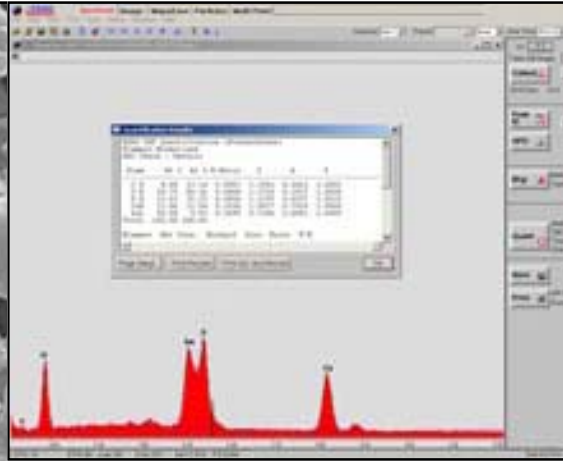


Figura 31.- Resultados del Análisis EDAX, N2

A.

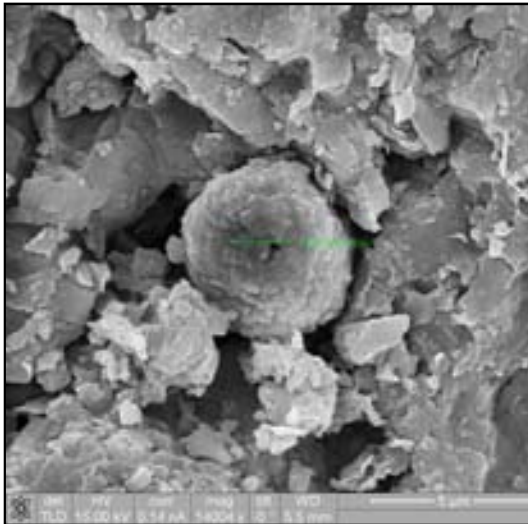


Figura 32.- Cristal con Análisis EDAX, N2 B.

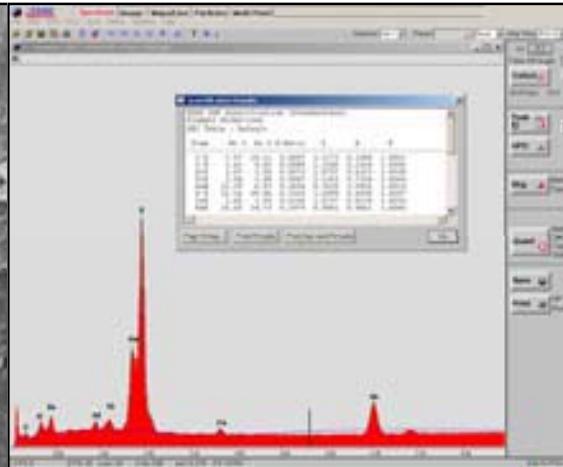


Figura 33.- Resultados del Análisis EDAX, N2

B.

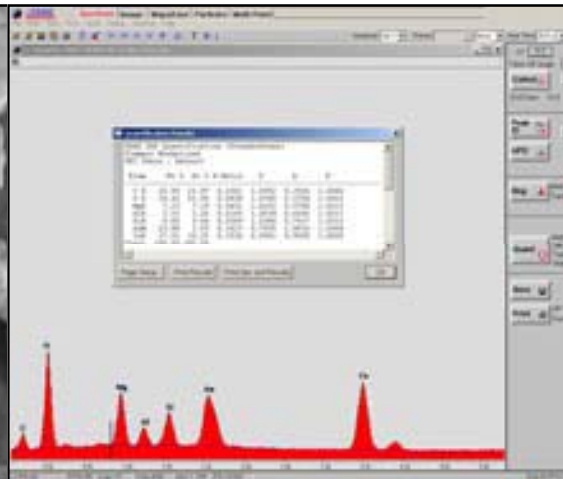
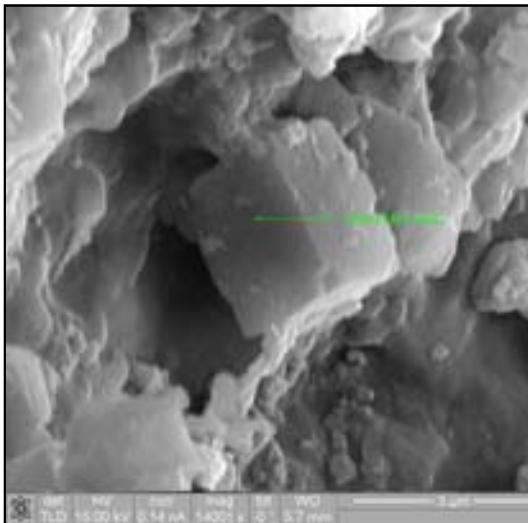


Figura 35.- Resultados del Análisis EDAX, N2

En la figura 32 se muestra un probable organismo de forma redondeada (probable *cocolito*) que fue seleccionado para el análisis. Los *cocolitos* son corpúsculos calcáreos de forma variable que recubren de forma característica las células de las cocolitáceas, habitan la zona eufótica de las aguas marinas y junto con las diatomeas, dinoflagelados y bacterias forman la mayor parte del fitoplancton marino. Son uno de los principales grupos de fitoplancton, uno de los mayores formadores de sedimentos oceánicos y los mayores proveedores de CaCO_3 .

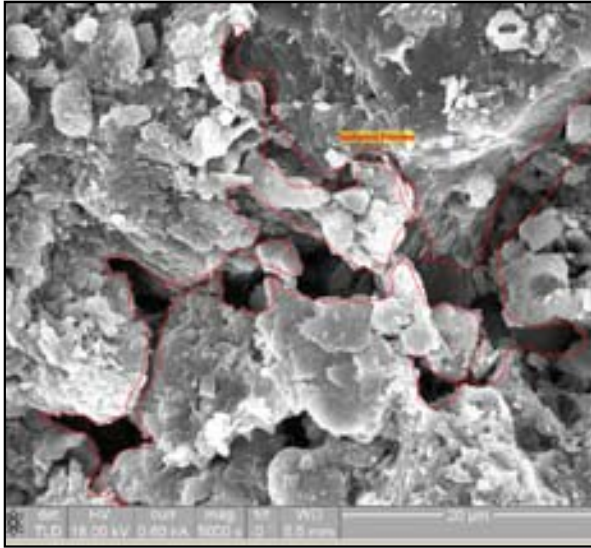
Su registro en los sedimentos puede ser empleado como indicador de temperatura, salinidad y nutrientes de las aguas superficiales en las que se desarrollan (McIntyre y McIntyre, 1971; Roth y Berger, 1975). Por lo tanto, el entendimiento de los procesos de sedimentación y preservación de los cocolitos en sedimentos recientes es crucial para la comprensión de los ambientes sedimentarios del pasado (Roth, 1994).

El análisis EDAX (análisis de energía dispersiva de rayos X) determinó una composición química del probable *cocolito* de 11% en contenido de carbonatos, 32% de azufre, 2% de calcio y 21% de fierro (Figura 33).

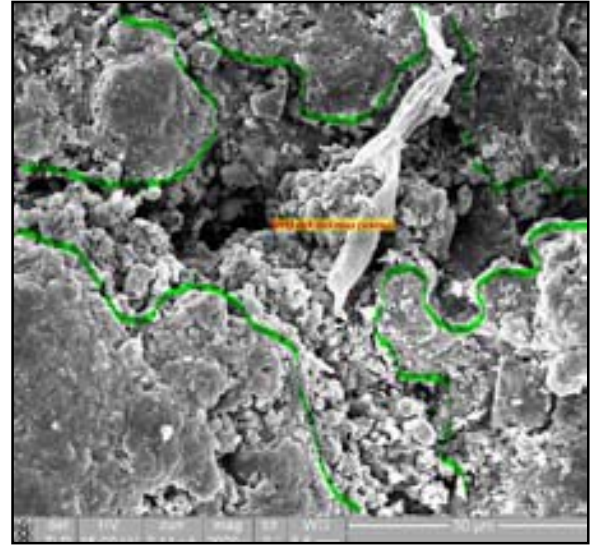
La pirita es un sulfuro de fierro, por lo que, es muy probable el azufre puede deberse a la existencia de pirita, lo que indicaría condiciones de circulación de aguas restringidas (anóxicas) dentro de probables depresiones en la plataforma externa o tal vez también al azufre que es liberado durante las etapas tempranas de descomposición de la materia orgánica y que haya sido atrapado dentro los cristales al momento de la cristalización. El volcanismo activo deja en los sedimentos altas concentraciones de azufre, en el Plioceno la actividad ígnea fue muy importante y es probable que esa concentración alta pudiera deberse en gran medida a eso.

En la imagen 34 se señala a un cristal al cual se le realizó también el análisis EDAX y los resultados indican que tiene una composición química de 35% de carbonatos, calcio en 17%, magnesio en 7%, aluminio en 2% y sílice en 4% (Figura 35). De acuerdo con lo anterior, el mencionado cristal corresponde con

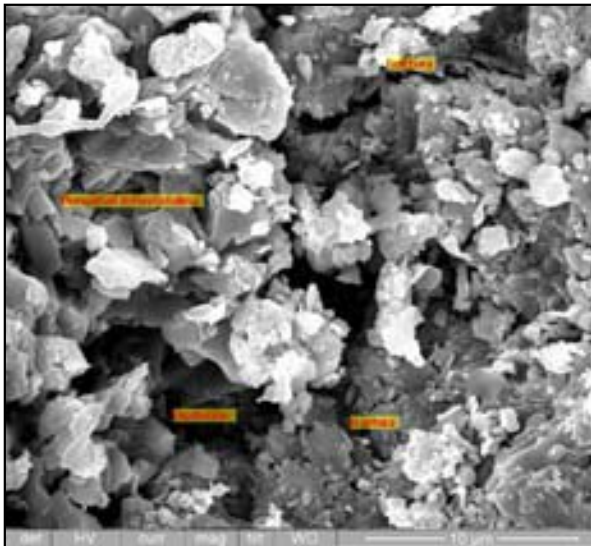
una calcita con alto contenido de magnesio o en proceso de dolomitización. Las imágenes que a continuación se mostrarán, hacen referencia a aspectos diagenéticos, a las características del sistema poroso principalmente y a algunos procesos diagenéticos.



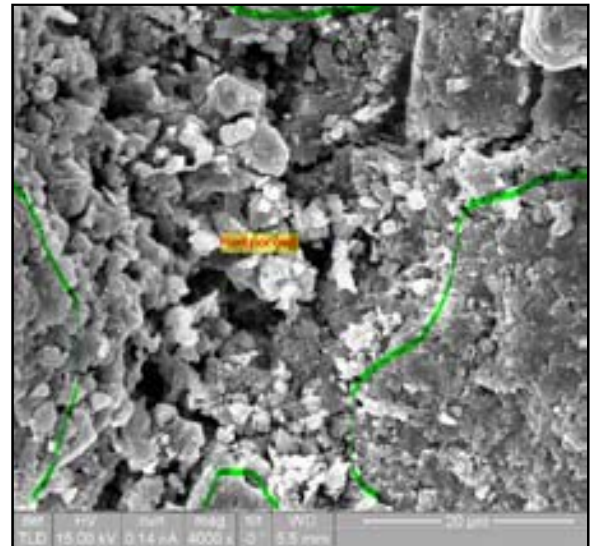
En la imagen se muestra las características del sistema poroso, se identifica la porosidad intercristalina con rasgos de corrosión.



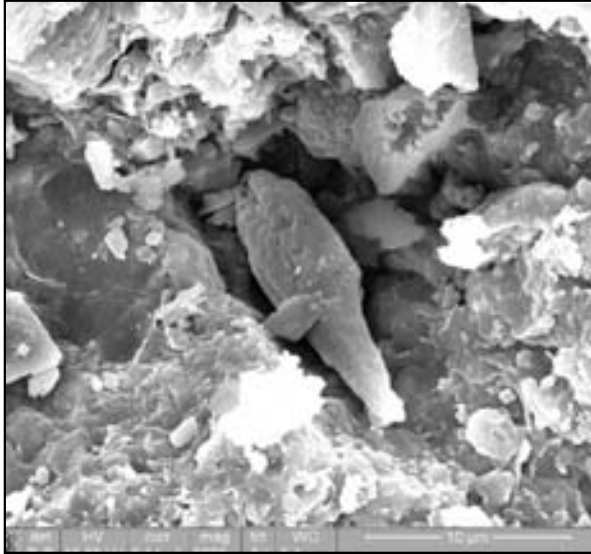
Buena porosidad intercristalina con rasgos de corrosión incipiente.



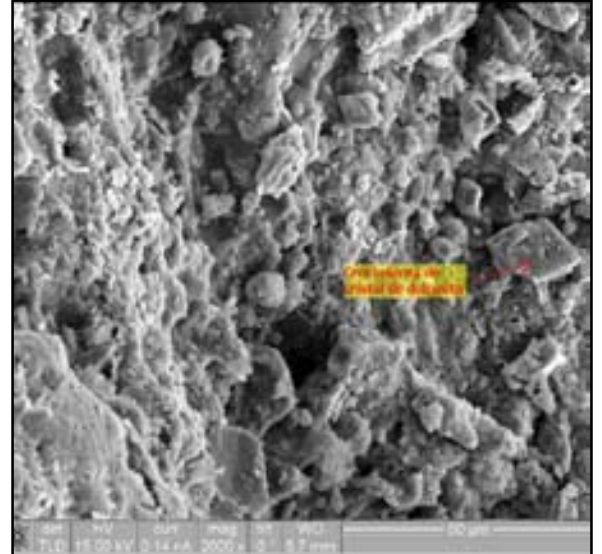
Sistema poroso dominado por la porosidad intercristalina, fracturas y disolución.



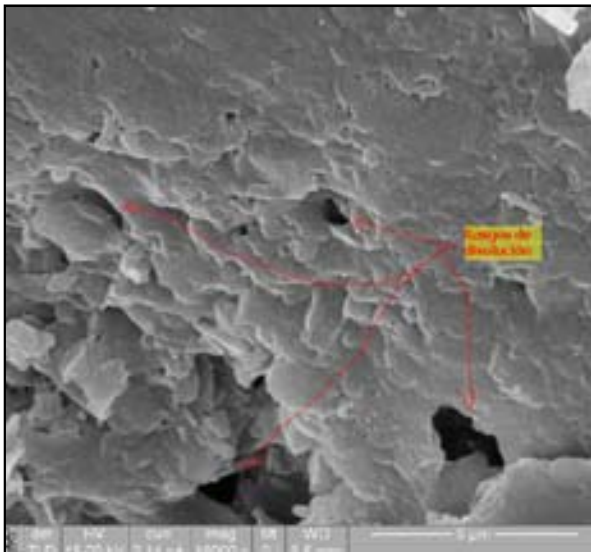
Zona de buena porosidad intercristalina y fracturas abiertas y sin rellenar.



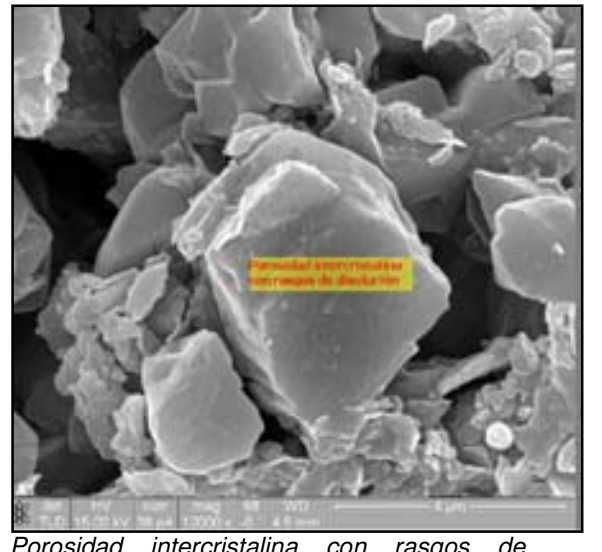
En la imagen se muestra las características del sistema poroso, se identifica la porosidad intercristalina con rasgos de corrosión.



En la imagen se muestra un cristal de calcita que está siendo reemplazado por dolomita mediante el proceso de dolomitización.



Microcavidades de disolución con probable interconexión interna.



Porosidad intercristalina con rasgos de corrosión.

3.6.3. Análisis del Núcleo 3.

El análisis a las muestras de este intervalo demostró que las características mineralógicas, texturales y litológicas en los tres intervalos son muy similares. Los cristales dominantes son de calcita, calcita con alto contenido de magnesio y de dolomita, son subhedrales a euhedrales, con rasgos de disolución entre los contactos intercristalinos. Parches de probable sal amorfa se identificaron y

son un indicativo de condiciones de somerización de algunas zonas de la plataforma.

El sistema poroso es dominado al igual que los dos intervalos anteriores por la porosidad intercrystalina, afectada en ocasiones por procesos de disolución a lo largo de planos de microfracturas y en los contactos entre cristales. Las microfracturas a su vez sirven de vías de interconexión con la porosidad intercrystalina y con escasos microvúgulos diseminados entre los cristales de calcita y dolomita.

La imagen 36 es panorámica y muestra rasgos generales del aspecto textural de la roca, pequeñas fracturas que dieron tal vez origen a diminutas microcavidades vugulares formadas por procesos de disolución.

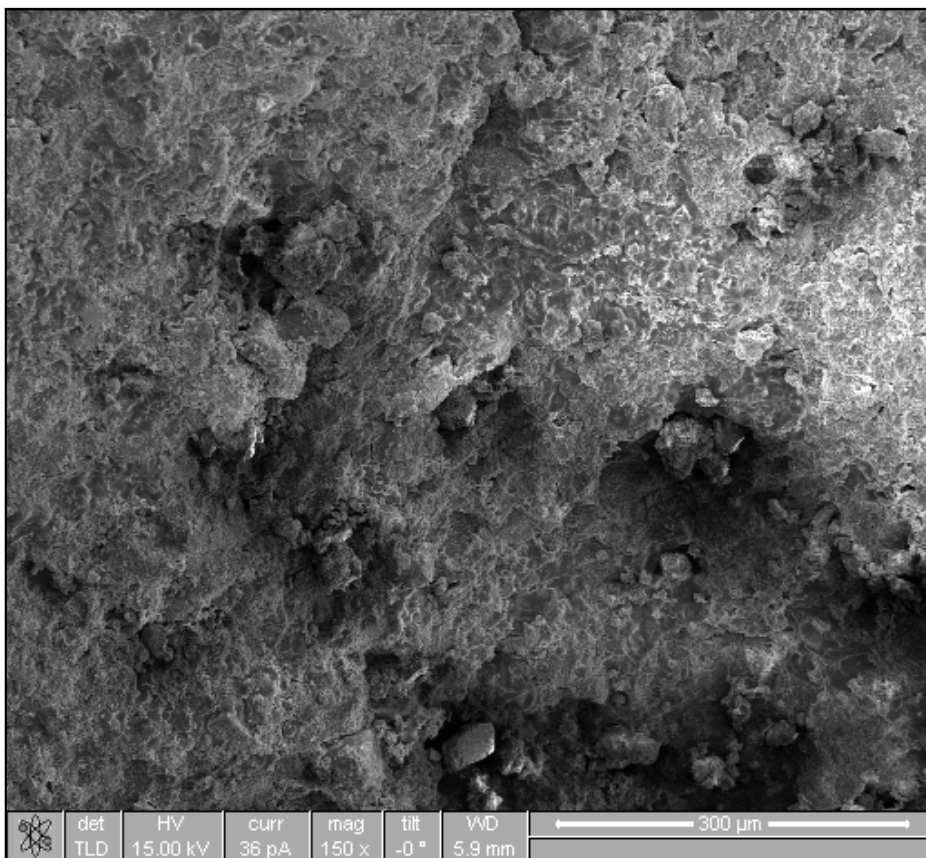


Figura 36.- Panorámica del Aspecto Textural, Núcleo 3. Nótese la presencia de microfracturas con rasgos de disolución, así como escasos microvúgulos aparentemente aislados. En la parte central inferior se observa un cristal subhedral de dolomita.

Con la finalidad de determinar también la composición química de algunos cristales que constituyen a las rocas del intervalo y correlacionar los componentes químicos con la mineralogía esperada de acuerdo con el ambiente propuesto, se efectuó un análisis EDAX a algunos minerales seleccionados.

La composición química cualitativa del cristal analizado de la imagen 37, es de un 12% de carbonatos, 8% de calcio, 2% de sílice y 1% de magnesio y aluminio (Figura 38). El casi 76% de oro reportado no se contabiliza porque esa lectura es debida al material con que se recubre a las muestras; por lo tanto, de acuerdo con los valores obtenidos se trata de una calcita rica en contenido de magnesio o en proceso de dolomitización.

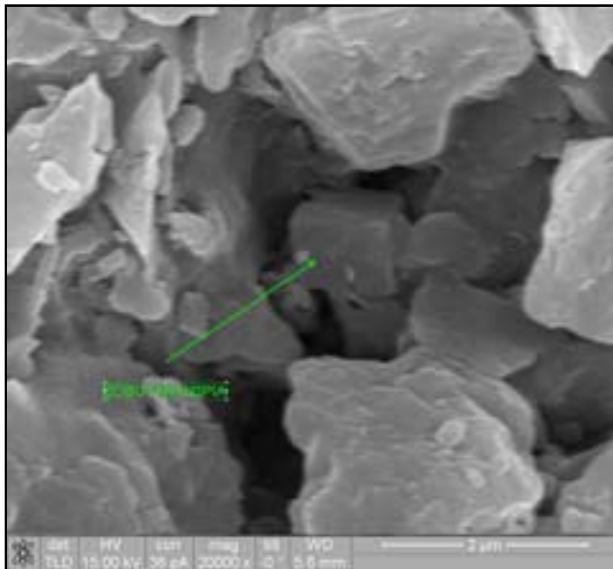


Figura 37.- Cristal con Análisis EDAX, N3 A.

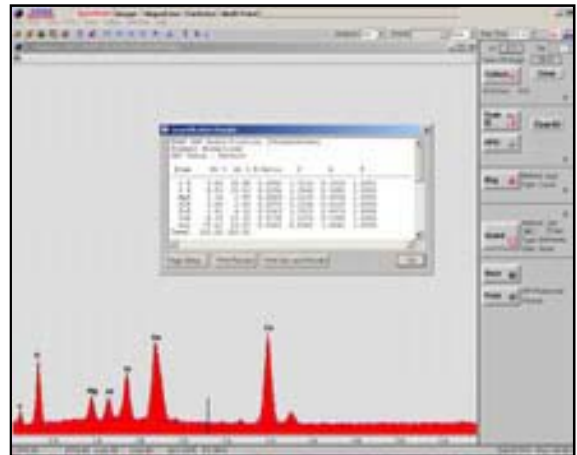


Figura 38.- Resultados del Análisis EDAX, N3 A.

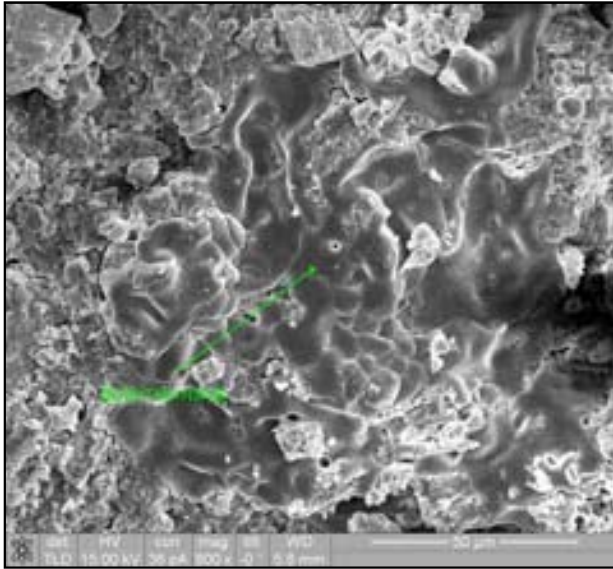


Figura 39.- Cristal con Análisis EDAX, N3 B.

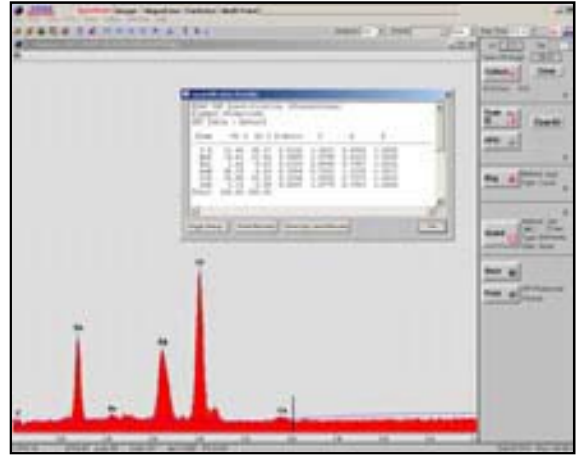
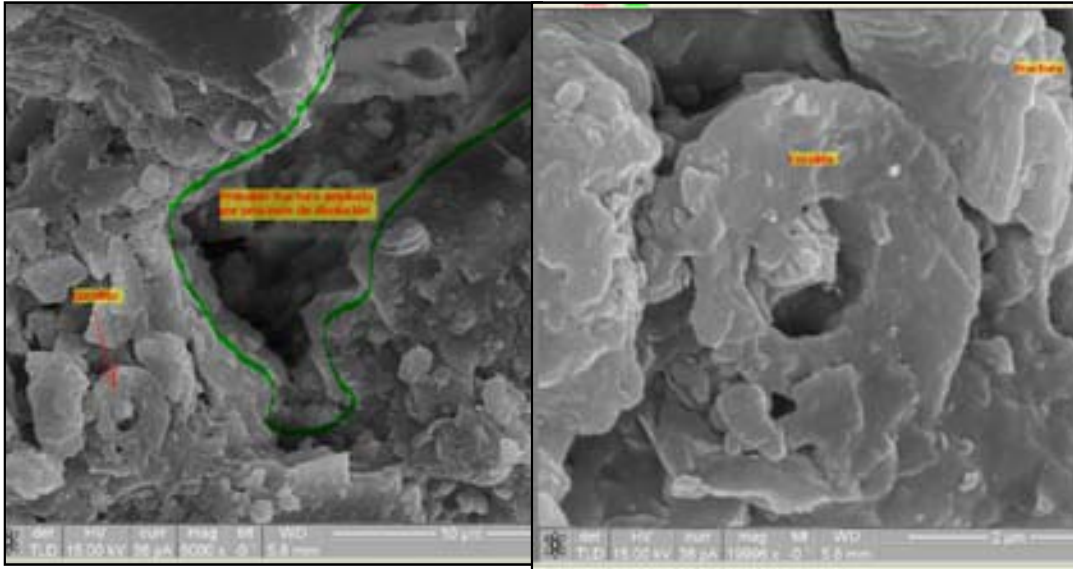


Figura 40.- Resultados del Análisis EDAX, N3 B.

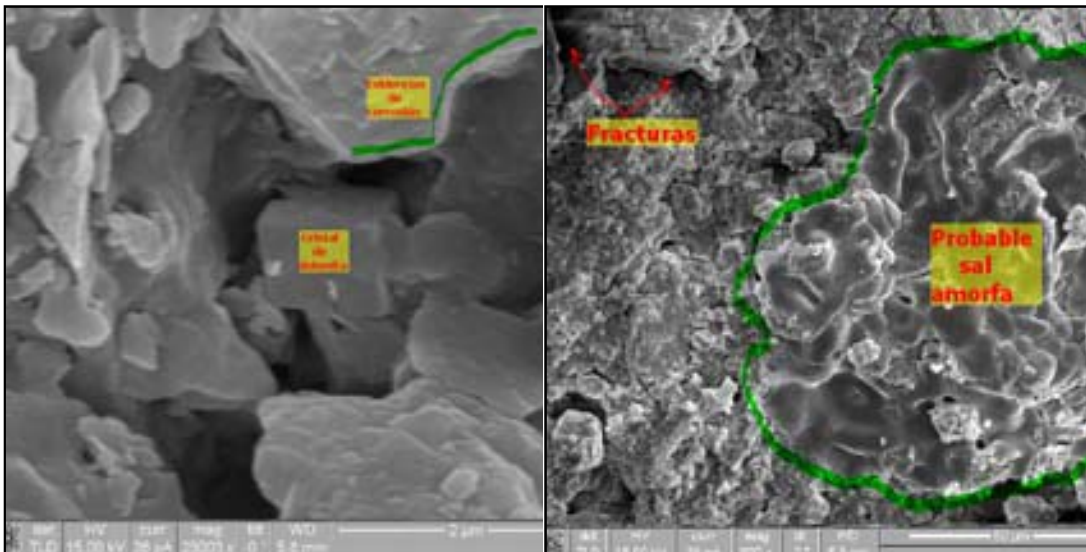
El análisis correspondiente con el “*parche*” de material evidentemente extraño al resto de la muestra señalado en la imagen 39, corresponde a contenidos de 12% en carbono, 15% en sodio, 34% de cloro y 1% en calcio y bromo (Figura 40). Es muy claro que se trata de sal amorfa, dispuesta de manera de “*parches*” y que pudiera ser una evidencia de somerización en porciones de la plataforma, debido tal vez a irregularidades dentro de la misma, en la que las porciones altas y más someras fueron propensas a escasas precipitaciones salinas y en las partes bajas, donde la circulación era restringida se formó la piritita mencionada en los análisis EDAX de los núcleos 1 y 2.

Las imágenes siguientes muestran la disposición de los cristales de calcita y características del sistema poroso.



En la imagen se señala aun cocolito y a una fractura que fue ampliada mediante un proceso de disolución.

Imagen ampliada que muestra al cocolito mencionado anteriormente, unas fracturas diminutas que sirven de vías de intercomunicación con la porosidad intercrystalina y rasgos de disolución en los contactos de los cristales.



Cristal euhedral de dolomita y rasgos de corrosión en cristal de calcita, señalado con la línea en color verde.

Microfracturas sin relleno y un probable parche de sal amorfa, como una evidencia de la existencia de zonas de somerización dentro de la plataforma.

Los resultados revelan que las características mineralógicas, texturales y petrofísicas determinadas en los tres núcleos son similares, la diagénesis no ha sido un factor importante que haya modificado sustancialmente las propiedades de los yacimientos ya que si bien han afectado y alterado ciertas características originales de las rocas, esto ha sido de una manera muy moderada.

En el núcleo 2 que corresponde con el intervalo dos probado y que no encontró producción, se esperaba encontrar características petrofísicas diferentes (menor calidad de roca) a los intervalos que sí produjeron, sin embargo de acuerdo con lo que se pudo observar en las imágenes mostradas anteriormente, es incluso el intervalo 2 el que presenta mejores condiciones en el sistema poroso, la porosidad intercrystalina y las fracturas según lo analizado son el principal medio que proporcionan la capacidad de flujo del yacimiento y tienen mejores características generales que los intervalos productores.

Por lo anterior, de acuerdo con el presente trabajo se interpreta que las características petrofísicas son mejores en los intervalos 2 y 1 que las del intervalo 3.

Es muy probable que las pruebas efectuadas en la parte que no produjo no sean concluyentes, a menos que la *"no producción"* sea por problemas de carga de hidrocarburos debido a la existencia de algún sello.

2. SEDIMENTOLOGÍA DE LAS FACIES ALMACENADORAS.

2.1. Marco Tectónico-Sedimentario.

Como se mencionó en el capítulo 2, en el Plioceno-Pleistoceno se inició el deslizamiento gravitacional de los sedimentos del Terciario hacia las partes más profundas del Golfo de México a consecuencia de una precipitada extensión regional en la que se desarrollaron fallas de deslizamiento gravitacional. La existencia de esas fallas generó cuencas extensionales con formas alargadas que permitieron el acomodo de un potente espesor de sedimentos carbonatados.

Las cuencas de Macuspana, Comalcalco y en la que se localiza el Campo Utan, están relacionadas genéticamente.

En el presente trabajo se hará continuamente mención de la Falla Kutz, ya que ésta junto con su antitética son las que dan origen a la cuenca de edad pliocenica en la que se ubica el Campo Utan, área en la que se desarrolló el estudio. Esta falla normal de gran magnitud, de naturaleza lítrica tiene dirección principal N-S y buzamiento hacia el oeste.

La estructura formada por el deslizamiento gravitacional es un pliegue anticlinal de rampa extensional en tres direcciones producido en un ambiente netamente distensivo. La estructura está bisecada por otras fallas menores que compartimentalizan el campo.

4.1.1. Evolución Tectónica y Sedimentaria.

La estructura de Utan es un anticlinal de arrastre en el bloque bajo de la Falla Kutz, al oeste del Bloque Akal (bloque principal del Complejo Cantarell).

Su origen es producto de la etapa extensiva que afectó el área durante el Plioceno, posterior a la compresión miocenica que dio origen al cabalgamiento del Bloque Akal sobre el Bloque Sihil.

El estilo de deformación estructural es el característico de las zonas con deslizamiento gravitacional, por tectónica de extensión (Figura 41). Como consecuencia de lo anterior, se formó un pequeño pliegue de arrastre del lado noreste, el cual pierde expresión y no se observa en la parte sureste de la falla.

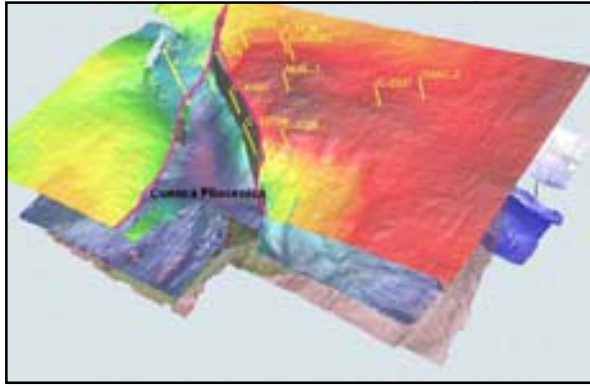


Figura 41.- Cuenca de Extensión Pliocénica.

Son evidentes la subsidencia y los acuñamientos hacia la falla Kutz.

Para la determinación del patrón estructural las líneas sísmicas a tiempo constante fueron una excelente herramienta, la figura 42 es un detalle de un "time slices" a 1096 ms; en ella se observa la interpretación de los horizontes que revela la forma del pliegue contra la falla, así como las fallas principales, en la que se visualiza la compartimentalización del pliegue en varios bloques (Figura 42).

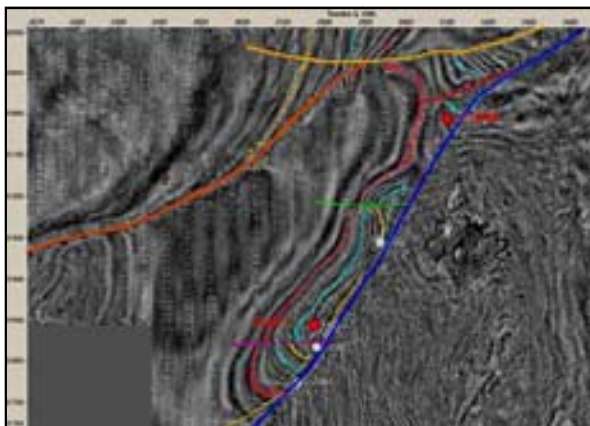


Figura 42.- Principales Estructuras que Forman el Campo.

A este nivel de tiempo también se puede observar con bastante claridad el elemento positivo que se mencionó en párrafos anteriores y que ejerció un control sobre la sedimentación de la cuenca.

El ligero crecimiento observado es una evidencia de que a medida que ocurría el deslizamiento gravitacional, había una activa sedimentación proveniente de la Plataforma de Yucatán.

4.1.2. Mecanismos de Transporte de los Sedimentos.

Los deltas son originados por la entrada de una corriente fluvial a una zona no confinada de aguas tranquilas y se considera como un ambiente de transición entre el medio fluvial y marino (Figura 43).

Estudios anteriores sobre el análisis de las electrofacies de los núcleos cortados en Utan-1 mencionan que las progradaciones existentes en el área son debidas a la interacción de un sistema deltaico caracterizado por aguas fluviales de flujos hiperpícnicos (la densidad del agua fluvial es mayor que en la cuenca de depósito) con el agua de la plataforma.

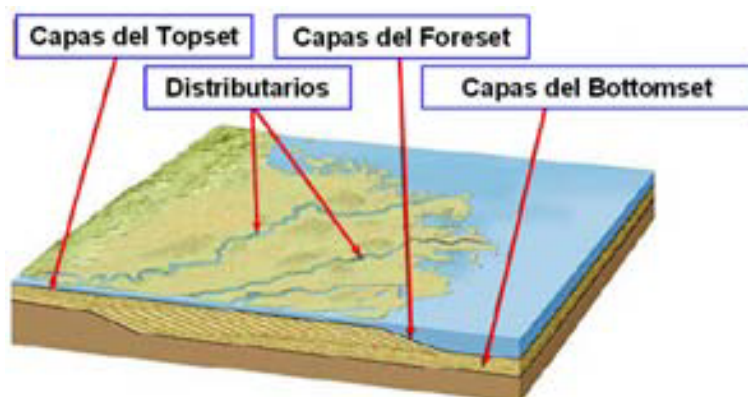


Figura 43.- Estructura de un Delta.

La geografía y las características hidrográficas de la Plataforma de Yucatán fueron descritas por Ordoñez (1936) como una amplia plataforma carbonatada con topografía casi llana, establecida desde el Cretácico Inferior. Éstas características se consideran como no adecuadas para existencia de un sistema deltaico.

La mineralogía compleja conformada por concentraciones variadas de cuarzo, feldspatos, plagioclasas, pirita y arcilla aglutinadas en calcita, con escasas dolomitas autigénicas, sugiere la existencia de un sistema fluvial cercano, aunque no necesariamente sea el que haya dado origen a los depósitos.

En el presente trabajo se interpreta que el origen de los depósitos no puede ser debido a un sistema deltaico porque las características de la sedimentación de grano fino, laminar, paralela, grado de redondez y madurez del sedimento son propias de un ambiente de aguas tranquilas poco perturbadas.

La existencia de la mineralogía mencionada anteriormente pudo haber sido depositada en el medio carbonatado debido a tres factores principales:

- Medio Fluvio-Deltaico.- El sistema paleofluvial de los ríos Grijalva-Usumacinta se interpreta como el mecanismo de transporte principal de los sedimentos siliciclásticos.

La acción de las corrientes marinas de fondo, las mareas y los eventos de tipo ciclónico redistribuyeron los sedimentos a lo largo de la plataforma, generando la mezcla de los depósitos de origen fluvial del occidente con los carbonatos de plataforma al oriente.

Las corrientes de marea fueron entonces el mecanismo que dentro de la plataforma generaron los depósitos de bancos calcareníticos con formas abanicadas, sin la participación directa de un sistema fluvial.

- Medio Eólico.- Los sedimentos eólicos son depositados por la influencia directa del viento, la influencia del agua como mecanismo de transporte es mínima, sin embargo una vez que los sedimentos transportados por este medio son llevados a la plataforma sufren una distribución debido a la acción del agua de la cuenca de depósito. El cuarzo es el mineral más común en los sedimentos de dicho tamaño, con feldespatos y fragmentos líticos. Otros minerales abundantes son la calcita, caliza, yeso, arcilla, y limo.

- Medio Volcánico.- Durante todo el Plioceno el volcanismo fue activo, lo que generó abundantes depósitos de este origen. Grandes cantidades de sedimentos piroclásticos estuvieron suspendidos durante largos períodos de tiempo en la atmósfera, lo que ocasionó la creación de un ambiente invernadero que envolvió a la tierra, dando paso a un ciclo glacial.

Algunos de los cristales de cuarzo encontrados en los núcleos descritos tienen formas engolfadas, y estas formas solo llegan a desarrollarse en cuarzos de origen volcánico. Debido a la abundancia del volcanismo de ese tiempo geológico y a las características mencionadas del cuarzo se interpreta que también el volcanismo fue un medio activo para el aporte de sedimentos al medio carbonatado.

En resumen, la coexistencia de los sedimentos encontrados en la cuenca pliocenica cuya fuente de aporte parece ser debida a distintos factores fue el resultado de una conjugación de los tres procesos de sedimentación mencionados anteriormente y transportados hacia la cuenca por medio de las

corrientes marinas de fondo y los eventos de tipo ciclónico. Las corrientes de marea intraplatafórmicas los redistribuyeron en acumulaciones con formas abanicadas.

4.2. Análisis de Secuencias Estratigráficas.

La estratigrafía de secuencias es una técnica desarrollada principalmente por la industria petrolera hace cerca de tres décadas para yacimientos siliciclásticos de origen marino. Esta técnica permite realizar correlaciones más reales, basadas en la integración de información de núcleos, bioestratigrafía, registros de pozos, sísmica y geoquímica.

Es importante aclarar que toda esta información es válida para desarrollar un estudio de esta naturaleza, pero la flexibilidad de la técnica permite también trabajar cuando se cuenta con pobre información, o en ausencia de alguna de éstas.

Correlacionando inconformidades y estudiando las sucesiones de intervalos estratigráficos dentro de estas, debido a cambios mundiales en el nivel del mar, estudiando los regimenes de sedimentación, subsidencia y cambios climáticos, la estratigrafía secuencias representa numerosas ventajas sobre el método de correlación litoestratigráfico, basado principalmente en la correlación de patrones.

La mayoría de los trabajos de estratigrafía de secuencias realizados, están enfocados con sedimentos terrígenos cercanos a la plataforma. La aproximación es similar y puede ser llevada para carbonatos, con la incorporación de un segundo paso que incluye la interpretación de registros de pozos y núcleos que pueden utilizarse para identificar patrones de apilamientos de parasecuencias (la ocurrencia vertical de ciclos repetidos de engrosamiento o adelgazamiento hacia arriba de los sedimentos) para identificar el Lowstand System Tracts (LST), Transgressive System Tracts (TST) y Highstand System Tracts (HST) que son envueltas por el MFS (Superficie de Máxima Inundación), TS (Superficie Transgresiva) y SB (Límite de Secuencia).

Como en los clásticos, las
parasecuencias de

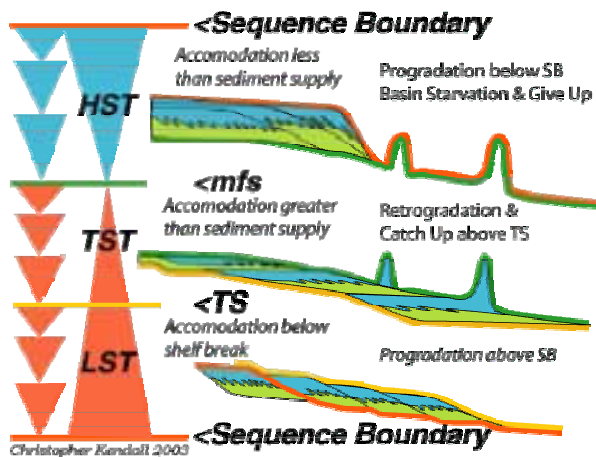


Figura 44.- Respuesta de los Carbonatos a Cambios Relativos del Nivel del Mar. Christopher Kendall, 2003.

carbonatos y los ciclos de patrones de apilamiento son comúnmente identificadas con base en las variaciones de tamaño de grano y cuando esos engrosamientos se dan hacia arriba son indicados por triángulos con el vértice hacia abajo (Figura 44).

La estratigrafía de secuencias constituye una herramienta muy poderosa para realizar correlaciones y análisis paleoambientales, así como en el estudio del análisis tectónico y sus efectos en la sedimentación de una cuenca.

Los sistemas identificados como sigmoides progradantes dentro de la plataforma carbonatada en el Plioceno, son controlados por aguas marinas ricas en carbonatos. A continuación se hará una descripción de los resultados obtenidos en el análisis de secuencias.

4.2.1. Análisis de Facies Sedimentarias.

El análisis de facies se convierte en una herramienta invaluable en la elaboración de correlaciones y permite establecer unidades litoestratigráficas formales más lógicas.

De este modo el análisis de facies y la litoestratigrafía son componentes esenciales para el estudio de estratigrafía de secuencias, el cual es un método de análisis estratigráfico regional basado en la subdivisión de sucesiones estratigráficas dentro de una unidad limitada por discordancias que son generadas por cambios globales o regionales en el nivel relativo del mar.

Los modelos de facies constituyen un concepto esencial de la sedimentología aplicada a la exploración petrolera; a partir del concepto de asociación de facies, veremos que mientras este último es esencialmente descriptivo, el concepto de modelo de facies proporciona una interpretación particular de esa asociación de facies, con base en la interpretación y asociación de ambientes de depósito, comparándolos con análogos recientes.

Para Walker (1992) un modelo de facies debe satisfacer cuatro funciones:

- a) Debe actuar como norma para propósitos de comparación.
- b) Debe actuar como estructura y guía para futuras observaciones.
- c) Debe actuar como un mecanismo de predicción en situaciones geológicas nuevas.
- d) Debe actuar como una base para la interpretación ambiental.

Por lo tanto, un modelo de facies constituye una poderosa herramienta en la interpretación de sedimentos pobremente expuestos, ya que proporciona algunas pistas que buscar o algunas observaciones que resultan críticas para el modelo.

Es importante saber que los modelos de facies constituyen una herramienta dinámica, que se retroalimenta de cada una de las asociaciones de facies estudiadas, mejorando y complementando el modelo elegido, o en su caso replanteándolo y generando uno nuevo.

En el área de estudio, las asociaciones de facies sedimentarias del Plioceno Medio productoras en la zona de Utan, son controladas por la existencia de un alto estructural que se mantuvo como un elemento positivo hasta por lo menos el Plioceno Superior y que se mencionó en párrafos anteriores.

Debido a lo anterior, las facies sedimentarias asociadas son el resultado del control que este elemento ejerció sobre las características de los depósitos, de la interacción de los esfuerzos extensionales contemporáneos con la sedimentación y del aporte de sedimentos provenientes de las tres fuentes mencionadas anteriormente.

A nivel Plioceno Medio, las facies cortadas por el pozo Utan-1 están conformadas por una mineralogía mixta dominada por terrígenos calcáreos de grano muy fino del tamaño del limo medio (30 μm) mezclados con porcentajes que van de 5 a 14 % de cuarzo detrítico subanguloso con una granulometría que no rebasa la del limo de grano medio. La arcilla presenta valores muy bajos.

Estas facies cambian en su composición y granulometría hacia la parte norte, donde se tiene una granulometría mas fina del tamaño del limo fino, de granos carbonatados con una disminución de los porcentajes de granos de cuarzo y

aumento gradual de la arcilla en comparación con los valores encontrados en las facies encontradas hacia la zona del pozo Utan-1.

Hacia el borde occidental de la estructura se tienen las mejores condiciones para el depósito de roca almacén con granulometría más gruesa. Estos depósitos fueron el resultado de una serie de acuñamientos identificados con la interpretación sísmica, cortados algunos por el pozo Cantarell 217A.

Las características petrográficas determinadas en este pozo muestran un claro aumento en la granulometría de los granos, llegando a ser del tamaño del limo grueso e incluso hasta el de una arena de grano fino (40 a 80 μm). Están conformados por fragmentos detríticos calcáreos con porcentajes variables de cuarzo subanguloso a subredondeado mayores a los que se tienen en el pozo Utan-1.

Se interpretan también condiciones de depósito de media a alta energía con base en el contenido faunístico (algas, ostracodos, bivalvos), redondez y madurez textural de los sedimentos y a la clasificación litológica de los mismos. Un gran porcentaje de los carbonatos encontrados son conformados por packstone, lo que constituye un buen parámetro que asegura valores bajos en el contenido de arcillas. La presencia de escasas oolitas y pisolitas son un indicativo de condiciones con un cierto grado de energía de los depósitos.

En resumen, las facies con granulometría más gruesa (limo grueso a arenas de grano fino) se tienen hacia la zona del pozo Cantarell 217 A, bordeando a la estructura en su flanco occidental. Estas facies cambian transicionalmente a unas de grano más fino (limo medio) y con menor contenido de siliciclastos hacia la zona del pozo Utan-1. La granulometría de las facies decrece hacia la porción norte donde se ubica el pozo Cantarell 3068, donde se tienen granos del tamaño del limo fino y los porcentajes en el contenido de cuarzo son bastante bajos.

4.2.2. Análisis de Parasecuencias.

Para este análisis se utilizaron el registro de rayos gamma, de resistividad y el registro de imágenes, el cual mostró electrofacies con predominancia de texturas muy finas, lo cual es acorde con los resultados petrográficos y análisis especiales realizados en los tres núcleos del pozo Utan-1.

Con los resultados del análisis de los registros el intervalo 1070-1450 m, fue dividido en 7 parasecuencias.

En general, el registro de rayos gamma muestra tres patrones de apilamiento de parasecuencias (Figura 45), estas son:

- ✓ Apilamiento progradante (parasecuencias 1 a 3).
- ✓ Apilamiento agradante (parasecuencias 4 a 6).
- ✓ Apilamiento retrogradante (parasecuencia 7).

Patrón progradante (parasecuencias 1 a 3)

El apilamiento de las parasecuencias 1, 2 y 3 muestra un patrón progradante; que en general en el registro de rayos gamma se observa como una secuencia granocreciente, que indica una progradación del sistema, resultado probablemente de una tasa de aporte de sedimentos mayor que la tasa de subsidencia.

Patrón agradante (parasecuencias 4 al 6)

Esta sección muestra en el registro de rayos gamma un apilamiento de secuencias grano creciente de menor escala indicando la existencia de un equilibrio entre la tasa de aporte de sedimentos y la tasa de subsidencia.

Patrón retrogradante (parasecuencia 7)

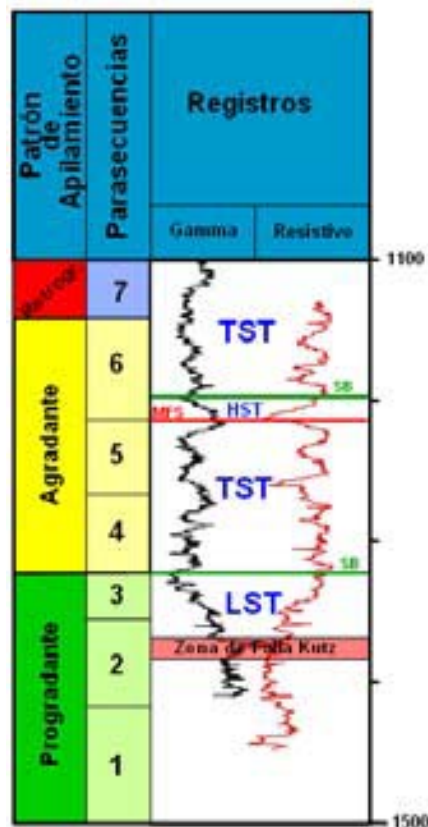


Figura 45.- Identificación de Parasecuencias, Pozo Utan-1.

Se muestra una tendencia granodecreciente de acuerdo con la respuesta del registro de rayos gamma, resultado tal vez de un desequilibrio entre la tasa de subsidencia con la tasa de sedimentación.

Una vez identificados los patrones de apilamiento sedimentario en Utan, los cuales corresponden a cambios de tercer orden en el nivel del mar, para el Plioceno, se procedió a incluir la información paleontológica del pozo y su amarre a la curva de cambios del nivel del mar mas cercana, la cual es la del Golfo de México publicada por Worndart, y Vail 1998 (Micro-Strat).

La columna pliocenica de Utan por encima del paso de la Falla Kutz, fue depositada en la etapa final de un sistema regresivo que después cambió a un régimen transgresivo, continuando con un corto highstand, y una última trasgresión regional.

4.2.3. Facies Sísmicas.

Una facies sísmica es una unidad mapeable y tridimensional, compuesta de reflectores sísmicos cuyos elementos, tales como configuración de reflectores, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo, difieren de los elementos de las unidades de facies adyacentes. Con excepción de la velocidad de intervalo y la geometría externa, estos factores pueden ser evaluados visualmente en el perfil sísmico (Brown y Fisher, 1979).

En el análisis de facies sísmicas se realizó la identificación de los paquetes de reflectores sísmicos, incluyendo la configuración o geometría interna, continuidad, amplitud, velocidad y frecuencia. Las configuraciones de reflectores progradantes, identificadas en el área estudiada, son estratos en los cuales el depósito es debido a crecimiento lateral y se clasificó como una clinofoma progradante sigmoidal (Figura 46).

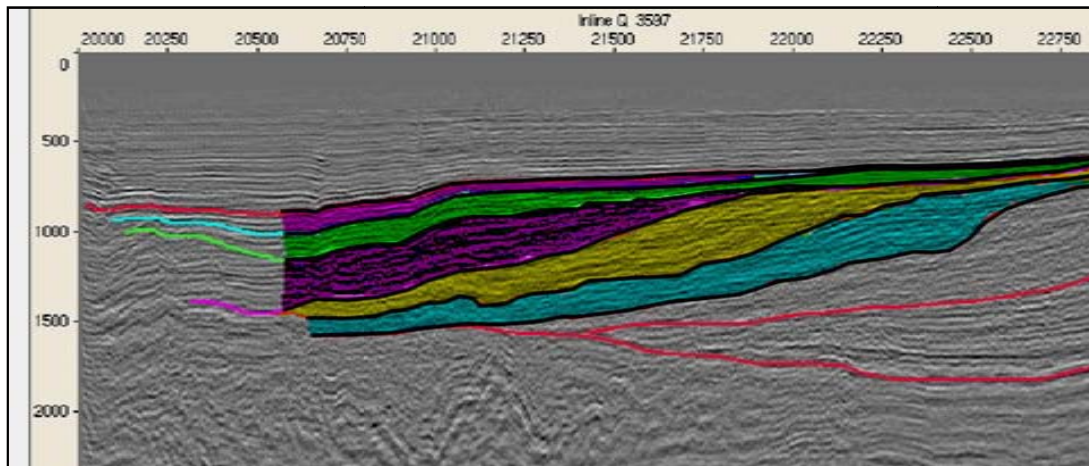


Figura 46.- Configuración del Sigmoide Progradante.

Estos patrones progradacionales desde el punto de vista conceptual se formaron a través del desarrollo lateral progresivo de superficies de depósito ligeramente inclinadas y constituyen uno de los rasgos depositacionales más comunes.

Las principales diferencias en los patrones de los clinoformos progradantes resultan de las variaciones en la tasa de depósito y en la profundidad del agua, lo que hace posible una variedad de sistemas ambientales.

La Plataforma de Yucatán presenta una inclinación al SW (*J. Araujo M, 2003*) por lo que la parte superior del patrón fue depositada en aguas someras y la parte inferior que se inclina ligeramente se deposita en aguas más profundas. La geometría del complejo progradacional muestra una configuración que se puede dividir en zonas superior, media e inferior, que corresponden al *topset*, *foreset* y *bottomset* (figura 47, página 55) del clinoformo.

Éstos clinoformos progradantes fueron el producto de cambios en las tasas de sedimentación, subsidencia diferencial, frentes de carbonatados, cambios topográficos en el fondo marino o como una combinación de lo anterior.

4.3. Predicción del Modelo Sedimentario.

El análisis de los patrones de reflexión sísmica, sedimentología, petrografía convencional y de alta resolución (MEB) realizados a los núcleos, análisis de secuencias y de bioestratigrafía, fueron el medio que permitieron el

establecimiento de un modelo sedimentario consistente que pudiera reflejar las condiciones de sedimentación existentes dentro de la cuenca de depósito.

La interpretación de las características de la sedimentación, distribución de facies y el conocimiento de los elementos estructurales que regularon los depósitos, fueron el resultado de la aplicación sistemática de una serie de conceptos teóricos y prácticos llevados a cabo. A continuación se hará mención de algunos de ellos.

4.3.1. Control de la Sedimentación por Patrón Estructural.

La información sísmica analizada muestra un gran sistema progradante bien definido desde la porción NE del cubo Chacmool-Nix hasta la parte central de la estructura Cantarell (Figura 47), donde su expresión sísmica pierde definición.

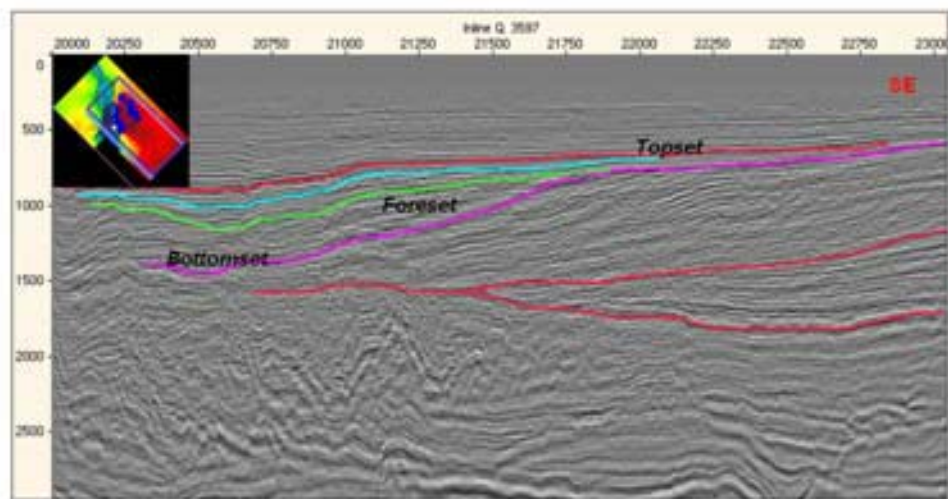


Figura 47.- Complejo Progradante dentro del Cubo Cantarell.

La pérdida de definición del complejo progradante es probablemente debido a la existencia de un alto estructural (Figura 48) que se mantuvo como un elemento positivo hasta por lo menos el Plioceno Superior.

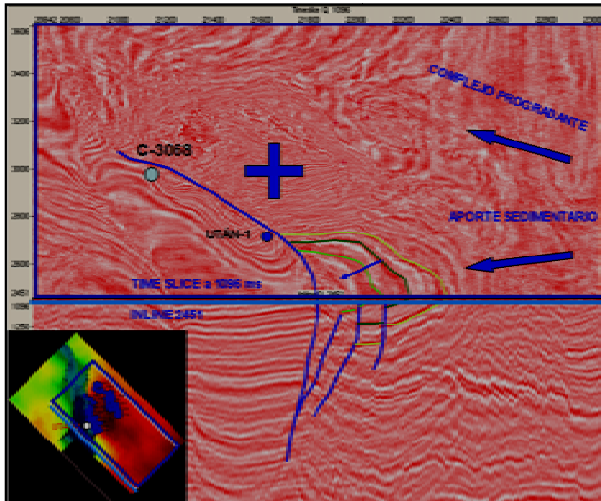


Figura 48.- Elementos de Control Sedimentario.

Esto provocó un cambio evidente en la dirección del transporte de sedimentos provenientes de la plataforma, es por eso que las facies encontradas en el pozo Cantarell 3068, ubicado a unos 5.5 kms hacia el norte del pozo Utan-1 dentro de la misma cuenca pliocenica, presenta una granulometría mas fina, ya que el elemento positivo estaba restringiendo el depósito de los sedimentos más gruesos hacia esa zona.

Derivado del análisis estructural efectuado en la cuenca del Plioceno, se identificaron zonas de sedimentación con granulometría más gruesa que se acuñan y bordean a la estructura en su flanco occidental. Estos depósitos de probable constitución areno-calcareá tienen características particulares y responden a la actividad tectónica desarrollada de manera contemporánea al evento extensional.

En estas partes se observan una serie de "pinch outs" o acuñamientos, a diferentes niveles estratigráficos.

La figura 49 muestra los acuñamientos alrededor de la estructura, señalados con los óvalos de color amarillo.

Teóricamente los acuñamientos mostrados corresponden a probables cuerpos de arenas calcáreas, ubicados en diferentes

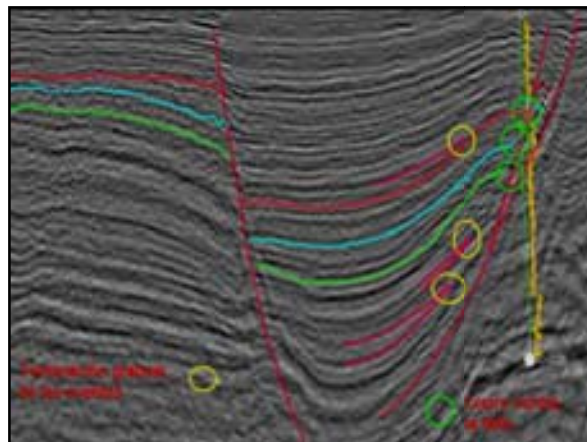


Figura 49.- Acuñaientos contra la Estructura.

niveles del Plioceno.

Por abajo del horizonte en color verde y por encima del horizonte en color rojo (Figura 49), se observan claramente los acuñamientos mencionados, los cuales flanquean a la estructura echado arriba y son los mismos que fueron cortados por el pozo C-217A, en otra posición estratigráfica dentro del Plioceno.

Los acuñamientos en ese pozo son de hasta 40 m, y las resistividades son mayores que las de los intervalos productores de Utan.

Para poder definirlos se efectuaron diversos análisis de atributos sísmicos con la finalidad de inferir la probable distribución de los acuñamientos y los resultados indican una buena continuidad hacia la parte norte de la cuenca.

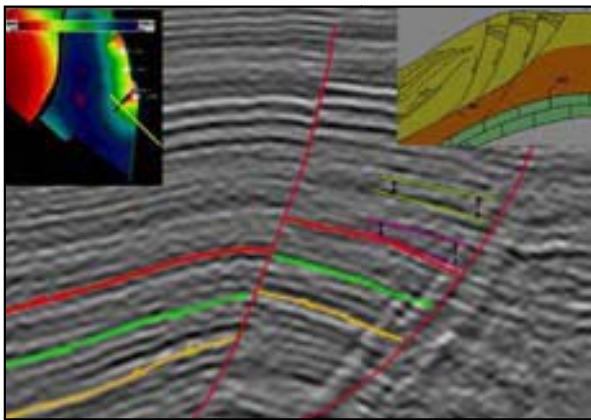


Figura 50.- Crecimiento Sinsedimentario.

También en los intervalos superiores de la secuencia, se observa un pequeño crecimiento sinsedimentario (Figura 50) que evidencia la actividad de la misma durante la depositación de esos sedimentos.

Conceptualmente estos depósitos deben de ser de una granulometría mayor que las secuencias más finas dominantes en esa área.

4.3.2. Generación de Atributos Sísmicos.

De manera conceptual, los atributos sísmicos son una medición de las propiedades del dato sísmico como amplitud, echado, frecuencia, fase y polaridad.

Los atributos pueden ser medidos en un instante en el tiempo o sobre una ventana de tiempo y pueden medirse sobre una traza simple, sobre un conjunto de trazas o sobre una superficie interpretada de datos sísmicos.

El análisis de atributos incluye una evaluación de varios parámetros del yacimiento, incluyendo indicadores de hidrocarburos, mediante técnicas como la variación de las medidas de amplitud con respecto al *offset* (AVO).

La interpretación de atributos sísmicos fue una herramienta de gran ayuda en la visualización del patrón estructural que previamente también había sido determinado con el análisis de los *time slices*, para lo cual se procedió a correlacionar un horizonte somero del Plioceno Superior, en donde dichas fallas se vieran con mayor claridad.

Una vez correlacionado e interpretado el horizonte se procedió a extraer un atributo estructural que permitiera definir el patrón estructural detectado por la prueba DST (*Drill Steam Test*) efectuada.

La figura 51 muestra el mapa de azimuth extraído en el horizonte somero y los resultados del mismo dan una orientación de las fallas menores con una orientación que es casi noreste-suroeste, definiendo estructuras que son sensiblemente perpendiculares con la traza de la falla principal.

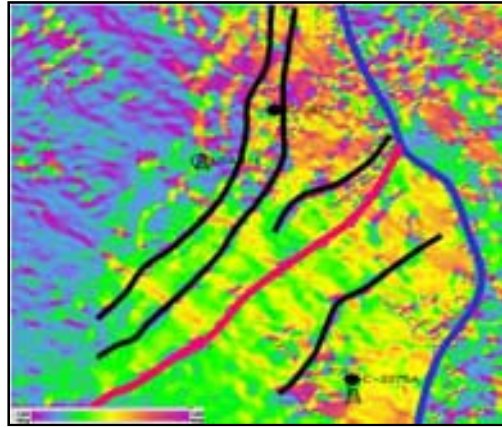


Figura 51.- Mapa de Azimuth mostrando el Patrón Estructural.

De manera adicional para corroborar la existencia de los acuñaientos mencionados en párrafos anteriores, los cuales son importantes para la propuesta de futuras áreas de interés exploratorio en el borde occidental de la estructura, se generaron una serie de atributos sísmicos de amplitud RMS (Figura 52) y los resultados muestran una buena continuidad de los acuñaientos (*pinch outs*).

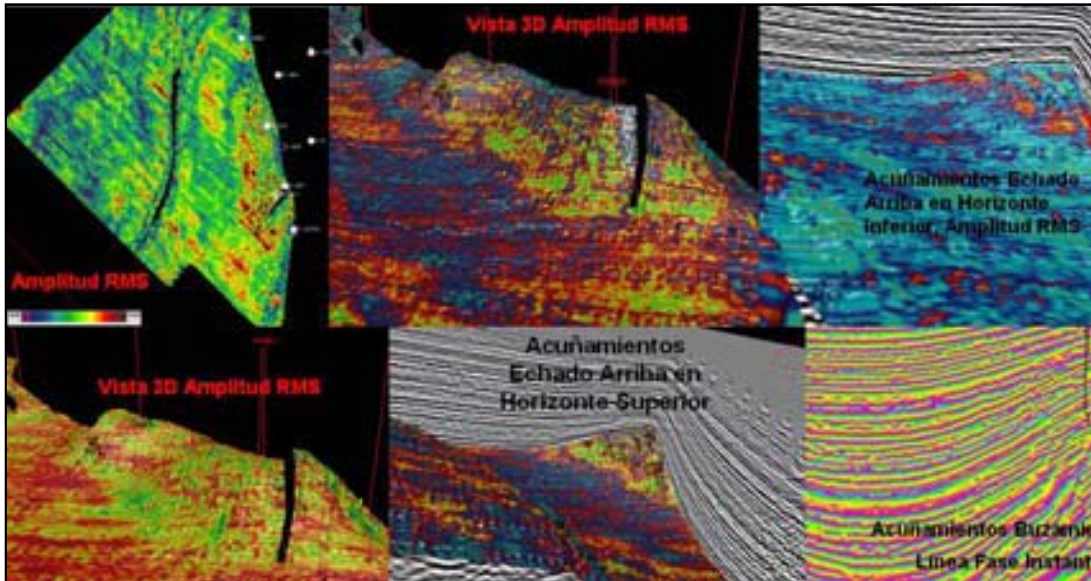


Figura 52.- Atributos de Amplitud RMS que Corroboran la Existencia de los Acuñaamientos.

4.3.3. Generación e Interpretación de Time Slices.

Un *time slice* es un despliegue de las mediciones sísmicas, usualmente amplitud, que corresponden a un arribo de tiempo simple o profundidad simple para una malla de datos de puntos, una *horizon slice* o sección a través de un volumen de datos 3D.

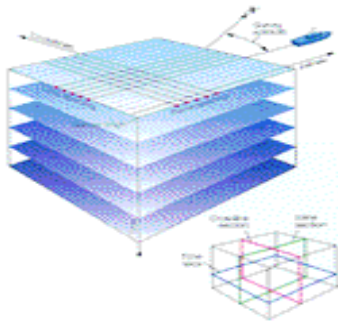


Figura 53.- Diagrama de Crossline, Inlines y un Time Slice.

Es un despliegue horizontal o mapa de vista de datos sísmicos 3D (Figura 53) teniendo un cierto arribo de tiempo, opuesto a una *horizon slice* que muestra una reflexión particular.

Un *time slice* es un camino rápido, conveniente para evaluar cambios en la amplitud de datos sísmicos.

Se generaron una serie de líneas a cada 100 ms, y se muestran las secciones a 896 y 1096 ms, ya que en éstas se observaron con bastante claridad rasgos estructurales que sirvieron para establecer los límites de las fallas que compartimentalizan el campo.

En estas secciones se observa con bastante claridad la cuenca pliocenica donde se localiza el Campo Utan, tanto en la sección no interpretada de la

izquierda como en la que muestra la interpretación del lado derecho (Figura 54).

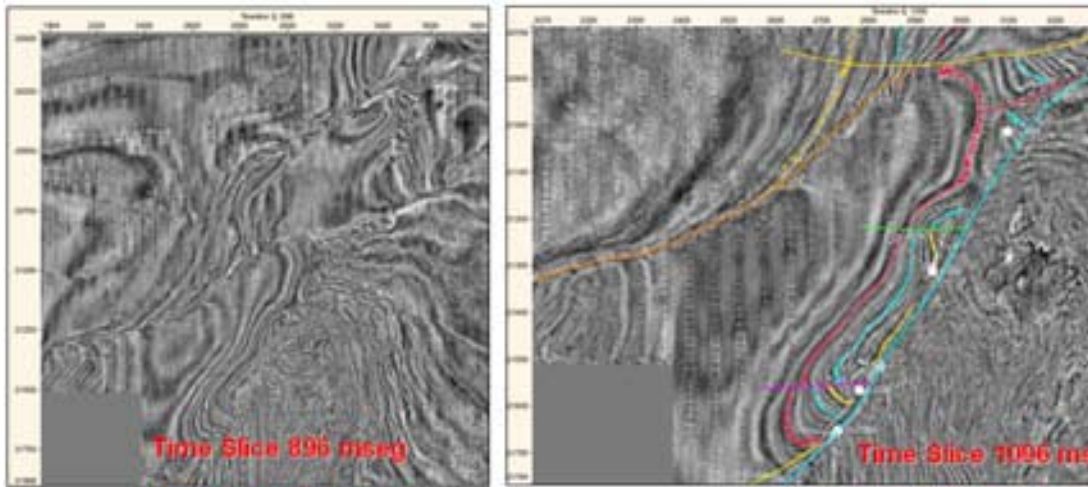


Figura 54.- Time Slices a 896 y 1096 ms.

El *time slice* del lado derecho a 1096 ms muestra la interpretación.

Se pudo determinar la forma del pliegue contra la falla, así como la falla principal y tres fallas secundarias casi perpendiculares a la falla principal que segmentan el pliegue en varios bloques.

4.3.4. Análisis Paleoambiental de las Facies Almacenadoras.

Uno de los objetivos del análisis paleoambiental es el poder conocer las características del ambiente o de las condiciones al tiempo de la sedimentación de cada unidad cronoestratigráfica.

Derivado del análisis petrográfico y sedimentológico efectuado a los núcleos del pozo Utan-1, la litología encontrada se interpreta como un dominio de depósitos carbonatados de plataforma con porcentajes variables de cuarzo y arcillas, correspondientes a la zona nerítica media a externa de una plataforma carbonatada, infiriéndose una sedimentación en condiciones de baja energía. Sin embargo, la mineralogía mixta encontrada sugiere condiciones de depósito con ciertos rasgos muy particulares, por ello se investigó cuales fueron las direcciones de las corrientes marinas dentro del Golfo de México con la

finalidad de determinar si pudieran haber sido la causa de una redistribución y mezcla de los sedimentos siliciclásticos provenientes de las paleocorrientes de la parte occidental con los carbonatos de la plataforma.

Las corrientes cálidas que entran al golfo se bifurcan, una toma dirección hacia la península de Florida y la otra tiene una dirección opuesta hacia la península de Yucatán.

Las corrientes marinas dominantes tienen una dirección constante de NE a SW (Figura 55), sin embargo, estas trayectorias también sufren cambios de dirección debido a cambios atmosféricos en las diferentes estaciones del año, haciendo que los sedimentos depositados sean transportados de un lugar a otro.

Una de las corrientes principales ingresa por el Canal de Yucatán siguiendo dos cursos principales como ya se mencionó anteriormente y según se aprecia en la figura 34 (*Atlas Oceanográfico del Golfo de México y Mar Caribe, 1974*).

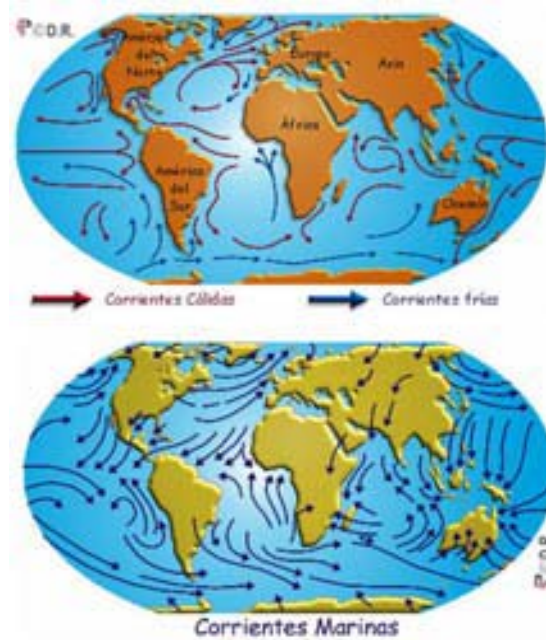


Figura 55.- Atlas de Corrientes Marinas, Cálidas y Frías. Tomado de Internet.

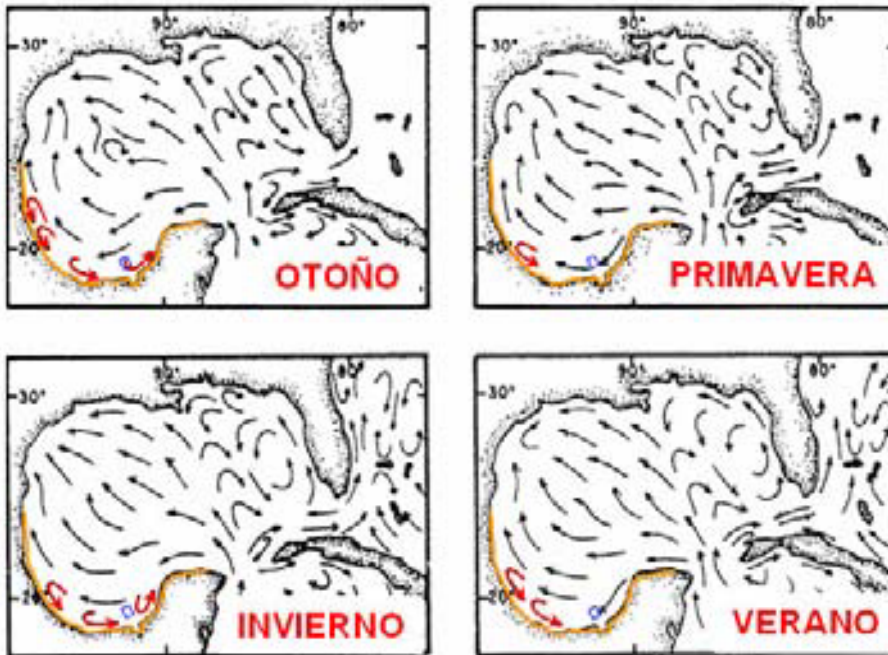


Figura 56.- Atlas de Corrientes Marinas en las Cuatro Estaciones del Año. Tomado de Internet.

Si se observan las corrientes de las cuatro estaciones del año, se nota que en gran parte del golfo las aguas se mueven predominantemente en un flujo y reflujo continuo hacia la costa oriental de México, el cual es mucho más evidente en el otoño y en el invierno (Figura 56), donde parte de las trayectorias de las corrientes dominantes se vuelven paralelas a la línea de costa con una dirección contraria a la mayoría.

Es durante estas estaciones cuando los sedimentos depositados por las paleocorrientes fluviales provenientes de las partes altas del sur (*Sierra de Chiapas*), según se muestra en el mapa paleogeográfico del Plioceno (Figura 57), sufren una redistribución y son transportados a través de la plataforma en forma casi paralela a la línea de costa para ser mezclados con los carbonatos. Cerca del litoral pueden existir corrientes de poca intensidad; como las corrientes litorales o locales que se caracterizan por ser periódicas, es decir que se observa en ellas regularidad, tanto en dirección como en velocidad, y generalmente se deben a las mareas, por lo que también se les llama corrientes de marea.

Estas corrientes son las que hipotéticamente proporcionaron las formas abanicadas a los sedimentos que fueron transportados casi paralelos a la línea de costa.

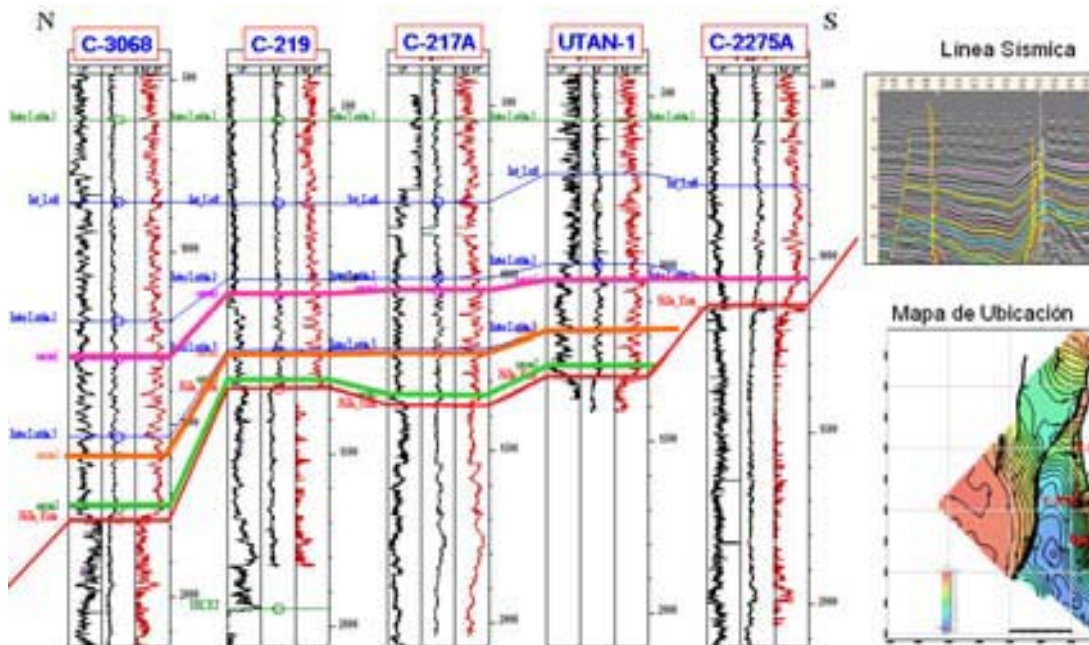


Figura 58.- Sección de Correlación Estratigráfica Norte-Sur.

La sección de correlación estratigráfica norte-sur, es paralela con el eje de la estructura, según el modelo de facies propuesto sugiere que la granulometría irá decreciendo de sur a norte, por ello se construyó en esa dirección.

Se observa que existe una buena correlación de los intervalos probados en Utan con los pozos Cantarell 3068, ubicado en el extremo norte y con los pozos Cantarell 219 y 217A ubicados en la porción central de la cuenca (Figura 58).

La similitud en la respuesta de las curvas de registro, sugiere condiciones de sedimentación análogas en todos ellos aunque con variaciones granulométricas, sin embargo hacia el pozo Cantarell 2275A no sucede lo mismo, ya que éste es truncado por el paso de la Falla Kutz y las mismas condiciones de sedimentación necesariamente son distintas que en los cuatro pozos ubicados dentro de la cuenca.

Las correlaciones en las secciones estratigráficas orientadas de este a oeste (Figuras 59 y 60) son más complejas debido a la cercanía con la falla Kutz, que pone en contacto secuencias de características litológicas muy diferentes de uno y otro lado de la falla.

Al nivel estratigráfico donde se estaban efectuando las correlaciones entre los pozos de las secciones interpretadas, las características de sedimentación son de ambientes con condiciones de circulación restringida, por lo que los sedimentos de estas zonas son de una granulometría muy fina.

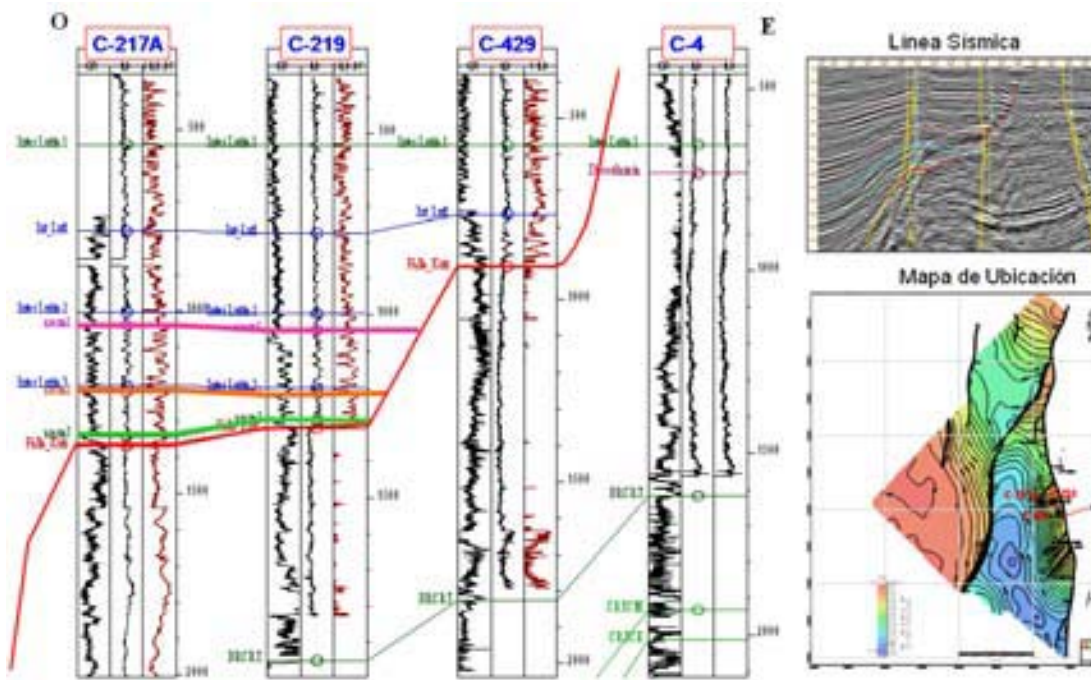


Figura 59.- Sección de Correlación Estratigráfica Este-Oeste I.

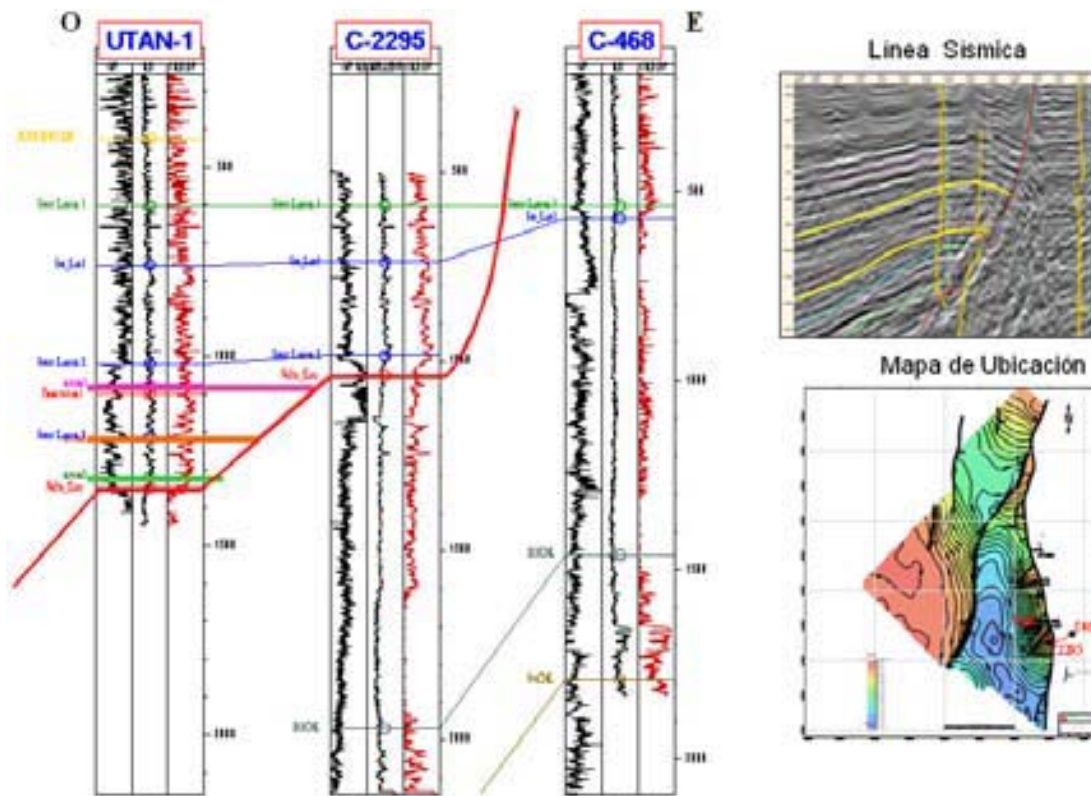


Figura 60.- Sección de Correlación Estratigráfica Este-Oeste II.

Debido a las condiciones homogéneas de sedimentación, la respuesta de las curvas de registros se hizo más fácil de realizar con los de conductividad que con las clásicas gama y resistividad.

4.3.6. Modelo Sedimentario.

Actualmente la sedimentología ha evolucionado como una ciencia que es capaz de explicar el origen de las rocas sedimentarias a través de los estudios de facies y modelos de facies. De tal forma es posible interpretar y predecir la composición, geometría, y orientación de las unidades estratigráficas, basados en un amplio rango de estudios en ambientes modernos y unidades geológicas que dieron lugar al método de los sistemas depositacionales.

Este concepto abarca todos los ambientes y productos sedimentarios, y permite predecir la sucesión estratigráfica de grandes conjuntos rocosos con base en interpretaciones paleoambientales y reconstrucciones paleogeográficas.

Modelos sedimentarios previos consideraban abanicos submarinos de frente deltaico, interpretados como análogos de la cuenca de Burgos; sin embargo, este modelo de "lóbulos de plataforma" no se ajusta al rango de profundidades que da el registro paleontológico en Utan, que es nerítico interno (profundidades del nivel del mar variando entre 0 y 30m).

Otros modelos reconocían los sedimentos de Utan dentro del rango nerítico interno, pero no daban cuenta del ambiente o subambiente de depositación, sino que se limitaban a un rango de profundidades.

Por estas razones fue necesario conjuntar e interpretar toda la información existente para generar un modelo de depositación que se ajustara a las evidencias encontradas.

El análisis de las estructuras sedimentarias de los núcleos y del registro de imágenes, las profundidades batimétricas obtenidas de los fósiles, el análisis de paleocorrientes marinas, la paleogeografía y la petrografía convencional y de alta resolución fueron la clave.

La figura 61 muestra el modelo de depósito para los sedimentos de edad Plioceno Medio. Es evidente que la complejidad sedimentaria determinada por la mineralogía mixta encontrada en los análisis, sugiere también un modelo donde se tenían diversas fuentes de aporte de sedimentos.

La principal fuente de aporte de los sedimentos siliciclásticos fue debida a las descargas fluviales de paleocorrientes de dirección preferentemente de sur a norte que acarrearaban sedimentos erosionados de los altos estructurales continentales existentes.

La Sierra de Chiapas fue en esa época la principal fuente de aporte de sedimentos cuarzosos, los cuales fueron llevados hasta la plataforma antigua por medio de corrientes fluviales que descargaban los sedimentos por medio de sistemas deltaicos. Sin embargo, las características determinadas en los cuarzos (madurez textural y granulometría principalmente) indican que los sistemas deltaicos no fueron el mecanismo de transporte de todos los granos de cuarzo analizados.

La gran mayoría son monocristalinos, con extinción recta, por sus características cristalográficas se asocian con una fuente de origen ígneo intrusivo provenientes de las partes más elevadas de la zona serrana de Chiapas.

Algunos cuarzos que muestran estructuras engolfadas, son policristalinos y de extinción recta y estas características se asocian con una fuente ígnea de origen volcánico.

En el Plioceno como ya se mencionó, se desarrolló una intensa actividad ígnea extrusiva, por lo que se interpreta que esos cuarzos provienen de esas fuentes. No se descarta tampoco que algunos de los cuarzos que fueron dispersos en las llanuras deltaicas hayan sido transportados hacia la zona de depósito por mecanismos eólicos.

La paleogeografía de la zona a nivel Plioceno (Figura 57) nos hace referencia de que para ese tiempo las condiciones de depósito eran dominadas por una coexistencia de ambientes fluvio-deltaicos provenientes de la Sierra de Chiapas con un gran aporte de productos volcánicos debidos a la gran actividad de ese tipo (Figura 61).

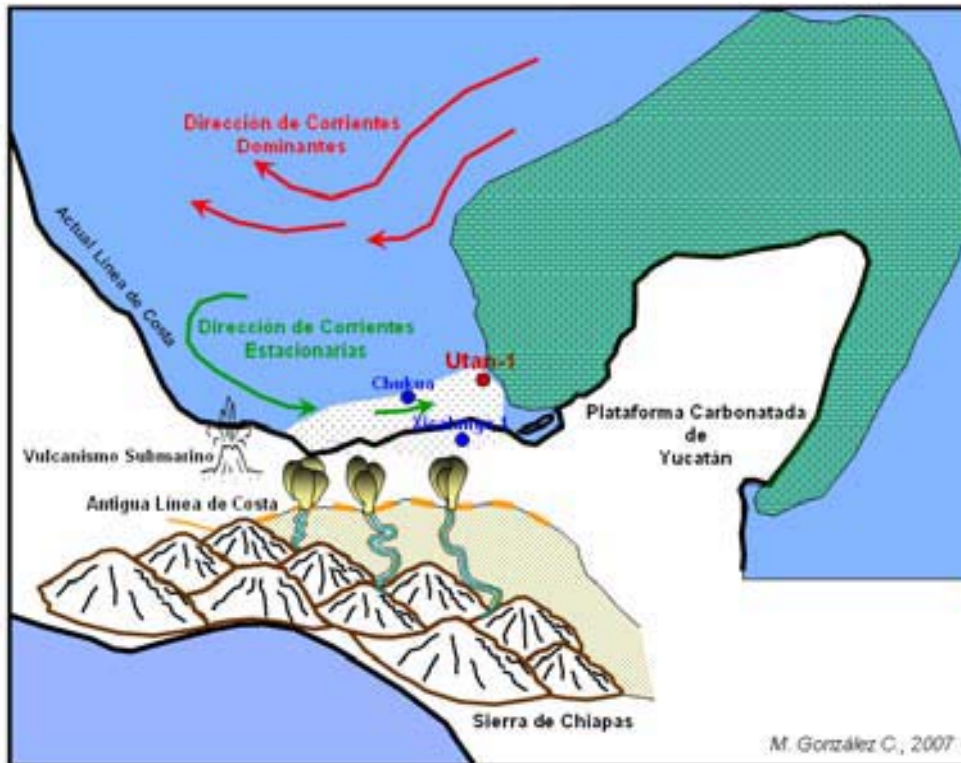


Figura 61.- Modelo Sedimentario Propuesto para el Plioceno Medio.

El modelo sedimentario que se propone (M. González C., 2007) toma en cuenta todas las consideraciones que se mencionaron anteriormente (coexistencia de minerales carbonatados, arcillosos, siliciclásticos, dolomitas y feldespatos).

La mineralogía descrita es consecuencia de la interacción de varios factores:

Los sistemas fluvio-deltaicos provenientes de la Sierra de Chiapas transportaron una gran cantidad de sedimentos siliciclásticos y los depositaron en la plataforma. Estos depósitos apenas pudieron tener una pobre influencia directa con los mecanismos de sedimentación en el área estudiada. Se localizan hacia la parte SW y se interpreta que parte de los granos de cuarzo del tamaño del limo encontrados en la columna pliocena estudiada fueron llevados hasta ahí como una "pluma" sedimentaria que transportó los granos de cuarzo en suspensión varios kilómetros hacia el norte en las aguas superficiales del golfo.

Las corrientes marinas de tipo estacionario durante el verano e invierno son de dirección casi noroeste-sureste, paralelas a la línea de costa, por lo que se interpreta que fueron el mecanismo que se encargó del transporte y

redistribución de los sedimentos depositados en la plataforma, que fueron llevados y mezclados con los carbonatos del área que se estudia.

La actividad ígnea volcánica fue la fuente de generación de los cuarzos policristalinos y de los feldespatos encontrados.

La escasa dolomita encontrada no es debida a algún proceso de sedimentación, es más bien autigénica (proceso diagenético).

Las formas abanicadas de los depósitos carbonatados son debidas a la acción de corrientes de marea intraplataformicas, que dispusieron los sedimentos con geometrías abanicadas orientadas de SW a NE.

4.3.7. Distribución de la Roca Almacén.

De manera regional hacia la parte occidental del área, al norte de los depósitos fluvio-deltaicos es posible que a nivel del Plioceno se tenga una mezcla de depósitos arcillosos con cuarzos de grano fino y porcentajes bajos de carbonato, debido a esto en esa zona se tiene un dominio siliciclástico; hipotéticamente estas facies serían de mala calidad petrofísica.

Dentro de la cuenca de edad pliocena se generaron atributos de amplitud RMS que tienen una aparente buena correlación entre las diferencias en la sedimentación encontradas en los intervalos probados de Utan-1 con los que se describieron en el pozo Cantarell 217-A y que se encuentran bien definidos en el borde occidental de la estructura.

De acuerdo con lo anterior, se espera tener las mejores características de la roca almacén distribuidas en una franja que bordea a toda la estructura (Figura 40) y que estaría constituida por probables rocas detríticas de origen calcáreo con una granulometría que va de un limo de grano grueso a una arena de grano fino.

Los porcentajes de cuarzo serían mayores a los de la parte alta de la estructura donde se tiene de 7 a 15%.

Se esperan espesores de acuerdo a los cortados por el pozo Cantarell 217-A de hasta 35 a 40 m y mejores propiedades petrofísicas que las que se tienen en la parte probada de Utan.

Tomando como parámetro el conocimiento que se tiene de las características de la roca almacén en la parte alta de la estructura y que fue cortada por el pozo Utan, así como la respuesta obtenida del atributo de amplitud aplicado, se

espera contar con facies similares a las de Utan en una franja que básicamente estaría por encima de la descrita anteriormente (Figura 62). Se espera un cambio de facies transicional en una granulometría granodecreciente hacia la cima de la estructura.

Esta franja superior estaría conformada por las rocas detríticas de origen calcáreo con una granulometría que va de un limo de grano fino a medio, cortadas en Utan-1. Esta facies se espera tenga ligera disminución en su granulometría hacia la parte norte donde se localiza el pozo Cantarell 3068.

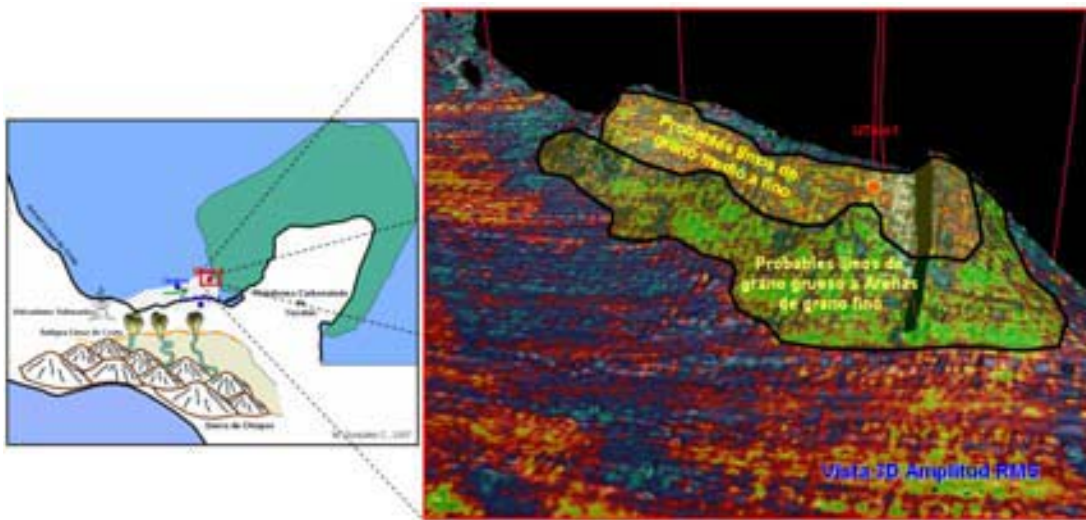


Figura 62.- Vista 3D, Amplitud RMS con Distribución Probable de Roca Almacén.

Con base en lo anterior, la distribución de las mejores características de roca almacén estaría en las dos franjas mostradas en la figura, facies más finas en la cima y más gruesas en la parte baja.

5. RESULTADOS E INTEGRACIÓN DE LOS ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS.

5.1. Integración de Análisis Petrográfico, Pozo Cantarell 217A.

Durante el desarrollo de la interpretación sísmica que se mencionó en capítulos anteriores, se identificaron una serie de acuñamientos en el borde occidental de la estructura. Estos acuñamientos (*pinch outs*) fueron cortados por el pozo Cantarell 217A (Figura 63), por lo que, para comprobar su existencia y validar el modelo conceptual que se propuso, se llevó a cabo la descripción petrográfica de los intervalos en los que se identificaron los acuñamientos. Los resultados se mencionan a continuación:

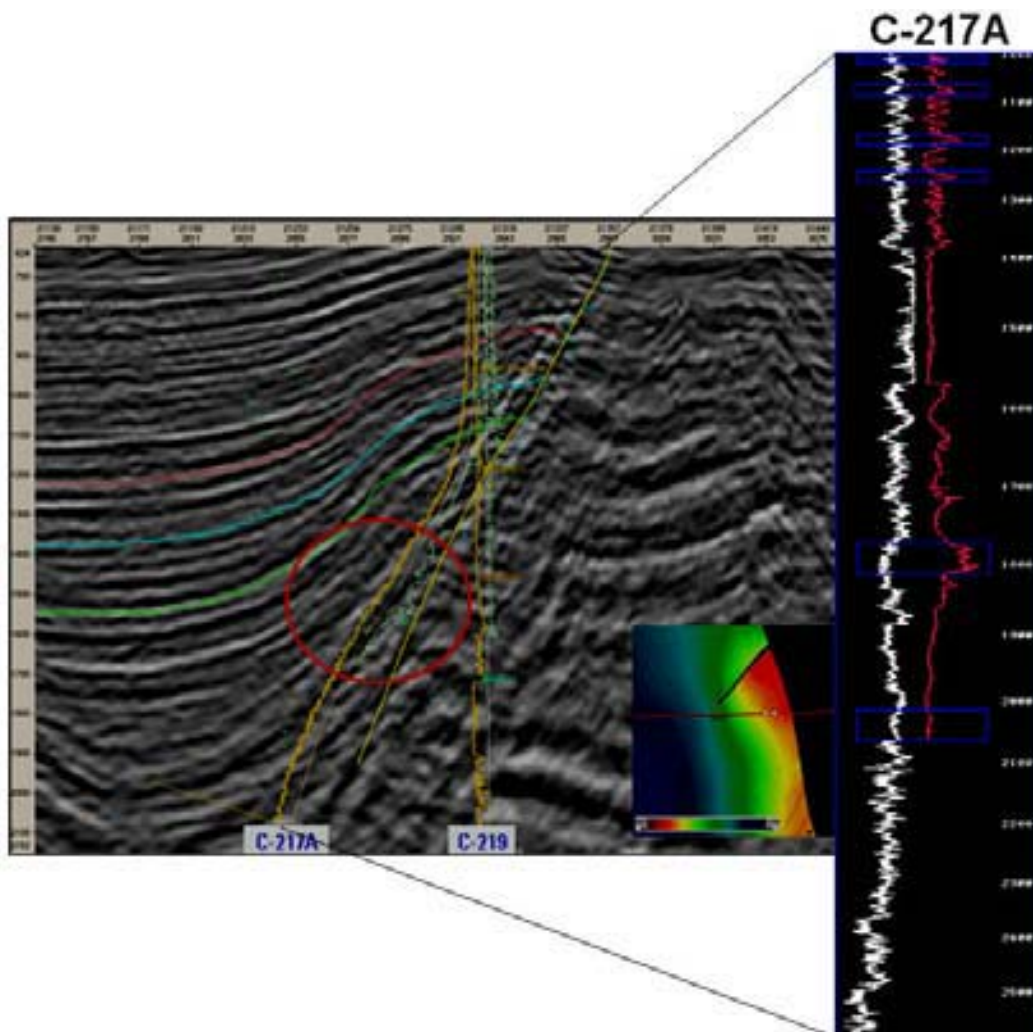


Figura 63.- Intervalos que Corresponden con Acuñamientos, Pozo C-217A.

5.1.1. Descripción Petrográfica, Intervalo 939-945 m.

No se consiguieron muestras de este intervalo que nos permitieran llevar a cabo el análisis petrográfico correspondiente; las resistividades determinadas con base en los registros geofísicos de este pozo son del orden de 2.5 omhs-m y la lectura de la curva de rayos gamma es de un promedio de 40° API.

5.1.2. Descripción Petrográfica, Intervalo 1010-1020 m.

El intervalo está constituido principalmente por un packstone de intraclastos, bioclastos, parcialmente dolomitizado con un mediano contenido de granos de cuarzo policristalino redondeado a subredondeado, ocasionalmente angulosos, extinción recta. Restos de ostracodos con estructura exterior silicificada.

Se observan escasas pisolitas y oolitas (Figura 64), restos de algas, clastos de mudstone y foraminíferos.

Ambiente de Sedimentación.- La existencia de las algas nos indica que la sedimentación se llevó a cabo en condiciones someras con cierta energía, lo cual es corroborado por las escasas oolitas y pisolitas descritas.

Los foraminíferos determinados fueron transportados de las partes más externas de la plataforma y depositados junto con sedimentos de una plataforma media, que es el medio ambiente que se interpreta para esta secuencia de acuerdo con la asociación de facies y contenido faunístico encontrado.

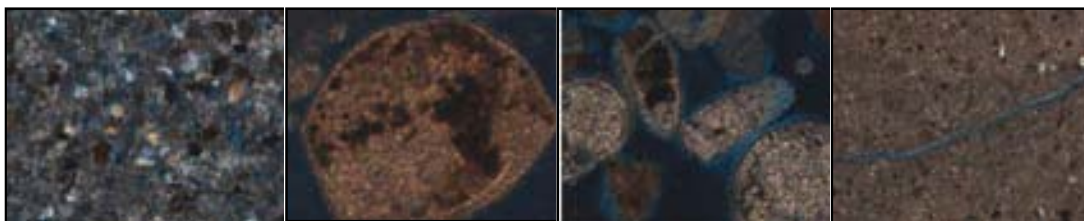


Figura 64.- Fotomicrografías del Intervalo 1010-1020 m, Pozo C-217A.

Porosidad.- Intergranular, intrafosilar y fracturas de 3-5 % (visual). En la porosidad intergranular e intrafosilar se observa impregnación con hidrocarburos.

5.1.3. Descripción Petrográfica, Intervalo 1077-1083 m.

El intervalo es constituido principalmente por un packstone que gradúa a wackestone de intraclastos, bioclastos, con granos de cuarzo monocristalino

redondeado a subredondeado (Figura 65), ocasionalmente angulosos, extinción recta. El porcentaje de cuarzos es menor en relación al anterior intervalo.

Presenta restos de organismos con estructura exterior silicificada, restos también de moluscos y algas.

Se observan dos grupos de fracturas abiertas, casi perpendiculares entre sí, algunas con impregnación de hidrocarburos.

Ambiente de Sedimentación.- La existencia de las algas y de los moluscos es un indicativo de que la sedimentación se llevó a cabo en condiciones someras con cierta energía, ya que ambos se desarrollan en aguas cercanas a la línea de costa.

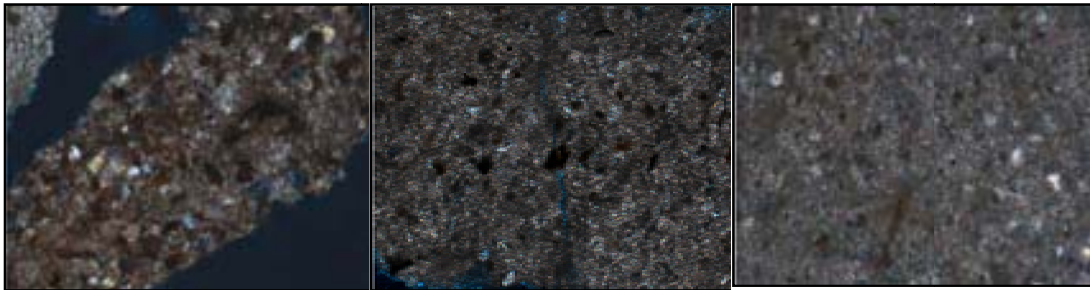


Figura 65.- Fotomicrografías del Intervalo 1077-1083 m, Pozo C-217A.

Porosidad.- Intergranular, intrafosilar y fracturas de 2-4 % (visual). En la porosidad de fracturas se observa impregnación con hidrocarburos.

5.1.4. Descripción Petrográfica, Intervalo 1176-1187 m.

No se contó con muestras para elaborar las láminas delgadas, por lo tanto no se pudo llevar a cabo el análisis petrográfico correspondiente.

Las lecturas del registro de rayos gamma son de 30 grados API, lo cual corresponde con un intervalo con bajo contenido de minerales arcillosos radiactivos y una resistividad del orden de 4 omhs-m. Estas resistividades son mayores que las medidas en los intervalos productores del pozo Utan-1, por lo que aunque no se cuente con muestras que comprueben su constitución litológica revisten un interés para ser probados.

5.1.5. Descripción Petrográfica, Intervalo 1256-1267 m.

La litología está conformada por un wackestone a packstone de intraclastos, bioclastos, con un mayor contenido de granos de cuarzo monocristalino en relación a los intervalos anteriores. Los granos son redondeados a subredondeados, ocasionalmente angulosos, con extinción recta de una granulometría que va del tamaño del limo grueso a arena fina (40 a 80 micras). Se observan escasas oolitas con estructura externa reemplazada por sílice y restos de moluscos.

Algunos foraminíferos se encuentran rellenos con hidrocarburos residuales (Figura 66).

Ambiente de Sedimentación.- La existencia de las escasas oolitas y los restos de moluscos nos indican que la sedimentación se llevó a cabo en condiciones someras con alta energía.

Se interpreta que los foraminíferos encontrados fueron transportados de las partes más externas de la plataforma y depositados junto con sedimentos de alta energía en una plataforma media, que es el medio ambiente que se cree fue donde se depositaron los sedimentos descritos para esta secuencia, de acuerdo con la asociación de facies y contenido faunístico encontrado.

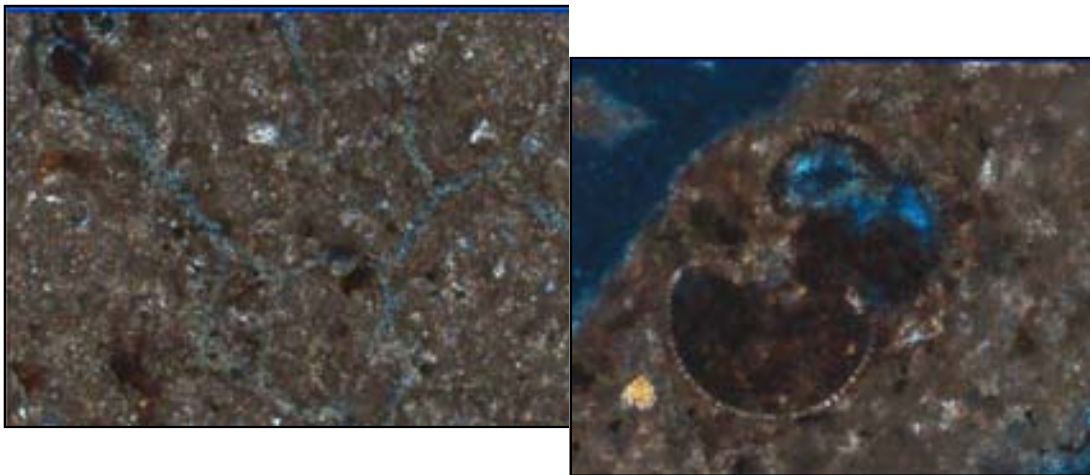


Figura 66.- Fotomicrografías del Intervalo 1256-1267 m, Pozo C-217A.

Porosidad.- Intergranular, intrafosilar y fracturas de 3-5 % (visual). En la porosidad de fracturas e intrafosilar se observa impregnación con hidrocarburos.

5.1.6. Descripción Petrográfica, Intervalo 2037-2075 m.

El intervalo está constituido principalmente por un packstone de intraclastos, bioclastos y ooides con un contenido de granos de cuarzo que es mayor que en todos los intervalos anteriormente descritos (Figura 67).

Los granos son redondeados a subredondeados con una granulometría que va del orden del limo grueso a arena fina, ocasionalmente angulosos, extinción recta. Los restos de moluscos es menor que intervalos anteriores.

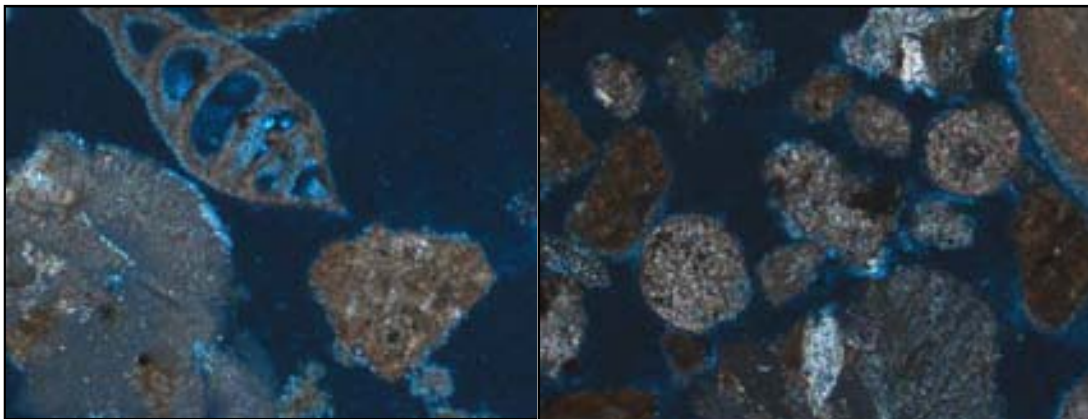
Se observan restos de vidrio volcánico (*probable esferulita*), lo cual apoya al modelo sedimentario propuesto en el cual se interpretó que los cuarzos policristalinos con estructuras agolfadas eran un producto de la actividad ígnea explosiva, muy abundante durante ese período geológico.

El vidrio es un material que se altera con facilidad, por lo que se infiere que la actividad ígnea volcánica provenía de una fuente cercana (probable volcanismo de la zona de Los Tuxtlas o de la región chiapaneca).

En algunos de los fragmentos analizados se encontraron algunos puntos oscuros que correspondían con materia orgánica.

Ambiente de Sedimentación.- La existencia de las oolitas y de un mayor contenido de restos de moluscos es un indicativo de que la sedimentación se llevó a cabo en condiciones someras de alta energía dentro de la plataforma interna.

Los escasos foraminíferos encontrados, se interpreta fueron transportados de las partes más externas de la plataforma y depositados junto con sedimentos de una plataforma interna por efecto de tormentas.



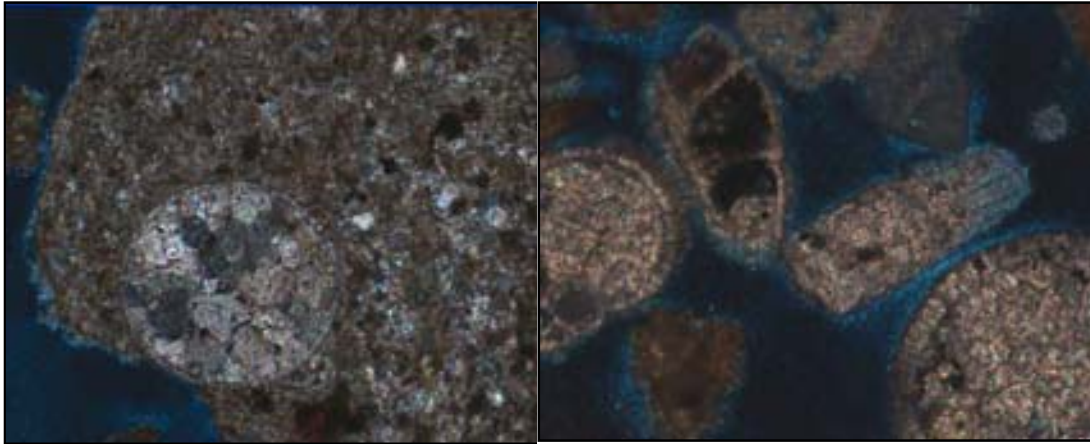


Figura 67.- Fotomicrografías del Intervalo 1010-1020 m, Pozo C-217A.

Porosidad.- Intergranular, intrafosilar y fracturas de 4-6 % (visual). En la porosidad intergranular e intrafosilar se observa impregnación con hidrocarburos.

De acuerdo con las descripciones anteriores, es evidente que se comprobó la existencia de los acuñamientos, los cuales hipotéticamente se esperaban fueran de una granulometría mayor que en el resto de las facies de este nivel estratigráfico, esto ahora representa una oportunidad con bastante interés exploratorio.

5.1. Integración de la Interpretación Sísmica.

La información sísmica es un factor relevante para la determinación de ciertas características y propiedades tanto de tipo sedimentario y estructural, así como también para realizar una correlación con los datos de producción a fin de establecer la distancia a las fallas y si los límites de estas estructuras que compartimentalizan el campo son sellantes o no.

Para realizar la interpretación se utilizó el cubo sísmico Cantarell-OBC registrado en 1997 por Western Geco, posteriormente procesado por Veritas en el año 2003; este proceso es un PreSTM.

El cubo de velocidades de apilamiento utilizado fue el del procesamiento de Western-Geco, la calidad de la información sísmica es buena para una interpretación de tipo estructural y sismoestratigráfico, sin embargo la baja frecuencia dominante (20-25 Hz), limita de una manera muy sustancial la resolución vertical.

5.2.1. Determinación del Patrón Sísmico Estructural.

La identificación del sistema de fallas que dieron origen a la cuenca pliocenica donde se localiza el Campo Utan-1 fue determinada con base en la interpretación sísmica tanto de secciones verticales como de secciones de tiempo constante (time slices). Algunas de las fallas menores que compartimentalizan al campo son casi perpendiculares con la falla principal y su identificación se logró con base en la aplicación de atributos sísmicos (mapas de azimuth); correlación de resultados de pruebas efectuadas con el DST que sirvieron para determinar la distancia a fallas, así como también con la interpretación de time slices. Con todo ello se configuró un modelo de fallas que sirvió para establecer los límites del campo y el arreglo interno del sistema de fallas principal y secundario.

El establecimiento del patrón estructural es también la clave para entender la evolución tectonosedimentaria y el control que ejerce sobre el tipo de sedimentación dentro de la cuenca, ya que en algunas zonas se encontraron acuñaamientos sobre el borde de la estructura en el flanco occidental y zonas de crecimiento sinsedimentario en los estratos superiores y también altos estructurales que actuaron como un mecanismo que controló el tipo de sedimentación hacia el interior de la cuenca.

5.2.2. Identificación de Facies de Crecimiento Sinsedimentario.

La integración de la información sísmica en la identificación de facies sedimentarias, es una herramienta que contribuye no solo a entender e identificar áreas basales de sedimentación con cierta granulometría producto de energía alta y que disminuye ascendentemente a zonas con granulometría menor y responden a mecanismos sedimentarios diferentes y que pueden ser

una consecuencia de que la actividad tectónica estuvo ejerciendo un fuerte control hacia la sedimentación pasiva.

Las facies de crecimiento sinsedimentario identificadas en los intervalos superiores de la secuencia, reflejan que la actividad tectónica fue contemporánea con la sedimentación de la cuenca.

Desde el punto de vista conceptual estas facies tendrían que ser de una granulometría mayor a las facies que las limitan en la parte superior e inferior determinadas en arenas o limos calcáreos.

5.2.3. Integración de la Sísmica con Datos de Producción.

El trabajo conjunto con disciplinas que de manera casi tradicional se mantenían desligadas con la exploración y caracterización, fue un factor de gran relevancia en la interpretación y comprobación de ciertas estructuras que eran difíciles de identificar con el dato sísmico simple.

La interpretación de los resultados de las pruebas de presión-producción realizadas a los intervalos Inferior y superior, revelaron una compartimentalización mayor a la cartografiada inicialmente, lo que impulsó llevar a cabo una interpretación más detallada de las fallas menores.

En el intervalo inferior se establecieron límites por falla en cuatro direcciones, ubicados muy cercanos al pozo y en el intervalo superior los límites encontrados fueron en dos direcciones.

En el capítulo de introducción al presente trabajo de investigación se mencionó que el integrar todos los resultados posibles de las diferentes disciplinas es la clave para poder realizar cada vez mejores interpretaciones sobre las áreas en exploración y/o caracterización. La integración de la información sísmica con datos de producción fue clave.

Debido a las dificultades para la identificación del sistema secundario de fallas, se llevó a cabo la correlación de un horizonte somero del Plioceno Superior, en donde dichas fallas se vieran con mayor claridad y proceder a extraer un atributo estructural que permitiera definir el patrón de fallas detectado por el DST.

El atributo sísmico generado fue un mapa de azimuth extraído en el horizonte somero y los resultados del mismo mostraron una orientación de las fallas menores noreste-suroeste, que son casi perpendiculares con la falla principal.

5.2.4. Análisis de Descomposición Espectral.

Los aspectos más relevantes de la técnica de descomposición espectral instantánea llevada a cabo por la compañía Fusion, es que en ellas se realiza el cálculo de un espectro de frecuencias por cada muestra de tiempo para cada traza sísmica en un volumen dado. Esto se logró descomponiendo una traza sísmica en ondículas, preparando un espectro de Fourier por cada ondícula y sumando los espectros en el dominio tiempo-frecuencia.

Los análisis de descomposición espectral y AVO son conceptualmente análogos: tal como una traza apilada convencional que se integra a partir de trazas a offsets diferentes donde cada una de ellas puede ser analizada independientemente, también una traza apilada convencional está integrada por datos a diferentes frecuencias cada una de las cuales puede ser analizada independientemente.

Una vez descompuestos los datos en sus componentes individuales de frecuencia es posible la obtención de una serie de atributos individuales como amplitud pico, frecuencia pico, pendiente del espectro y de otros atributos sísmicos.

A partir de los resultados del modelado presentados previamente, la descomposición espectral de datos sintéticos del área de Utan-1 indica que la introducción de gas en un yacimiento debería resultar en un incremento claro de amplitudes, y en algunos casos un incremento en la frecuencia pico. Sin embargo, este último efecto es pequeño y se evaluó cuidadosamente.

Los modelos descritos corresponden a propagación ideal. Este enfoque es correcto cuando los datos han sido procesados para compensar por pérdidas de energía. Si las correcciones por transmisión y divergencia esférica que fueron aplicadas durante procesamiento son insuficientes, entonces los resultados varían ligeramente.

Una vez identificada la factibilidad de la utilización de la descomposición espectral para la identificación de fluidos en los yacimientos, se procedió a la aplicación de la descomposición espectral en el volumen apilado fase cero y acondicionado previamente. La descomposición espectral fue realizada entre 1 y 65 Hz, cada 1 Hz.

Análisis de los Intervalos I y II.- En el análisis de modelado de sustitución de fluidos llevado a cabo en los intervalos I y II, los resultados indican que debieran tener un pequeño efecto directo de hidrocarburos para esos intervalos como estos tienen aparentemente un muy fuerte marco de roca. De este modo, los resultados obtenidos para los intervalos I y II no son concluyentes y es muy probable que los atributos responden más bien a litología que a hidrocarburos en esos niveles.

Los mapas de atributos generados muestran algunos rasgos paralelos a la estructura pero no una clara delimitación como la que se pudo hacer para el intervalo III.

Los mapas de atributos sugieren rasgos muy discontinuos que tal vez representan compartimentos pequeños. Esto no es indicación de un yacimiento lateralmente continuo de un área extensa. Por lo tanto, no se tienen las bases suficientes para la asignación de reservas a esos niveles y sugieren que las técnicas clásicas pueden ser usadas para evaluar esos intervalos.

Análisis del Intervalo III.- En una línea (2782) que interseca la ubicación del Pozo Utan-1 se puede observar una disminución de las amplitudes a nivel del yacimiento principal (Intervalo III). Esta respuesta concuerda con los resultados obtenidos del modelado sintético y espectral, en donde la presencia de gas produce una disminución de las amplitudes y la cual se hace más evidente en el dominio de las frecuencias. De la misma manera se evidencia dicha disminución de amplitudes en el mapa para la frecuencia de 20Hz correspondiente al nivel del yacimiento asociado al intervalo III.

A pesar de que los patrones de adquisición introducen una distorsión de los datos resultantes, se evidencia la disminución de amplitudes en el área alrededor del pozo Utan-1 y cuyo límite pudiera estar asociado al contacto agua-gas.

La respuesta de amplitud es menor cuando contenido en el yacimiento es gas comparado con el caso donde el yacimiento contiene agua, y esta respuesta para el gas correlaciona con la respuesta obtenida en los datos reales.

Por lo anterior, se puede resumir que la respuesta espectral, a nivel del intervalo III de Utan-1, es característica a la respuesta del gas y coincide con la respuesta obtenida a partir de los modelos sintéticos. Los mapas de los

atributos espectrales a este nivel consiguen una posible delimitación de los contactos agua-gas.

5.3. Integración Petrofísica.

5.3.1. Análisis Especiales de Núcleos.

Se efectuaron diferentes tipos de análisis especiales a los núcleos del pozo Utan-1, pero solo se mencionarán los puntos más importantes de un estudio de difracción de rayos “X” y el de descripción petrográfica y mineralógica practicados, los cuales sirvieron para comprobar la correlación existente entre los resultados de los diferentes análisis llevados a cabo a los tres núcleos cortados.

5.3.2. Difracción de Rayos X.

Los resultados de los análisis practicados a los núcleos de Utan-1, indican la existencia de una roca carbonatada conformada aproximadamente de la siguiente forma:

- ✓ Calcita (56%),
- ✓ Dolomita (16%),
- ✓ Cuarzo (10%),
- ✓ Aragonita y piritita (6%),
- ✓ Feldespato y plagioclasa (5%)
- ✓ Arcilla (7%).

Los resultados tabulados en la tabla 3 muestran la composición mineralógica de la roca y el volumen total de los diversos tipos de arcilla normalizados a un 100%, la densidad de grano es de alrededor de 2.71 grs/cc, el cual es un valor representativo de rocas de constitución carbonatada.

Núcleo	Profundidad (m)	Composición de la Roca (peso %)									Abun. Rel. de Arcillas (Normalizado de 100%)			
		QZ	Feldespato de potasio	Plagioclasa	Calcita	Dolomita y Fe-dolomita	Aragonita	Pirita	Total de arcillas	ilita / Esmeclita	ilita & mica	Cadilita	Clorita	
1	1084.85	23	7	8	35	18	1	3	5	100	44	32	0	24
1	1086.90	8	1	3	54	11	11	3	9	100	59	26	0	15
1	1092.44	8	1	4	55	15	8	1	8	100	63	22	0	15
2	1225.09	7	1	4	67	12	2	1	6	100	65	18	0	17
2	1227.96	9	1	4	65	10	4	1	6	100	68	20	0	12
2	1230.38	17	2	6	33	17	13	3	14	100	71	19	0	10
3	1321.56	8	1	3	56	26	0	1	5	100	55	25	0	20
3	1322.70	4	1	1	74	14	0	1	5	100	51	31	0	18
3	1324.21	4	1	2	64	21	1	1	6	100	47	31	0	22

Tabla 3.- Análisis de Difracción de Rayos "X", Núcleos 1,2 y 3, Utan 1.

La mineralogía si bien es mixta, está dominada por los carbonatos, ya sea calcita o dolomita. El cuarzo y la arcilla se mantienen con valores relativamente bajos.

5.3.3. Descripción Petrográfica.

Con este análisis se determinó la composición y abundancia relativa de los diferentes tipos de grano (Tabla 4), en los cuales se tienen porcentajes entre 4 al 15% de granos de cuarzo monocristalino, entre 0.4 y 8% de fragmentos carbonatados y un alto porcentaje de granos de bioclastos que varían entre 10 y 26%. Los granos de bioclastos componen a las rocas carbonatadas de origen biológico como las algas calcáreas, esponjas, braquiópodos, ostrácodos y moluscos; éstos últimos fijan sus esqueletos en aragonita, presente en los resultados del análisis de difracción de rayos "X". Casi todo el cemento es calcáreo autigénico y varía entre 25.5 y 62.8%, la existencia de cemento de cuarzo autígeno es apenas de entre 0 y 1.2%, es decir, casi todo el cemento es calcáreo.

Profundidad (m):	1054.85	1056.59	1057.44	1225.03	1227.36	Profundidad (m):	1230.33	1321.56	1322.70
Porosidad (%):	a/d	a/d	a/d	a/d	a/d	Porosidad (%):	a/d	a/d	a/d
Permeabilidad (md):	a/d	a/d	a/d	a/d	a/d	Permeabilidad (md):	a/d	a/d	a/d
Ferrosa						Ferrosa			
Tamaño promedio (mm):	0.11	0.05	0.04	0.04	0.05	Tamaño promedio (mm):	0.05	0.05	0.05
Solución (Nombre):	Basta	Mediana	Mediana	Mixtura	Mediana	Solución (Nombre):	Mediana	Mediana	Mediana
Granos						Granos			
Cuarzo microcristalino	14.8	7.6	4.0	5.0	5.0	Cuarzo microcristalino	8.4	9.2	7.2
Cuarzo policristalino	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	Cuarzo policristalino	0.0	0.0	0.0
Feldspato de potasio	2.0	1.2	0.4	0.4	0.0	Feldspato de potasio	1.2	0.0	0.4
Plagioclasa	2.0	2.0	0.0	3.5	1.2	Plagioclasa	2.4	2.0	1.5
Total fragmentos ligeros	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	Total fragmentos ligeros	0.0	0.0	0.4
Total fragmentos metamórficos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total fragmentos metamórficos	0.0	0.0	0.0
Total fragmentos carbonatados	3.5	3.2	5.5	3.5	3.5	Total fragmentos carbonatados	2.0	2.0	0.4
Total fragmentos alioclíticos	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	Total fragmentos alioclíticos	0.4	1.2	0.4
Total fragmentos líticos	4.0	3.5	5.5	3.5	3.5	Total fragmentos líticos	2.4	3.2	1.2
Total micras	1.2	0.0	0.4	0.0	0.0	Total micras	0.0	0.4	0.0
Total minerales poríferos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total minerales poríferos	0.0	0.0	0.0
Total formiliteros-clorotéticos	1.5	4.0	2.0	0.0	3.2	Total formiliteros-clorotéticos	1.5	2.0	4.4
Total formiliteros-ferroclíticos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total formiliteros-ferroclíticos	0.0	0.0	0.0
Total granos equiaxiales	10.4	23.2	13.5	10.5	12.5	Total granos equiaxiales	12.4	14.4	21.5
Total granos no equiaxiales	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total granos no equiaxiales	0.0	0.0	5.2
Total otros granos	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	Total otros granos	0.0	0.0	0.0
Granos Total	35.8	38.8	33.2	32.4	23.5	Granos Total	27.5	30.0	42.0
Granos sustituidos						Granos sustituidos			
Total granos de sustitución	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total granos de sustitución	0.0	0.0	0.0
Matriz detrítica						Matriz detrítica			
Total matriz detrítica	3.2	3.2	12.0	8.8	10.8	Total matriz detrítica	15.8	14.4	23.2
Adverbiales autígenos						Adverbiales autígenos			
Total arcillas autígenas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total arcillas autígenas	0.0	0.0	0.0
Total granos autígenos	1.2	0.4	0.0	0.4	0.4	Total granos autígenos	0.0	0.0	0.0
Total feldspatos autígenos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total feldspatos autígenos	0.0	0.0	0.0
Total carbonatos autígenos	43.6	46.0	52.0	54.8	62.8	Total carbonatos autígenos	52.4	48.4	38.8
Total sulfatos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total sulfatos	0.0	0.0	0.0
Total sulfuros	0.0	3.2	1.5	0.4	1.2	Total sulfuros	2.8	2.0	3.2
Total óxidos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total óxidos	0.0	0.0	0.0
Total otros minerales autígenos	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	Total otros minerales autígenos	0.0	0.0	0.0
Total cementos autígenos	45.6	50.0	54.4	55.6	64.4	Total cementos autígenos	55.2	50.4	34.0
Total cementos	45.6	50.0	54.4	55.6	64.4	Total cementos	55.2	50.4	34.0
Porosidad						Porosidad			
Total porosidad primaria	12.4	2.0	0.4	3.2	1.2	Total porosidad primaria	0.4	5.2	0.4
Total porosidad secundaria	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Total porosidad secundaria	0.0	0.0	0.4
Porosidad Otros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	Porosidad Otros	0.0	0.0	0.0
Total porosidad	14.4	2.0	0.4	3.2	1.2	Total porosidad	0.4	5.2	0.8

Tabla 4.- Análisis Petrográfico Núcleos 1,2 y 3, Utan 1.

El porcentaje de matriz es relativamente bajo, aspecto que ya se había notado con el análisis de difracción de rayos "X". La matriz detrítica varía entre 3 y 23% a excepción de la última muestra en la que llega a alcanzar hasta un 42%.

Por lo tanto basados en los resultados obtenidos de los análisis anteriores, se concluye que los yacimientos probados en Utan-1, están conformados por rocas carbonatadas de mineralogía mixta.

5.3.4. Determinación de la Fracción Mineralógica.

La determinación de los componentes mineralógicos existentes en la columna pliocena permitió inferir condiciones muy homogéneas de sedimentación ya que la densidad de la roca es prácticamente la misma a lo largo de la columna litológica.

Esta información es congruente con los conceptos sedimentológicos interpretados en el análisis petrográfico llevado a cabo, en el cual se menciona

que la litología y las características petrofísicas son similares en los tres núcleos descritos.

La mineralogía que se determinó es mixta, compuesta por fracciones variables de cuarzo, arcillas, dolomita y principalmente calcita.

5.3.5. Determinación de Litología y Valores de Porosidad.

La determinación de los componentes litológicos y valores de porosidad resultantes del análisis petrofísico fueron calibrados con datos de los núcleos disponibles para algunas zonas de los yacimientos productores en el pozo Utan-1.

La litología de los yacimientos en el pozo Utan-1 esta principalmente compuesta de calcita con algunos componentes de dolomita y cuarzo, con una porosidad hasta de 23%.

Las porosidades más altas ocurren en los primeros 1000 metros de los pozos y se encuentran en un rango entre 30-45%. Esta porosidad es esperada debido a una baja compactación relativa a esta profundidad somera y a la joven edad de la roca. Sin embargo, la mala calidad de los datos a estas profundidades someras debe ser considerada dentro de este contexto.

Las zonas que poseen cantidades considerables de gas presentan relativamente buena porosidad y alta resistividad. De acuerdo con los resultados obtenidos, el pozo Utan-1 posee un alto potencial de hidrocarburos (gas).

5.3.6. Análisis de los Registros de Imágenes.

La interpretación que se realizó del registro de imágenes resistivas permitió definir la profundidad exacta donde las fallas cortan el pozo; estos datos se integraron con la interpretación sísmica y con rosetas que muestran el rumbo y echado de las fallas. Sin embargo en las rosetas se observa otra pequeña familia de fallas, con rumbo noroeste-sureste que no se pudo detectar en la sísmica, tal vez debido a que sean de dimensiones menores.

Con base también en las interpretaciones de los registros de imágenes y al patrón de apilamiento observado a partir de los rayos gamma, toda la sección que atravesó el pozo Utan-1, se interpretó como un sistema progradante cuya

fuerza de aporte de sedimentos proviene de la parte SE, de la Plataforma de Yucatán.

5.4. Integración de Datos de Ingeniería de Yacimientos.

5.4.1. Interpretación de Pruebas de Incremento en el Intervalo I.

Con la finalidad de determinar el nivel de energía del yacimiento, el índice de productividad y las propiedades del yacimiento de cada uno de los intervalos probados en el pozo Utan-1, se tomó información a través de pruebas de presión-producción en cada uno de ellos.

En la figura 68 se presentan los períodos de flujo y cierre durante la prueba realizada en el intervalo 1075-1085 m., en donde los puntos en verde muestran los datos reales capturados durante la prueba y la línea continua roja la simulación de la prueba basada en la interpretación de presiones y su historia de producción.

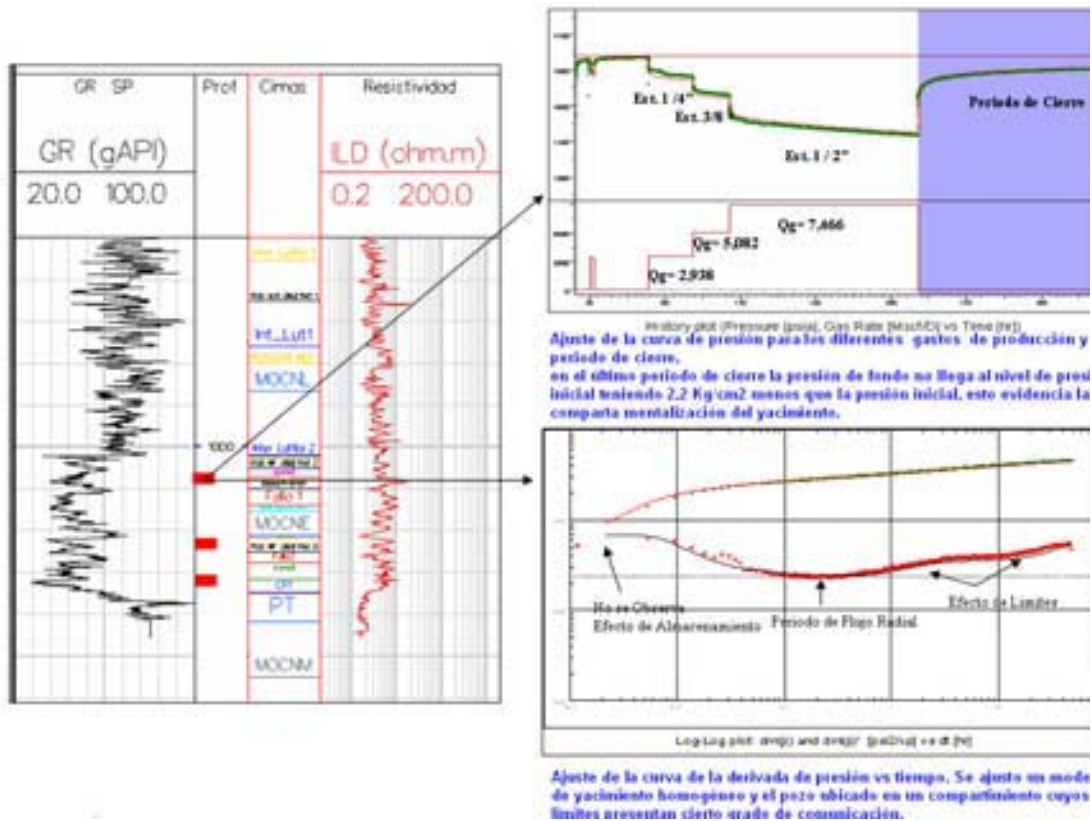


Figura 68.- Resultados de la Prueba de Presión, Intervalo I, Utan 1.

Un aspecto importante es que en el último período de cierre la presión de fondo no llegó al nivel de presión inicial teniendo 31.4 psi (2.2 kgs/cm²) menos que la presión inicial, esto evidenciaría la compartimentalización del yacimiento. En el análisis efectuado (Figura 68), se muestra que en la derivada no existe un período de almacenamiento fuerte y esto es debido a que los incrementos se efectuaron con válvula de fondo. Posterior a este período de almacenamiento, se observa un período de flujo radial, para después continuar con un incremento.

Basados en el ajuste de la presión de fondo y en los eventos de la prueba, se determinó que el pozo se encuentra en un compartimento con límites que presentan cierto grado de comunicación con el resto del yacimiento, debido a esto, a medida que se producen volúmenes de fluido se genera una disminución de los gastos y la presión.

De acuerdo a este modelo se han obtenido los siguientes parámetros:

- Presión de Yacimiento $P = 1700$ psia (119,5 Kg/cm²).
- Capacidad de flujo $K \cdot h = 1200$ md*ft .
- Permeabilidad (K) = 36,7 md para un espesor $h = 10$ m.
- Daño de formación $S = 0,41$.
- Distancia a límite $L1 = 40,8$ m y $L2 = 143$ m.
- Radio de investigación $Ri = 345$ m.

5.4.2. Interpretación de Pruebas de Incremento en el Intervalo III.

Al igual que para el análisis del intervalo anterior, en la figura 69 se presentan los períodos de flujo y cierre durante la prueba realizada en el intervalo 1317–1322 m.

Los puntos en verde muestran los datos reales capturados durante la prueba y la línea continua en rojo la simulación de la prueba basada en la interpretación de presiones y su historia de producción. Como se observa en el comportamiento de la presión de fondo, durante ninguno de los cierres la presión llega a la presión inicial, declinó drásticamente teniendo en el último cierre una disminución de 1335 psia (93,9 Kg/cm²) con respecto a la presión inicial. Esto es evidencia de que el pozo se encuentra en un compartimento del yacimiento.

En la figura 69 de la derivada, podemos observar que se alcanza un flujo radial después de la hora de cierre e inmediatamente después hay un incremento de la derivada, indicando límites de flujo cercanos al pozo. Este hecho es una evidencia de que el pozo se encuentra en un compartimento pequeño del yacimiento, lo que también quedó de manifiesto por la caída de presión a medida que el pozo producía a diferentes estranguladores.

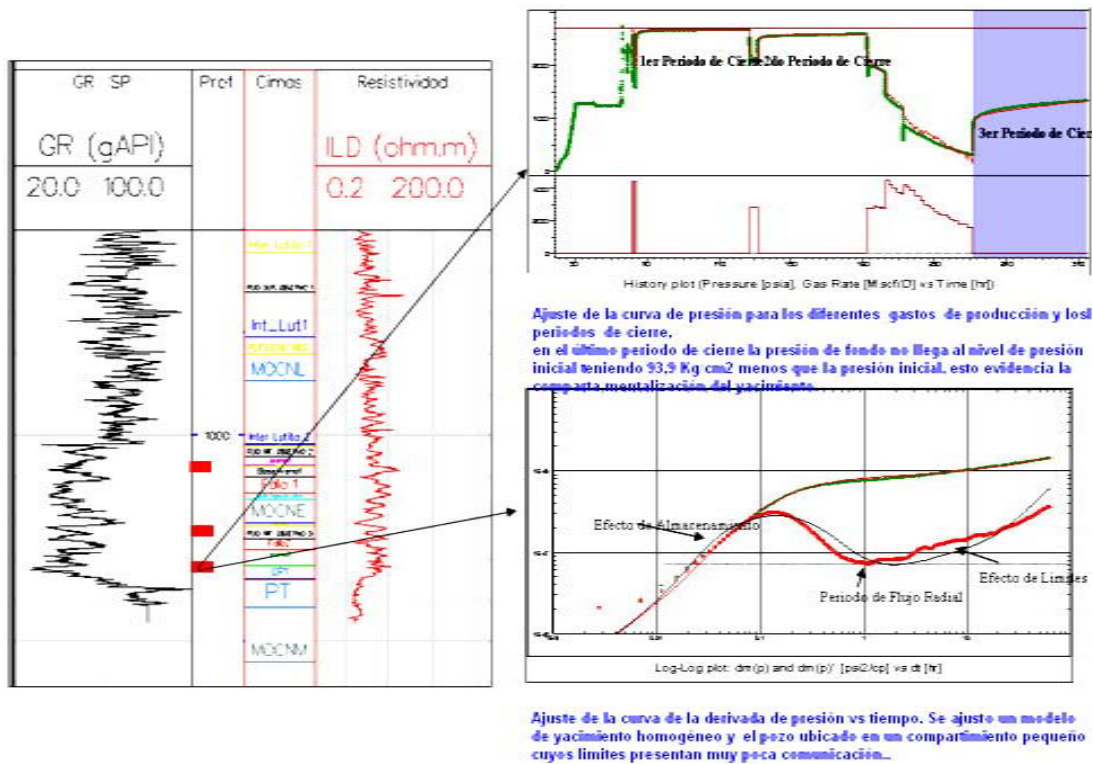


Figura 69.- Resultados de la Prueba de Presión, Intervalo III, Utan 1.

De acuerdo a este modelo se han obtenido los siguientes parámetros:

- Presión de Yacimiento $P=1567.5$ psia (110.2 kgs/cm²).
- Capacidad de flujo $K*h=97$ md*ft.
- Permeabilidad (K)= $8,7$ md para un espesor $h=3,39$ m.
- Daño de formación $S=0,6$.
- Distancia a límite $L1=21,4$ m., $L2=25$ m., $L3=72,8$ m., y $L4=35$ m.

5.4.3. Interpretación de Pruebas de Incremento en el Intervalo II.

Después de los disparos realizados al intervalo 1220-1228 m el pozo no mostró manifestación representativa del yacimiento. Por lo que, con la finalidad de inducir el pozo a producción se realizó una prueba de admisión bombeando al

intervalo disparado 3 bls de agua de perforación, alcanzando una presión final $P. \text{ final} = 135 \text{ kg/cm}^2$, después se abrió el pozo y alineó al quemador por estrangulador de 2", bajando T.F. de 1 ¼" a 1216 m con bombeo de N2 para inducirlo, sin embargo sólo desalojó agua, N2 y posteriormente solamente N2 suspendiendo el bombeo.

Debido a los problemas de producción en este intervalo no se realizó la prueba de incremento programada y solo se tomó una prueba de presión estática por estaciones, mostrando una presión P_{ws} a 1225 mts de 11,1 Kg/cm².

Derivado del análisis de los resultados efectuados, se concluyó que ésta presión no es representativa del yacimiento ya que fue tomada por encima de la válvula de circulación de la sarta DST y seguramente corresponde al peso de la columna de fluido dentro del aparejo. Los resultados petrográficos, petrofísicos y especiales practicados a los núcleos de Utan-1 también son una evidencia de que toda la columna del Plioceno probada por el pozo es de características muy homogéneas por lo que su comportamiento debiera ser similar a los intervalos productores. Es muy probable que la prueba en éste intervalo no sea concluyente de las reales condiciones del yacimiento.

5.5. Integración de Datos Geoquímicos.

El poder lograr un mejor entendimiento acerca de la fuente que dio origen al gas, es altamente importante para realizar una buena estimación del potencial de producción, establecer estrategias de desarrollo del campo y también para optimizar la utilización de dicho recurso.

5.5.1. Fuentes Generadoras del Gas.

Con base en la información utilizada de isótopos y geoquímica en el intervalo 1075-1085 m. del pozo Utan-1, se determinó que la fuente generadora del gas es de origen mixto biogénico-termogénico.

La influencia en porcentaje del gas biogénico es del 95.56% y corresponde con metano.

El registro de cromatografía llevado a cabo en el pozo también pone en evidencia que para la mayor parte de la columna atravesada, el contenido de metano es el dominante.

El origen biogénico es característico en ocurrencias superficiales, se debe a la descomposición de materia orgánica por actividad bacterial, que se supone habitaba los estratos inmediatamente inferiores y que por su actividad excretaban dicho gas en forma de metano.

El origen del gas termogénico se debe a posibles escapes de hidrocarburos ligeros a través de la falla de Kutz, la cual conecta con prácticamente toda la secuencia del Terciario.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Con base en el análisis petrográfico y estratigráfico convencional realizado en los intervalos donde se cortaron los núcleos, se reconoció una sola litofacies, ya que las propiedades mineralógicas, texturales y petrofísicas determinadas en los tres núcleos son similares.

La diagénesis fue un factor que determinó y sirvió para modelar ciertas propiedades petrofísicas de las rocas, la disolución a través de los contactos entre cristales y fracturas generó mejores propiedades porosas y dio paso para la formación de microvúgulos.

Los resultados del análisis con el microscopio electrónico de barrido muestran que la porosidad intercrystalina y fracturas son las que están controlando el sistema poroso en los tres intervalos que fueron probados. Las mejores características petrofísicas se tienen en los intervalos 2 y 1.

En el núcleo 2 que corresponde con el intervalo dos probado y que no encontró producción, de acuerdo con lo que se pudo observar es el que presenta mejores condiciones en el sistema poroso, por lo que de acuerdo con el presente trabajo, es muy probable que las pruebas efectuadas no sean concluyentes, a menos que la no producción sea por problemas de no carga de hidrocarburos debido a la existencia de algún sello.

Los sistemas fluvio-deltaicos provenientes de la Sierra de Chiapas transportaron y depositaron gran cantidad de sedimentos siliciclásticos en la plataforma, aunque estos depósitos apenas pudieron tener una pobre influencia directa con los mecanismos de sedimentación en el área estudiada, donde el dominio es carbonatado.

Se interpreta que parte de los granos de cuarzo del tamaño del limo encontrados en la columna pliocena estudiada fueron llevados hasta ahí como

una “*pluma*” sedimentaria que los transportó en suspensión varios kilómetros hacia el norte en las aguas superficiales del golfo.

Las corrientes marinas de tipo estacionario durante el verano e invierno son de dirección casi noroeste-sureste, paralelas a la línea de costa, por lo que se interpreta que fueron el mecanismo que se encargó del transporte y redistribución de los sedimentos depositados en la plataforma, que fueron llevados y mezclados con los carbonatos del área que se estudió. Las corrientes de marea les dieron las formas abanicadas de dirección perpendicular a la línea de costa.

Se espera contar con facies similares a las de Utan en una franja que básicamente estaría por encima de la zona superior de los acuñamientos. Se interpreta un cambio de facies transicional a una granulometría granodecreciente hacia la cima de la estructura.

Las mejores características de roca almacén estarían distribuidas en una franja que bordea a toda la estructura y que estaría constituida por probables rocas detríticas de origen calcáreo con una granulometría que va de un limo de grano grueso a una arena de grano fino. Los porcentajes de cuarzo serían mayores a los de la parte alta de la estructura donde se tiene de 7 a 15%.

Se esperan espesores de acuerdo a los cortados por el pozo Cantarell 217A de 35 a 40 m y mejores propiedades petrofísicas que las que se tienen en la parte probada de Utan.

Recomendaciones

Se recomienda efectuar un análisis para tratar de determinar la existencia de algún sello que haya impedido la carga de hidrocarburos en el intervalo 2 probado, ya que el análisis en el microscopio electrónico de barrido demostró que tiene mejores condiciones petrofísicas que los dos intervalos que sí produjeron.

Revisar o volver a realizar evaluaciones petrofísicas en el intervalo 2 para calcular la saturación de hidrocarburos.

En caso de que no existieran problemas de sello, se recomienda volver a probar el intervalo.

El análisis petrográfico de los acuíferos identificados en el pozo Cantarell 217A muestra sedimentos de una granulometría más gruesa, con mayor contenido de cuarzo e impregnación con hidrocarburos, se recomienda llevar a cabo la interpretación para conocer su distribución y espesor.

Las características petrofísicas generales de los acuíferos son más atractivas que las productoras de Utan, por lo que se recomienda efectuar pruebas de producción.

7. BIBLIOGRAFÍA

Aguayo C. J. E.. (año?). *Neotectónica y facies sedimentarias cuaternarias en el suroeste del Golfo de México, dentro del marco tectono-estratigráfico regional evolutivo del sur de México*. Ingeniería. Investigación y tecnología. Enero-Marzo, vol. VI, número 001, Universidad Nacional Autónoma de México, Distrito Federal, México. Pp.19 – 45.

Álvarez, Jr. M.. 1949. *Tectonics of México*. Bull. AAPG, V. 33, No. 8.

Amós Salvador. (año) *Origin and development of the Gulf of Mexico Basin*.

1991. *The Geology of Norte America Vol. J, The Gulf of Mexico Basin*. The Geological Society of America.

Booth, J. R., A. E. DuVernay III, D. S. Pfeiffer, M. J. Styzen, 2000. *Sequence stratigraphic framework, depositional models, and stacking patterns of ponded and slope fan systems in the Auger Basin: Central Gulf of Mexico slope*, Fundación GCSSEPM, 20va. Conferencia de investigación anual de yacimientos en aguas profundas del mundo, 3-6 de diciembre

Holguín Q. N. 2006.. *Curso evaluación genética de cuencas petroleras, PEP-UNAM*. (Inédito)

Jones, R. W. y M. D. Simmons, editores, 2002. *Biostratigraphy in production and development geology*, Geological Society special publication no. 152,

Kjemperud A., 1996. *Play Análisis Methodology. The Bridge Group AS*.

Mitchum, R. M., J. B. Sangree, P. R. Vail, y W. W. Wornardt, 1993. *Recognizing sequences and system tracts from well logs, seismic data, and biostratigraphy: examples from the Late Cenozoic*, in P. Weimer and H.W. Posamentier, eds., *Siliciclastic sequence stratigraphy: AAPG Memoir 58*, p. 163-198, 1993.

Posamentier H. W. and G. P. Allen 1999. *Siliciclastic Sequence Stratigraphy- Concepts and Applications*. (SEPM, Society for Sedimentary Geology).

Prost G. and M. Aranda. 2001, *Tectonics and Hydrocarbon Systems of the Veracruz Basin, Mexico*. AAPG Memoir 75, p. 271-291

Normark W., H. Posamentier, E. Mutti 1993. *Turbidite Systems: State of the Art and Future Directions*.

The Sedimentary Record, SEPM (2004).

W. C. Krumbein y L. L. Sloss 1963. *Estratigrafía y Sedimentación*.

Lewis D. and D. McConchie 1994. *Practical Sedimentology*.

Weimer, P., P. Varnai, F.M. Budhijanto, Z. M. Acosta, R. E. Martinez, A. F., Navarro, M. G. Rowan, B. C. McBride, T. Villamil, C. Arango, J. R. Crews, y A. J. Pulham, 1998. *Sequence stratigraphy of Pliocene and Pleistocene turbidite systems, northern Green Canyon and Ewing Bank (offshore Louisiana), northern Gulf of Mexico*. AAPG Bulletin, v. 82, p. 916-960.

William E. Galloway, Patricia E. Ganey-Curry, Xiang Li, and Richard T. Buffler 2000. *Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin*. AAPG Bulletin, v. 84, no. 11, pp. 1743–1774.

Dickinson W. R., T. F. Lawton. 2001. *Carboniferous to Cretaceous assembly and fragmentation of Mexico*. GSA Bulletin, v. 113; no. 9; p. 1142-1160

Mendoza-Rosales C. C., E. Centeno-García, 2004., *Análisis tectonoestratigráfico de cuencas sedimentarias, una línea de investigación poco explorada*. Simposio la investigación en la Facultad de Ingeniería.

Scholle M. A., D. G. Bebout, C. H. Moore. *Carbonate Depositional Environments*. AAPG Memoir 33, 1983.

PEMEX, 2003. *Estudio de Caracterización Inicial del Campo Sihil, Cretácico*. Informe Inédito.

PEMEX, 2001. *Análisis de Cuencas, Área Tunich-Chilam*. Informe Inédito.

PEMEX, 1995. *Geología de la Cuenca de Campeche*. Informe Inédito.

Agueda J.A. 2004. *Diagénesis en Carbonatos*.

Catuneanu O. 1985. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls. Geological Society of Africa Presidential Review No.1.

Vail P., W Wornardt Jr., 1990. *An integrated Approach to Exploration and Development in the 90's: Well Log Seismic Sequences Stratigraphy Analysis*.

Barceló-Duarte J., 2000. *Conceptos Fundamentales de Estratigrafía*. Inédito.

Dewey y Pindell (1986), Pindell (1985; 1994), Pindell y Dewey (1982), Pindell y Barret (1990).