UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA – INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL
EXPLORACIÓN

"Estudio de Caracterización Inicial de un Yacimiento de Aceite Pesado en la Región Marina"

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
Crescencio Cabrera Toledo

TUTOR:
DR. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo
Facultad de Ingeniería

MÉXICO, D. F. Mayo 2014

JURADO ASIGNADO:

Presidente:	DR. PADILLA Y SANCHEZ RICARDO J.
Secretario:	M.C. CAMPOS MADRIGAL EMILIANO
Vocal:	DR. AGUAYO CAMARGO JOAQUIN EDUARDO
1 er. Suplente:	DR. GARCIA MOLINA GORGONIO
2 do. Suplente:	DR. ARAUJO MENDIETA JUAN

Lugares donde se realizó la tesis: MEXICO D.F., CD. DEL CARMEN, CAMP.

TUTOR DE TESIS:

JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

_____

FIRMA

CONTENIDO **Pag.**

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....1

I.1. Resumen.....1

I.2. Antecedentes.....2

I.3. Objetivo 2

I.4. Localización 3

I.5. Metodología.....4

CAPITULO II: INTERPRETACION SÍSMICA**.....5**

II.1. Información geológica geofísica.....5

II.2. Sismogramas sintéticos.....7

II.3: Análisis de la información sísmica. 16

II.4. Correlación sísmica geológica.....20

II.5. Interpretación estructural.....24

II.6. Modelo de velocidades y conversion a profundidad.....32

II.7. Generación de mapas en tiempo y profundidad.....42

CAPITULO III: ANALISIS PETROGRAFICO DIAGENÉTICO Y SEDIMENTOLOGICO..45

III.1. Generalidades.....45

III.2. Descripción de unidades de roca.....61

III.3. Modelo sedimentario.....88

III.4. Modelo diagenético.....93

CAPITULO IV: MODELO PETROFÍSICO.....107

IV.1. Introducción.....107

IV.2. Control de calidad, edición y validación de curvas.....108

IV.3. Datos de núcleos.....110

IV.4. Análisis de registros y gráficos cruzados.....111

IV.5. Puesta en profundidad de núcleos.....112

IV.6. Determinación de parámetros petrofísicos.....113

IV.7. Modelo petrofísico.....116

IV.8. Determinación de valores de corte y promedios petrofísicos.....118

CAPITULO V. MODELO ESTATICO.....120

V.1. Introducción. 120

V.2. Objetivos. 121

V.3. Metodología.....122

V.4. Modelado y distribución de propiedades petrofísicas.....124

V.5. Análisis de fluidos del yacimiento (PVT) 134

V.6. Volumetría. 134

CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....137

VI.1. Conclusiones.....137

VI.2. Recomendaciones. 140

CAPITULO VII. BIBLIOGRAFÍA.....141

CAPITULO I.- INTRODUCCION

I.1. RESUMEN:

El presente trabajo es un estudio de Caracterización Inicial de un Yacimiento de Aceite pesado en la Región Marina, que integra información Geofísica, Geológica y de Ingeniería de Yacimientos obtenida de la perforación del pozo exploratorio T-1, descubridor del campo T, perforado en el año 2008 resultando productor de aceite pesado de 9-10° API con el objetivo de obtener un modelo geológico integral que sea de utilidad para el desarrollo de explotación del campo.

Como resultado de la interpretación sísmica, la estructura del campo T forma parte de un conjunto de bloques levantados y delimitados por fallas inversas asociadas a los movimientos de sal, con un componente compresional que los expulsa. Presenta cierre natural hacia el norte y contra fallas inversas hacia sus flancos y hacia el sur.

La roca almacén, esta representada por una brecha sedimentaria constituida por clastos de Mudstone-Wackestone dolomitizados y dolomías microcristalina a mesocristalina con porosidad secundaria intercristalina, en fracturas y en cavidades de disolución.

En la evacuación petrofísica, se obtuvieron valores de porosidad efectiva que varían de 6-11 %; para la saturación de agua se tiene valores entre 17-37%.

La caracterización del yacimiento, se realizó en el software Petrel 2009.2, empleando la interpretación sísmica del área, específicamente cima y base del yacimiento a 3196 y 3468 mdbmr, respectivamente, así como el marco estructural y la interpretación petrofísica.

Las reservas estimadas para el yacimiento del Cretácico en el campo T para la categoría 3p, es de 165.11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

I.2. ANTECEDENTES:

Como resultado de la interpretación del cubo sísmico Yxu-3D, adquirida (2004) y procesado (2005) por la Cía. CGG, se documentó la localización exploratoria T-1. La estructura del campo T, se define como un anticlinal alargado orientado NW-SE, limitado en tres de sus direcciones por fallas inversas y hacia el NW cierra por buzamiento.

El pozo exploratorio T-1, perforó rocas que varían en edad desde el Reciente Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Oxfordiano, alcanzando una profundidad total de 4328 md resultando productor de aceite pesado de 10-12.3° API en las Brechas del Cretácico Superior, y rocas dolomitizadas de aspecto brechoide del Cretácico Medio e Inferior, quedando con una clasificación 01- 01- 01, y cumpliendo con su objetivo de obtener información litológica, sedimentológica y petrofísica, así como también evaluar el potencial almacenador del yacimiento Cretácico.

I.3. OBJETIVO:

Realizar el estudio de caracterización inicial del yacimiento del campo T, empleando toda la información proporcionada por la perforación del pozo exploratorio T-1, con la finalidad de obtener un modelo geológico integral representativo y confiable, para expresarlo en términos numéricos, de tal forma que sea útil para los estudios de simulación del yacimiento.

I.4. LOCALIZACIÓN:

El campo T se ubica a 331 Km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, **Figura 1.**

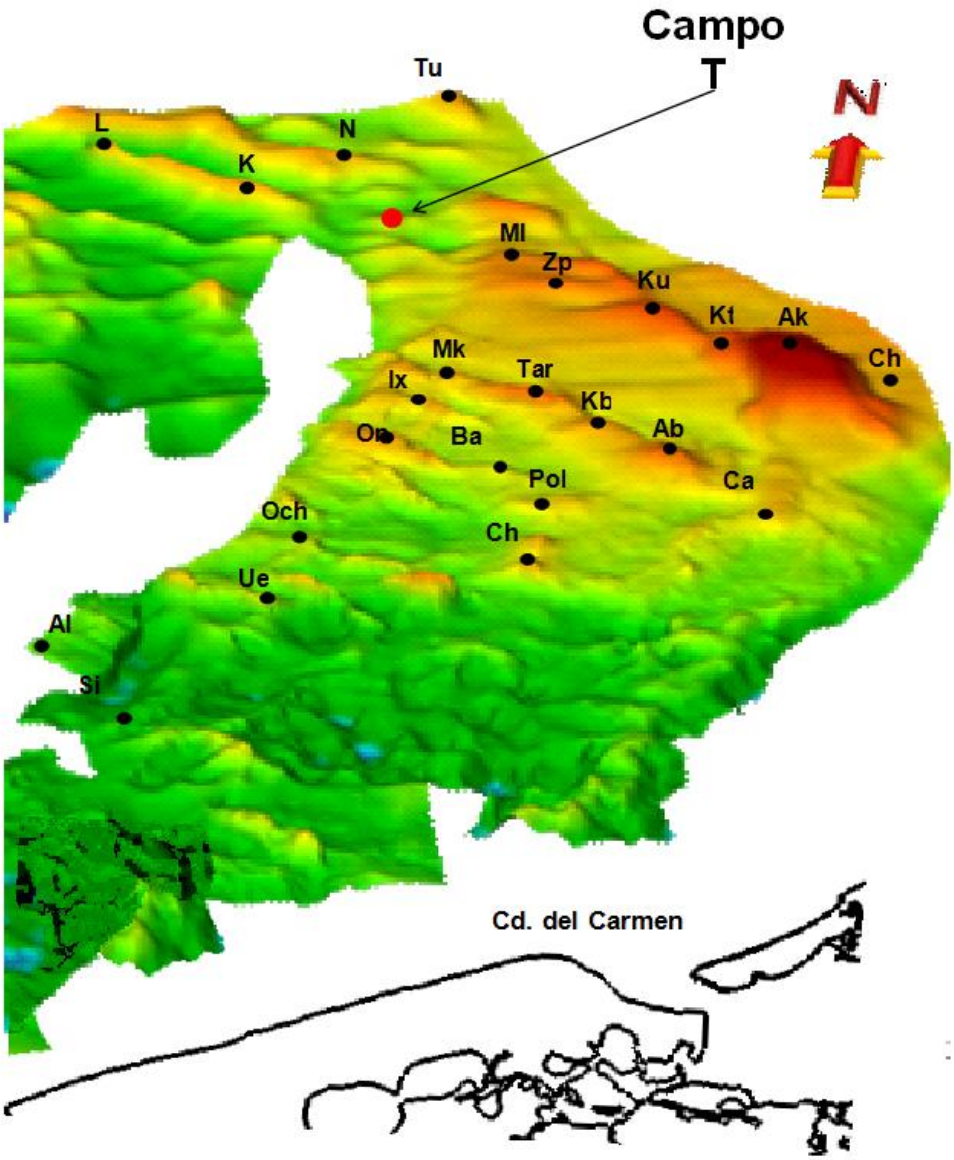


Figura I.1. Plano de localización del Cretácico campo T

I.5. METODOLOGÍA:

En la **figura 2** se siintetiza la metodología empleada para la caracterización inicial del yacimiento del campo T.

Figura I.2 Metodología para la caracterización inicial de yacimientos del campo T.

CAPITULO II.- INTERPRETACION SISMICA.

II.1 INFORMACIÓN GEOLÓGICA GEOFÍSICA

Para este estudio de caracterización inicial del campo T, se utilizó un cubo sísmico 3D (Streamer) adquirido en el año 2004, que consistió en un levantamiento de 1880 Km². La versión sísmica corresponde a una migración preapilamiento en tiempo con filtro y con ganancia, utilizada para definir la parte estructural, el tamaño del bin es de 25m en el sentido de las líneas y de 12.5 m en trazas. El área interpretada para el estudio de caracterización de este campo es de aproximadamente 350 Km² con un rango de líneas que van de la 1305 a la 2000, y en dirección crossline, de la 3400 a la 5000, con una densidad de interpretación de cada 5 lineas y cada 5 trazas equivalente a una malla regular de 125 m x 62.5m.

Para el presente, se utilizó el mismo volumen sísmico pero con una rotación de fase de +180º, ya que se encontró que la sísmica que se estaba empleando tenía la polaridad europea donde un incremento en la impedancia acústica correspondía a un pico negativo, y la polaridad convencional que utilizamos es la americana, donde un incremento en la impedancia corresponde a un pico positivo, **Figura II.1**.

Este proceso de rotación de fase se llevó a cabo a nivel de estación de trabajo. A manera de ejemplo se muestra la Figura II.1 con la línea 1640, la imagen superior corresponde a la sísmica sin rotar donde el primer evento fuerte corresponde a un negativo (tono blanco); este evento se asocia a la entrada del piso marino, esto en la polaridad americana debe corresponder con un pico positivo que es la respuesta de un incremento en la impedancia acústica al entrar de un medio de menor velocidad como es el agua a una zona más consolidada que corresponde al piso marino, la imagen inferior es la misma línea con la rotación de fase de 180°, donde ya se aprecia la entrada del fondo marino asociado a un pico positivo (tono negro).

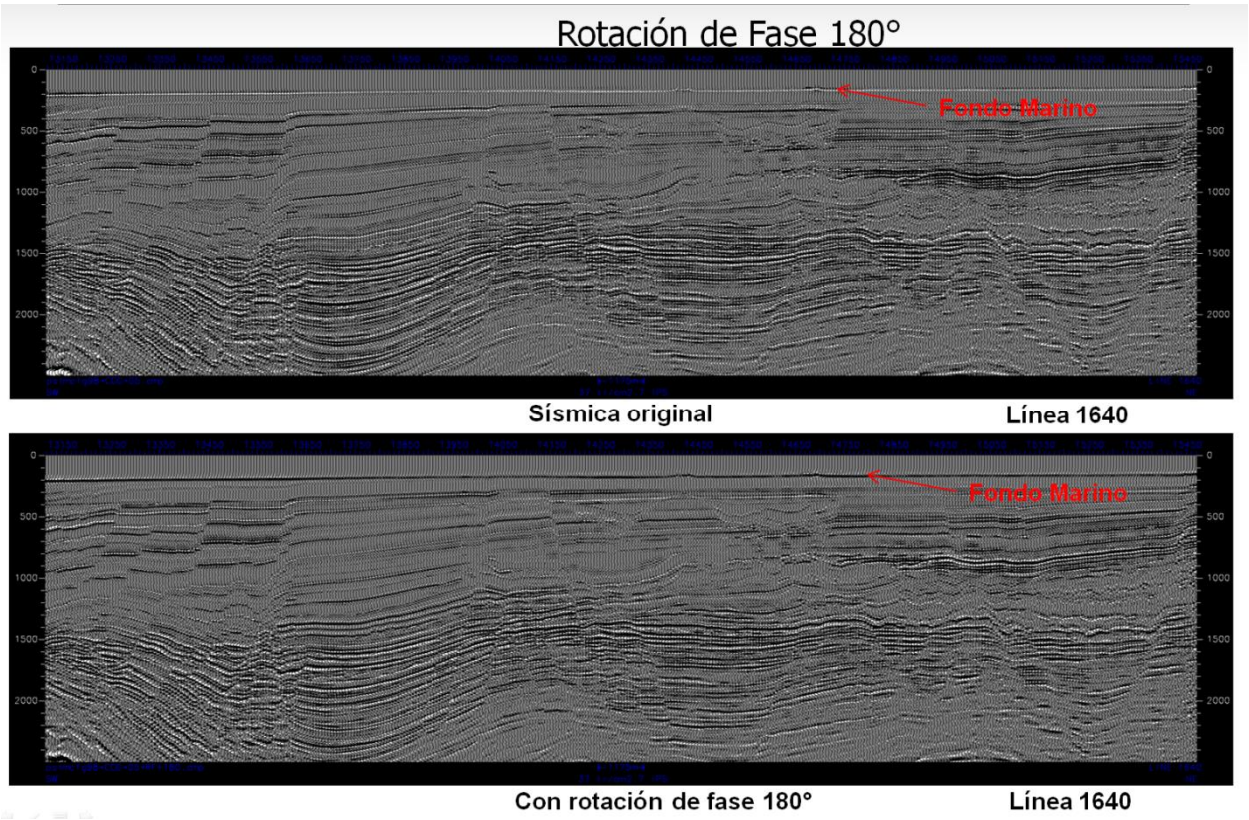


Figura II.1. Imagen superior corresponde con la línea sísmica original migración preapilamiento en tiempo y la inferior a la misma versión con rotación de fase de 180º.

Debido a esto, fue necesario actualizar la interpretación con esta nueva versión de sísmica rotada, el área interpretada para el estudio de caracterización de este campo es de aproximadamente 350 Km².

La información geológica utilizada corresponde principalmente a los pozos: K-1, K-1ADL, N-1, B-1, P-1, A-1, Ts-DL1, U-1 y T-1. Así como sus respectivos registros geofísicos (rayos gamma, resistivos, densidad, sónico y otros), marcadores geológicos e información extraída de los análisis de núcleos, de muestras de canal y correlacionados de manera semiregional con los pozos mencionados.

II.2. SÍSMOGRAMAS SINTÉTICOS

Los sismogramas sintéticos nos ayudan a reproducir a partir de una serie de datos obtenidos de un sondeo a lo largo de un pozo la imagen en forma de traza sintética, disponiendo así de una correlación entre atributos puramente geológicos (litología, estratigrafía, porosidad, etc.) y parámetros geofísicos, tales como reflexiones sísmicas, amplitud y frecuencia. Un sismograma sintético es el resultado de la convolución entre la ondícula sísmica extraída de la información sísmica alrededor del pozo, con una serie de coeficientes de reflexión extraídos de los registros de velocidad (Sónico y Densidad), dicha serie de coeficientes representan un modelo de capas planas, que conceptualmente representan el modelo geológico en el área cercana al pozo. Para la generación de los sismogramas sintéticos, los registros de densidad (RHOB) y sónico (DT) son los más importantes, (éste último en la obtención de velocidades de intervalo), en el caso que los registros estén afectados por ruido (instrumental o ambiental), es necesario editar éstos para eliminar el ruido, en caso contrario pueden generar resultados erróneos.

Para realizar este estudio y con el fin de garantizar el amarre entre pozos se construyeron 8 sismogramas sintéticos de los 9 pozos que se ubican dentro del área de estudio. Estos son K-1ADL, A-1, N-1, B-1, P-1, U-1, Ts-DL1, y T-1. Los pozos mencionados constituyen el punto de partida para establecer una correlación sísmica de los horizontes terciarios para el control de velocidades que intervendrán en el modelo de conversión, así como para los horizontes que definen la cima y base del yacimiento, **Figura. II.2.1**; definiéndose así en la sísmica la ubicación de los marcadores geológicos cima y base del horizonte productor Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS).

No se construyó el sismograma sintético del pozo K-1 por no existir adquisición sísmica sobre el pozo ya que la plataforma en este pozo ya estaba instalada cuando se estaba llevando a cabo el levantamiento sísmico Yxu-3D; sin embargo, para la correlación si se utilizó la columna geológica del pozo calibrada con el Check-Shot.

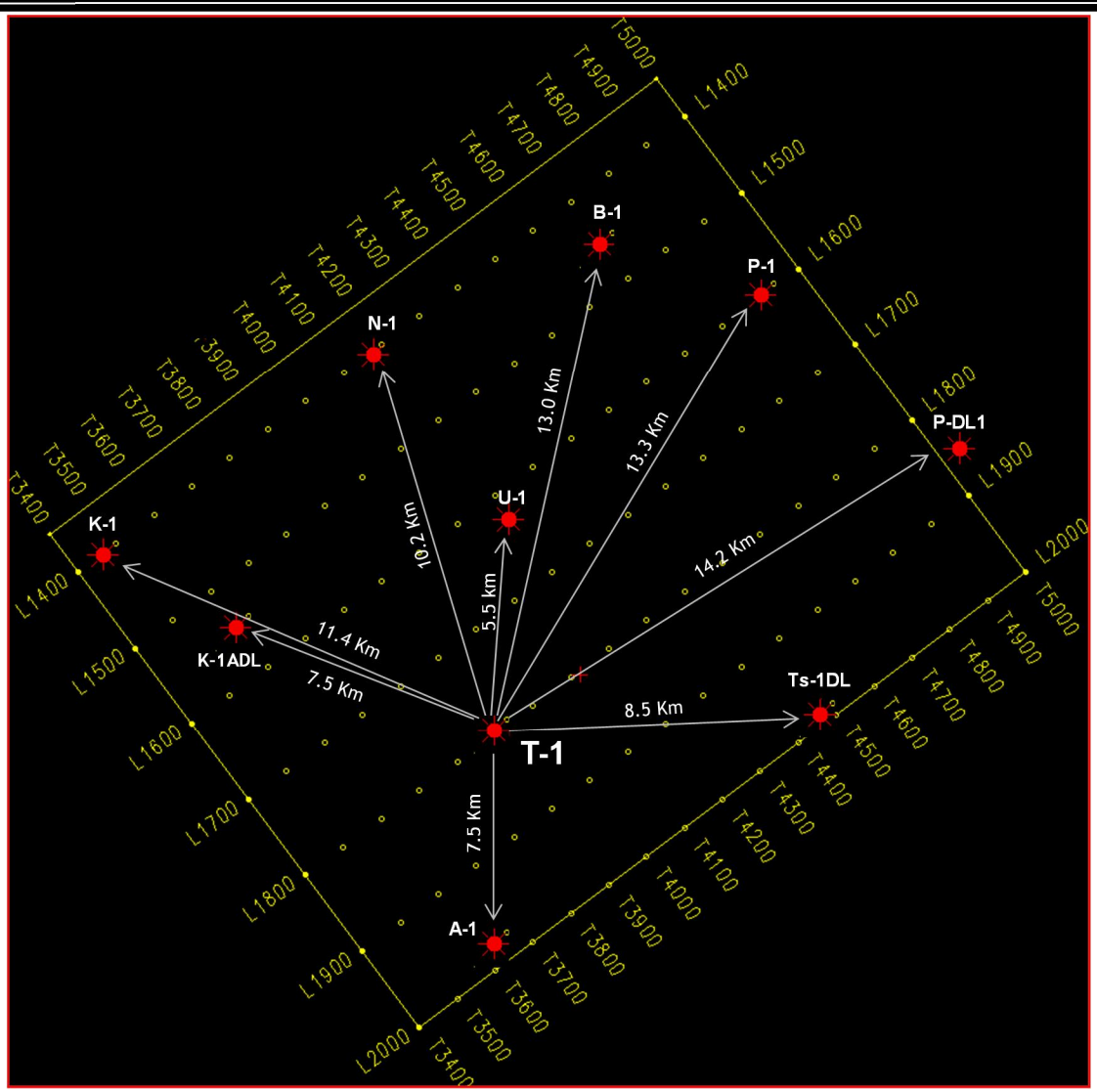


Figura. II.2.1. Pozos del área de estudio considerados para la elaboración de sismogramas sintéticos

Para la generación se utilizaron como datos de entrada, las curvas de: a) tiempo de tránsito de onda compresional (DTCO) del registro sónico corregido, b) densidad (Rhob) y c) datos tiempo-profundidad (T-Z) obtenida a partir de un registros de velocidades VSP, y/o *Check-Shot*. En las **Figuras II.2.2, II.2.3, II.2.4, II.2.5, II.2.6, II.2.7, II.2.8, II.2.9**, se muestran los resultados finales obtenidos de la elaboración de los sismogramas sintéticos de los pozos T-1, U-1, K-1, K-1ADL, A-1, N-1, B-1, P-1 y Ts-DL1, respectivamente, así como también su ajuste a la sísmica cercana al pozo.

La **Figura II.2.2** muestra el sintético del pozo T-1, corresponde a un pozo con trayectoria desviada, que cortó hasta las rocas del Jurásico Superior-Oxfordiano. Para lograr un mejor ajuste y por lo tanto la mejor correlación entre sísmica y sintético. El carril 7 y 8 en curvas rojas indican los filtros que se aplicaron con los cuales se obtuvo una correlación del orden de 71 % de ajuste con el VSP del pozo y la sísmica de referencia.

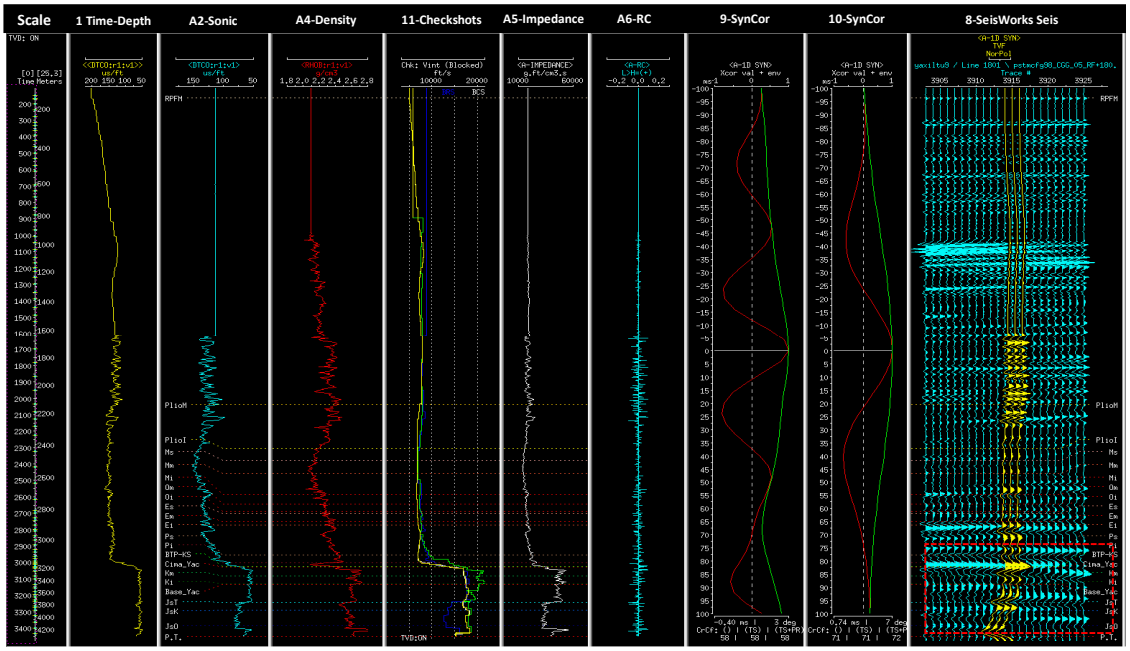


Figura. II.2.2. Se muestra el sismograma sintético del pozo T-1.

La **Figura II.2.2a**, corresponde a un detalle del Mesozoico, en esta imagen se observa que la cima del yacimiento se ubica ligeramente por encima de la entrada de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) y cuya respuesta corresponde a un pico positivo de fuerte amplitud.

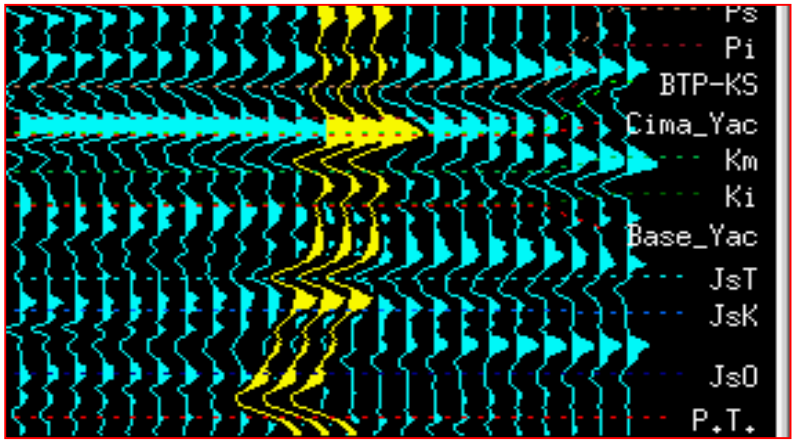


Fig. II.2.2a. Se muestra el detalle del sismograma sintético del pozo T-1 desde el Paleoceno Superior hasta la profundidad total del pozo.

La **Figura II.2.3**, muestra el sismograma sintético de pozo U-1, con trayectoria vertical, las velocidades para todo el Terciario son bajas con un promedio de 2000 m/s, incrementándose sustancialmente en la entrada de los carbonatos a velocidades de intervalo de hasta 6000m/s, para la generación de este sintético se utilizaron dos filtros con los que se obtuvo un factor de correlación de 77%.

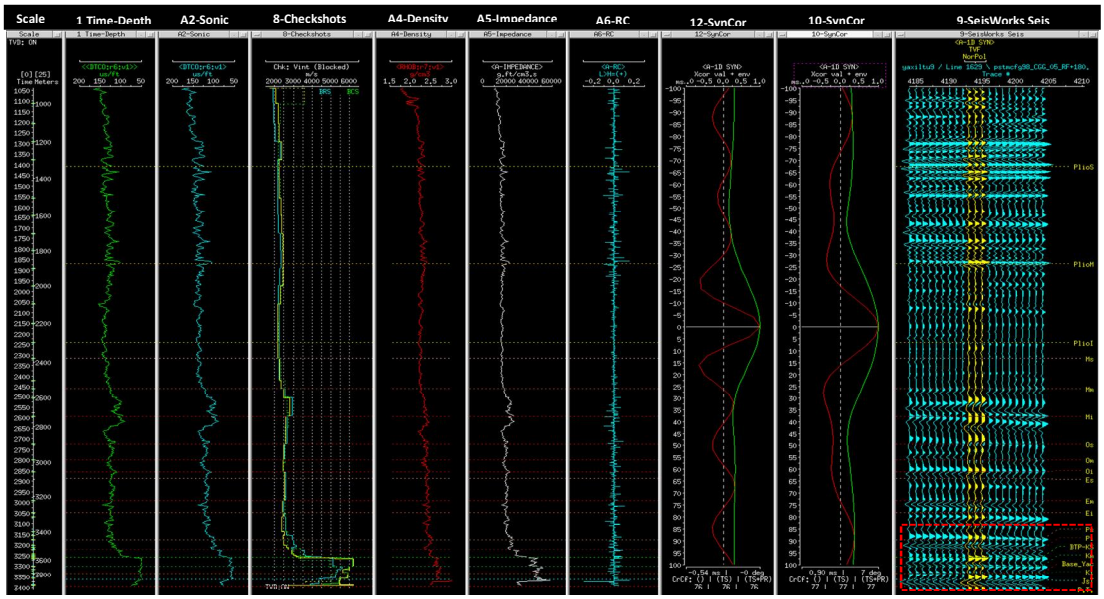


Figura. II.2.3. Se muestra el sismograma sintético del pozo U-1.

La **Figura II.2.3a**, muestra un detalle del sismograma sintético en la parte profunda del pozo desde el Eoceno Inferior (Ei) hasta la profundidad total, la cima del yacimiento está coincidiendo con la cima de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS), entra con un pico positivo con bastante amplitud, la base de yacimiento coincide con la entrada del Cretácico Inferior.

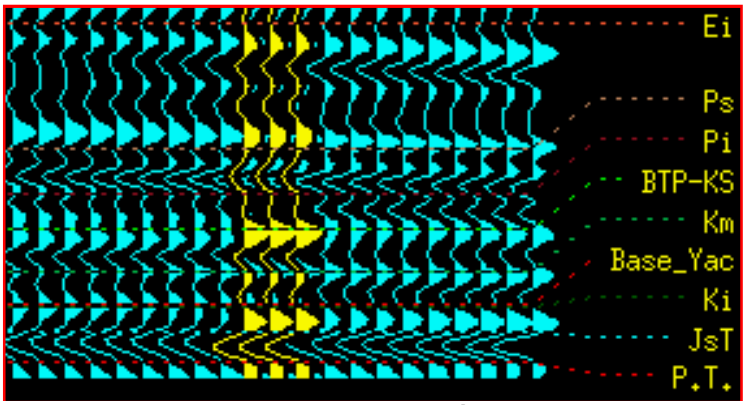


Figura. II.2.3a. Se muestra el detalle del sismograma sintético del pozo U-1, desde el Eoceno Inferior hasta la profundidad total del pozo.

En la **Figura II.2.4**, muestra el sismograma sintético del pozo B-1, este también es un pozo vertical, el compartimento de la columna del Terciario es de velocidades bajas en el rango de 2000-3000m/s, y se incrementan notoriamente desde el Paleoceno Superior (Ps) hasta la base del Cretácico volviendo a incrementarse en la entrada del Jurásico Superior-Kimmeridgiano (JSK), en este se logró un factor de correlación de 70%.

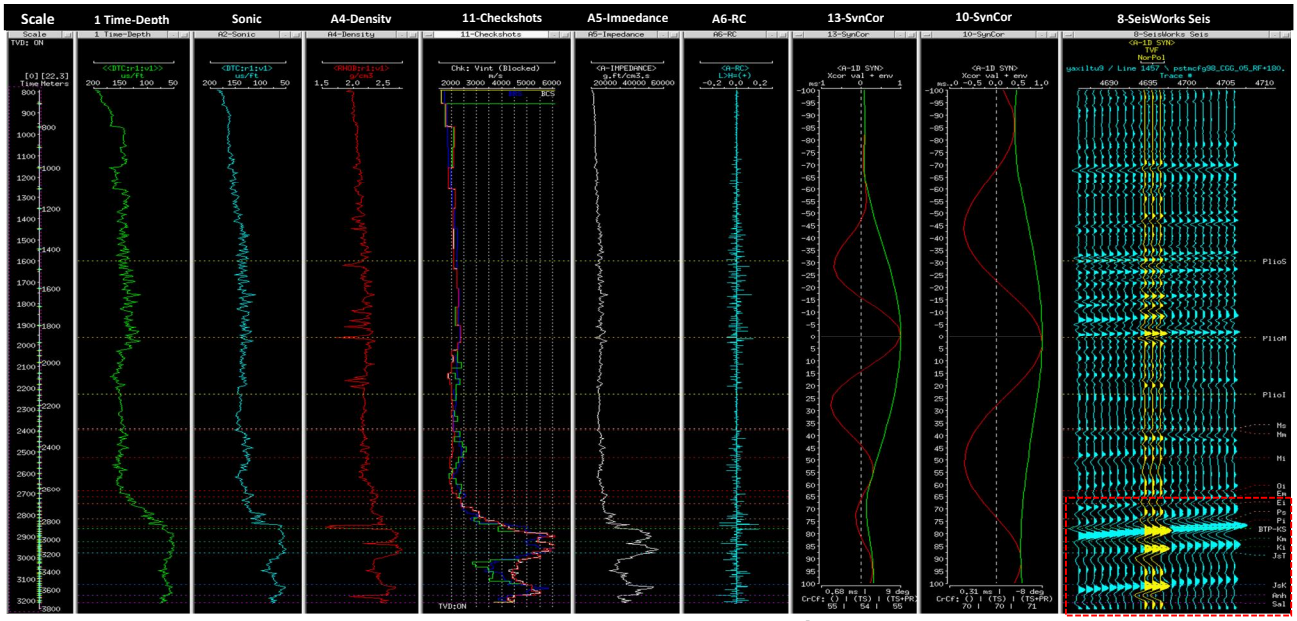


Figura. II.2.4. Se muestra el sismograma sintético del pozo B-1.

La **Figura II.2.4a**, muestra un detalle del sintético en la zona del Mesozoico, desde el Eoceno Inferior hasta la profundidad total del pozo, en este se puede observar que la entrada de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS), corresponde con un pico positivo de fuerte amplitud así como la entrada del Jurásico Superior-Kimmeridgiano (JSK).

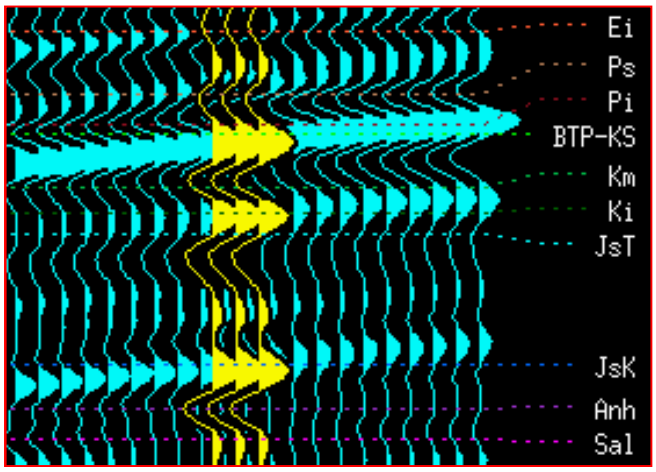


Figura. II.2.4a. Detalle del sismograma sintético del pozo B-1 desde el Eoceno Inferior hasta la profundidad total del pozo

La **Figura II.2.5**, ilustra el sintético del pozo K-1ADL, que se utilizó para controlar la correlación y el modelo de velocidades de la parte SW del área de estudio, es un pozo vertical con un comportamiento tipo de velocidades en toda la columna en este se logró un factor de correlación de 73%.

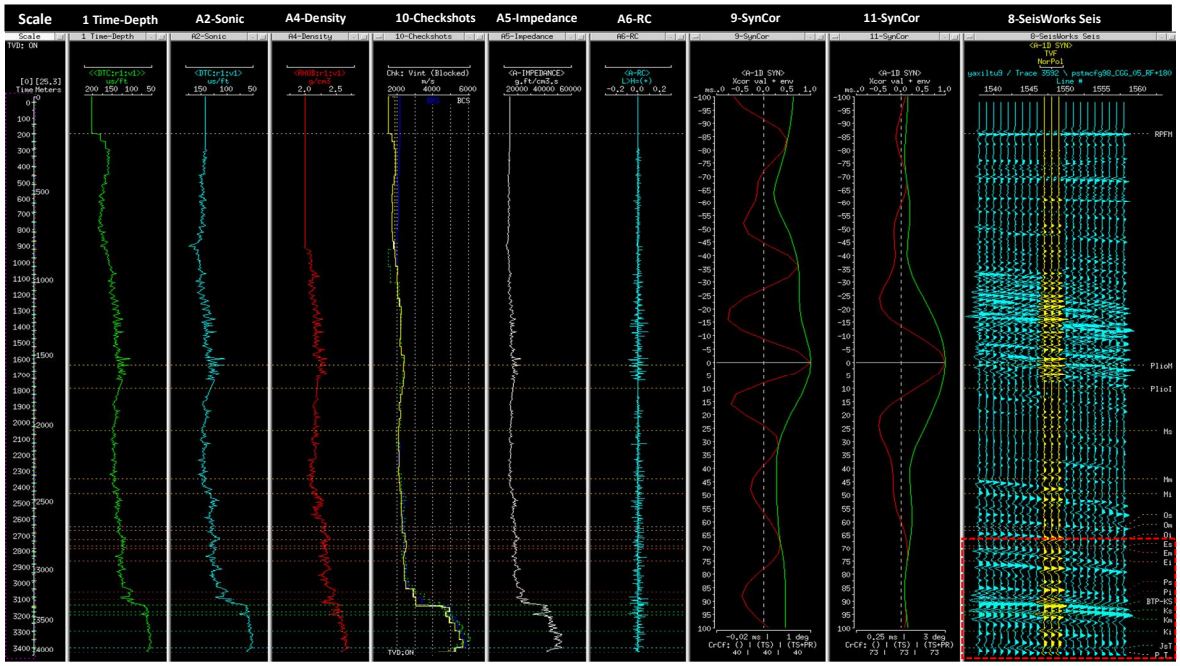


Figura. II.2.5. Se muestra el detalle del sismograma sintético del pozo K-1ADL.

La **Figura II.2.5a**, muestra en detalle la traza sintética sobrepuesta a la sísmica de referencia y se puede notar un buen ajuste a nivel de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS).

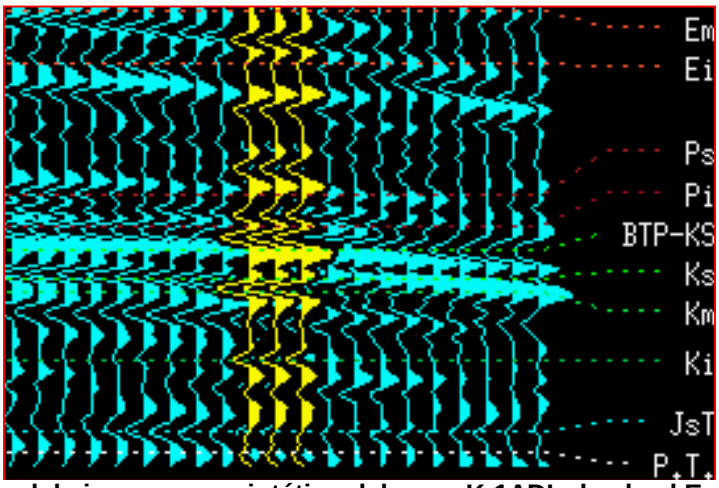


Figura. II.2.5a. Detalle del sismograma sintético del pozo K-1ADL desde el Eoceno Medio hasta la profundidad total del pozo.

A continuación en la **Figura II.2.6**, se muestra el sismograma sintético del pozo N-1, en el cual se logró un porcentaje de correlación del 59% en toda la columna geológica.

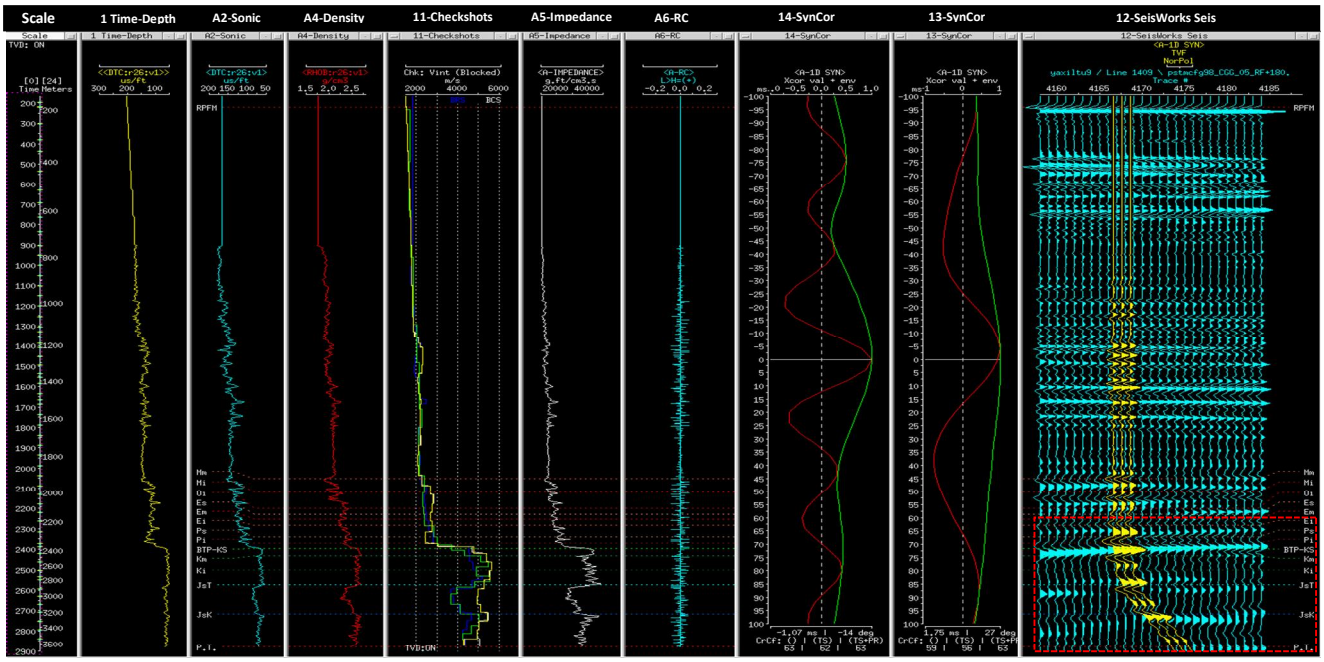


Figura. II.2.6. Se muestra el sismograma sintético del pozo N-1.

La **Figura II.2.6a**, muestra un detalle del sintético en la zona del Mesozoico, desde el Eoceno Inferior (Ei) hasta la profundidad total del pozo, en este se puede observar que la entrada de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS), corresponde con un pico positivo de fuerte amplitud así como la entrada del Jurásico Superior-Kimmeridgiano (JSK).

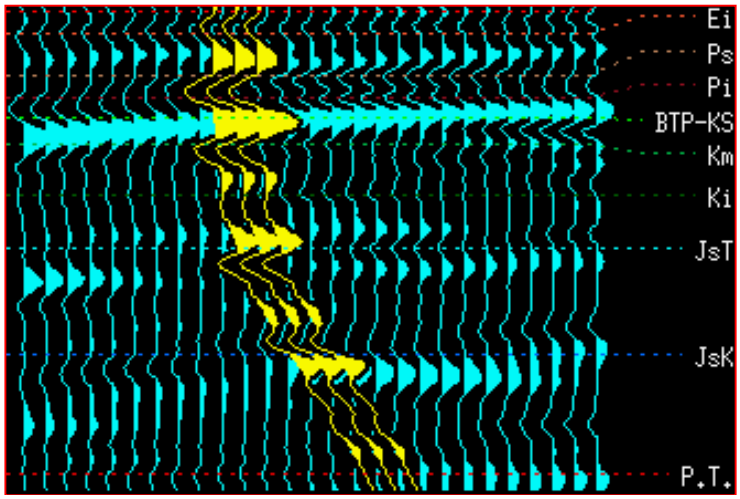


Figura. II.2.6a. Detalle del sismograma sintético del pozo N-1 desde el Eoceno Inferior hasta la profundidad total del pozo.

El sismograma sintético del pozo P-1, se ilustra en la **Figura II.2.7**, en el cual se logró un porcentaje de correlación del 69% en toda la columna geológica.

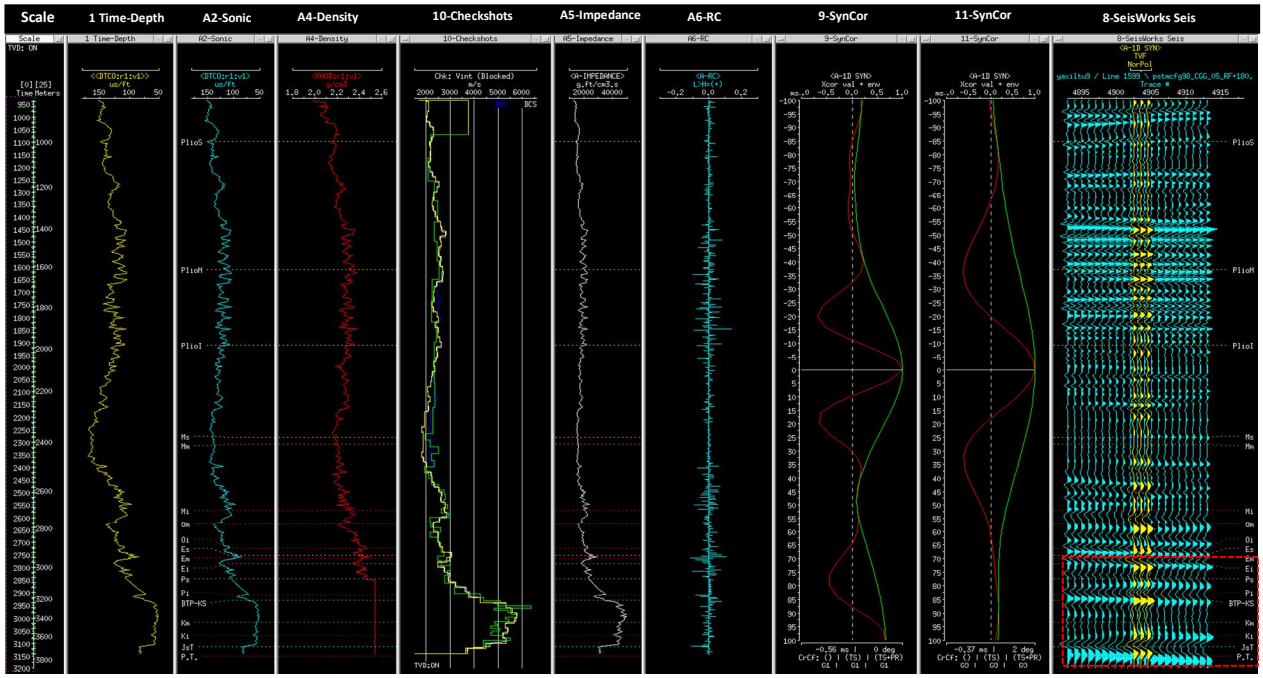


Figura. II.2.7. Sismograma sintético del pozo P-1.

Detalle del sismograma sintético del pozo P-1, se puede observar en la **Figura II.2.7a**, desde el Eoceno Medio (Em) hasta la profundidad total, se aprecia el ajuste bastante aceptable para la entrada de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) con la ondícula positiva del sintético y la sísmica.

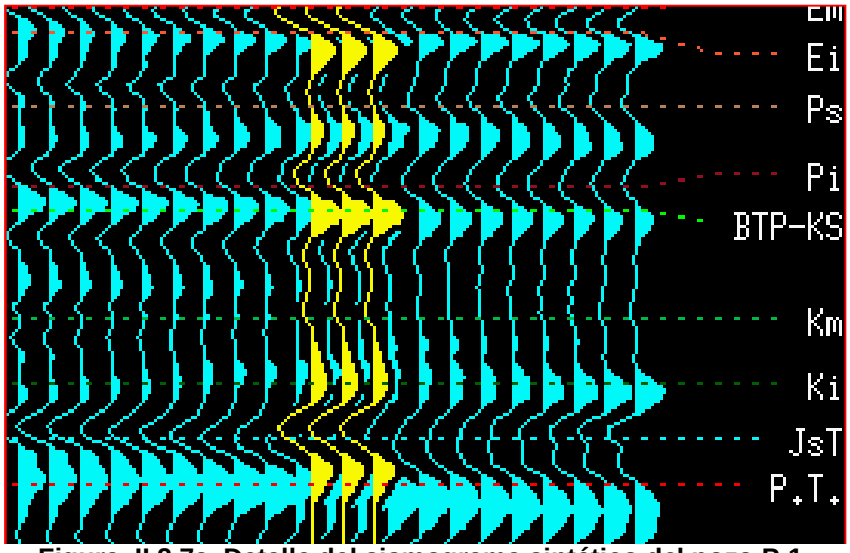


Figura. II.2.7a. Detalle del sismograma sintético del pozo P-1.

Otro de los pozos utilizados para la correlación sísmica es el pozo A-1, en la **Figura II.2.8**, se muestra el sismograma sintético del pozo A-1, en este se obtuvo un porcentaje de correlación del 47%,

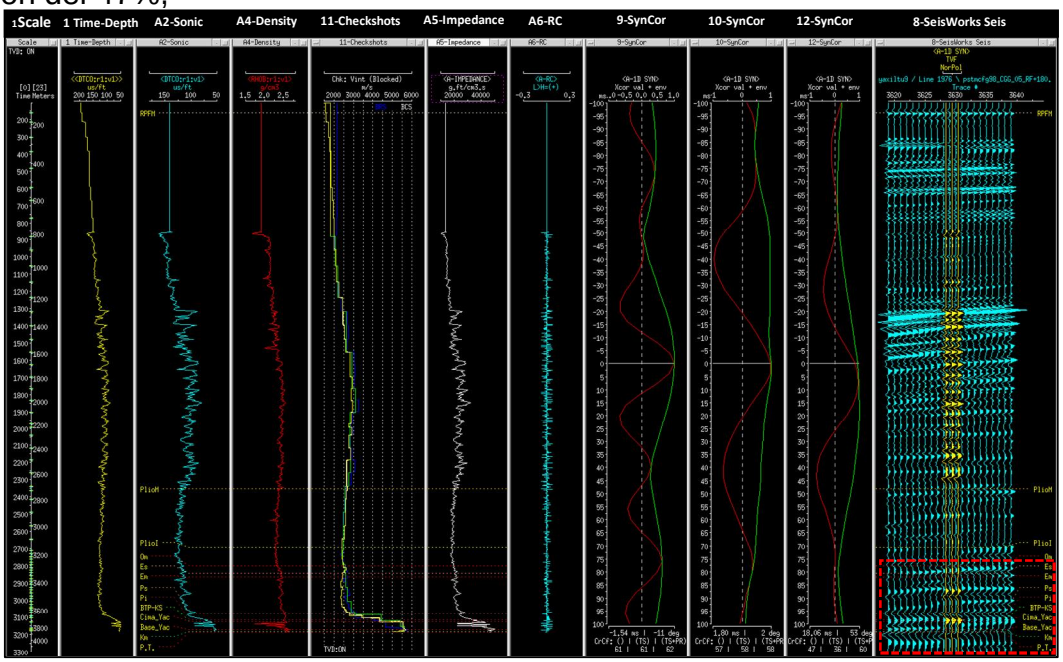


Figura II.2.8. Sismograma sintético de A-1

Detalle del sismograma sintético de pozo A-1 desde el Eoceno Superior hasta la profundidad total del pozo

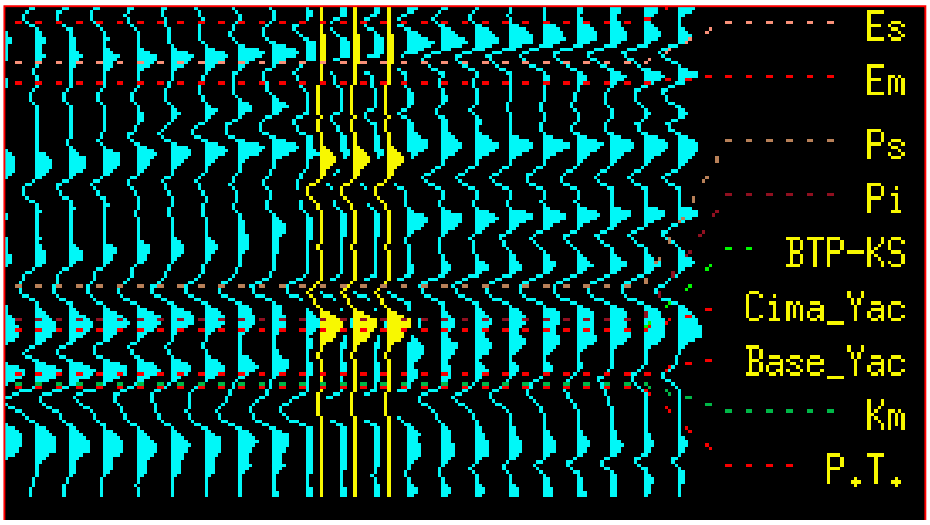


Figura.II.2.8a. Detalle del sismograma sintético del pozo A-1

II.3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA.

La calidad de la información sísmica está en función de los procesos de adquisición y procesado de los datos, a continuación se hace una breve descripción del cubo sísmico utilizado en este estudio.

II.3.1.- Adquisición sísmica.

El cubo sísmico utilizado cubre un área de 1880 Km². Con un tamaño de bin de 25 x 12.5 m, en el sentido de las líneas y crossline respectivamente. La dirección de las líneas de adquisición es NE-SW y en sentido perpendicular las Trazas NW-SE. La **Figura II.3.1**, muestra la ubicación y la dimensión del cubo involucrado, así como el subvolúmen utilizado para finalmente cubrir un área interpretada de aproximadamente 350 Km².

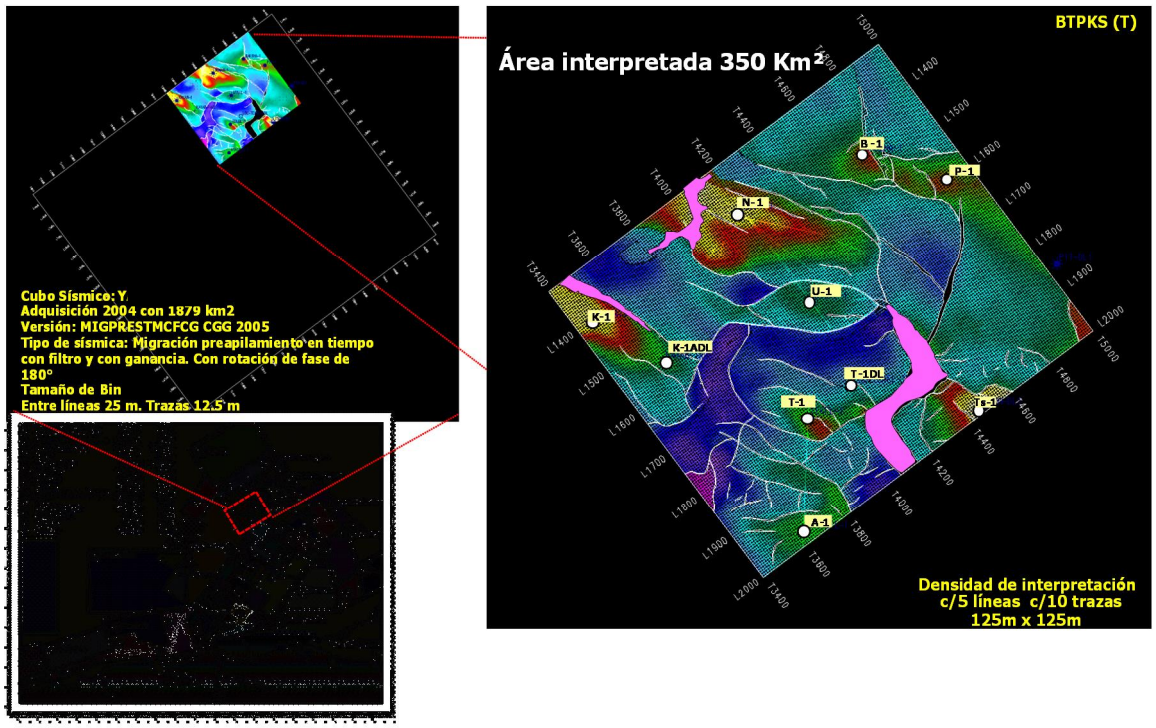


Figura. II.3.1. Cubo sísmico donde se realizó el estudio.

II.3.2.- Procesado.

La versión utilizada para la interpretación estructural del campo T, corresponde a un reproceso de migración preapilamiento en tiempo con filtro y con ganancia.

II.3.3.- Calidad de la sísmica.

En la **Figura II.3.2** se muestra una línea arbitraria del pozo T-1, donde se puede observar la calidad de la información sísmica, en términos generales es de regular calidad, ya que la respuesta sísmica en el paquete que va desde el Mioceno Inferior hasta el Mesozoico es bastante consistente y continua (polígono rojo punteado), lo que permite establecer una correlación e interpretación con confiablidad a nivel del yacimiento. Por otro lado también se observa que a nivel Terciario se definen bastante bien los paquetes sedimentarios pudiendo llevar a cabo una correlación confiable a este nivel.

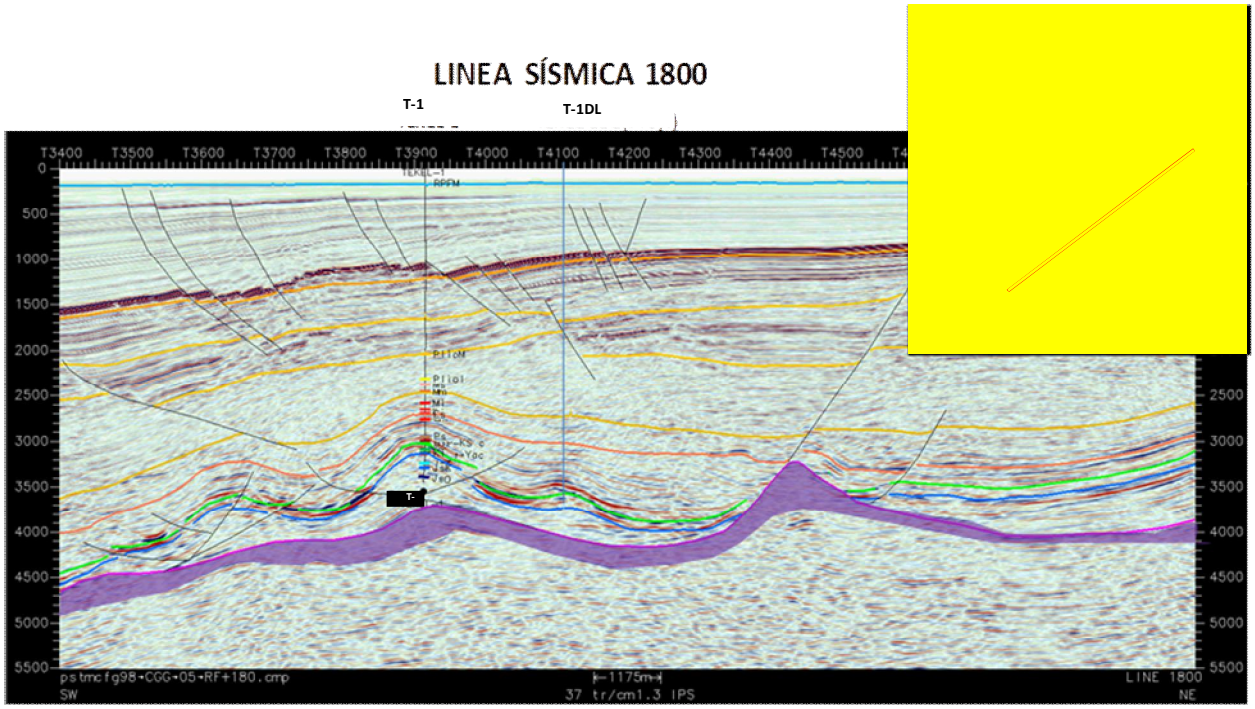


Figura II.3.2. Línea sísmica 1800 donde se ubica el pozo T-1

La **Figura II.3.3** es un acercamiento de la línea anterior, donde se aprecia con más claridad el paquete correspondiente al Cretácico, productor en este pozo.

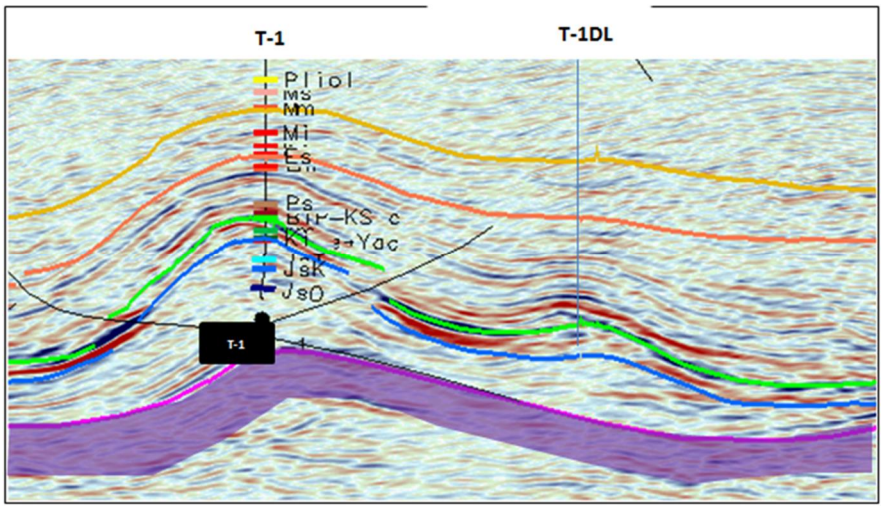


Figura II.3.3. Línea sísmica 1800 donde se aprecia la continuidad de los horizontes que corresponden al Mesozoico.

La **Figura II.3.4** corresponde a la traza 4110 en dirección NW-SE, que pasa por la Loc. T-1DL, donde se aprecian grandes rasgos la complejidad estructural del área provocada por la sal, a nivel Terciario se observa un adelgazamiento de la carpeta sedimentaria hacia la porción NW, siendo afectados estos sedimentos por intrusión salina; a nivel Mesozoico la tectónica compresiva da lugar a la formación de estructuras tipo ñpop-upò, asimismo se observar que la estructuración es provocada por la sal.

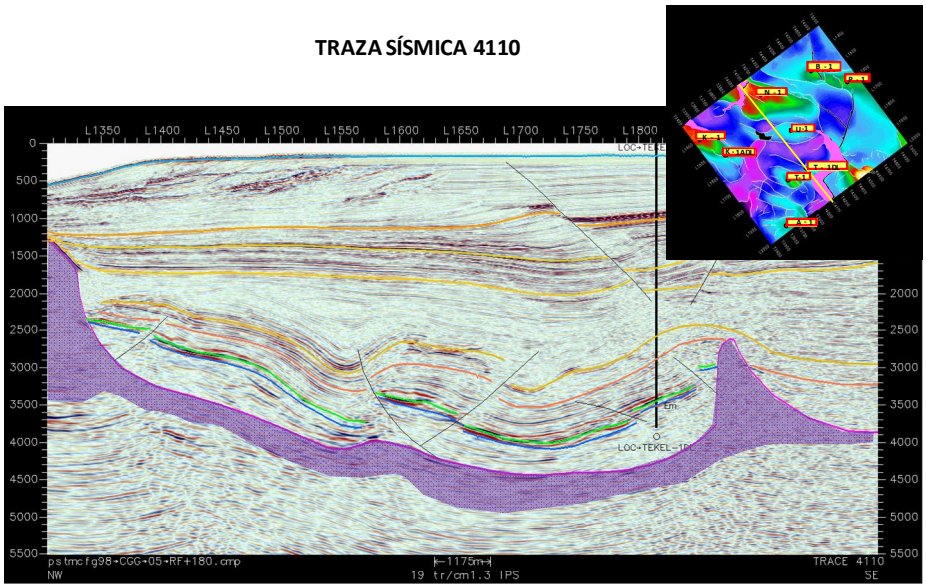


Figura II.3.4. Traza 4110 donde se aprecia la conformación estructural de la Loc. T-1DL

En la **Figura II.3.5,** la línea sísmica 1740, donde también se aprecia la buena correlación que se tiene del Mesozoico, de igual manera, se puede ver la sal de edad Calloviense y su influencia en la estructuración del área.

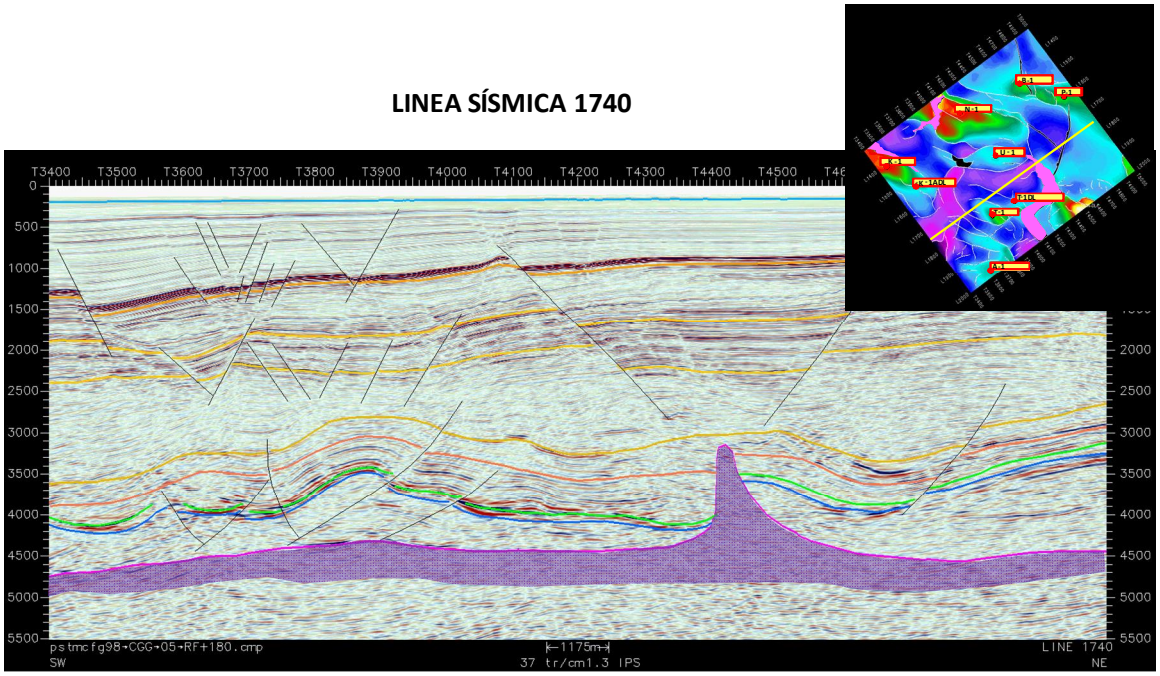


Figura II.3.5. Línea Sísmica 1740, se aprecia la buena continuidad del Mesozoico.

II.3.4.- Resolución sísmica vertical.

La resolución vertical de la información sísmica se encuentra afectada por la longitud de la onda dominante en dicho intervalo. Esta longitud de onda, (λ) se calcula mediante los datos de velocidad de propagación de las ondas compresionales, (V) y la frecuencia central de dichas ondas (f), mediante la ecuación:

$$\lambda = V/f,$$

considerando como resolución vertical la cuarta parte de dicha longitud de onda ($\lambda/4$).

Para el cálculo de la resolución vertical en cubos sísmico utilizado, primeramente se obtuvo la velocidad de intervalo calculada con la gráfica de valores tiempo-profundidad del pozo T-1 obtenida a partir de un tiro de velocidades VSP, se calculó la velocidades de intervalo a nivel de Cretácico, para todo el paquete que corresponde al yacimiento y oscilan entre 4300 a 6600m/s, las cuales se pueden observar en la gráfica TZ de la **Figura II.3.4** la que

muestra la línea sísmica y la ventana seleccionada, correspondiente a la zona objetivo, para realizar la extracción del espectro de frecuencia, donde se pueden inferir valores entre 6 y 18 HZ, con un valor central de 12 Hz, utilizando esta frecuencia con las velocidades de 4300 y 6600 m/s, se obtienen resoluciones verticales que van de 90 a 137 m para el todo el Cretácico.

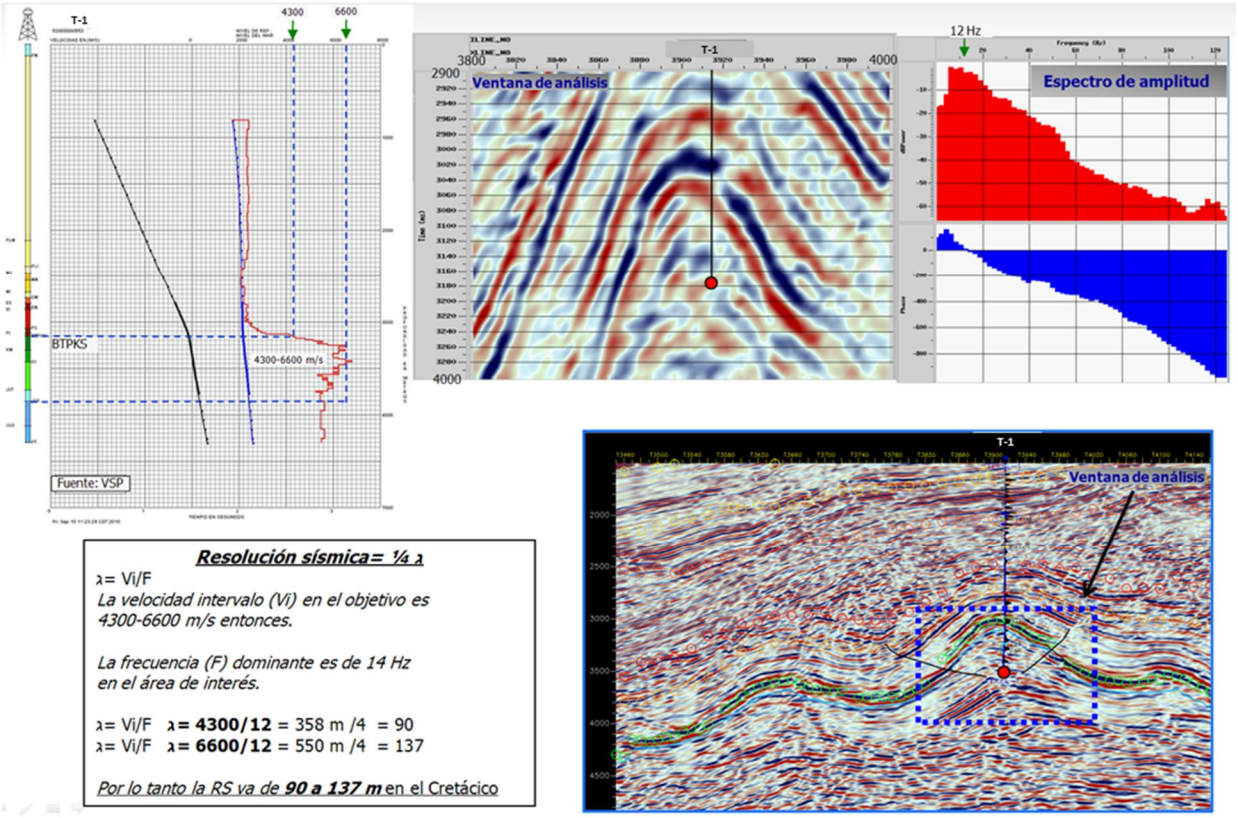


Figura II.3.4. Tabla de valores Tiempo-profundidad del pozo T-1 producto de un VSP, con la Vi definida en el intervalo que incluye la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) cima del Jurásico Superior-Tithoniano (JST), que incluye al yacimiento. Con la curva DT se estimaron los valores mínimo y máximo, la sísmica marcando el área donde se realizó el análisis del espectro de frecuencia y el resultado obtenido para la resolución sísmica vertical con la sísmica de Yxu-3D.

II.4. CORRELACIÓN SÍSMICA GEOLÓGICA.

La interpretación inició con la calibración de las marcas geológicas en la sísmica, la cual se realizó a partir de cada uno de los sismogramas sintéticos elaborados de cada pozo que conforma el área de estudio del Campo T, lo que permitió establecer la correlación de los horizontes sísmicos del Mesozoico y en especial la cima y base del horizonte productor

(Cretácico), así mismo se consideró el carácter sísmico del horizonte asociado a la cima del Cretácico, como un reflejo de baja amplitud positivo, este reflector se ubica justo por abajo de un típico horizonte de alta amplitud negativa, baja frecuencia y muy consistente que se asocia a la continuidad de los carbonatos a este nivel, como se muestra en la **Figura II.4.1**, la ondícula positiva de la traza sintética (azul) calibra de manera aceptable con la sísmica de referencia a nivel de la zona considerada como yacimiento.

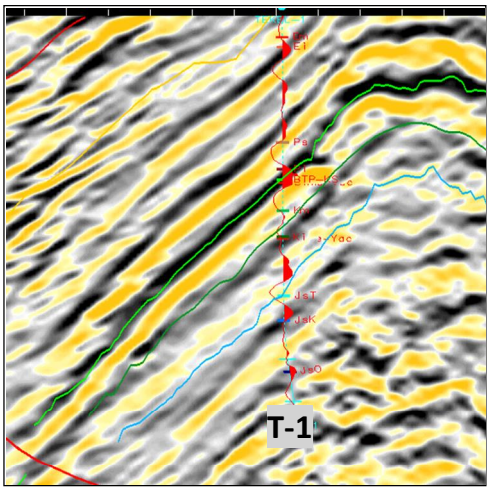


Figura II.4.1. Amarre de la traza sintética con la columna geológica en la sísmica de referencia del pozo T-1.

La figura II.4.2, muestran la traza sintética calibrada con la sísmica de referencia para los pozos U-1 y K-1ADL que fueron algunos de los pozos que se utilizaron como sustento para establecer la cartografía a toda el área del campo T.

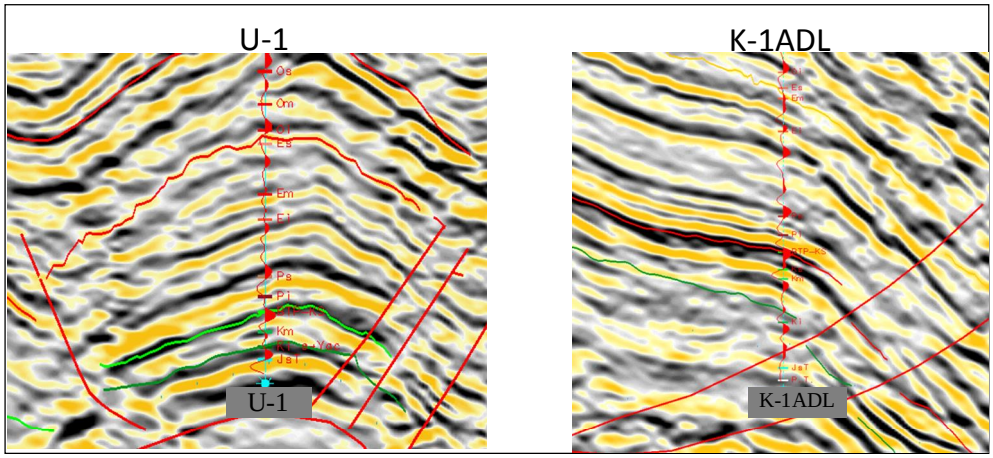


Figura II.4.2. Amarre de la traza sintética con los datos de los pozos

La entrada del Cretácico se caracteriza por corresponder a un reflector positivo, que se relaciona con un incremento en las velocidades ocasionado por un cambio litológico al pasar de un medio a otro.

La **Figuras II.4.3**, muestra la correlación desde el pozo T-1 hacia los pozos A-1, T-1, U-1 y P-1, mientras que la **Figura II.4.4**, muestra la correlación entre los pozos K-1, K-1A, T-1, Loc. T, U-1 y N-1, y la **Figura II.4.5**, muestra la correlación sísmica de los marcadores geológicos de dichos pozos hacia la parte norte del área de estudio, entre los pozos K-1ADL, U-1, N-1 y B-1, estas información se extrapolo a través de la sísmica a toda la zona; considerando las líneas sísmicas arbitrarias que pasa por los pozos mencionados.

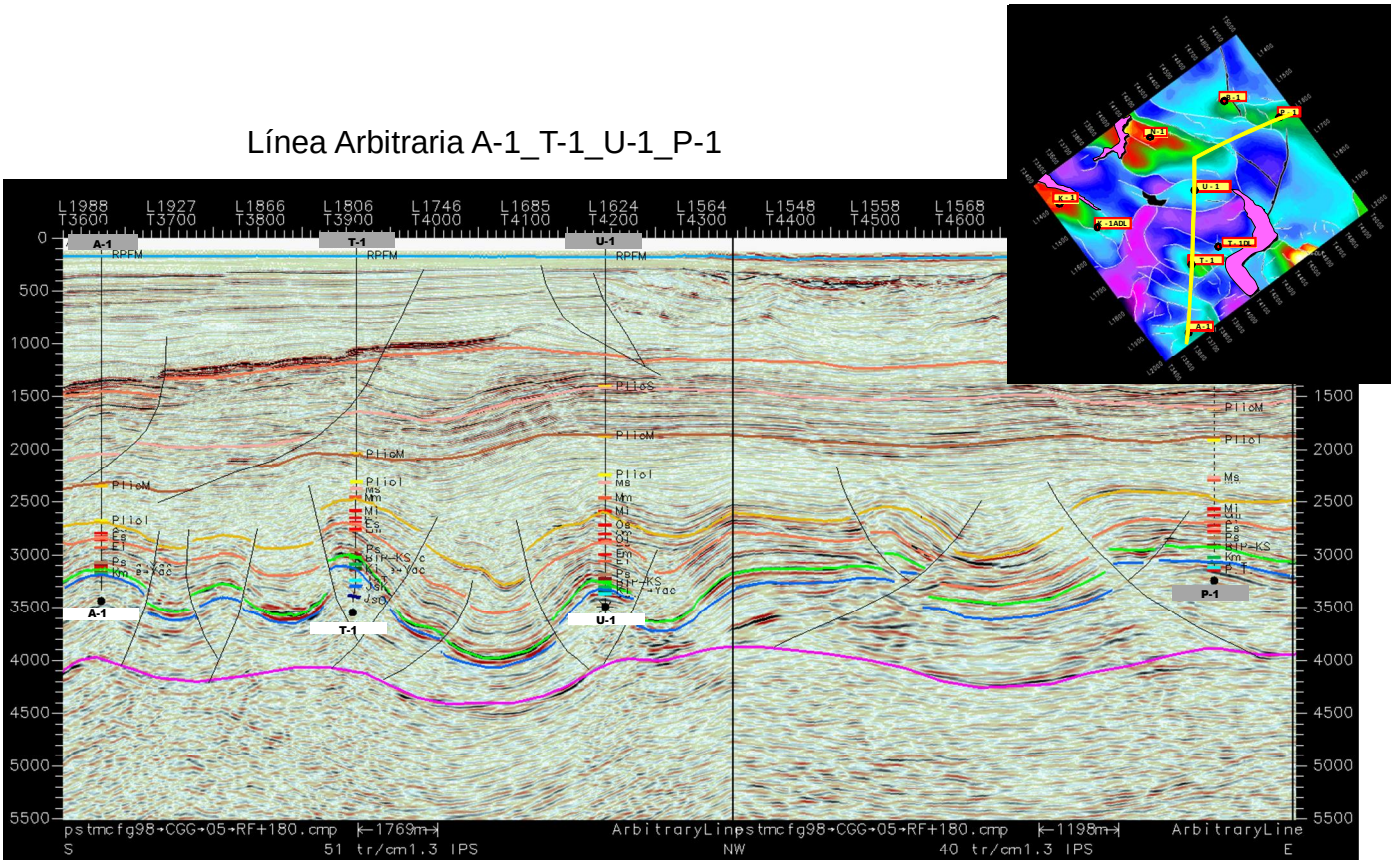


Figura. II.4.3. Amarre de la sísmica con los datos de A-1, T-1, U-1 y P-1

Línea Arbitraria K-1 K-1ADL, T-1 Loc, T-1DL U-1 N-1

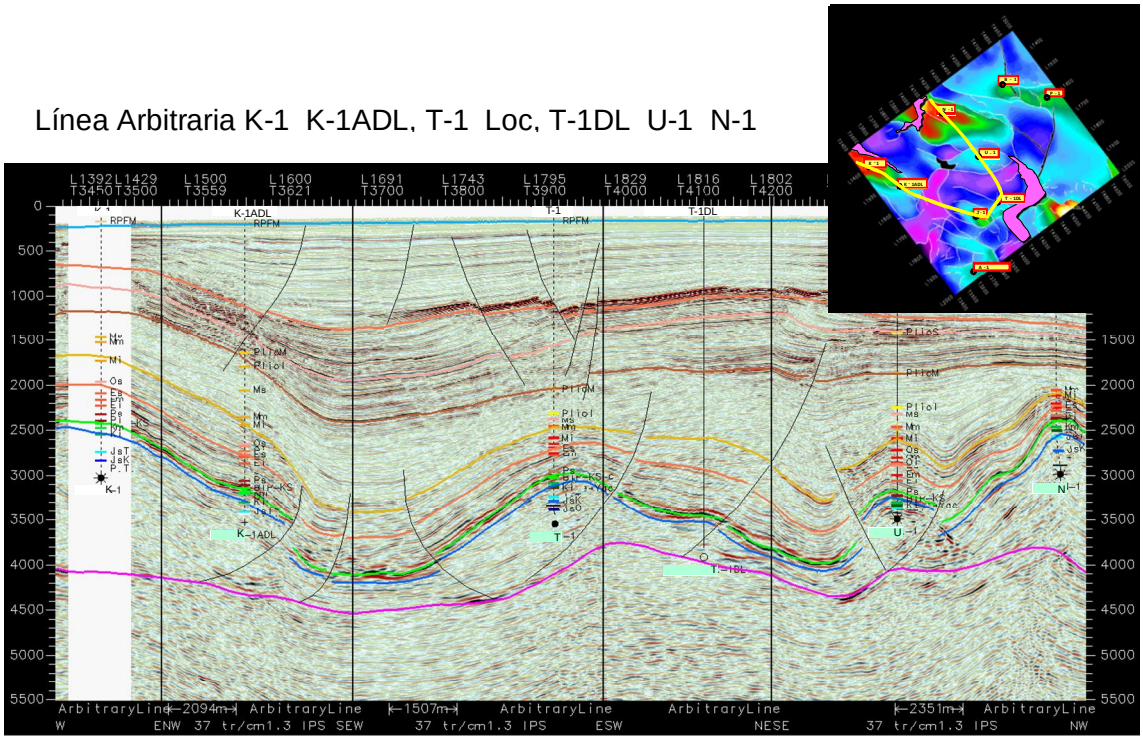


Figura. II.4.4. Amarre de la sísmica con los datos de los pozos K-1, K-1ADL, T-1, Loc. T-1DL, U-1 y N-1 para la correlación sísmica

Línea Arbitraria K-1ADL, U-1_N-1_B-1

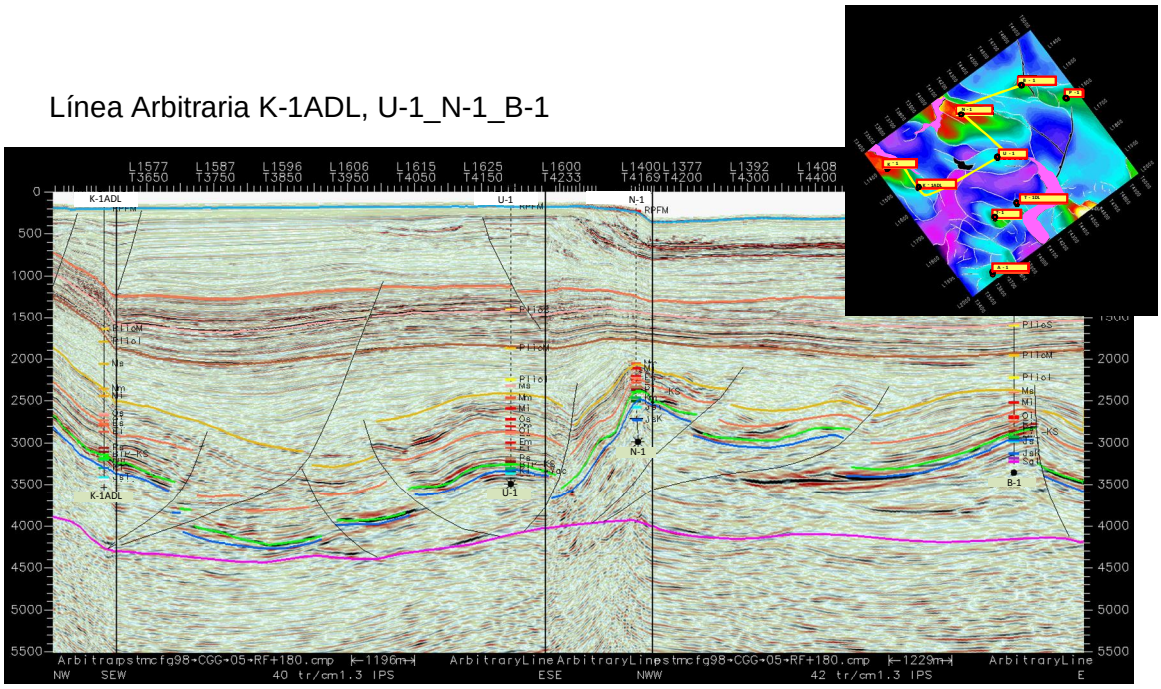


Figura. II.4.5. Amarre de la sísmica con los datos de los pozos K-1ADL, U-1, N-1 y B-1 para la correlación sísmica.

La correlación de los horizontes, se realizó cada 5 líneas y cada 5 crossline, esto es, cada 125 x 62.5m de acuerdo al tamaño del Bin; para la correlación sísmica se interpretaron 8 horizontes, estos mismos horizontes sirvieron también para la conformación del modelo de velocidades, ya que algunos de estos horizontes, debido a su composición litológica presentan diferente velocidad, (Pozo U-1) por lo que era importante considerar estas variaciones. Analizando el comportamiento de velocidades entre los pozos T-1 y U-1, vemos que las velocidades en la Loc. T-1DL son muy similar al pozo T-1, por lo que no se esperan cambios drásticos en la columna geológica propuesta.

II.5. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL.

II.5.1.- Geología Estructural.

El Marco Geológico regional de la Sonda de Campeche está dado por los elementos que constituyen el Golfo de México en esta región del país como son: la Plataforma de Yucatán, las Cuencas Terciarias del Sureste, y la Sierra de Chiapas, sobre las cuales se llevaron a cabo diferentes eventos estratigráficos y estructurales relacionados con la distensión del Golfo de México.

En el contexto estratigráfico-sedimentológico de la Sonda de Campeche, la secuencia sedimentaria está representada principalmente por rocas carbonatadas en el Mesozoico y por rocas terrígenas en el Terciario. Las rocas terrígenas son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de arenas. Las Cuencas Terciarias constituyen grandes depresiones resultado de la tectónica del Evento Chiapaneco llevado a cabo entre el Oligoceno y Mioceno Inferior en todo el Sureste de la República y en las que se acumularon grandes cantidades de sedimentos terrígenos y sal.

En el contexto estructural, la acción de la placa del Caribe con la de Norte América, generaron en el Oligoceno los esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados orientados NWï SE en la Región Marina, dando origen al denominado Evento Chiapaneco (Sánchez Montes de Oca, 1975). Como resultado de este evento, la sal plegada se inyectó a niveles superiores donde fue sepultada y posteriormente reactivada siendo expulsada formando cuencas de desalojo de

sal. Algo muy parecido sucedió con los domos arcillosos que en forma disarmónica se observan en la columna del Terciario, debido a su alto límite elástico y a la abundante presencia de agua se deformaron e inyectaron en niveles superiores. Es probable que estos cuerpos de sal y arcilla influyan en forma indirecta en la formación de domos ubicada en el Noroeste de nuestra zona de estudio. Como culminación de este ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar a un sistema de fallas lístricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco y ocasionaron además del diapirismo en la Cuenca Salina del Istmo y el desalojo de sal.

El pozo T-1, se localiza sobre el pilar de Akal-Reforma, en la plataforma continental del Golfo de México frente a la costa del Estado de Tabasco, **Figura II.5.1.1.**

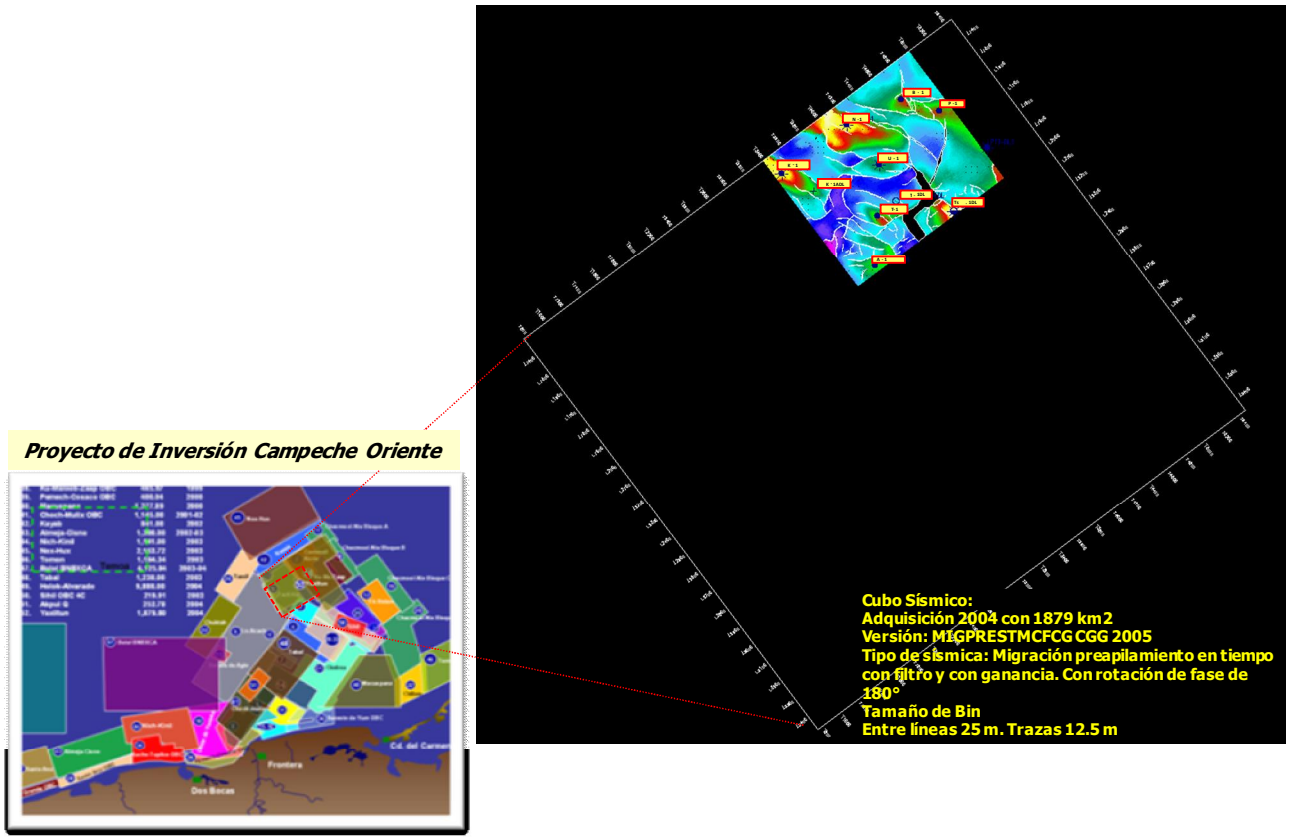


Figura II.5.1.1 Ubicación del área de estudio

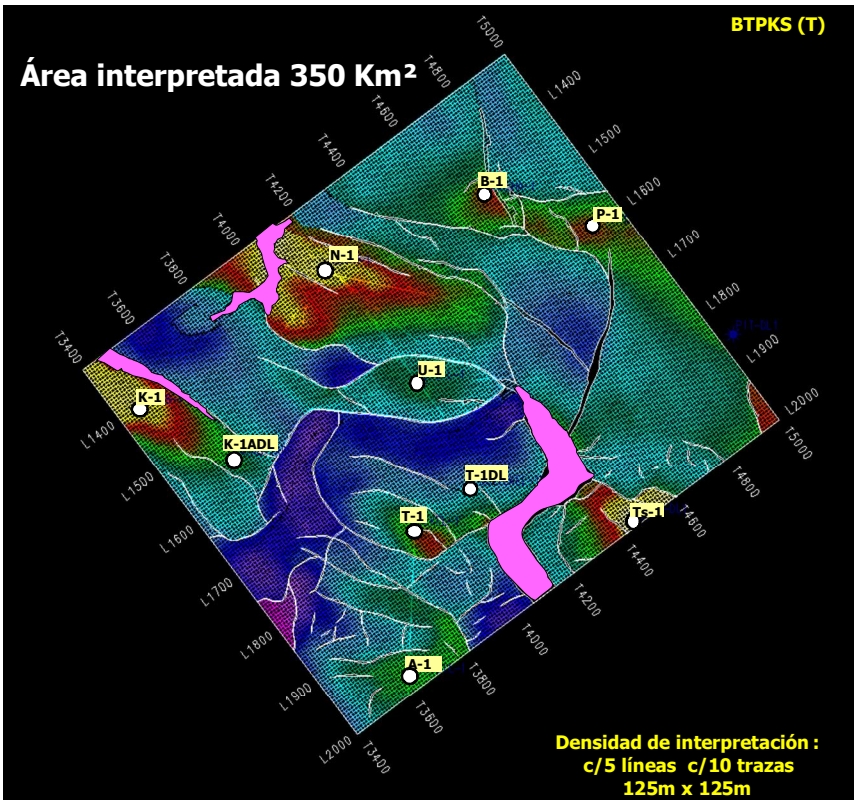


Figura II.5.1.2 Detalle del área de estudio del Campo T.

La **Figura II.5.1.2** es un acercamiento indicando el volumen sísmico Yxu-3D, así como el subvolúmen T, de la misma sísmica utilizada para llevar a cabo este estudio.

Se observa que la estructura donde se ubica el pozo T-1 está formada por un anticlinal alargado tipo nariz de orientación NW-SE, delimitada por dos fallas inversas que convergen entre sí, cuenta con cierre propio y está ubicada en una terraza próxima a la fosa de Comalcalco (conocida como fosa de Le-Acach). Presenta un cierre máximo de 24 Km^2 en P1, en la cota de 4150 m.

La ubicación de la Loc. T-1DL corresponde a la continuación hacia el NE de la estructura donde se perforó el pozo T-1 y que corresponde a un anticlinal con cierre contra fallas inversas hacia el Oeste y hacia el Este, esta estructura es una deformación estructural donde la sal juega un papel muy importante.

Para comprender la complejidad estructural del área debemos partir del conocimiento del marco geológico-estructural, a continuación se enumeran los elementos de dicho marco.

1. Límite del Bloque de Yucatán.

2. Fallas producidas por diferentes eventos tectónicos y sus respectivas direcciones de esfuerzo principal.

-Distensivo del Jurásico Superior.

-Compresivo del Oligoceno-Mioceno.

-Distensivo del Plio-Pleistoceno.

3. Dirección del evento compresivo del Oligoceno-Mioceno, responsable de la formación de las principales estructuras que constituyen los principales yacimientos de hidrocarburos.

4. Superficie salina de despegue del Jurásico Medio Calloviano. Ver Figura II.5.3.

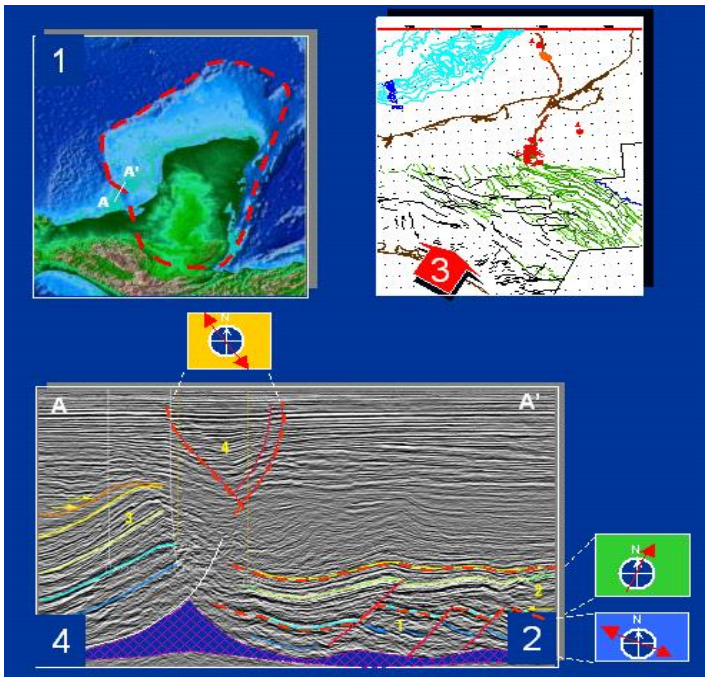


Figura.II.5.3. Elementos del marco estructural en la Sonda de Campeche

En la siguiente figura y en base a lo anteriormente señalado, se puede observar la relación estructural que guarda el pozo T-1 y la Loc. T-1DL con respecto a las estructuras de los pozos y localizaciones cercanas. **Figura II.5.4.**

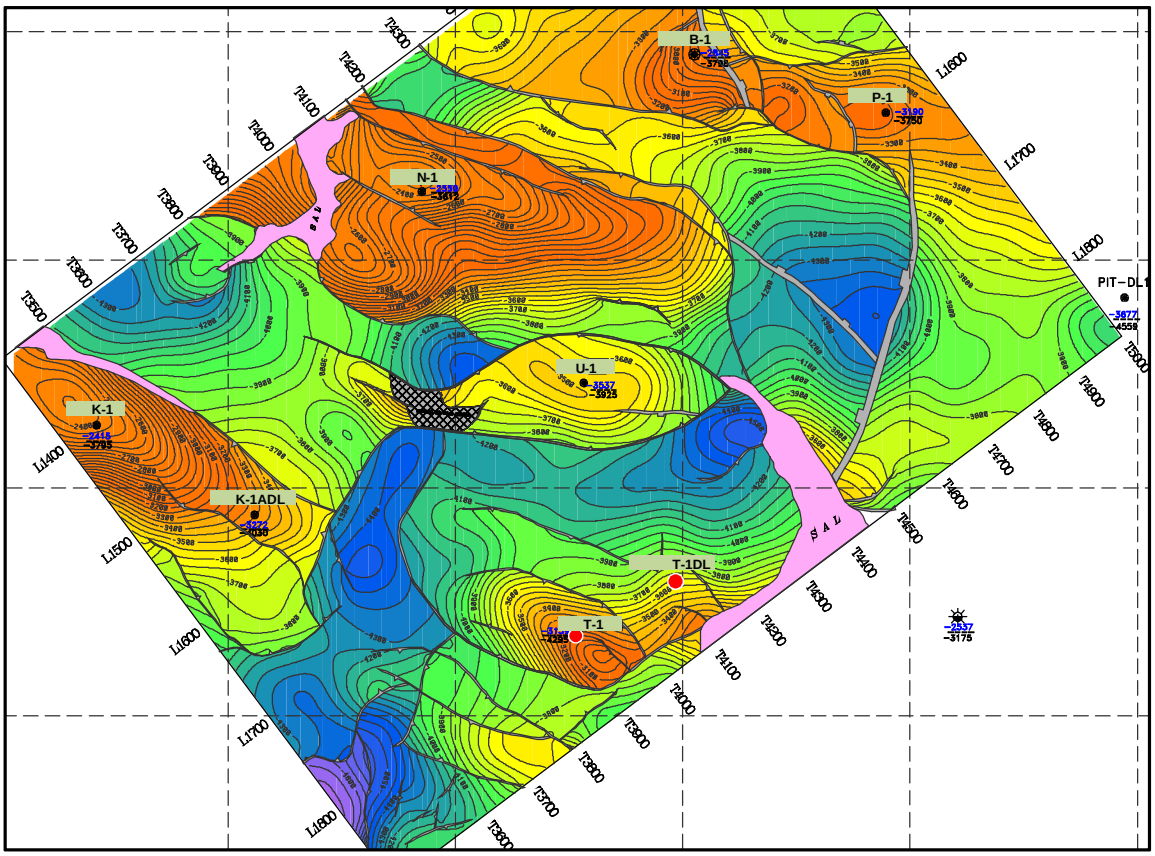


Figura II.5.4. Relación estructural que guarda el pozo T-1 y la Loc. T-1DL con respecto a las estructuras de los pozos cercanos.

La formación de estas estructuras tiene relación con la tectónica salina que afecta el área como se mencionó anteriormente. La intensa actividad se puede evidenciar por los cuerpos que lograron intrusionar hasta el Cretácico como lo muestra la imagen anterior. En las **Figuras II.5.5 y II.5.6**, se puede observar los cuerpos de sal de edad Calloviense, y su relación con la deformación estructural.

Línea arbitraria K-1_K-1ADL, T-1_Loc, T-1DL_U-1_N-1

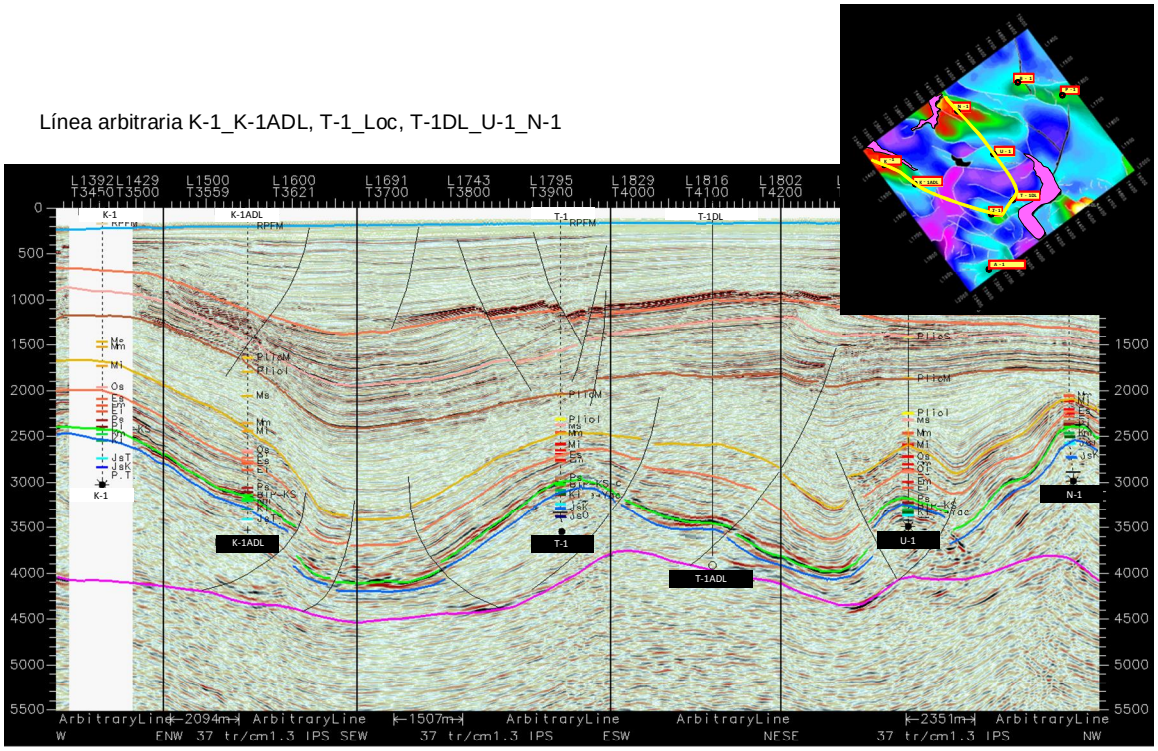


Figura.II.5.5. Línea semiregional que ilustra el modelo estructural en el área del estudio T.

Línea arbitraria A-1_T-1_U-1_P-1

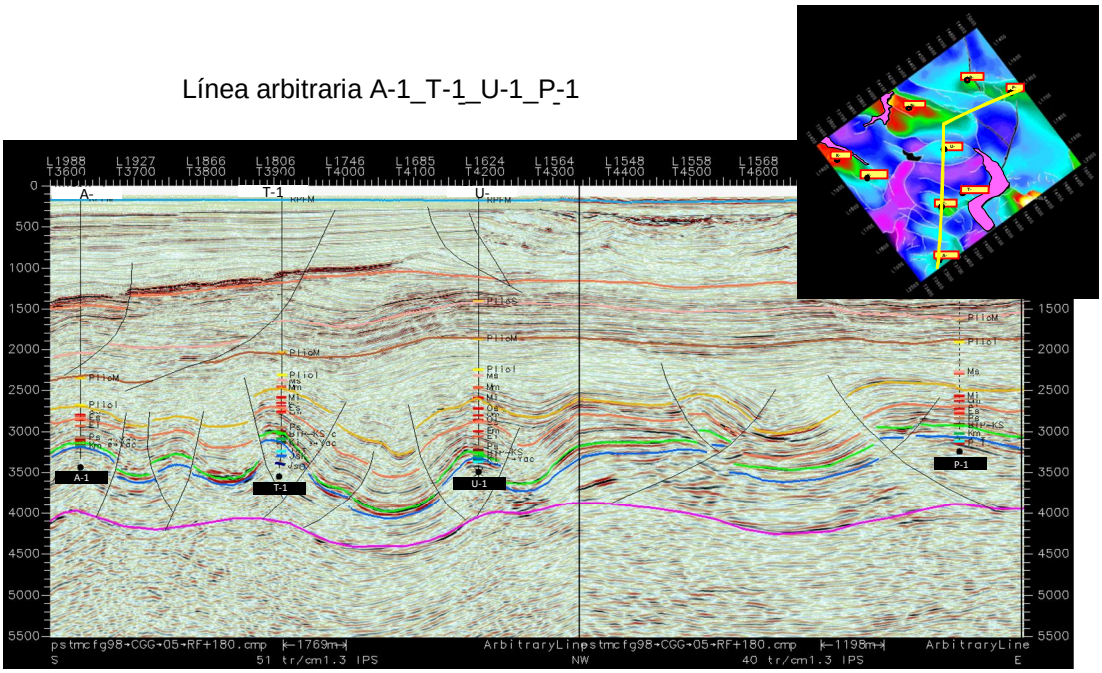


Figura II.5.6. Modelo geológico, mostrando el modelo estructural del área del estudio T.

El pozo T-1 se ubica sobre la línea L-1800, esta muestra la característica de amplitud y continuidad que presenta el horizonte que corresponde al yacimiento. Ver **Figura II.5.7.**

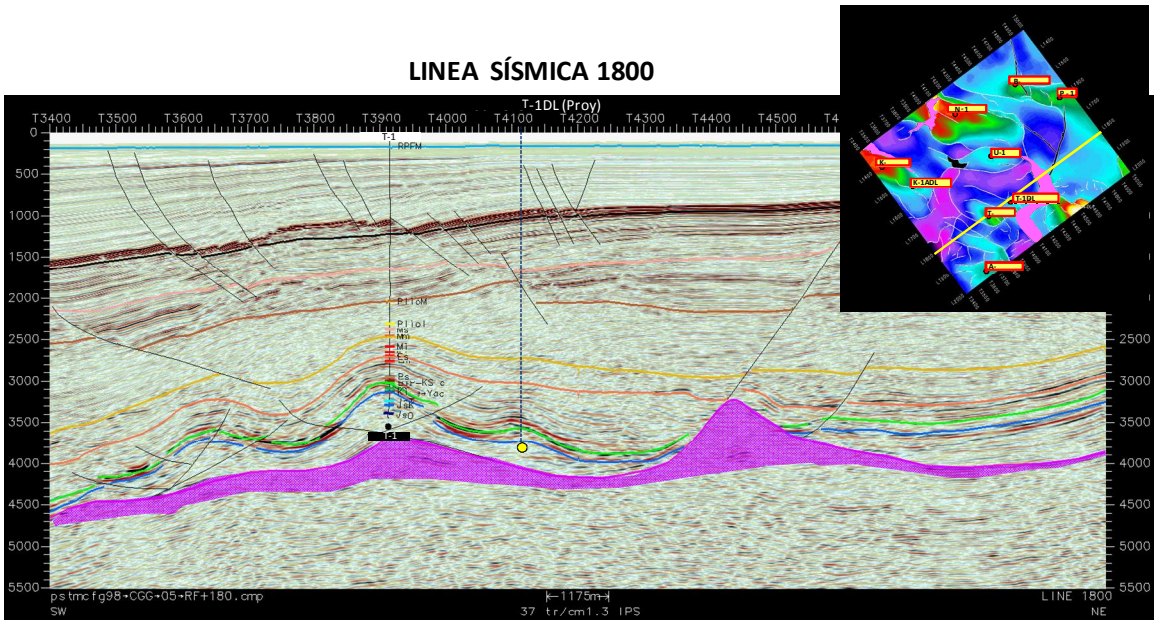


Figura II.5.7. Línea 1800 pozo T-1, donde se muestra las características de amplitud y la continuidad para el yacimiento del Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) y Km.

En la Figura II.5.8 se aprecia con más detalle el intervalo que corresponde al yacimiento.

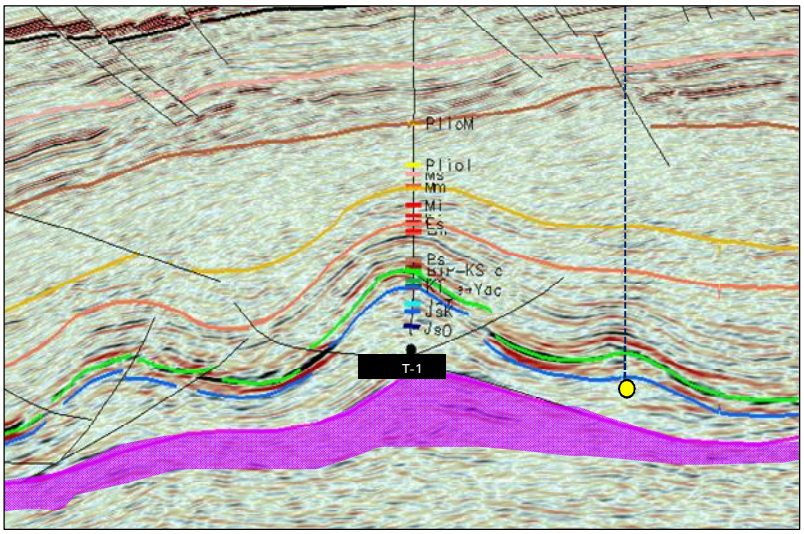


Figura.II.5.8. Detalle de la línea 1800 del Pozo T-1.

La geometría de la trampa en el pozo T-1 corresponde a un relieve estructural tipo compresiva con orientación NW-SE, causado por la fallas inversas que corren de NW-SE y se encuentran situadas hacia la porción norte y sur de la estructura donde se perforó el pozo T-1, hacia la porción NE y con un relieve ligeramente más suave se ubica la Loc. T-1DL, encontrándose limitada hacia el SW por la falla inversa que causo el levantamiento del Pozo T-1 y hacia el NE por una falla inversa que corre paralela a la anterior descrita. Ver **Figura II.5.9.**

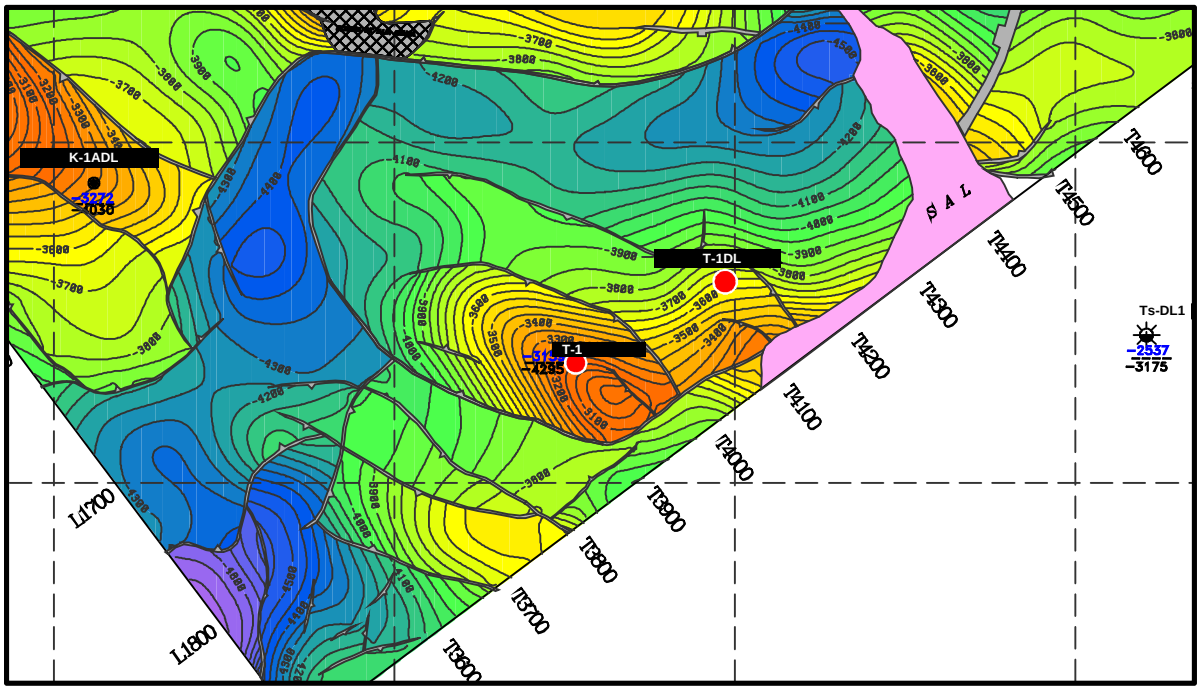


Figura.II.5.9. Configuración estructural del Yacimiento Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) donde se muestra la geometría de la trampa del pozo T-1 y la Loc. T-1DL.

II.6.- MODELO DE VELOCIDADES Y CONVERSIÓN A PROFUNDIDAD.

II.6.1.- Generación del modelo de velocidades.

Para la generación del modelo de velocidades, se utilizaron las herramientas Depth Team Express y DepthTeam Explorer, que se encuentra dentro de las aplicaciones de Landmark. El objetivo principal del modelo de velocidades es poder cambiar de dominio, tiempo-profundidad, profundidad-tiempo, para poder cumplir el objetivo es necesario conocer las velocidades del área de estudio, para esto se estimaron las diferentes velocidades con datos de pozos, velocidades de procesado, horizontes y una calibración con los marcadores de los objetivos, por ello se obtuvo un modelo de velocidades del área en estudio. Dicho modelo se llevó a cabo con el software Depth Team Express de Landmark. Una vez generado el modelo se hizo la conversión a profundidad de los horizontes, fallas y trazas sísmicas con el software TDQ; a continuación se describe este proceso.

II.6.1.a- Recopilación de Información.

- Para generar del modelo de velocidades fue necesario contar con la siguiente información:
- Relaciones tiempo-profundidad obtenidas de sismogramas sintéticos de los pozos: T-1, U-1, B-1, P-1, N-1, K-1, K-1ADL, Ts-DL1 y A-1 calibrados con los registros de velocidad de pozos (VSP y/o Check-Shot), cuyo ajuste y correlación a la sísmica circundante al pozo son consistentes, representativos, válidos y confiables.
- Cubo de velocidades de proceso RMS (migración en tiempo) resultado del picado de velocidades.
- Horizontes objetivo interpretados de cima y base de yacimiento Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) y Ki respectivamente.
- La batimetría adquirida durante levantamiento sísmico y convertida a tiempo considerando v=1500 m/s como velocidad del agua.

- Horizontes de "velocidad" que marcan y guían los cambios apreciables y significativos de velocidad interválica en los pozos y que son correlacionables en la sísmica.
- Marcas geológicas o cimas validadas por petrografía de la columna geológica del área de estudio.

II.6.1.b.- Interpretación de horizontes de velocidad.

Para el control de velocidades se interpretaron seis horizontes del Terciario, incluyendo el fondo marino, los cuales delimitan verticalmente los cambios de velocidad y sirven de guía de forma regional en el área de estudio. Al integrar estos horizontes al modelo de velocidades, incorporan la parte estructural del área en la definición del modelo resultante, de ahí la importancia de considerar estos cambios de velocidad del Terciario. Además, se incluyeron los horizontes de cima y base del yacimiento, por lo que en total se utilizaron ocho horizontes para el modelo de velocidades. En la **Figura II.5.1.b.1**, se muestran los horizontes que se interpretaron desde el Terciario hasta el yacimiento.

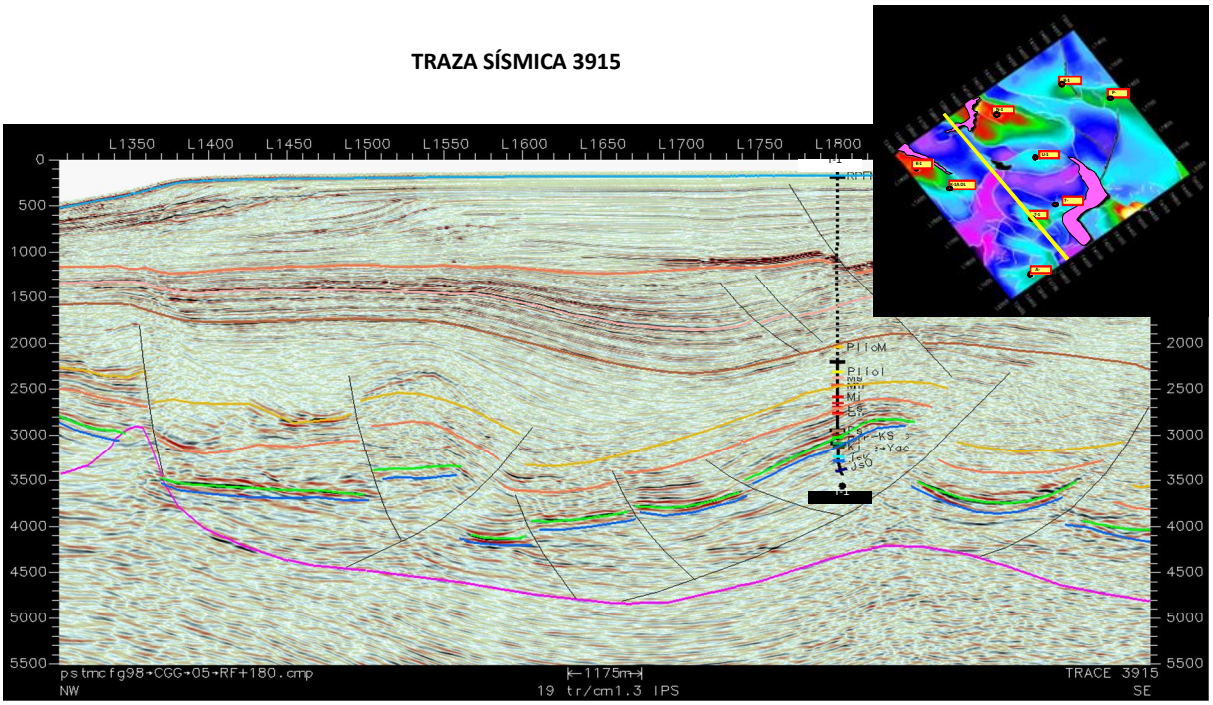


Figura. II.6.1.b.1. Horizontes del Terciario y Mesozoico interpretados en toda el área de estudio considerados para generar el modelo de velocidades.

II.6.1.c. Generación del modelo de velocidades a partir de T-Z´s

La relación Tiempo-Profundidad (T-Z´s) de los pozos usada para generar un modelo de velocidad, se obtiene a través de la generación de sismogramas sintéticos utilizando algunas veces *Check Shots* y/o VSP´s calibrados y ajustados a los datos de la sísmica cercana al pozo; a partir de tales relaciones se construye un modelo de velocidad que interpola y extrapola linealmente la velocidad en cada pozo para producir un volumen de velocidades; este método no toma en cuenta ni las estructuras ni la información provenientes del procesado, únicamente las leyes de los pozos (T-Z´s) aplicadas al modelo, **Figura II.6.1.c.1.**

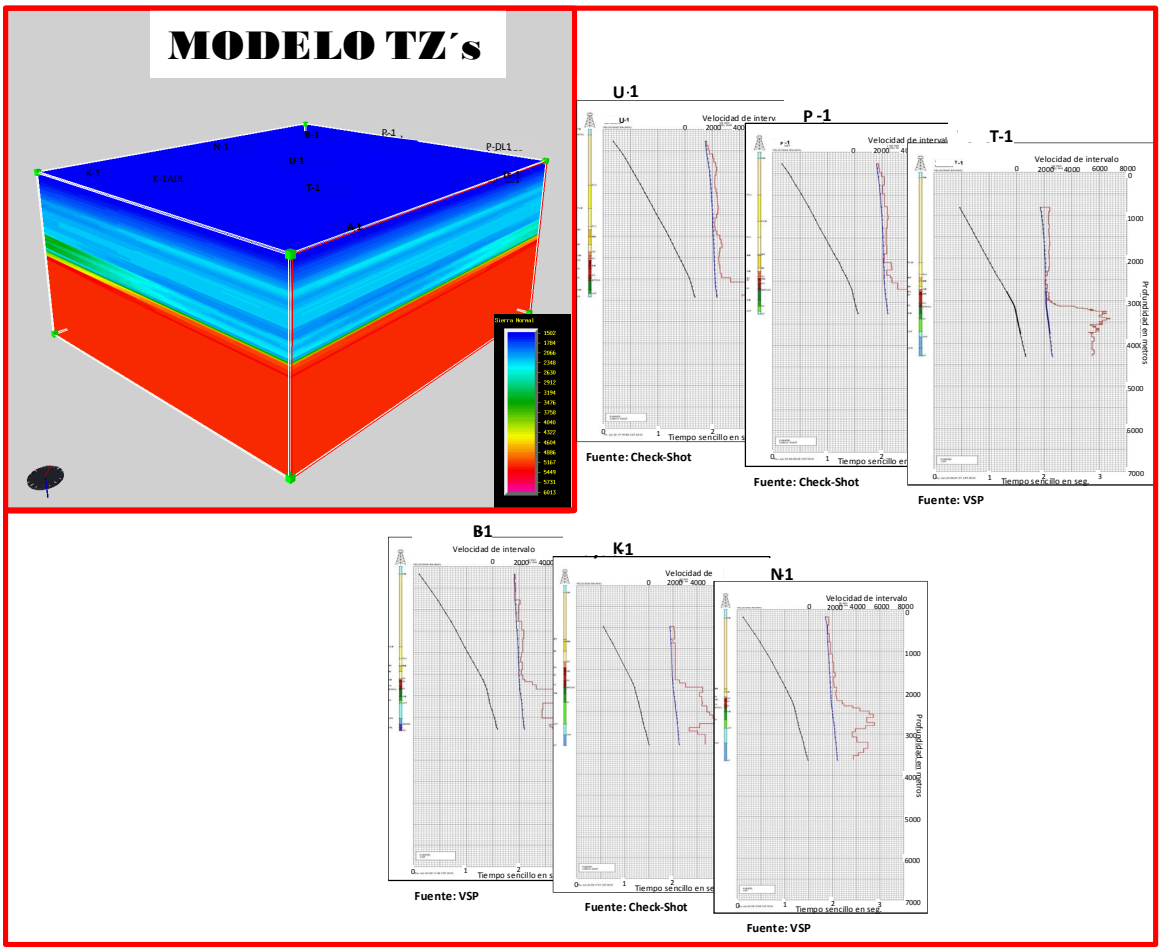


Figura. II.6.1.c.1. Modelo de velocidades generado a partir de registros de velocidad de los seis pozos (T-1, U-1, P-1, N-1, K-1 y B-1) con su respectivo VSP y/o Check Shot.

II.6.1.d.- Incorporación de las estructuras al modelo de T-Z´s.

En esta parte de la construcción del modelo se toman en cuenta las estructuras del área de estudio, las cuales generan cambios significativos de velocidad. Para esto es necesario incorporar todos los horizontes de velocidad interpretados en el Terciario, así como también la incorporación de los horizontes objetivos; los cuales hacen la función también de horizontes de velocidad; por lo tanto; la incorporación de estos horizontes genera un modelo de velocidades más real en el cual se considera además la parte estructural. **Tabla II.6.1.d.1** y **Figura II.6.1.d.1.**

HORIZONTES INTERPRETADOS

	Name	Use
1	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F	✓
2	MTEK:TEK_ES_M_int_F	✓
3	MTEK:TEK_MIOC_M_int	✓
4	MTEK:TEK_RCPL_M_int	✓
5	MTEK:TEK_SEC1_M_int	✓
6	MTEK:TEK_SEC4_M_int	✓
7	MTEK:TEK_SEC5_M_int	✓
8	MTEK:TEK_YacB_M_Int_F	✓

Tabla. II.6.1.d.1. Horizontes de control de velocidades (Terciario) y del yacimiento (Cretácico) incorporados al modelo.

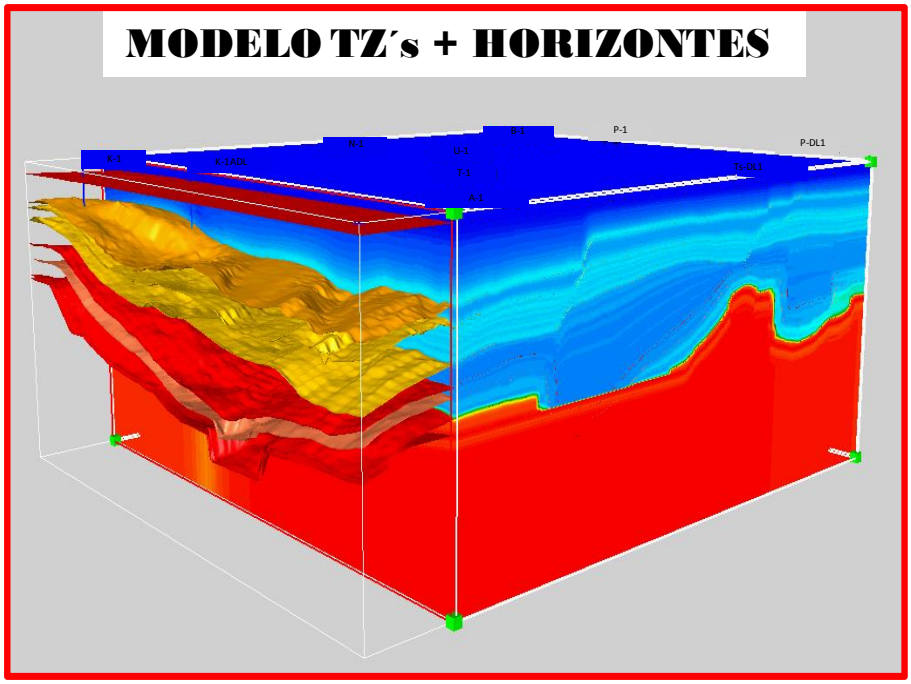


Figura. II.6.1.d.1. Incorporación de los horizontes al modelo.

II.6.1.e.- incorporación de velocidades de proceso.

Para obtener un modelo de velocidades más consistente y válido se consideraron además de las tablas T-Z$\hat{o}$s y los horizontes de velocidad, las velocidades RMS de los datos migrados figura II.6.1.e.1, las cuales fueron convertidas a velocidades interválicas por el método de *Dix*, para ser incorporado al modelo de velocidades, tal como se puede ver en la **Figura II.6.1.e.2.**

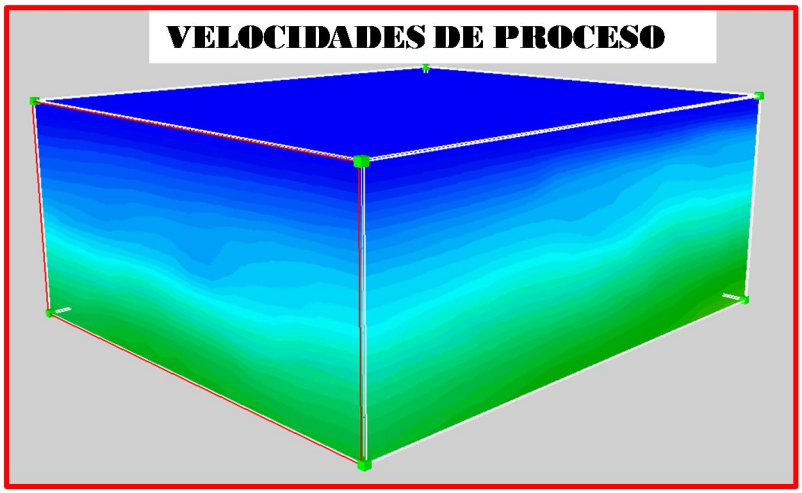


Figura. II.6.1.e.1. Incorporación de las velocidades de procesado al modelo.

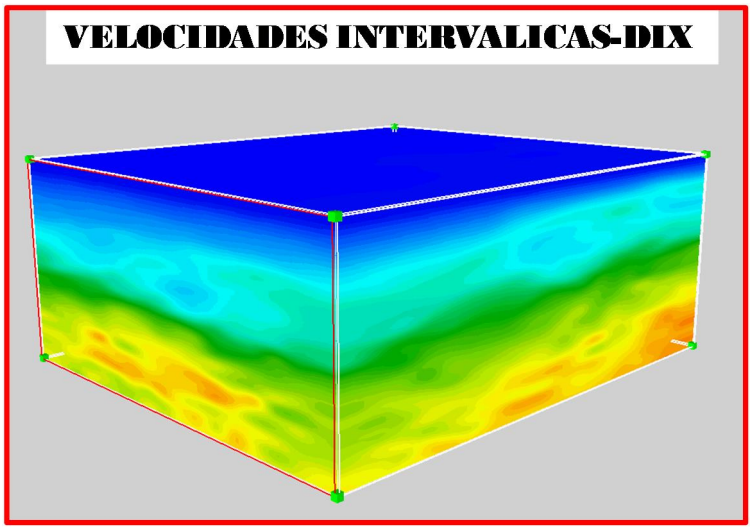


Figura. II.6.1.e.2. Velocidades de procesado convertidas a interválicas por inversión de Dix.

II.6.1.f.- Calibración del modelo final de velocidades.

Para lograr un mayor ajuste al modelo de velocidad, de los horizontes que limitan verticalmente el yacimiento; los marcadores (BTP-KS, Ki) se calibraron con sus respectivas cimas geológicas o *picks*. En la **Tabla II.6.1.f.1** se muestran la calibración de éstas.

CALIBRACIÓN DE CIMAS

Calibration results

...	STATUS	WELLNAME	T_PICK	Z_PICK	TVDSS_PI...	Z_UNCAL	Z_CAL	Z_DIFF1	Z_DIFF2	V_UNCAL	V_CAL	V_DIFF	HORIZON	PICKSET
☑	OK	T-1	3,021.9	3,159.3	-3,159.3	3,166.4	3,161.1	-5.3	-1.9	2,095.6	2,090.9	4.7	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☑	OK	P-1	2,930.3	3,190.0	-3,190.0	3,193.6	3,191.1	-2.5	-1.1	2,179.7	2,177.2	2.5	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☑	OK	B-1	2,876.1	2,845.7	-2,845.7	2,867.5	2,847.9	-19.7	-2.2	1,994.0	1,978.8	15.2	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☑	OK	TS-DL1	2,144.8	2,537.0	-2,537.0	2,285.2	2,535.5	250.3	1.5	2,130.9	2,365.7	-234.8	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☑	OK	N-1	2,404.7	2,350.9	-2,350.9	2,381.6	2,352.3	-29.3	-1.4	1,980.8	1,955.2	25.6	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☑	OK	U-1	3,264.1	3,537.0	-3,537.0	3,553.7	3,539.3	-14.4	-2.3	2,177.5	2,167.2	10.2	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☑	OK	T-1	3,133.7	3,442.2	-3,442.2	3,442.0	3,443.7	1.7	-1.5	4,898.6	5,028.8	-130.2	MTEK:TEK_YacB_M_Int_F	Base_Yac
☑	OK	U-1	3,334.7	3,760.0	-3,760.0	3,757.8	3,760.7	2.9	-0.7	5,778.0	6,313.4	-535.5	MTEK:TEK_YacB_M_Int_F	Base_Yac
☐	OK	A-1	3,123.7	3,680.0	-3,680.0	3,269.0	3,262.4	-6.6	417.6	-99,999.0	-99,999.0	0.0	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☐	OK	F-DL1	3,193.8	3,677.0	-3,677.0	4,046.2	4,215.0	168.8	-538.0	-99,999.0	-99,999.0	0.0	MTEK:TEK_BTPKS_Int_F...	BTP-KS
☐	OK	A	3,521.4	3,813.8	-3,813.8	4,271.0	4,290.2	19.1	-476.4	-99,999.0	-99,999.0	0.0	MTEK:TEK_YacB_M_Int_F	Base_Yac
☐	OK	TS-DL1	2,286.1	2,681.5	-2,681.5	2,640.3	2,903.6	263.3	-222.1	-99,999.0	-99,999.0	0.0	MTEK:TEK_YacB_M_Int_F	Base_Yac

Tabla. II.6.1.f.1. Muestra la calibración que se obtuvo para las cimas geológicas.

El nivel de ajuste logrado en los horizontes objetivos en lugares donde se tiene control de velocidad de pozos está dentro de la tolerancia permitida, por lo que la calibración se considera suficientemente aceptable.

II.6.1.g.- Modelo final de velocidades.

La **Figura II.6.1.g.1**, muestra el modelo solido final de velocidades y superficies utilizadas para la conversión a profundidad, en dicha imagen es posible observar las variaciones de velocidades tanto verticales como laterales.

Cabe mencionar que este modelo final de velocidades, incluyo el modelado de las principales fallas inversas del campo T, realizado en el módulo MIMIC de ñDepth Team Explorerò, con la finalidad de tener un mejor control y distribución de las velocidades acorde a la complejidad estructural del área.

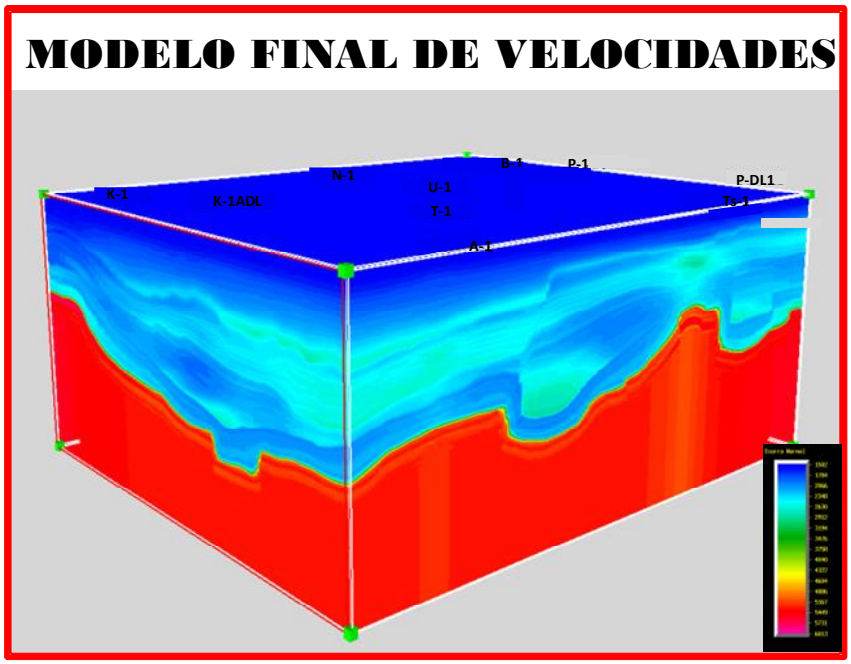


Figura II.6.1.g.1. Muestra las variaciones de velocidades tanto lateral como vertical, así como las superficies utilizadas en el modelo de velocidades.

II.6.2. Conversión a profundidad.

Una vez generado el modelo de velocidades se procedió a la conversión a profundidad de los horizontes interpretados en tiempo, sobretodo cima y base del yacimiento, así como las fallas y trazas sísmicas del volumen de PreSTM. Los horizontes resultantes de esta conversión se llevaron a la herramienta *Zmap Plus,* para corregir las pequeñas diferencias y para generar los mapas de contornos estructurales, los cuales definieron el área para la evaluación volumétrica de reservas. La **Figura II.6.2.1** muestra la configuración estructural en profundidad, resultado de esta conversión a profundidad y corresponde a la cima del yacimiento Brecha Cretácico Superior.

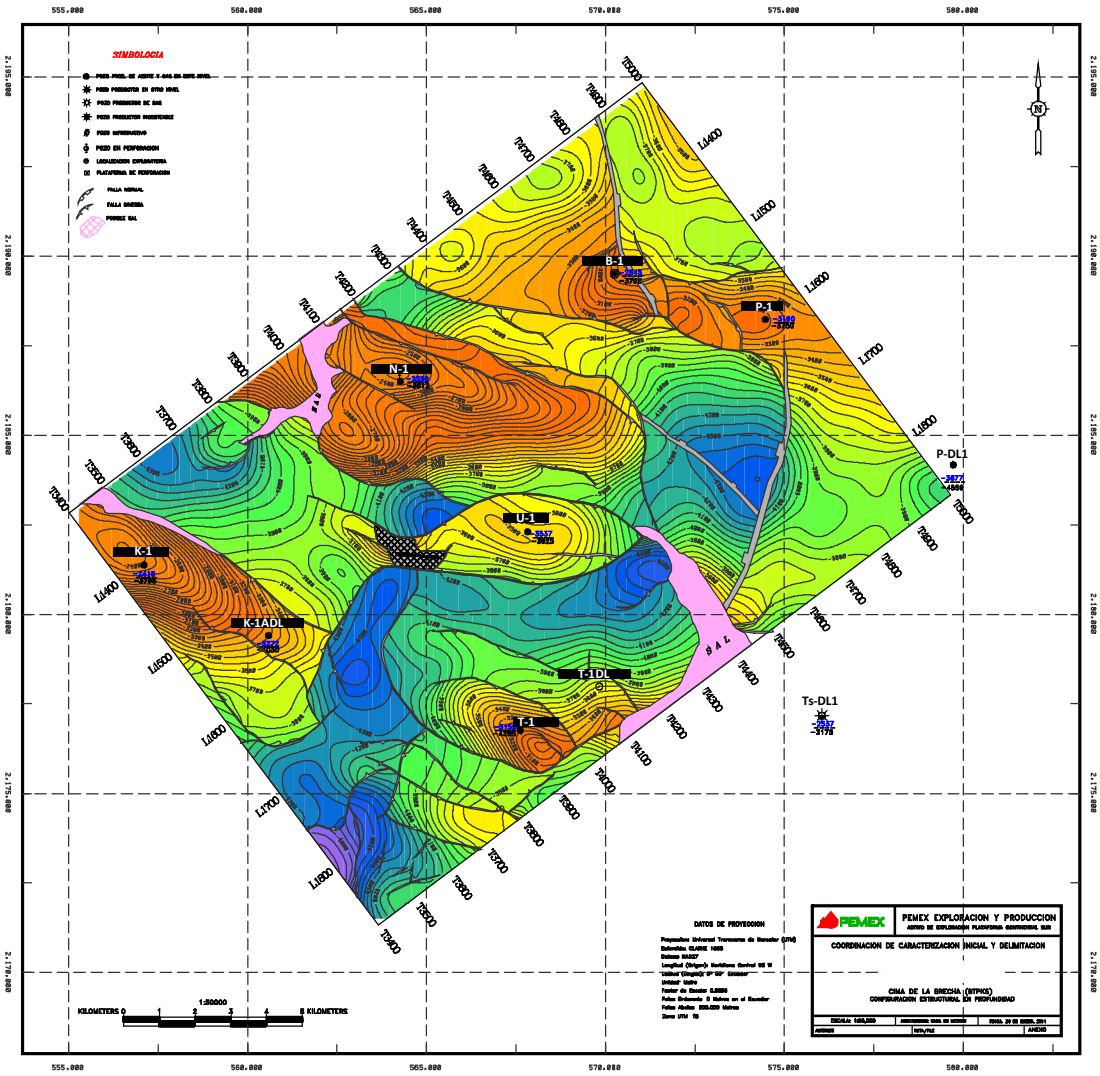


Figura II.6.2.1. Configuración estructural en profundidad de la Brecha Cretácico Superior.

En la **Figura II.6.2.2** muestra la sección sísmica (T-3915) en tiempo que fue convertida a profundidad como se puede ver en la **Figura II.6.2.3.**

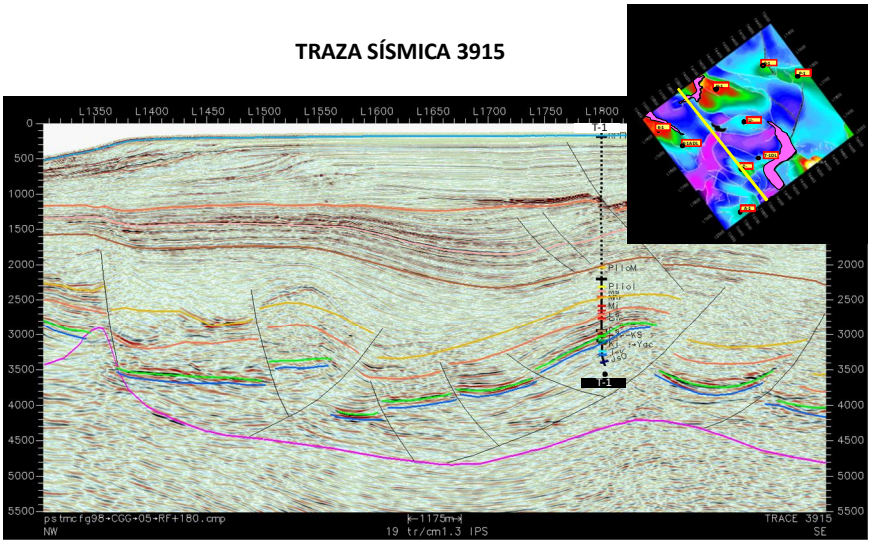


Figura II.6.2.2. Traza sísmica 3915 en tiempo que pasa por el pozo T-1

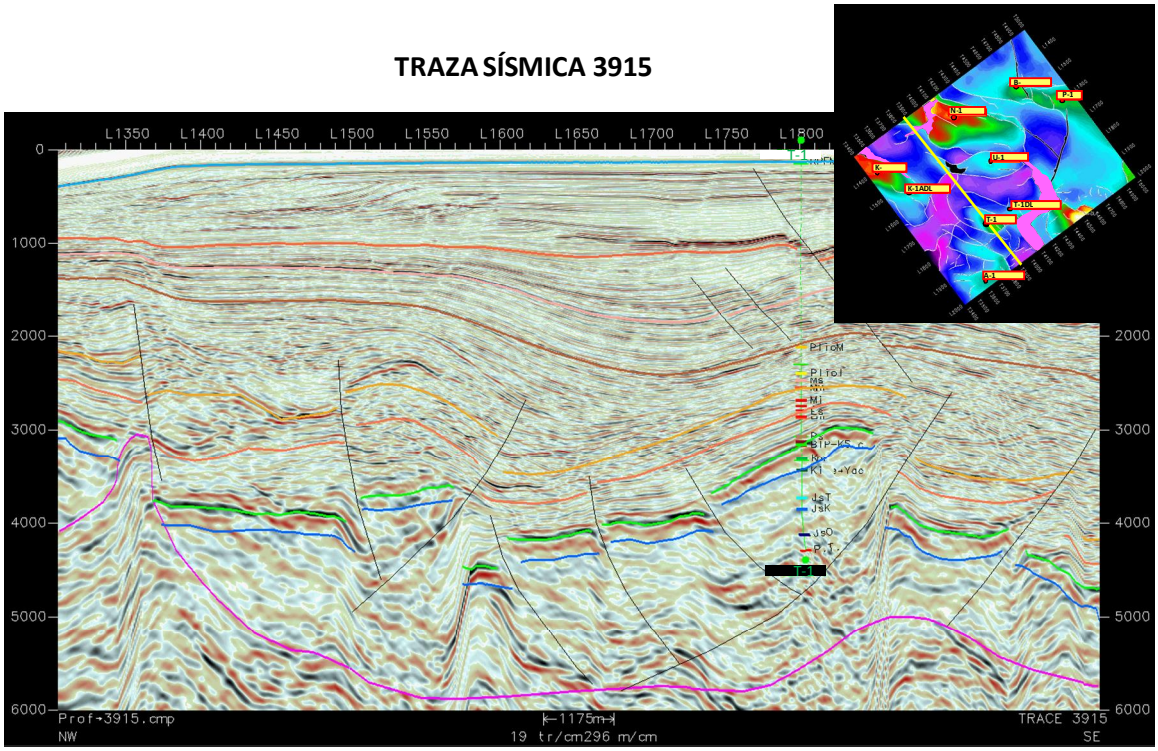


Figura II.6.2.3. Traza sísmica 3915 en profundidad que pasa por pozo T-1.

Los datos que generaron estos mapas junto con las fallas, horizontes y el cubo sísmico en profundidad (Prof_pstmcfg98_RF180), se transfirieron al *software Petrel* para que en conjunto con los datos geológicos y petrofísicos apoyen el cálculo volumétrico. En la **Tabla II.6.2.1** se muestran las versiones en profundidad de los horizontes interpretados e igualmente en la **Tabla II.6.2.2** se muestran las fallas en profundidad generadas en el sistema *Seisworks-3D*

Horizontes en *Seisworks 3D* (profundidad)

Horizontes Mesozoicos (Profundidad)	**Contenido**
Depth_MTEK_BTPKS	Cima BTP-KS
Depth_MTEK_YacB	Base de Yacimiento

Tabla II.6.2.1. Horizontes en profundidad

Segmentos de Fallas en Seisworks 3D (fault sticks)

Fallas (Profundidad)	**Contenido**
F1_MIMIC_prof	Falla inversa
F2_MIMIC_prof	Falla inversa
F3_MIMIC_prof	Falla inversa
F4_MIMIC_prof	Falla inversa
F5_MIMIC_prof	Falla inversa
F1_TEK_INV_prof	Falla inversa
F2_TEK_INV_prof	Falla inversa
F3_TEK_INV_prof	Falla inversa
F4_TEK_INV_prof	Falla inversa
F5_TEK_INV_prof	Falla inversa
F6_TEK_INV_prof	Falla inversa
F7_TEK_INV_prof	Falla inversa
F8_TEK_INV_prof	Falla inversa
F9_TEK_INV_prof	Falla inversa
FA1_N_prof	Falla normal
FA2_INV_prof	Falla inversa
FA3_INV_prof	Falla inversa
FA4_INV_prof	Falla inversa

Tabla II.6.2.2. Segmentos de fallas en profundidad.

II.7.- GENERACIÓN DE MAPAS EN TIEMPO Y PROFUNDIDAD.

Como resultado final de esta fase del estudio de caracterización inicial del campo T, se generaron los planos en tiempo y profundidad respectivamente, las configuraciones se llevaron a cabo utilizando la aplicación de *Zmap* de *Landmark*, para ello se realizó el siguiente procedimiento:

a) Se importaron los datos de los horizontes del yacimiento en el dominio del tiempo y profundidad generados en *Seisworks.*

b) Se crearon los archivos MFD y ZGF para este proyecto.

c) Se realizaron las grillas con un incremento de 50 x 50.

d) Con estos datos se hizo un mapa estructural en tiempo correspondiente a la cima del intervalo productor Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS), así mismo un mapa en profundidad para el mismo nivel a una escala de 1:50,000 respectivamente.

La **Figura II.7.1** muestra la configuración estructural en tiempo a la cima de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) del campo T, el intervalo de contornos es cada 50 ms. La estructura del campo T se ubica en la parte central inferior de este mapa. En la configuración se pueden destacar el conjunto de fallas inversas predominantes y que son las responsables del levantamiento de los bloques que definen las estructuras anticlinales, como lo son la estructural de T, U y K, por mencionar las más cercanas.

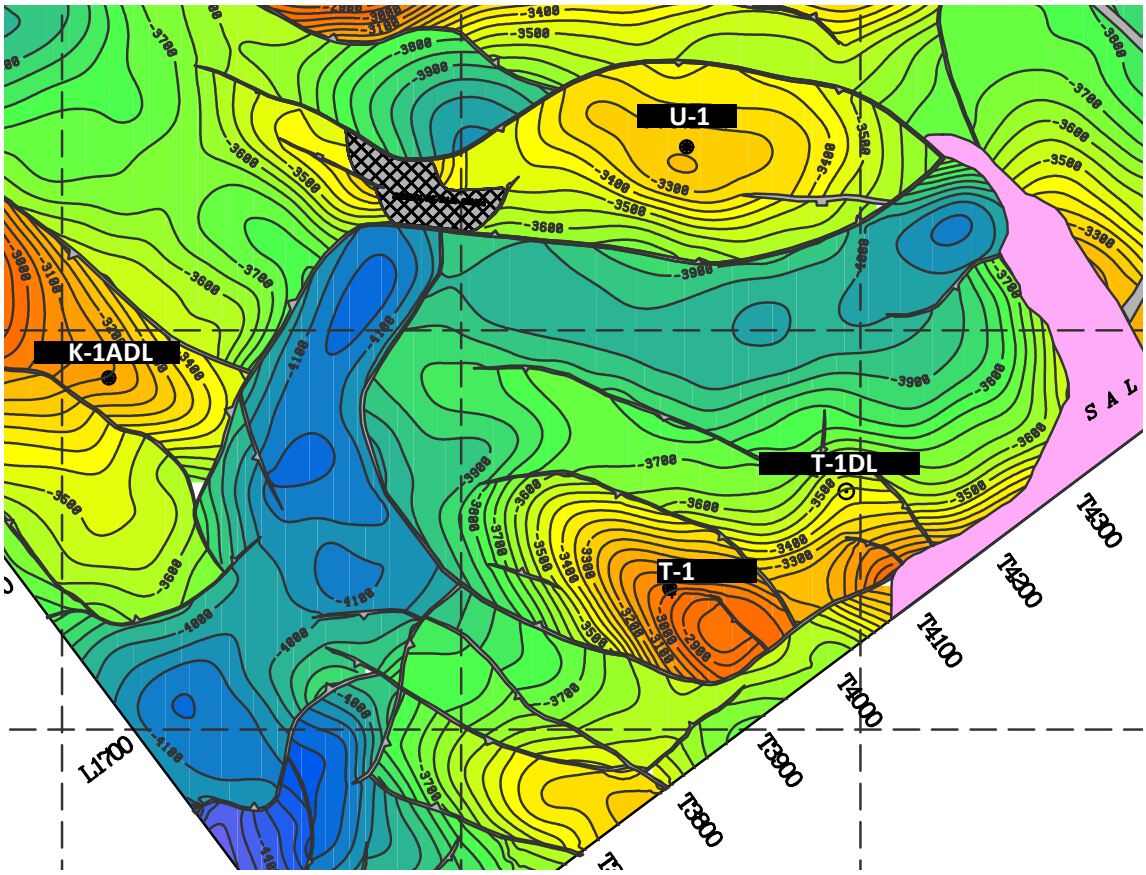


Figura II.7.1. Configuración estructural en tiempo cima de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) productora en el pozo T, U, y K.

La **Figura II.7.2** muestra una imagen en donde se observa la estructura del campo T que forma parte de un conjunto de bloques levantados, delimitados por fallas inversas relacionadas con movimientos de sal bajo una componente compresional que los expulsó. Tiene cierre natural hacia el norte y contra las fallas inversas hacia sus flancos y hacia el sur. Este campo se separa del campo K y U por un sistema de fallas inversas también desarrolladas bajo el mismo régimen estructural. Los contornos de la configuración en profundidad están cada 50 mts, los tonos en color azul-morado representan las partes bajas o sinclinales y rojo-amarillo los altos estructurales o anticlinales.

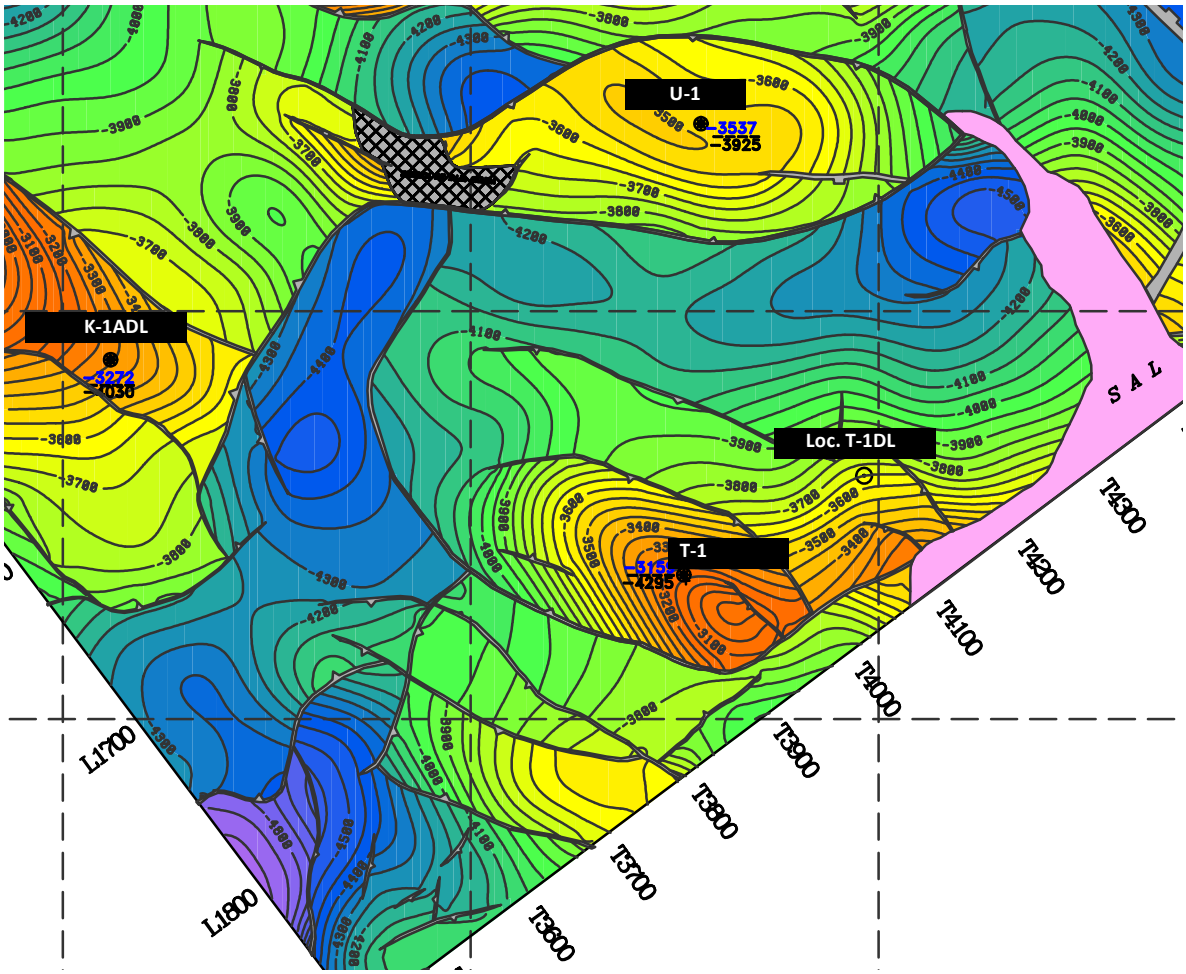


Figura II.7.2. Configuración estructural en profundidad, cima de la Brecha del Cretácico Superior (BTP-KS) productora en el campo T, K, U. (Anexo II.7.4).

Los mapas estructurales en tiempo y profundidad se encuentran en el apartado de **Anexos, II.7.4** a escala 1:50,000. Las fallas principales interpretadas en tiempo en la sísmica fueron 9 para el área de estudio.

Las *grids* con las que se generaron los planos se exportaron en formato ASCII al sistema *Petrel* y constituyen los datos de entrada para la generación y análisis de modelo estático para apoyar el cálculo volumétrico de las reservas que se analizará en el **Capitulo VII** (Preparación del Modelo Estático).

III.- ANÁLISIS PETROGRÁFICO, DIAGENÉTICO Y SEDIMENTOLOGICO

III.1.- Generalidades

Este capítulo trata de los estudios de petrografía, diagénesis y sedimentología realizados a las rocas recuperadas durante la perforación del pozo T-1. Tiene como objetivo determinar las propiedades internas de las rocas que componen la estructura del campo T. También se muestran las unidades litológicas en que ha sido dividida la columna geológica del pozo, las cuales sirvieron de base para calibrar el modelo petrofísico y para integrar el modelo geológico del campo.

Para llevar a cabo los estudios petrográfico, diagenético y sedimentológico, se estudiaron los núcleos recuperados durante la perforación del pozo T-1, de los cuales 3, se ubican en la zona del yacimiento. También se realizaron descripciones petrográficas (de núcleos y de muestras de canal). Se integran, además, estudios sedimentológicos hecho por la compañía prestadora de servicios.

Durante esta etapa se realizó la descripción litológica y sedimentaria detallada de los intervalos que resultaron productores en el pozo T-1, utilizando la información de núcleos, muestras de canal y registros geofísicos, lo que permitió subdividir la columna geológica en litofacies.

Dentro de los procesos diagenéticos que afectaron a las rocas del yacimiento, el más importante de ellos es el de disolución, debido a que ayuda al desarrollo de la porosidad; otros son procesos que no favorecen la calidad de la roca almacén e impiden el flujo de fluidos, como son los de compactación y cementación.

El ambiente sedimentario que se interpretó con datos paleontológicos y descripciones petrográficas de núcleos y muestras de canal de las rocas del yacimiento en el pozo T-1, corresponde a brechas sedimentarias depositadas en talud distal. La columna estratigráfica en la zona del yacimiento cortada por el pozo T-1, se muestra en la **Figura**

III.1.1; donde se muestran los intervalos productores en el yacimiento, del Cretácico Superior, Medio e Inferior.

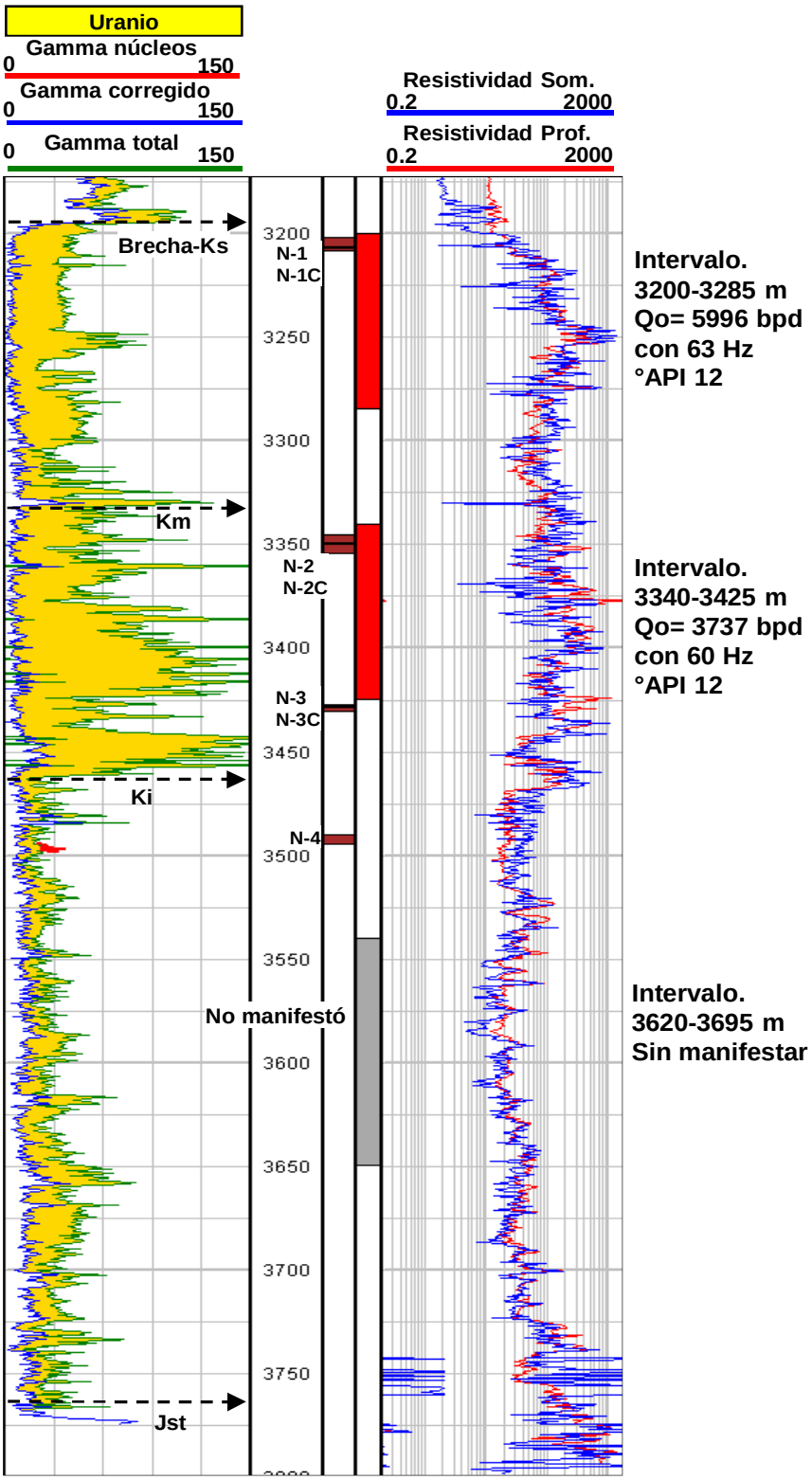


Figura III.1.1. Intervalos probados en el yacimiento del Cretácico en el pozo T-1

Con base en el análisis petrográfico y paleontológico de las muestras de canal y núcleos, se estableció la columna geológica, penetrada por el pozo T-1, y la cima y base de yacimiento definidas en este estudio **(Tabla III.1.1 y Tabla III.1.1a)**.

EDAD/FORMACIÓN	PROG. (mvbmr)	REAL (mvbmr)	ESPESOR
RECIENTE-PLEISTOCENO	150	150.3	1994.7
PLIOCENO SUPERIOR			
PLIOCENO MEDIO		2145	280
PLIOCENO INFERIOR		2425	75
MIOCENO SUPERIOR	2585	2500	80
MIOCENO MEDIO		2580	130
MIOCENO MEDIO		2580	130
MIOCENO INFERIOR		2710	60
OLIGOCENO SUPERIOR	2945	AUSENTE	
OLIGOCENO MEDIO		2770	45
OLIGOCENO INFERIOR		2815	15
EOCENO SUPERIOR	3115	2830	50
EOCENO MEDIO		2830	20
EOCENO INFERIOR		2900	200
PALEOCENO SUPERIOR	3405	3100	55
PALEOCENO INFERIOR		3155	30
BTP-KS	3515	3194	148
CRETACICO MEDIO		3333	130
CRETACICO INFERIOR	3665	3463	300
J.S. TITHONIANO	3825	3763	122
J.S. KIMMERIDGIANO	3825	3885	265
J.S. OXFORDIANO		4150	178
PROF. TOTAL	4125	4328	

Tabla III.1.1. Columna geológica del pozo exploratorio T-1

Los límites verticales del yacimiento se presentan en la siguiente tabla:

EDAD	PROFUNDIDAD (mdbmr)	ESPESOR (mv)
BTP-KS	3194 m	
Cima yacimiento	3185 m	148
Cretácico Medio	3333 m	130
Cretácico Inferior	3463 m	5
Base yacimiento (L.F.)	3468 m	295
Jurásico Superior Tithoniano	3763 m	

Tabla III.1.1a. Cima y base del yacimiento del Cretácico determinadas en el pozo exploratorio T-1.

En el pozo exploratorio T-1, se cortaron cuatro núcleos convencionales los tres primeros (N-1, N-2 y N-3) se encuentran dentro del yacimiento y hubo la necesidad de cortar el complemento (N-1C, N-2C y N-3C), debido a la pobre recuperación que se tuvo. En la **(Tabla III.1.2)** se muestra el intervalo, la edad, la recuperación y la litología de cada uno ellos.

No	EDAD	INTERVALO (md)	RECUPERACIÓN	LITOLOGÍA
1	BTP-Ks	3202-3207	4.45 m (29%)	Brecha sedimentaria con regular impregnación de aceite.
1C	BTP-Ks	3207-3209	0.5 m (25%)	Brecha sedimentaria con regular impregnación de aceite.
2	Km	3345-3350	1.15 m (23%)	Dolomía micro-mesocristalina con regular impregnación de aceite.
2C	Km	3350-3355	0.10 m (2.0%)	Dolomía micro-mesocristalina con regular impregnación de aceite.
3	Km	3427-3428	0.42 m (28%)	Dolomía micro-mesocristalina con regular impregnación de aceite pesado y residual.
3C	Ki	3428.5-3431	0.34 m (13.6%)	Dolomía micro-mesocristalina con impregnación de aceite.
4	Ki	3490-3495	5.0 m (100%)	Mudstone-Wackestone de foraminíferos planctónicos, con pobre impregnación de aceite y estilolitas rellenas de material bituminoso.

Tabla III.1b. Núcleos cortados en el pozo exploratorio T-1.

En la **Figura III.1.2** se muestra la cima y la base del yacimiento carbonatados en estudio.

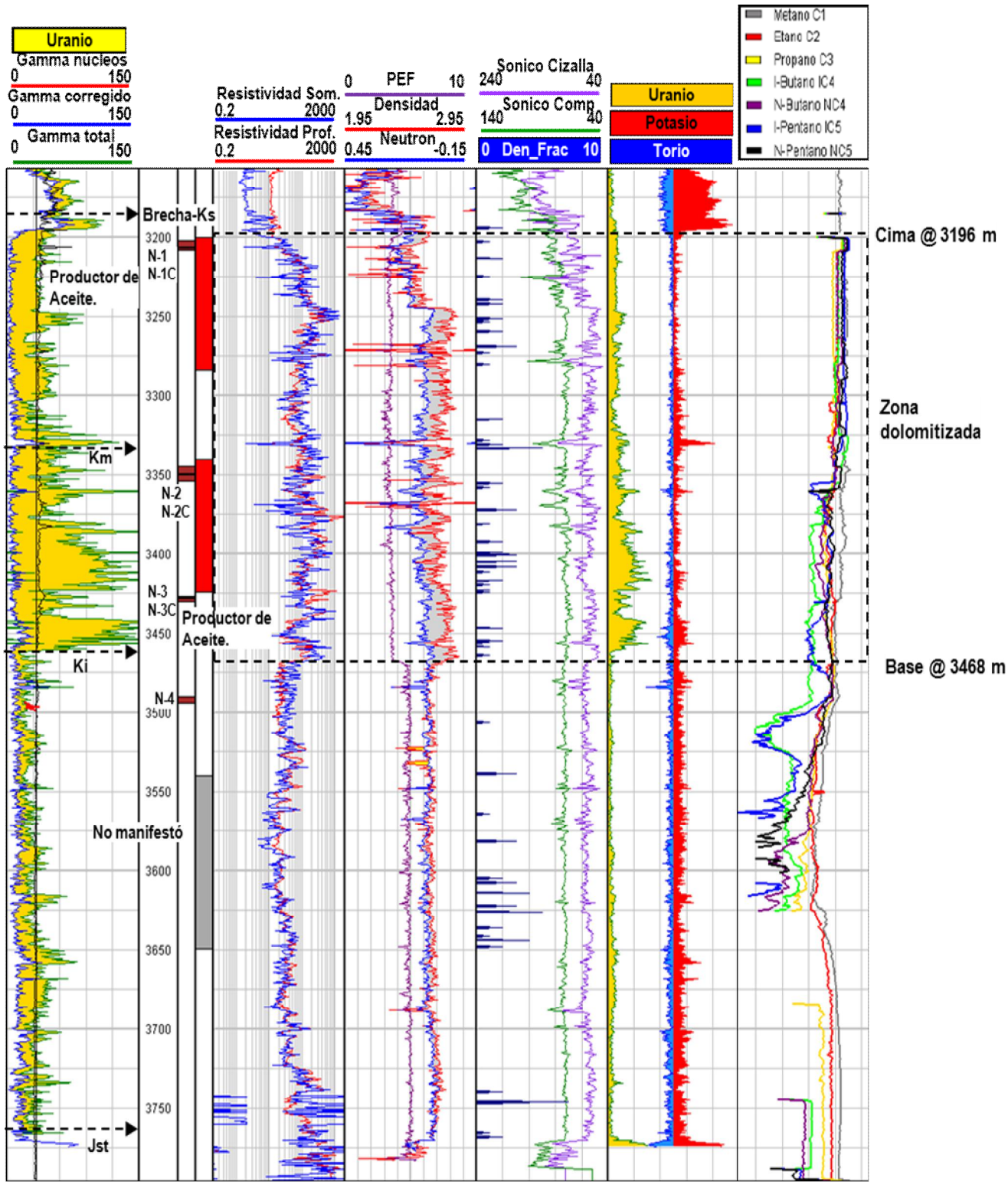


Figura III.1.2. Cima y base del yacimiento en el pozo T-1

III.1.2.- Marco Geológico Regional

El marco geológico regional está relacionado principalmente con la plataforma de Yucatán, como un extenso banco carbonatado, que es la mayor fuente de aporte de estos sedimentos.

El basamento presenta fracturamiento y topografía irregular, dando lugar a cuencas (rift) y pilares (Pilar de Akal), ubicando al pozo exploratorio descubridor del yacimiento T-1 en la parte norte del pilar de Akal; este último se encuentra limitado por las fosas de Macuspana y Comalcalco en cada uno de los flancos oriente y occidente, respectivamente.

Los depósitos más antiguos encontrados en la zona marina corresponden a evaporitas (sal pre-oxfordiana), continuando con el Jurásico Superior-Oxfordiano, cortado en los pozos exploratorios Ch-1, C-2239, Ca-1, y otros como el pozo Ts-1 del proyecto Campeche Oriente, que consisten de sedimentos detríticos producto de la desintegración de rocas preexistentes en el continente principalmente, y representados por arenas, limos, bentonitas y areniscas con escasas intercalaciones de carbonatos.

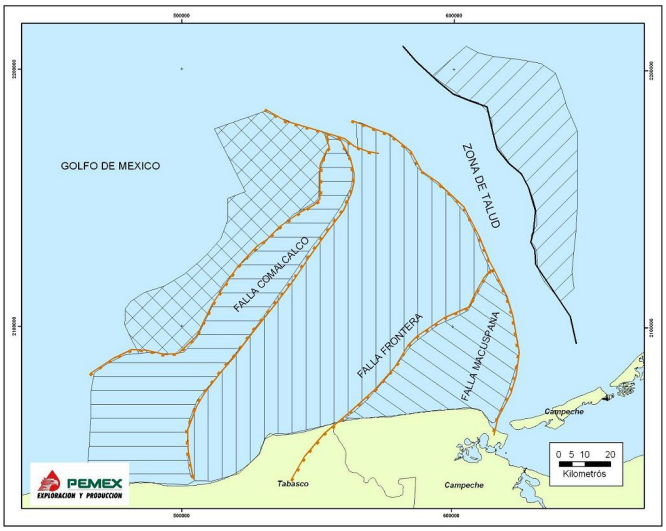
Este tipo de depósitos se relaciona con mares someros con una topografía irregular, puesto que los continentes estaban en separación y reacomodo, dando lugar a una serie de fallas de distensión y fracturas que posteriormente formarían fosas, **Figura III.1.2.1**.

Durante el Tithoniano el mar vuelve a invadir el continente formándose zonas anóxicas predominando depósitos calcáreo-arcillosos. El Jurásico Superior se comportó con una secuencia sedimentaria típica de lo que ahora es el continente, aumentando a zonas de talud y a cuenca, en lo que actualmente es la zona marina.

En el Cretácico Inferior la invasión del mar sobre el continente aumentó, cubriendo gran parte de éste, permitiendo su comunicación probable con el Pacífico, formando en el continente mares muy someros que permitieron depósitos evaporíticos y, en la zona marina, diferentes depósitos que gradúan desde micritas hasta dolomías. Durante el Cretácico Medio, hacia lo que hoy es la zona marina, depósitos en secuencias de talud y cuenca en facies pelágicas.

Durante el Cretácico Superior, se inicia un nuevo levantamiento que dio origen a una zona de discordancia de tipo regional, exponiendo gran parte de rocas cretácicas a la

erosión y no depósito de los sedimentos posteriores del Paleoceno. En este periodo se efectúa el depósito de Brechas sedimentarias.



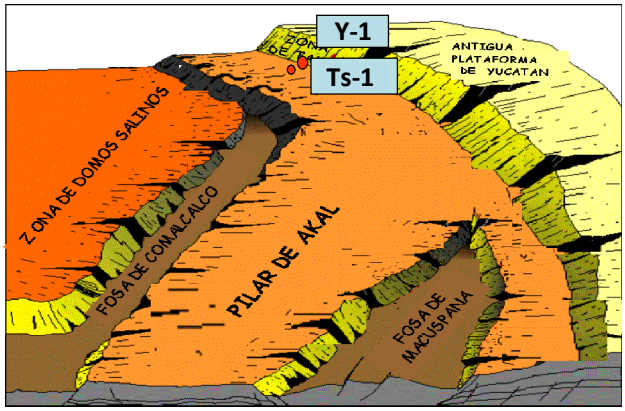


Figura III.1.2.1.- Marco Geológico Regional de la Sonda de Campeche

III.1.3.- Estratigrafía Local

La columna geológica atravesada, por el pozo exploratorio T-1, descubridor del yacimiento del Cretácico, comprende rocas que van desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior-Oxfordiano. Las relaciones estratigráficas se presentaron de manera concordante. Las cimas fueron determinadas por sus cambios litológicos, contenido faunístico usando los alcances de *Bolli, 1985*, y por correlación de los registros geofísicos. A continuación se describen las principales características de la columna geológica de acuerdo a la cronología de su depósito:

Jurásico Superior-Oxfordiano (4150-4328 m) 178 m penetrados.

Los 178 m penetrados está representada por tres litofacies:

A) Parte inferior, está representada por mudstone arcilloso gris obscuro en partes café claro, parcialmente dolomitizado, en partes bituminoso, semiduro, con porosidad secundaria en fracturas.

B) Parte media 48 m de espesor, está representada intercalaciones de lutita gris y gris claro, ligeramente calcárea, en partes arenosa, suave a semidura con pirita diseminada y anhidrita blanca, translucida.

C) Parte superior, está representada por lutita gris a gris obscuro y café claro, ligeramente calcárea en partes arenosas, suave a semidura con pirita diseminada, con intercalaciones de mudstone café claro a obscuro con porosidad secundaria intercristalina y en fracturas. La cima se determinó con la aparición de *Globuligerina sp. Globuligerina oxfordiana.* Lo cual determinó un ambiente de plataforma externa*.* *S*ubyace de manera concordante con el Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

Jurásico Superior-Kimmeridgiano (3885 - 4150 m). Espesor 265 m.

Esta unidad está representada litológicamente por dolomía café obscuro y gris obscuro, microcristalina, con porosidad secundaria intercristalina y en microcavidades por disolución, con laminaciones de mudstone arcilloso gris obscuro, suave a semiduro, parcialmente dolomitizado, con porosidad secundaria intercristalina y fracturas. Paleontológicamente no se determinaron especies para datar esta unidad, por lo que se ubicó por litología y marca eléctrica de registros geofísicos. El ambiente se ubica en plataforma interna. *S*ubyace concordantemente con el Jurásico Superior-Tithoniano.

Jurásico Superior-Tithoniano (3763 - 3885 m). Espesor 122 m.

Se determinaron dos facies litológicas:

A) Arcillosa (3800-3885 m).- Consta de lutita gris obscuro a negro, calcárea con saccocomas y radiolarios calcificados, bituminosa, laminar, semicompacta, con abundante pirita asociada a materia orgánica; delgadas capas de mudstone-wackestone café claro, compacto, laminar, sin porosidad observable.

B) Carbonatada-Arcillosa (3763-3800 m).- Compuesta por delgadas capas de mudstone gris obscuro a negro, arcilloso, compacto, laminar, con abundante pirita asociada a materia orgánica, sin porosidad observable; con delgadas intercalaciones de lutita gris obscuro a negro, laminar, semidura, calcárea.

La cima se determinó con la aparición del grupo faunístico de *Saccocoma arachnoidea, Saccocoma* sp., radiolarios calcificados, de un ambiente de cuenca. *S*ubyace concordantemente con el Cretacico Inferior.

Cretácico Inferior (3463 - 3763 m). Espesor: 300 m.

Constituído por mudstone-wackestone gris claro y café claro de foraminíferos planctónicos, parcialmente dolomitizado, con microfracturas rellenas de calcita y material bituminoso, con pobre impregnación de aceite, se observan algunos fragmentos de dolomía café claro, micro a mesocristalina, con porosidad secundaria intercristalina y en microfracturas.

La aparición del conjunto faunístico*, Calpionella alpina, Tintinnopsella carpathica, Tintinnopsella cf. longa, Nannoconus sp., Nannoconus bermudezi, Nannoconus kamptneri, Nannoconus steinmanni,* definieron a esta unidad como ambiente de cuenca. Su contacto superior es concordante con el Cretácico Medio.

Cretácico Medio (3333 - 3463 m). Espesor: 130 m.

Constituido por dolomía café claro, microcristalina a mesocristalina, en partes ligeramente arcillosa, compacta, con porosidad secundaria intercristalina y en micro fracturas, algunas con regular impregnación de aceite pesado. Delgadas intercalaciones de mudstone-wackestone café oscuro, gris claro, dolomítico, en partes ligeramente arcilloso, con porosidad secundaria en microfracturas, con nódulos y lentes de pedernal biógeno negro y gris claro. Su contacto superior es concordante con BTP-KS y fue determinado por marca eléctrica.

Brecha KS (3194 - 3333 m). Espesor: 148 m.

Constituido por brecha sedimentaria con clastos de mudstone-wackestone de intraclastos crema, claro dolomitizado, con porosidad secundaria intercristalina, cavidades por disolución con intercrecimientos de cristales de dolomita, y microfracturas abiertas con buena impregnación de aceite. Su contacto fue determinado por litología y marca eléctrica. Subyace discordantemente al Cretácico Superior Temprano-Paleoceno Inferior.

Paleoceno Inferior (3155 - 3185 m). Espesor: 30 m.

Constituido por lutita gris claro a gris verdoso y en partes café rojizo, semidura y calcárea. Trazas de marga café rojizo, delgadas intercalaciones de mudstone crema café claro, compacto, sin porosidad observable. Esta unidad fue determinada con la aparición del siguiente conjunto faunístico *Morozovella trinidadensis, Morozovella pseudobulloides, Morozovella pseudobulloides, Morozovella sp. y un* ambiente batial inferior.

Paleoceno Superior (3100 ï 3155 m). Espesor: 55 m.

Representado por lutita café claro a gris verdoso y café rojizo, semidura, calcárea, laminaciones de bentonita gris verdoso y de mudstone crema claro y café claro sin porosidad observable. Esta unidad fue determinada mediante la aparición del conjunto faunístico *Morozovella velascoensis, Planorotalites pseudomenardii, Morozovella angulata, Planorotalites pusilla pusilla, Morozovella subbotinae, Morozovella cf. Marginodentata, Acarinina soldadoensis soldadoensis, Morozovella* sp. y se determinó un ambiente batial inferior. Su contacto superior es concordante y transicional con el Eoceno Inferior.

Eoceno Inferior (2900 ï 3100 m). Espesor: 200 m.

Litológicamente se encuentra constituido por una lutita café claro a gris verdoso, ligeramente calcárea bentonítica, capas delgadas de mudstone crema a blanco, sin porosidad observable. Se determinó mediante la aparición del conjunto faunístico *Morozovella aragonensis, Acarinina soldadoensis sp. Morozovella formosa sp. Acarinina spinuloinflata, Globigerinoides higginsi, Morozovella sp. Acarinina sp*, de un ambiente batial inferior. Su contacto superior es concordante y transicional con el Eoceno Medio.

Eoceno Medio (2880 ï 2900 m). Espesor: 20 m.

Esta unidad está representada por una lutita café clara a gris verdoso, suave, ligeramente calcárea, bentonítica. Con el grupo faunístico de *Truncorotaloides topilensis, Acarinina spinuloinflata, Truncorotaloides cf. Rohri, Orbulinoides beckmanni, Pseudohastigerina wilcoxensis, Morozovella sp.,* definieron esta unidad y un ambiente batial medio-distal. Su contacto superior es concordantemente con el Eoceno Superior.

Eoceno Superior (2830 ï 2880 m). Espesor: 50 m.

Constituido por lutita café claro a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea, bentonítica. Esta unidad fue determinada con el conjunto faunístico *Cribrohantkenina inflata Hantkenina alabamensis, Hantkenina primitiva, Turborotalia cerroazulensis cerroazulensis, Globigerina ampliapertura, Globigerina pseudoampliapertura.* Ubicaron un ambiente batial inferior. Su contacto superior es concordante con el Oligoceno Inferior.

Oligoceno Inferior (2815 - 2830 m). Espesor: 15 m.

Está representado por una lutita café claro a gris verdoso, suave, ligeramente calcárea bentonítica. Esta unidad fue determinada mediante la aparición del conjunto faunístico *Globigerina ampliapertura, Globigerina cf. ampliapertura, Globorotalia opima opima, Catapsidrax stainforthi,* y un ambiente batial inferior. Su contacto superior subyace concordante al Oligoceno Medio.

Oligoceno Medio (2770 - 2815 m). Espesor: 45 m.

Constituído por uma lutita café claro a gris verdoso, suave, ligeramente calcárea bentonítica. Esta unidad fue determinada por la aparición del conjunto faunístico *Globorotalia opima opima, Globigerina ciperoensis ciperoensis, Globigerina ciperoensis fariasi, Globigerina sp. y un* ambiente batial medio. Su contacto superior es discordante con el Mioceno Inferior.

Mioceno Inferior (2710 - 2770 m). Espesor: 60 m.

Está constituido por una lutita gris a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea, delgadas capas de mudstone blanco compacto, sin porosidad observable.

Esta unidad fue determinada con la aparición del conjunto faunístico *Praeorbulina sicana, Globigerinoides bisphericus, Globorotaloides suteri, Globigerinoides altiaperturus, Globigerina ciperoensis angustiumbilicata, Orbulina suturalis, Globigerinoides trilobus sp. y un* ambiente batial superior-distal. Subyace concordantemente con el Mioceno Medio.

Mioceno Medio (2580 - 2710 m). Espesor: 130 m.

Representado por una lutita gris a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea. La cima de esta unidad fue determinada con la aparición del conjunto faunístico *Globorotalia mayeri, Globorotalia continuosa, Globorotaloides variabilis, Globigerinoides amplus, Globigerinoides elongatus,* determinando un ambiente batial superior. Su contacto superior es concordante con el Mioceno Superior.

Mioceno Superior (2500 - 2580 m). Espesor: 80 m.

Constituido por una lutita gris a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea. Esta unidad fue determinada con la aparición del conjunto faunístico *Sphaeroidinellopsis multiloba, Globorotalia juanai, Globigerina nepenthes, Globoquadrina altispira conica, Orbulina universa,* y un ambiente batial superior. Su contacto superior es concordante con el Plioceno Inferior.

Plioceno Inferior (2425 ï 2500 m). Espesor: 75 m.

Litológicamente está constituido por una lutita gris a gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea; delgadas intercalaciones de mudstone gris claro semicompacto sin porosidad observable. Esta unidad fue determinada mediante la aparición del conjunto faunístico *Globorotalia margaritae sp, Globoquadrina altispira altispira, Orbulina universa, Neogloboquadrina dutertrei dutertrei, Globigerinoides trilobus immaturus,* ubicado un ambiente batial superior. Su contacto superior es concordante con el Plioceno Medio.

Plioceno Medio (2145 ï 2425 m). Espesor: 280 m.

Constituido por lutita gris claro a verde claro, semidura, ligeramente calcárea, en partes bentonítica; con delgadas intercalaciones de mudstone crema claro, semiduro, sin porosidad observable. Esta unidad fue determinada mediante la aparición del conjunto faunístico *Globorotalia miocenica, Globorotalia exilis, Globorotalia pseudomiocenica, Globigerinoides ruber, Globigerinoides trilobus inmmaturus, Globigerinoides trilobus sacculifer, Globorotalia crassaformis sp., Globoquadrina dutertrei sp., Orbulina universa,* determinando un ambiente nerítico externo. Su contacto superior es discordante con el Plioceno Superior.

Reciente Pleistoceno (150.30 - 2145 m). Espesor: 1994.70 m.

Constituido por lutita gris claro a gris verdoso, suave a semidura, calcárea, plástica, ligeramente arenosa, delgadas capas de mudstone gris claro, compacto, ligeramente arcilloso, pirita diseminada, restos de bivalvos. Esta unidad presenta el conjunto faunístico: *Globorotalia truncatulinoides, Globigerinoides ruber, Neogloboquadrina dutertrei, orbulina universa, Globigerinoides trilobus trilobus* de ambiente batial superior. Su contacto inferior es discordante con el Plioceno Medio.

III.1.4. Información disponible y actividades desarrolladas

El estudio, se basó en integrar la información geológica proporcionada por el pozo descubridor del yacimiento T-1, tales como:

- Muestras de canal cada 5 m.
- 4 núcleos de fondo, con 3 complementos (1C, 2C, y 3 C)
- Descripción petrográfica de láminas delgadas de muestras de canal y de núcleos.
- Registros geofísicos del pozo.
- Reportes paleontológicos.
- Descripción sedimentológica de aproximadamente 12 m de núcleos.
- Análisis petrofísicos básicos y especiales de núcleos.
- Construcción de una base de datos en plataforma *Openworks*, proyecto CARACTERIZACION_09

Todo esto para describir las principales características de la roca almacén, el ambiente de depósito y los procesos diagenéticos que actuaron sobre las rocas del yacimiento, y se realizó en varias etapas:

Etapa 1: Recopilación y validación de toda la información existente: estudios geológicos previos, informes finales de pozo, descripciones petrográficas de núcleo y de muestras de canal, informes paleontológicos, informes sedimentológicos, historia de perforación del pozo, etc.

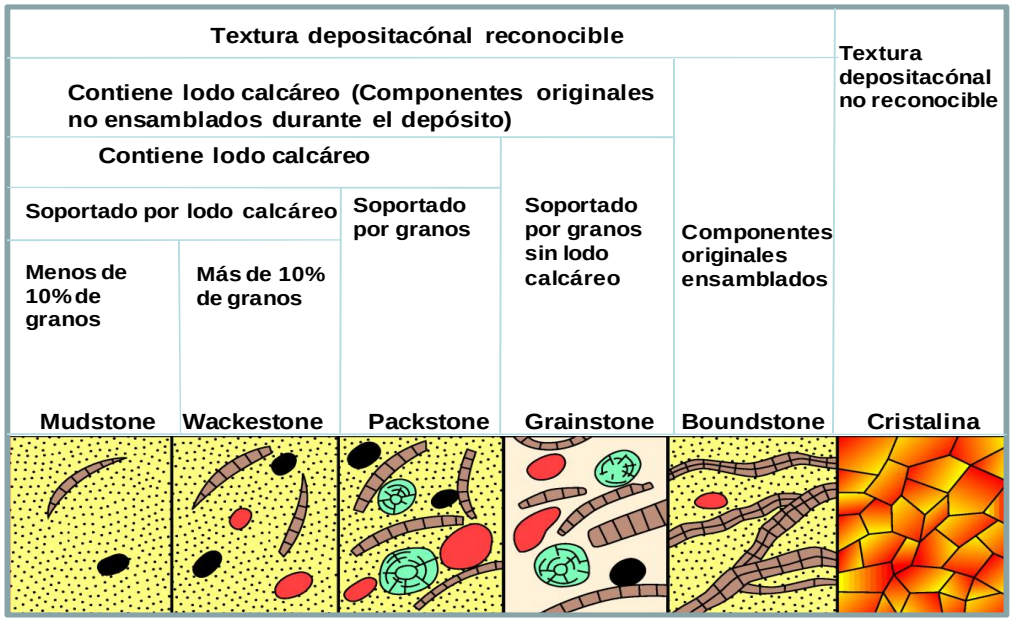
Etapa 2: Descripciones petrográficas de muestras de canal y núcleos.

Etapa 3: Estudios geológico, petrofísicos y especiales de muestras de canal y núcleos.

Etapa 4: Construcción de secciones geológicas y estratigráficas.

Etapa 5: Definición del modelo sedimentario.

Para la clasificación de los carbonatos, se empleó la nomenclatura de Dunham (1962) **Figura III.1.4.1.**



Dunham, 1962

Figura III.1.4.1. Clasificación textural para carbonatos (Dunham, 1962)

Los núcleos de fondo cortados en el pozo exploratorio T-1, fueron enviados a los laboratorios para la realización de estudios básicos (RG, Porosidad-Permeabilidad y Tomografía), geológicos (Petrografía, SEM y XRD) y estudios especiales (Presión Capilar).

En lo que respecta a la información de registros geofísicos se utilizaron los registros convencionales de Resistividades, Porosidades, Sónicos y Especiales (Imágenes Resistivas, Sónico Dipolar y Resonancia Magnética). La **Tabla III.1.4.1,** muestra el set de registros adquiridos en el pozo exploratorio T-1.

	T.R. 20"	T.R. 16"	T.R. 11 7/8"	T.R. 9 7/8"	T.R. 7 5/8"
Resistivo Tiempo Real (LWD)	925-1646	1646-2303	2303-3155	3155-3793	3795-4328
Rayos Gamma (GR)	881-1700	1700-2400	2303-3155	3157-3795	3795-4328
Geometría de Pozo (BGL)	881-1700	1700-2400	2303-3157		3795-4328
Litodensidad (LDL)	881-1700	1700-2400	2303-3157		3795-4328
Porosidad Neutrón (CNL)	881-1700	1700-2400	2303-3157		3795-4328
Inducción (AIT)		1700-2400	2303-3127		3795-4328
Sónico de Doble Inducción (DSI)		1700-2400	2303-3127		3795-4328
Micro Imágenes (XRMI)				3157-3795	
Well Seismic Survey (WSTT)				3157-3795	
Doble Laterolog (DLL)				3157-3795	
Micro Esférico Enfocado (MSFL)				3157-3795	
Neutrón Compensado (DSN)				3157-3795	
Litodensidad (SDL)				3157-3795	
Espectroscopia de Rayos Gama Natural (CSNG)				3151-3795	
Resonancia Magnética (MRIL)				3157-3795	
SISMICA				3157-3795	
Perfil Sísmico Vertical (VSP)				840-3795	
GIROSCOPICO					3795-4328
Evaluación de Cemento (CBL)					3785-3045
HIDROCARBUROS	903-1646	1646-2303	2303-3157	3155-3793	3795-4328

Tabla III.1.4.1. Registros geofísicos adquiridos en el pozo exploratorio T-1

En la **Figura III.1.4.2**, se muestra una sección de correlación estratigráfica entre pozos, A-1DL, T-1, Loc. T-1DL, U-1 y N-1 donde se observan los espesores del Cretácico.

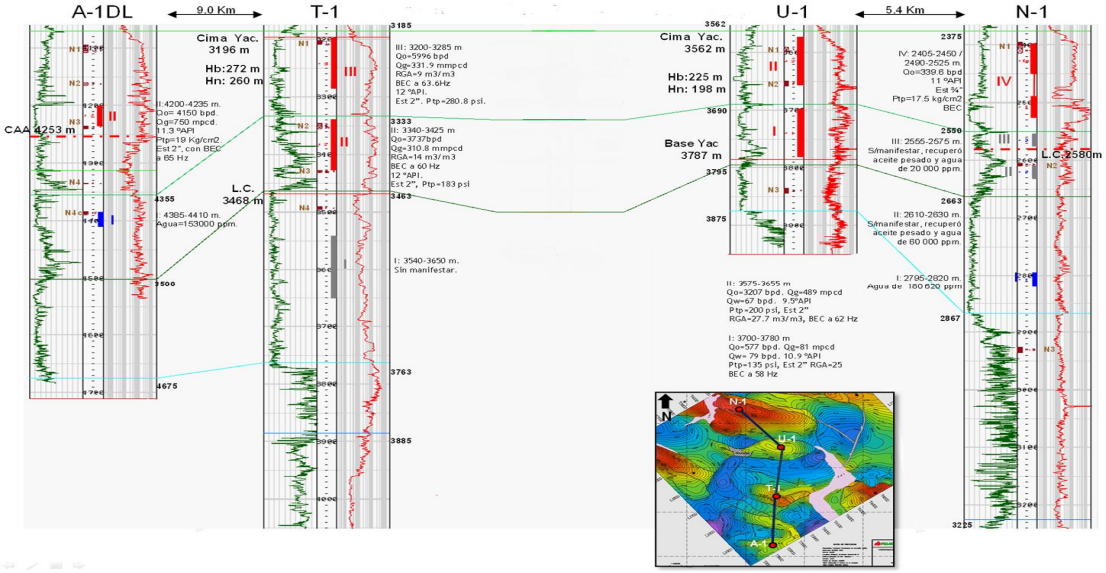


Figura III.1.4.2 Sección de correlación estratigráfica entre los pozos A-1DL, T-1, Loc.T-1DL,U-1 y N-1

De igual forma, en la **Figura III.3.3**, se muestra la sección geológica entre pozos, N-1, U-1, T-1 y A-1, donde se puede apreciar el comportamiento estructural del área donde fue perforado el pozo descubridor del camp T.

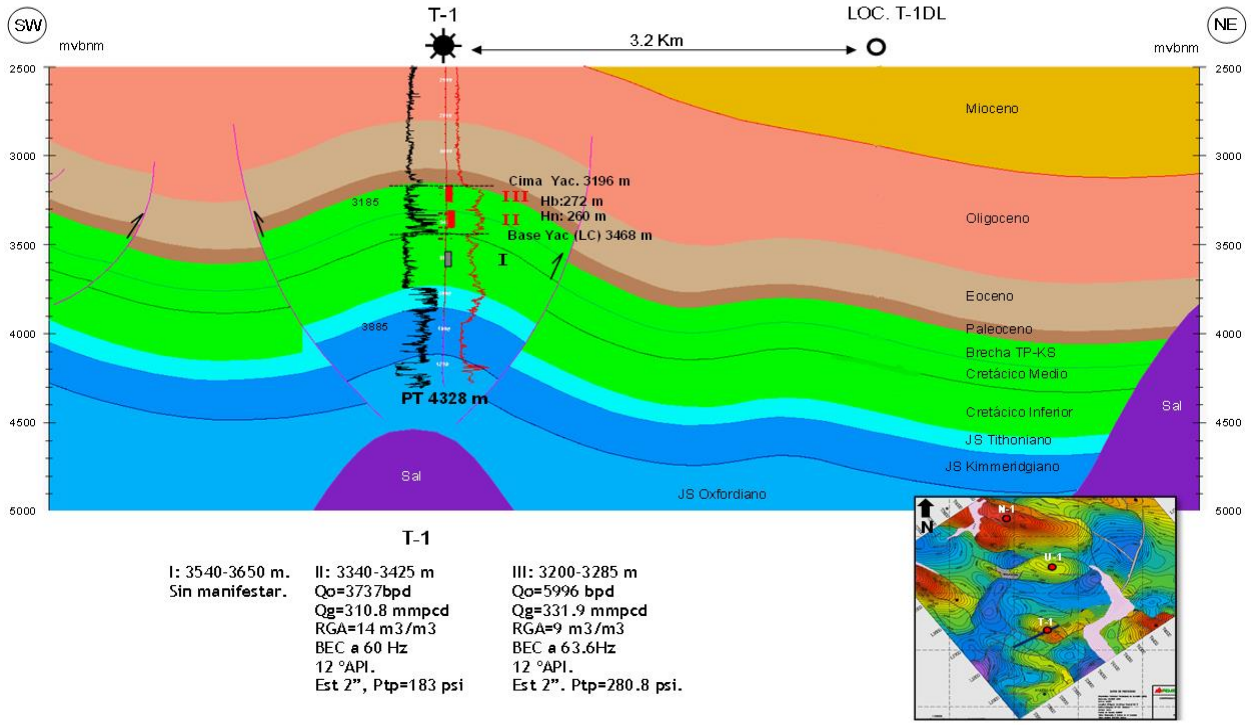


Figura III.1.4.2 Sección geológica entre los pozo N-1, U-1, T-1 y A-1.

III.2.- Descripción de las Unidades de Roca

La descripción de las unidades de roca y las características litológicas del yacimiento del Cretácico Superior en el campo T, está basada en el estudio petrográfico de muestras de canal y núcleos, análisis petrofísicos básicos y especiales realizados a los núcleos y la interpretación de registros geofísicos. ver **(Tabla III.2.1)**; de esta manera, fue posible subdividir el yacimiento en diferentes capas con similares característica petrofísicas y litológicas; estas capas podrían reagruparse considerando sus similitudes durante la integración y generación de la malla para simulación; por esta razón, es necesario conocer a detalle la variación de dichas propiedades dentro del yacimiento, para definir y comprender el modelo geológico y determinar en forma eficiente la correlación de las propiedades petrofísicas de las unidades de roca.

A continuación se presentan la **Figura III.2.1** y la **Tabla III.2.1,** que muestran la subdivisión realizada y las características generales de las unidades de roca del yacimiento correspondiente a la Brecha del Cretácico Superior, en esta unidad se efectuó una prueba de presión-producción y se recuperó el núcleo 1 y 1C, su espesor bruto es de 148 m.

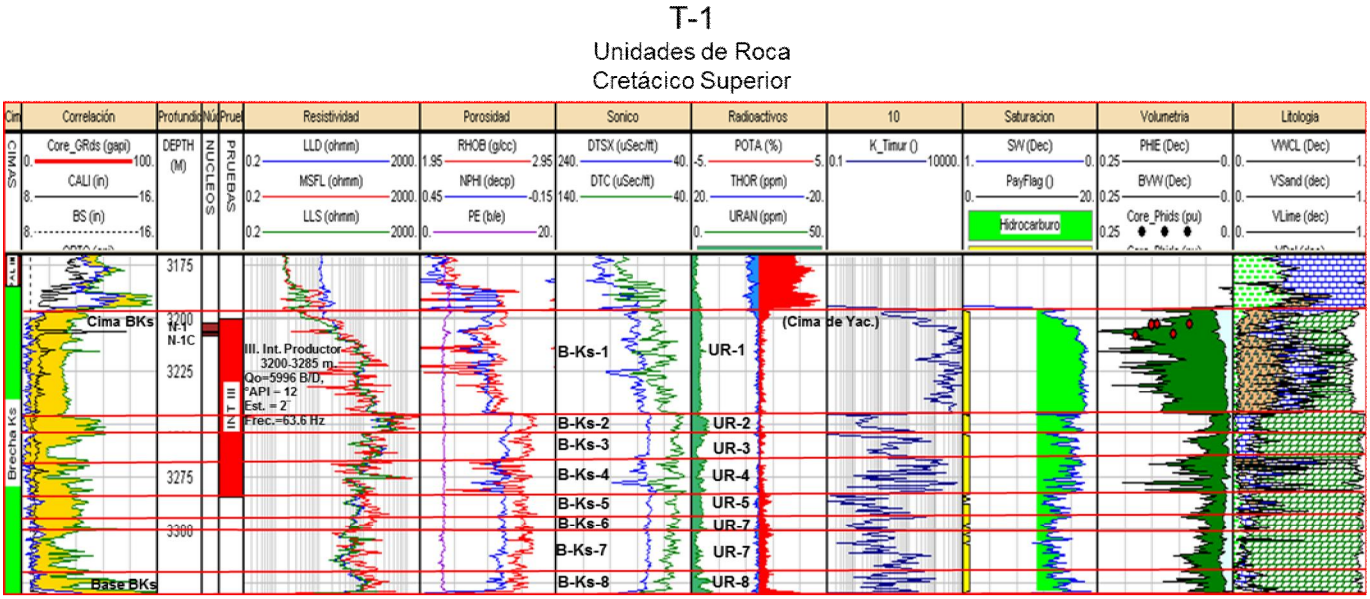


Figura III.2:1. Unidades de Roca obtenida de la subdivisión del intervalo 3185-3333 m correspondiente al Cretácico Superior en el pozo T-1

Cima/Base	Prof. (m)	Unidad de Roca	Espesor (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Resistividad (q /m)	Litología	Potencial del yac.	Observaciones
Cima BTPKs-1	3194	UR-1	51	Visual: 5 - 8 Registros: 9 - 15 Núcleos 14.5	Visual: Buena Registros: 700 - 15000 Núcleos: 1.488	20 - 230	Brecha dolomitizada con litoclastos de dolomía mesocristalina y wackestone de foraminíferos bentónicos	10	N-1 (3202-3207 m) N-1C (3207-3209 m) (è a 3207.36 m = 19.37 %) (k a 3207,36 m= 6.46 mD) (k a 3202.79 m = 345 mD con Inyec. de Hg) PP3 (3200-3285 m). Productor con BEC, Qo=5996 B/D, Qg= 331.9mpcd Frec.=63.6 Hz; Estr.=2 Pulg; RGA=9 m³/m³, 10°API, ptp=280.8 psi
BTPKs-2	3245								
BTPKs-2	3245	UR-2	10	Visual: 6 - 8 Registros: 6 - 7	Visual: Buena Registros: 10 - 400	150 - 790	Brecha de litoclastos de dolomía mesocristalina	10	
BTPKs-3	3255								
BTPKs-3	3255	UR-3	13	Visual: 4 - 5 Registros: 5 - 8	Visual: Buena Registros: 44 - 2700	30 - 370	Brecha de litoclastos de dolomía mesocristalina	10	
BTPKs-4	3268								
BTPKs-4	3268	UR-4	17	Visual: 4 - 7 Registros: 3 - 10	Visual: Buena Registros: 30 - 7000	50 - 300	Brecha de litoclastos de dolomía mesocristalina	10	
BTPKs-5	3285								
BTPKs-5	3285	UR-5	10	Visual: 4 - 6 Registros: 4 - 7	Visual: Buena Registros: 10 - 106000	35 - 125	Brecha de litoclastos de wackestone y dolomía mesocristalina	7 - 9	Frags. provenientes de Plataforma con foraminíferos bentónicos
BTPKs-6	3295								
BTPKs-6	3295	UR-6	6	Visual: 4 Registros: 1.5 ï 6	Visual: Buena Registros: 10 ï 700	40 ï 100	Dolomía mesocristalina y Brecha de litoclastos	7 - 9	
BTPKs-7	3301								
BTPKs-7	3301	UR-7	19	Visual: 3 ï 6 Registros: 5 ï 9	Visual: buena Registros: 60 ï 8700	30 ï 120	Dolomía micro-mesocristalina Y brecha de litoclastos	7 ï 9	Frags. de dolomía y wackestone
BTPKs-8	3320								
BTPKs-8	3320	UR-8	13	Visual: 6 Registros: 4 - 9	Visual: Buena Registros: 24 - 5600	45 ï 180	Dolomía micro-mesocristalina, Mudstone fosilífero y brecha de litoclastos	7 - 9	Globigerínidos
Base BTPKs	3333								

Tabla III.2.1. Características de cada unidad litológica definida en el pozo T-1 en el intervalo 3185-3333 m correspondiente al Cretácico Superior

La **Figura III.2.2 y** la **Tabla III.2.2,** muestran la subdivisión y características generales de las unidades de roca del Cretácico Medio que tiene un espesor neto de 130 m.

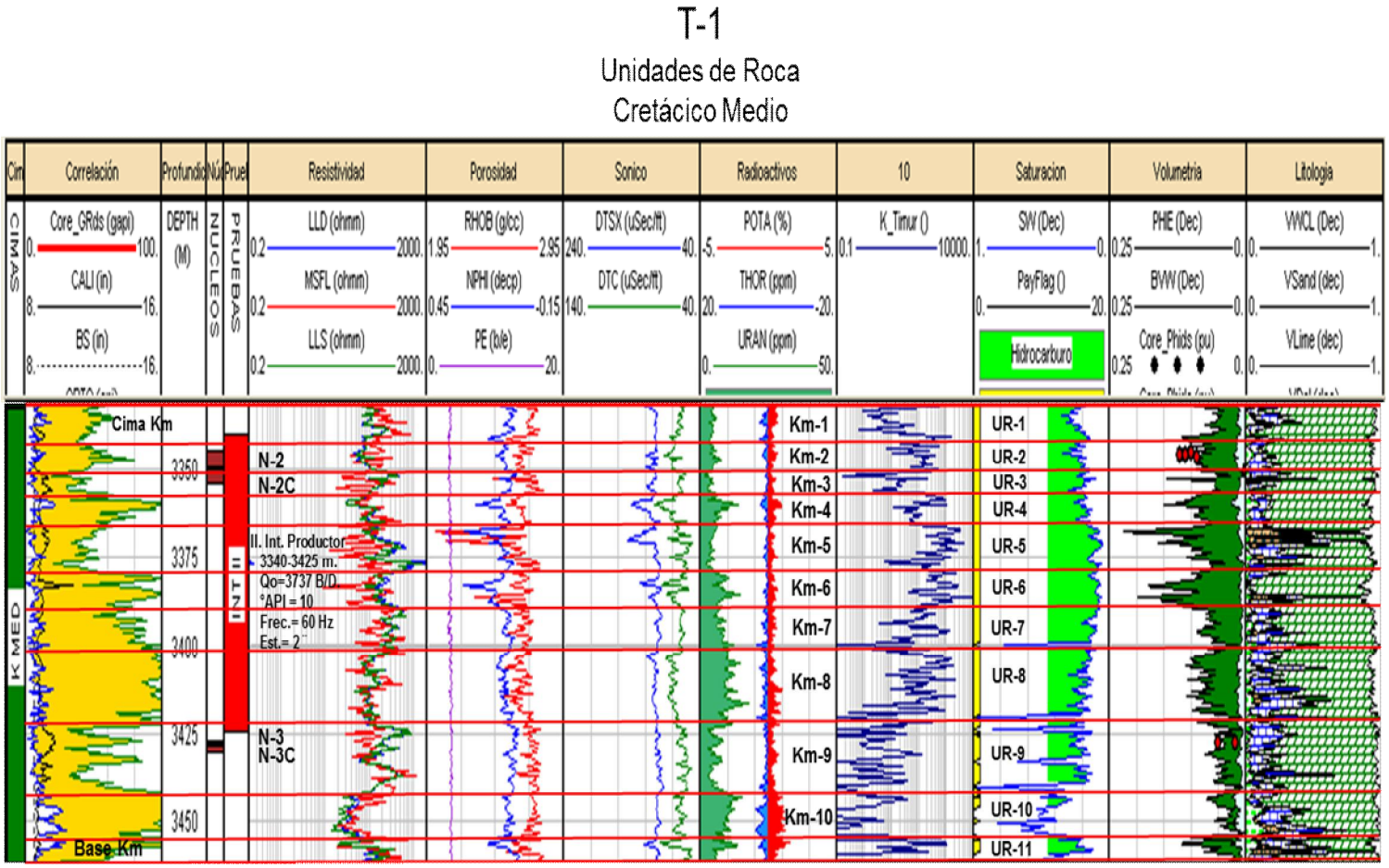


Figura III.2.2. Unidades de Roca obtenidas de la subdivisión del intervalo 3333-3463 m correspondientes al Cretácico Medio del pozo T-1

Cima/Base	Prof. (m)	Unidad de Roca	Espesor (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Resistividad (q/m)	Litología	Potencial del yac.	Observaciones
Cima Km	3333	UR-1	7	Visual: 5 Registros: 4 ï 6.5	Visual: Regular a buena Registros: 1- 10	65- 318	Dolomía micro-mesocristalina. Escasa brecha fina y wackestone de Globigerínidos	7 - 9	
Km-1	3340								
Km-1	3340	UR-2	11	Visual: 4 Registros: 5 ï 9.5 Núcleo: 8.77	Visual: Buena Registros: 15 - 780 Núcleo: 0.166	50 - 190	Brecha de litoclastos	10	N-2 (3345-3350 m) (è a 3345.38 m = 12.12 %) K a 3345.94 m = 0.53 mD) PP2 (3340-3425 m). Productor con BEC, Qo=3737 B/D, Qg=310.8 mpcd, Frec.=60 Hz; Estr.=2 Pulg; RGA=14 m³/m³, 12.3°API
Km-2	3351								
Km-2	3351	UR-3	8	Visual: 3 Registros: 3 ï 8.5	Visual: Buena Registros: 5.9 - 160	80 - 518	Brecha de litoclastos y dolomía micro-mesocristalina	10	N-2C (3350-3355 m)
Km-3	3359								
Km-3	3359	UR-4	5	Visual: 4 Registros: 6 - 10	Visual: Buena Registros: 4.6 - 350	50 - 210	Mudstone fosilífero y dolomía cripto-mesocristalina	10	Globigerínidos
Km-4	3364								
Km4	3364	UR-5	16	Visual: 4 - 6 Registros: 5 ï 9.5	Visual: Buena Registros: 9.2 - 500	70 - 130	Brecha de litoclastos de dolomía mesocristalina	10	Litoclastos de wackestone de ambiente de plataforma (prob. frags. de moluscos)
Km-5	3380								
Km-5	3380	UR-6	8	Visual: 8 - 9 Registros: 7 ï 12	Visual: Buena Registros: 12 - 40	95 ï 305	Dolomía microcristalina	10	Microfracturamiento intenso
Km-6	3388								
Km-6	3388	UR-7	12	Visual: 6 - 12 Registros: 4.5 - 9	Visual: Buena Registros: 10 - 350	200-650	Dolomía micro-mesocristalina	10	Microfracturas
Km-7	3400								
Km-7	3400	UR-8	23	Visual: 9 - 11 Registros: 4 - 5	Visual: Buena Registros: 8 - 100	80 - 250	Dolomía micro-mesocristalina	10	Microfracturas
Km-8	3423								
Km-8	3423	UR-9	18	Visual: 5 - 12 Registros: 3 - 6 Núcleo: 3.85	Visual: Regula r- buena Registros: 3 - 670 Núcleo: 0.303	90 - 950	Dolomía micro-mesocristalina	7 - 9	N-3 (3427-3428.5 m) N-3C (3428.5-3431 m) (è a 3427.22 m= 5.26 %) (k a 34267.04 m= 0.52 mD Microfracturas, litoclastos de ambiente de plataforma (flujo de litoclastos con foraminíferos bentónicos e intraclastos)
Km-9	3441								
Km-9	3441	UR-10	14	Visual: 5 - 6 Registros: 2- 4	Visual: Regular - buena Registros: 10 - 550	20 - 150	Dolomía micro-mesocristalina	7 - 9	Microfracturas
Km-10	3455								
Km-10	3455	UR-11	8	Visual: 4 - 6 Registros: 2.5 - 6	Visual: Regular - buena Registros: 2 - 350	30 - 300	Dolomía micro-mesocristalina	7 - 9	
Base Km	3463								

Tabla III.2.1. Características de cada unidad litológica definida en el pozo T-1 en el intervalo 3333-3463 m correspondiente al Cretácico Medio.

A continuación se presenta la **Figura III.2.3** y la **Tabla III.2.3,** que muestran la subdivisión y características generales de las unidades de roca del Cretácico Inferior que presenta un espesor neto de 305 m.

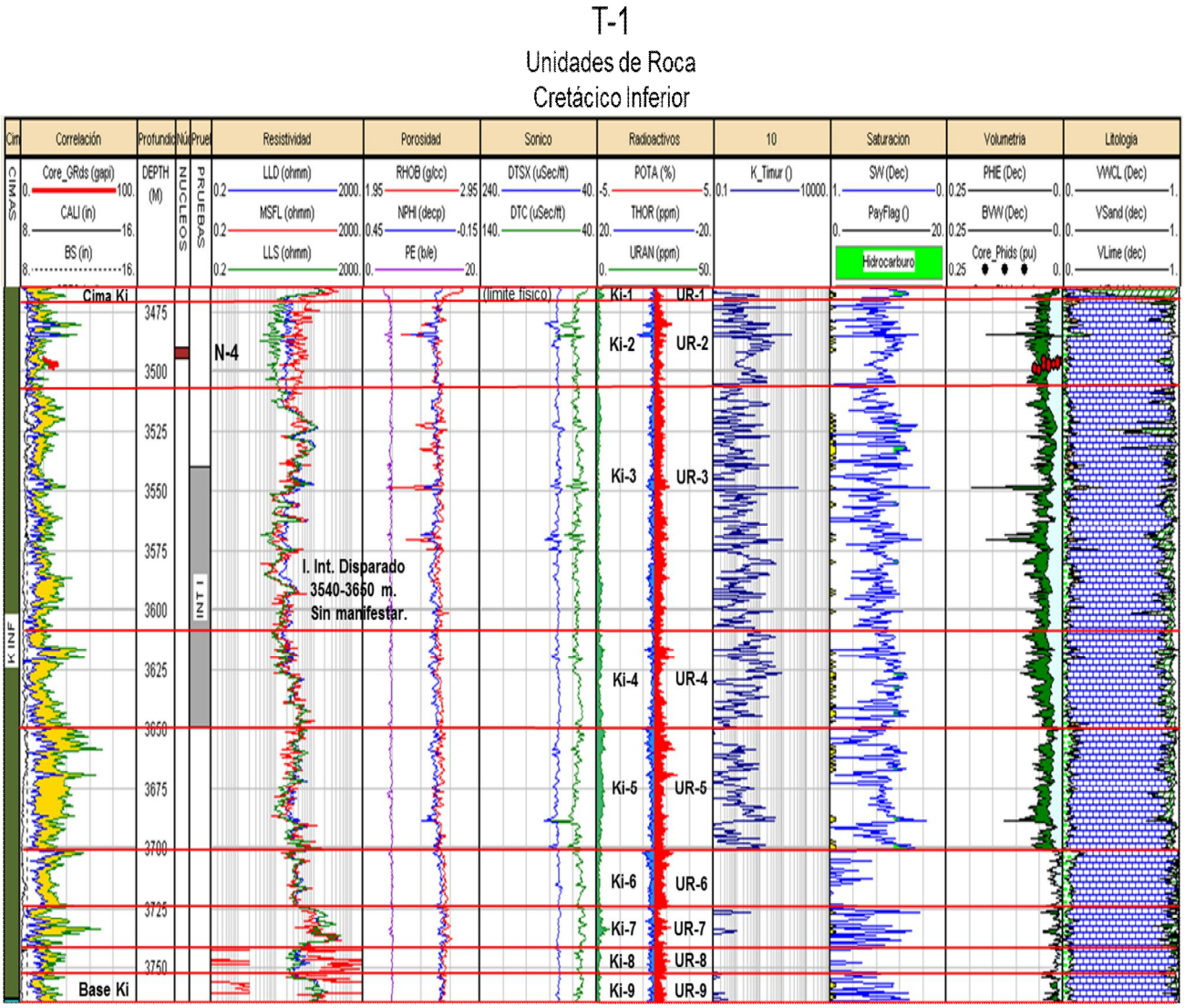


Figura III.2.3. Unidades de Roca obtenidas de la subdivisión del intervalo 3463-3768 m correspondientes al Cretácico Inferior del pozo T-1

Cima/Base	Prof. (m)	Unidad de Roca	Espesor (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Resistividad (q /m)	Litología	Potencial del yac.	Observaciones
Cima Ki	3463	UR-1	5	Visual: 4 - 6 Registros: 1.6 - 5	Visual: Buena Registros: 0.1 - 120	60 - 200	Dolomía mesocristalina	7 - 9	Límite físico a 3468 m Microfracturas
Ki-1	3468								
Ki-1	3468	UR-2	34	Visual: 4 - 6 Registros: 4 ï 7.2 Núcleo: 4.08	Visual: Regular Registros: 0.2 - 12 Núcleo: 0.069	15 - 40	Dolomía mesocristalina y mudstone parcialmente dolomitizado	.	N-4 (3490-3495 m) (è a 3494.01 m = 6.45 %) (k a 3494.01 m = 0.35 mD). PP1 (3540-3650 m). Sin manifestar
Ki-2	3502								
Ki-2	3502	UR-3	104	Visual: 2 - 4 Registros: 3.2 ï 6.8	Visual: Regular Registros: 0.1 - 15	15 - 120	Mudstone-wackestone de ostrácodos y nannoconidos y mudstone parcialmente dolomitizado	.	Microfracturas
Ki-3	3606								
Ki-3	3606	UR-4	44	Visual: 2 - 4 Registros: 2.6 - 7	Visual: Regular Registros: 0.2 - 20	15 - 70	Mudstone-wackestone de ostrácodos, tintínidos y radiolarios	.	
Ki-4	3650								
Ki-4	3650	UR-5	51	Visual: 2 ï 3 Registros: 2.8 ï 6.7	Visual: Mala Registros: 0.03 - 6	17 - 82	Wackestone de ostrácodos, tintínidos, radiolarios y mudstone arenoso	.	
Ki-5	3701								
Ki-5	3701	UR-6	22	Visual: No se observa Registros: 0.5 - 3	Visual: Mala Registros: 0.01 ï 0.4	21 - 70	Mudstone y mudstone arenoso, Wackestone-packstone de Nannoconidos, limoso	.	Escasas microfracturas Líneas estilolíticas
Ki-6	3723								
Ki-6	3723	UR-7	16	Visual: No se observa Registros: 0.6 ï 2.2	Visual: Mala Registros: 0.02 - 2	65 - 448	Wackestone-packstone de Nannoconidos, limoso, tz. de dolomía mesocrist.		Pirita diseminada
Ki-7	3739								
Ki-7	3739	UR-8	16	Visual: No se observa Registros: 0.2 - 3	Visual: Mala Registros: 0.01 ï 1.2	24 - 83	Wackestone-packstone de Nannoconidos, escasos Tintínidos		Microfracturas cementadas con calcita
Ki-8	3755								
Ki-8	3755	UR-9	13	Visual: No se observa Registros: 0.5 - 4	Visual: Mala Registros: 0.015 ï 1.09	76 - 350	Wackestone-packstone de Nannoconidos, limoso, tz. de dolomía mesocristalina, Packstone-grainstone de peletoides		Escasas microfracturas
Base Ki	3768								

Tabla III.2.1. Características de cada unidad litológica definida en el pozo T-1 en el intervalo 3463-3768 m correspondiente al Cretácico Inferior.

En la descripción de las unidades de roca, los parámetros petrofísicos, los datos de porosidad y permeabilidad podrán ser medidos de núcleos, obtenidos de registros ó estimados al microscopio por apreciación visual. Cuando la permeabilidad sea estimada por apreciación visual, se calificará de la siguiente manera:

***PERMEABILIDAD**: Mala - Regular - Buena.*

***POTENCIAL DEL YACIMIENTO:** De 0 - 10.*

El potencial del yacimiento está en función de la capacidad que tengan las unidades de roca para almacenar y producir hidrocarburos con un flujo estabilizado en superficie. En este estudio se calificaron de 0 a 10 considerando sus características litológicas y petrofísicas:

De 0 a 2 se considera una roca sello que representa una barrera dentro del yacimiento.

De 3 a 6 se considera una roca arcillo limosa con muy pobre calidad de ser roca yacimiento.

De 7 a 9 la roca presenta características que la ubican dentro de un posible yacimiento.

De 10. Es aquella roca que presenta excelentes características para almacenar y producir hidrocarburos con un flujo estabilizado en superficie.

A continuación, se describen los cuerpos carbonatados productores en el pozo T-1, mencionando las características petrográficas, petrofísicas y de producción, así como las cimas y bases de cada una de las unidades de roca definidas en este trabajo. Las profundidades dadas para cima y base de cada unidad están referidas a la mesa rotaria para que sean iguales a las de los registros geofísicos del pozo T-1:

La elevación de la mesa rotaria sobre el nivel mar EMR/NM=25.30 m;

La elevación de la mesa rotaria al fondo marino EMR/FM =150.30 m y

El tirante de agua de T.A.=125 m.

Estas unidades de roca, son la base para la correlación de propiedades petrofísicas que permiten determinar las unidades de flujo y calibrar el Modelo Petrofísico.

El intervalo que conforma el yacimiento del campo T, comprende el intervalo 3195-3468 m con un espesor neto de 273 m el cual fue interpretado como depósitos de talud

(unidad de brecha) en la cima y depósitos de plataforma externa hacia la base del yacimiento, los cuales se describen de la siguiente manera:

Unidades de roca del ambiente de talud (Unidad de brecha) del Cretácico Superior.

Unidad de Roca 1: Cima BKs (3194 m) y su base en BKs-2 (3245 m), presenta un espesor de 51 m, corresponde a una brecha dolomitizada constituida por clastos de dolomía mesocristalina y wackestone de foraminíferos bentónicos (miliólidos), presenta contenido de hidrocarburos en la porosidad intercristalina por dolomitización, con impregnación de aceite dentro de la matriz dolomitizada, también se observa desarrollo de porosidad por procesos de disolución con impregnación de aceite, **Figuras III.2.4, III.2.5** y **III.2.6.** En esta unidad se cortaron los N-1 (3202-3207 m) y N-1C (3207-3209 m). La porosidad visual se reporta entre 5-8 %, por registros es de 9-15 % y la medición promedio en tapones nos da un valor de 14.5 %, siendo el valor máximo que se obtuvo de 19.37% a la profundidad de 3207.96 m; la permeabilidad califica como buena, 700-15000 mD, proporcionada por los registros, la medición promedio en laboratorio nos da un valor de 1.488 mD, siendo el valor máximo obtenido de 6.46 mD a la profundidad de 3207.36 m los análisis de presión capilar por inyección de Hg, presenta un valor de 345 mD a la profundidad de 3202.79 m. Las resistividades fluctúan entre 20-230 ohms/m.

En esta unidad se efectuó la tercera prueba de presión producción III. Intervalo 3200-3285 m, resultando productor de aceite pesado, Qo=5996 bpd, Qg=331.9 mpd, con BEC (63.6 Hertz), °API=12, Ptp=280.8 psi, y un Estr.=2ò Esta unidad de roca, se considera con un potencial como roca yacimiento de 10.

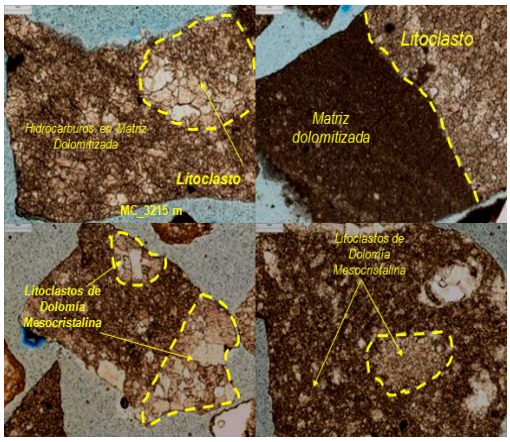


Figura III.2.4. (UR-1). Brecha sedimentaria dolomitizada

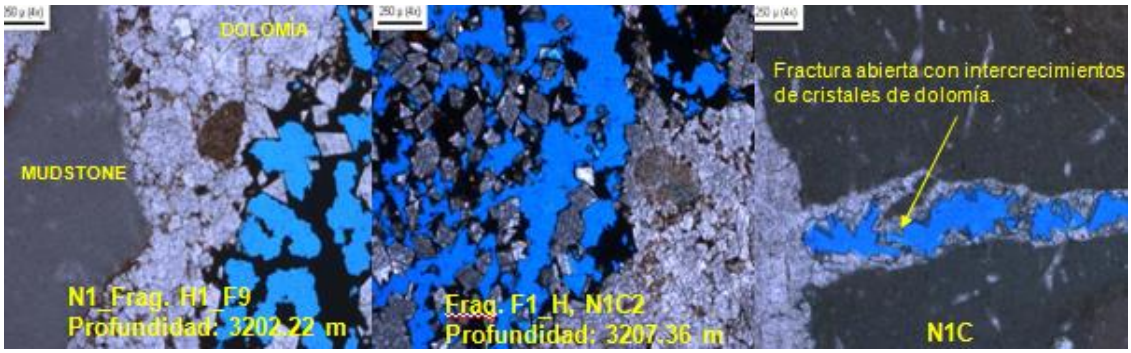


Figura III.2.5. (UR-1). Brecha sedimentaria dolomitizada, con porosidad secundaria intercristalina en fracturas y en cavidades de disolución.

Figura III.2.6. (UR-1). N-1 (3202-3207 m) y N-1C (3207-3209 m). Brecha sedimentaria dolomitizada, con impregnación de aceite en cavidades de disolución.

Unidad de Roca 2: Comprendida entre la BKs-2 (3245 m) y la BKs-3 (3255 m), tiene un espesor de diez 10 m, corresponde a una brecha de litoclastos de dolomía micro a mesocristalina dentro de una matriz dolomitizada criptocristalina, con regular impregnación de aceite en la porosidad intercristalina, **Figura III.2.7**. La porosidad visual varía entre 6-8%, en los registro presenta una porosidad de 6-7%, su permeabilidad califica como buena, la cual alcanza en registros un valor entre 10 y 400 mD. La resistividad mínima es de 150 ohms/m y la máxima de 790 Ohm/m. Se considera a esta unidad con un potencial como roca yacimiento de 10.

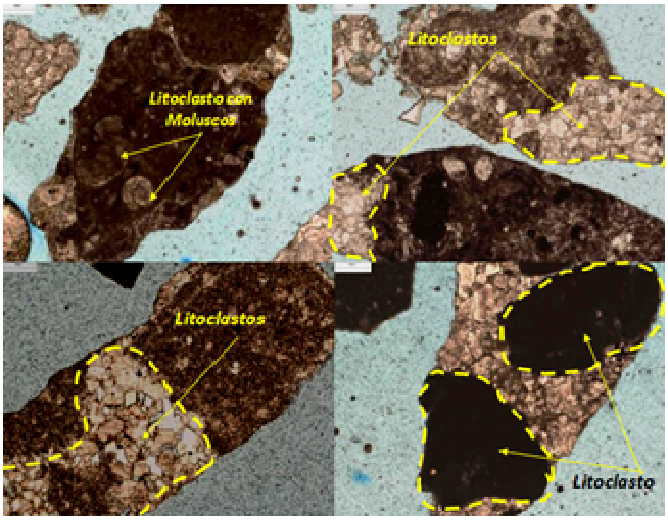


Figura III.2.7. UR-2. Brecha sedimentaria constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina

Unidad de Roca 3: Delimitada verticalmente por la BKs-3 (3255 m) y la BKs-4 (Ks) (3268 m); presenta un espesor bruto 13 m. Corresponde a una brecha sedimentaria dolomitizada constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina, con contenido de hidrocarburos en la porosidad intercristalina, **Figura III.2.8**. La calidad de la roca almacén está considerada como buena. La porosidad visual de estas rocas se estima entre 4-5% y por registro se determinó una porosidad entre 5-8%; la permeabilidad es buena, se determinó en los registros un valor mínimo de 44 mD y máximo de 2700 mD. Las resistividades para esta unidad fluctúan entre 30-370 ohms/m. Esta unidad de roca califica como roca yacimiento con un potencial de 10, por estar dentro del intervalo probado.

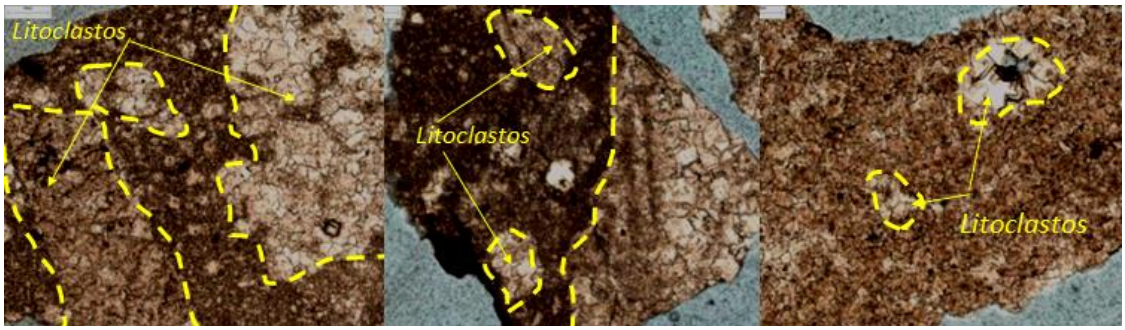


Figura III.2.8. UR-3. Muestras de canal (3260-3265 m). Brecha sedimentaria dolomitizada constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina.

Unidad de Roca 4: Delimitada verticalmente por BKs-4 (3268 m) y BKs-5 (3285 m); tiene un espesor 17 m, litológicamente está representada por una brecha sedimentaria constituida por litoclastos de dolomía micro a mesocristalina, que se encuentran dentro de una matriz dolomitizada criptocristalina con ligero contenido de hidrocarburos en la porosidad intercristalina, **Figura III.2.9** la calidad de la roca almacén es buena.

La porosidad visual de estas rocas se estima en 4-8% y la determinada por los registro varía entre 3-10%; la permeabilidad se considera buena, se determinó en registros un valor mínimo de 30 mD y máximo de 7000 mD. La resistividad para esta unidad fluctúa entre 50-300 ohms/m. Esta unidad de roca califica como roca yacimiento con un potencial de 10, por estar dentro del intervalo probado.

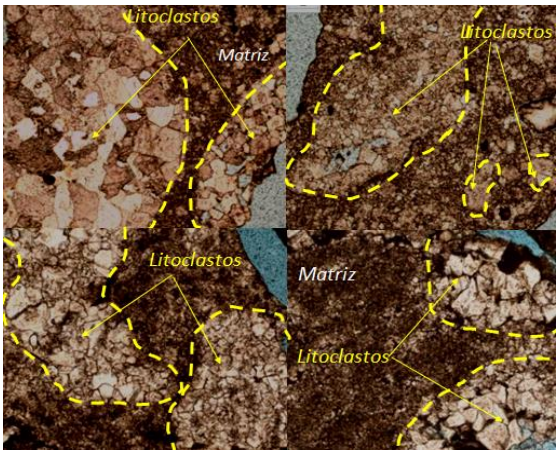


Figura III.2.9. UR-4. Muestras de canal (3275-3285 m). Brecha sedimentaria dolomitizada constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina.

Unidad de Roca 5: Delimitada verticalmente por BKs-5 (3285 m) y BKs-6 (3295 m); tiene un espesor 10 m representada por una brecha constituida por litoclastos de dolomía micro a mesocristalina, con impregnación de aceite en la matriz, **Figura III.2.10.** La calidad de la roca almacén es buena. La porosidad visual se estima entre 4-6% y por registro se determinó una porosidad entre 4-7%; la permeabilidad se considera buena, se determinó en registros un valor mínimo de 10 mD y máximo de 106000 mD.

Las resistividades para esta unidad fluctúan entre 36-125 ohms/m. Esta unidad de roca califica como roca yacimiento con un potencial de 7-9.

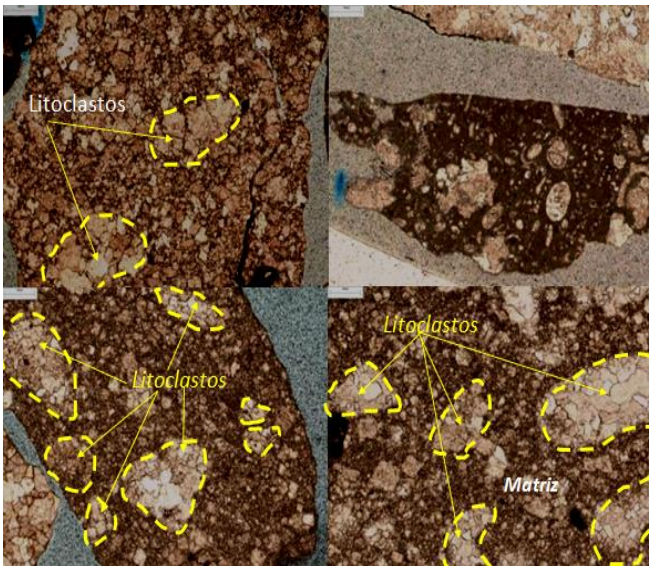


Figura III.2.10. UR-5. Muestras de canal (3290-3295 m). Brecha sedimentaria dolomitizada constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina.

Unidad de Roca 6: Limitada por la BKs-6 (3294 m) y la BKs-7 (3301 m); tiene un espesor 6 m está representada por una dolomía mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microcavidades de disolución, **Figura III.2.11**. La calidad de la roca almacén es buena. La porosidad visual se estima de 4% y por registros se determinó una porosidad entre 1.5-6%; la permeabilidad se considera buena, se determinó en registros un valor mínimo de 10 mD y máximo de 700 mD. Las resistividades fluctúan entre 40-100 ohms/m. Esta unidad de roca califica como roca yacimiento con un potencial de 7-9.

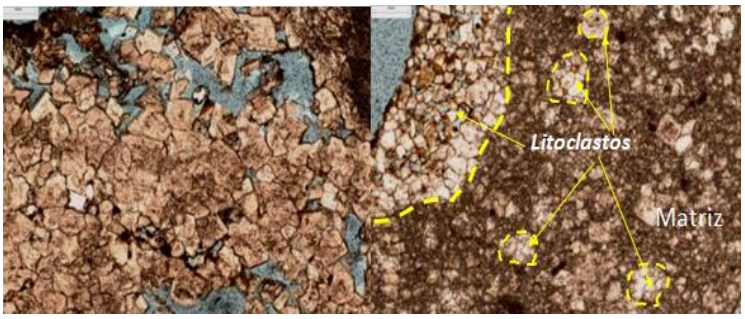


Figura III.2.11. UR-6. Muestras de canal (3300 m). Brecha sedimentaria dolomitizada constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina, con porosidad secundaria intercristalina y en microcavidades de disolución.

Unidad de Roca 7: Limitada por BKs-7 (3301 m) y BKs-8 (3320 m); tiene un espesor de 19 m constituida por una fragmentos dolomía micro-mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y wackestone de bioclastos dolomitizado con hidrocarburos en porosidad intercristalina, **Figura III.2.12**. La calidad de la roca almacén es buena. La porosidad visual se estima entre 3-6%, por registros se determinó una porosidad entre 5-9 %; la permeabilidad se considera buena, se determinó en registros un valor mínimo de 60 mD y máximo de 8700 mD. Las resistividades para esta unidad fluctúan entre 30-120 ohms/m. Esta unidad de roca califica como roca yacimiento con un potencial de 7-9.

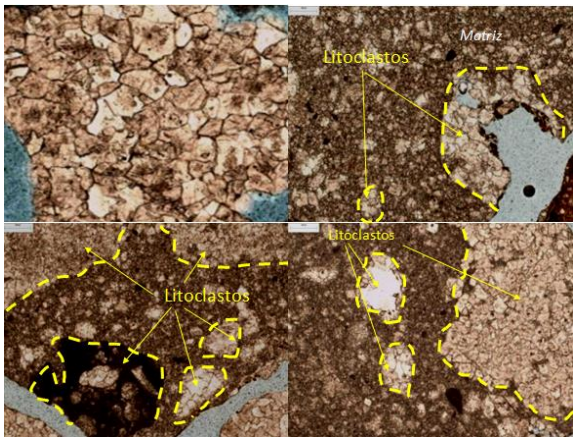


Figura III.2.12. UR-7. Muestras de canal (3305-3320 m). Dolomia micro a meso cristalina y litoclastos de wackestone dolomitizado, con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microcavidades de disolución.

Unidad de Roca 8: Limitada por la BKs-8 (3320 m) y la base de la brecha (3333 m); presenta un espesor de 13 m. Dolomía micro-mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina, algunos fragmentos de mudstone-wackestone de bioclastos dolomitizado, **Figura III.2.13**. La calidad de la roca almacén es buena. La porosidad visual estimada es de 6%, por registros se determinó una porosidad entre 4-9%; la permeabilidad se considera buena, se determinó en registros un valor mínimo de 24 mD y máximo de 5600 mD. Las resistividades para esta unidad fluctúan entre 45-180 ohms/m. Esta unidad de roca califica como roca yacimiento con un potencial de 7-9.

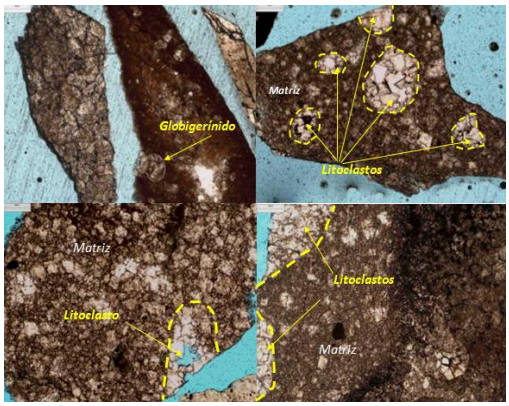


Figura III.2.13. UR-8. Muestras de canal (3325-3330 m). Dolomía micro a meso cristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microcavidades de disolución.

Unidades de roca del ambiente de Plataforma Interna-Externa del Cretácico Medio.

Unidad de Roca 1: Delimitada verticalmente por la Cima Km (3333 m) y la Km-1 (3340 m) con un espesor 7 m, representada por una dolomía micro-mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas, algunos fragmentos de wackestone de Globigerínidos, **Figura III.2.14.** La calidad de la roca como almacenadora en este intervalo es regular. Se considera como la cima del Cretácico Medio. La porosidad visual es de 5%, por registros oscilan valores entre 4-6.5%, la permeabilidad se estima regular a buena, alcanzando en los registros un valor máximo de 10 mD y mínimo de 1 mD, con una resistividad entre 65-318 ohms/m. Tiene un potencial de yacimiento de 7-9.

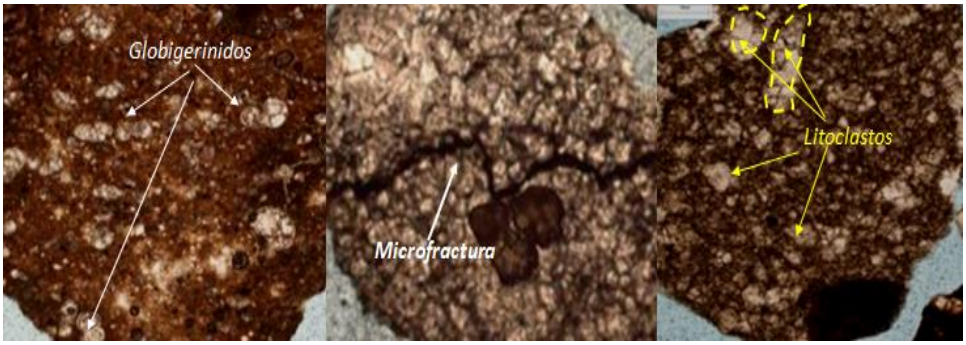


Figura III.2.14. UR-1. Muestras de canal (3335-3340 m). Dolomía micro a meso cristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 2: Definida verticalmente por el Km-1 (3340 m), y el Km-2 (3351 m) con un espesor de 11 m. Intervalo compuesto por dolomía micro a mesocristalina, con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina, **Figura III.2.15.** En esta unidad se cortó y recuperó el núcleo N-2 (3345-3350 m). La porosidad estimada visualmente es de 4% y medida en registros varía entre 5-9.5%, la permeabilidad se considera buena y en registros fluctúa entre 15-780 mD; las resistividades asociadas oscilan entre 50-190 ohms/m. En esta unidad se efectuó la segunda prueba de presión producción II.- Intervalo 3340-3425 m resultando productor de aceite pesado, Qo=3737 bpd, Qg=310.8 mpcd, con BEC (60 Hertz), °API=12, Ptp=183 psi, RGA=14 m³/m³, y Est.=2ò Debido a sus características petrofísicas y por estar dentro del intervalo probado, se le asigna un potencial de yacimiento de 10.

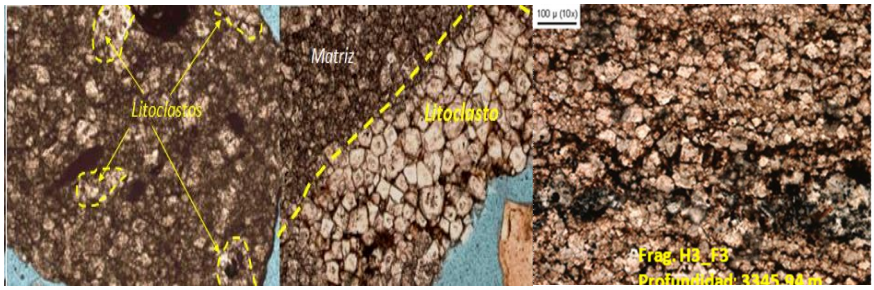


Figura III.2.14. UR-2. Muestras de canal (3345-3350 m). Dolomía micro a meso cristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 3: Definida verticalmente por el Km-2 (3351 m) y el Km-3 (3359 m) con un espesor de 8 m. Corresponde litológicamente a una brecha constituida por clastos de dolomía micro a mesocristalina en una matriz dolomitizada, con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina, **Figura III.2.15.** En esta unidad se cortó y recuperó el N-2C (3350-3355 m), **Figura III.2.16.** La calidad como roca almacén es buena, la porosidad visual estimada es de 3%, y por registros el valor máximo es de 3-8.5%; la permeabilidad se aprecia con valores entre 5.9-160 mD; la resistividad determinada para este intervalo es mínima de 50 ohms/m y máxima de 210 Ohm/m. Se le asigna un valor de potencial de yacimiento de 10, por estar dentro del intervalo probado.

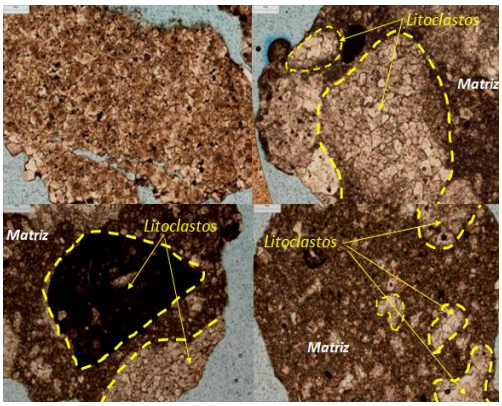


Figura III.2.15. UR-3. Muestras de canal (3355 m). Dolomía micro a meso cristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

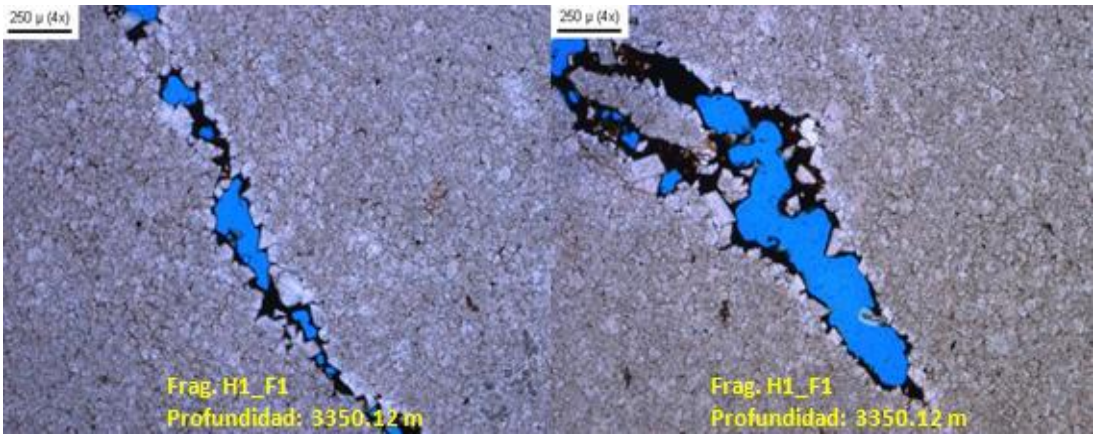


Figura III.2.16. UR-3. Núcleo 2C (3350-3355 m). Dolomía micro a meso cristalina con impregnación de aceite en microfracturas y en microcavidades de disolución.

Unidad de Roca 4: Verticalmente delimitada por el Km-3 (3359 m) y el Km-4 (3364 m), con un espesor de 5 m; litológicamente corresponde a mudstone-wackestone de Globigerínidos dolomitizado, dolomía cripto-microcristalina y una brecha con clastos de dolomía mesocristalina con regular impregnación de aceite en la porosidad intercristalina, **Figura III.2.17**. La calidad de esta roca como almacenadora es buena. La porosidad estimada visualmente es de 4%, por registros de 6-10%; la permeabilidad es buena y en los registros es de 4.6-350 mD, con resistividades que varían de 50-210 ohms/m. Por sus propiedades petrofísicas, se considera con un potencial de roca almacén de 10.

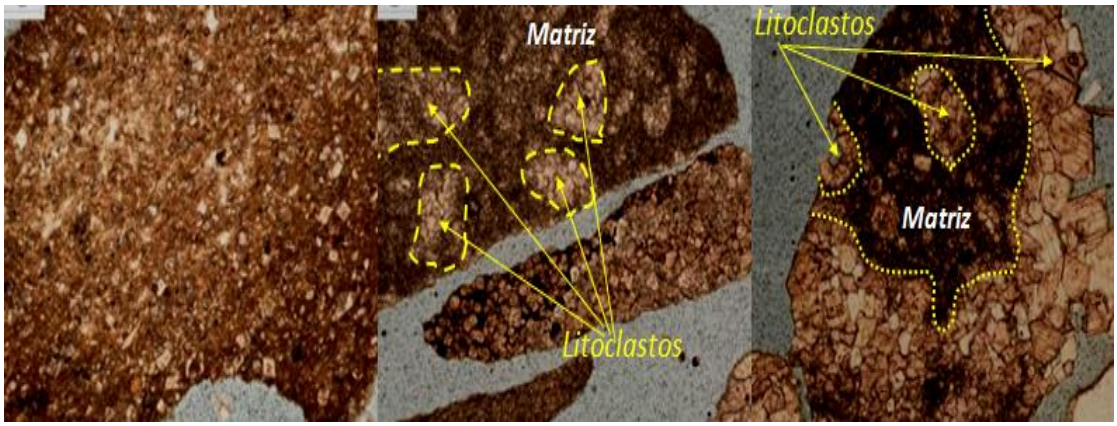


Figura III.2.17. UR-4. Muestra de canal (3360m). Mudstone-Wackestone dolomitizado, con buena impregnación de aceite, algunos fragmentos de dolomía microcristaliana.

Unidad de Roca 5: Delimitada verticalmente por el Km-4 (3364 m) y el Km-5 (3380 m), con un espesor de 16 m; se constituye por una brecha de litoclastos de dolomía mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina. Se observan algunos fragmentos wackestone de bioclastos, **Figura III.2.18.** La porosidad estimada visualmente es de 4-8%, y en los registros se determinó un valor máximo de 9.5%; la permeabilidad es buena y en registros se tienen valores entre 9.2-500 mD, con una resistividad asociada de 70-130 ohms/m. Se considera como parte de la roca yacimiento con un potencial de 10.

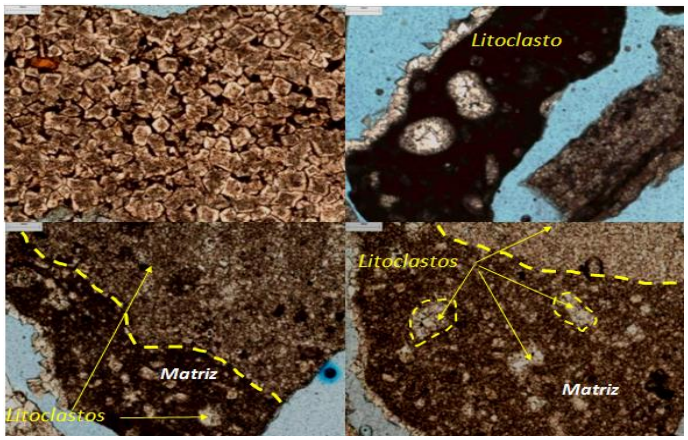


Figura III.2.18. UR-5. Muestra de canal (3365-3380 m). Brecha sedimentaria constituida por clastos de dolomías mesocristalina, mudstone-wackestone dolomitizado, algunos fragmentos de dolomía microcristaliana con buena impregnación de aceite.

Unidad de Roca 6: Comprende a partir del Km-5 (3380 m) y el Km-6 (3388 m). Tiene un espesor de 8 m y está constituida por dolomía microcristalina con impregnación de aceite en porosidad intercristalina y en microfracturas, **Figura III.2.19**. La calidad de esta roca como almacenadora de hidrocarburos es buena. La porosidad visual estimada entre 8-9%, en los registros se determinó valores entre 7-12%; la permeabilidad es buena y en registros se tienen valores en un rango de 12-40 mD, con resistividades que varían de 95-305 ohms/m. Se le asigna un valor de 10 como potencial de yacimiento.

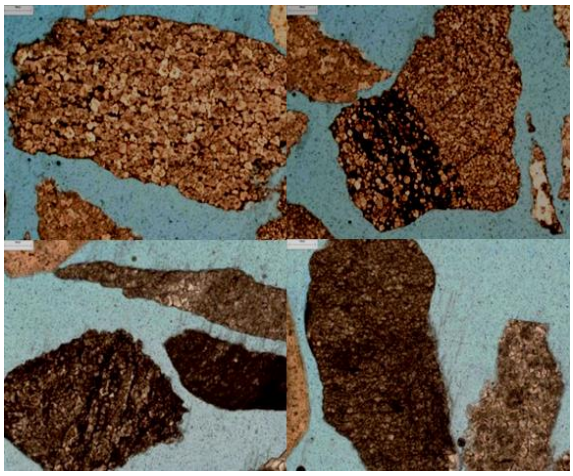


Figura III.2.19. UR-6. Muestra de canal (3380-3385 m). Dolomía microcristalina con porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 7: Delimitada verticalmente por Km-6 (3380 m) y Km-7 (3400 m), con un espesor de doce (12) m; está se constituida por dolomía micro-mesocristalina con porosidad intercristalina y contenido de hidrocarburos, dolomía mesocristalina con porciones brechoides por fracturamiento, se tiene contenido de hidrocarburos en la porosidad intercristalina y en microfracturas, **Figura III.2.20**. Visualmente la porosidad en las muestras observadas es de 6 a 12 % (intercristalina y en fracturas), aunque en registros se tienen valores de porosidad entre 4.5-9 %, la permeabilidad es buena y por registro se reportan valores entre 10 y 350 mD y resistividades entre 200-650 Ohm/m. Se le asigna un valor de 10 como potencial de yacimiento.

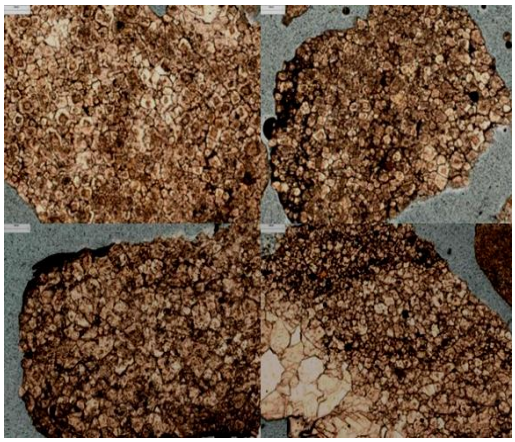


Figura III.2.20. UR-7. Muestra de canal (3390-3400 m). Dolomía microcristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 8: Delimitado verticalmente del Km-7 (3400 m) al Km-8 (3423 m), con un espesor de 23 m. El intervalo está constituido por dolomía micro a mesocristalina con impregnación de aceite porosidad intercristalina y en microfracturas, **Figura III.2.21**. La porosidad visual estimada es de 9-11%, la porosidad en los registros es de 4-5% y la permeabilidad es buena con valores de 8-100 mD; presenta resistividades entre 80-250 ohms/m. Se le asignó un valor de 10 como potencial de yacimiento, ya que se encuentra en la base del intervalo disparado.

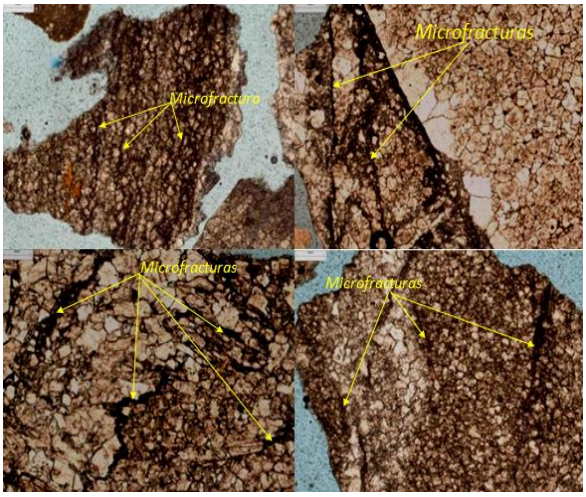


Figura III.2.21. UR-8. Muestra de canal (3400-3415 m). Dolomía microcristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 9: Comprende de Km-8 (3423m) a Km-9 (3441 m), con un espesor de 18 m. Está representada por una dolomía micro-mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas, se observan dos sistemas de fracturamiento el primer se encuentra cementado con calcita y el segundo se encuentran abiertas con impregnación aceite, Se observan algunos clastos derivados de un ambiente de plataforma, como flujo de litoclastos con foraminíferos bentónicos e intraclastos, **Figura III.2.22**. En esta unidad se cortaron los núcleos N-3 (3427-3428.5 m) y N-3C (3428.5-3431 m), **Figura III.2.23**. Visualmente la porosidad varía entre 5-10%, en los registros la porosidad varía entre 3-6%. Los resultados de petrofísica básica muestran valores promedio de 3.85% a la profundidad de 3427.22 m teniendo valores hasta de 5.26%, la permeabilidad leída en registros se considera regular a buena, ya que se tienen valores de 3-670 mD, el valor promedio medido en los tapones es de 0.303 mD a la profundidad de 3427.04 m obteniéndose valores de 0.53 mD; las resistividades varían entre 90-950 ohms/m se le asignó un valor de 7-9 como potencial de yacimiento.

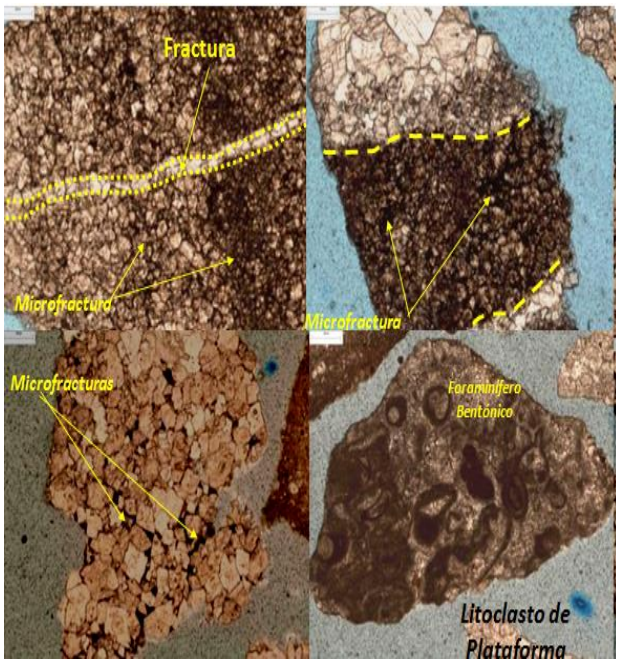


Figura III.2.22. UR-9. Muestra de canal (3425-3440 m). Dolomía micro a mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

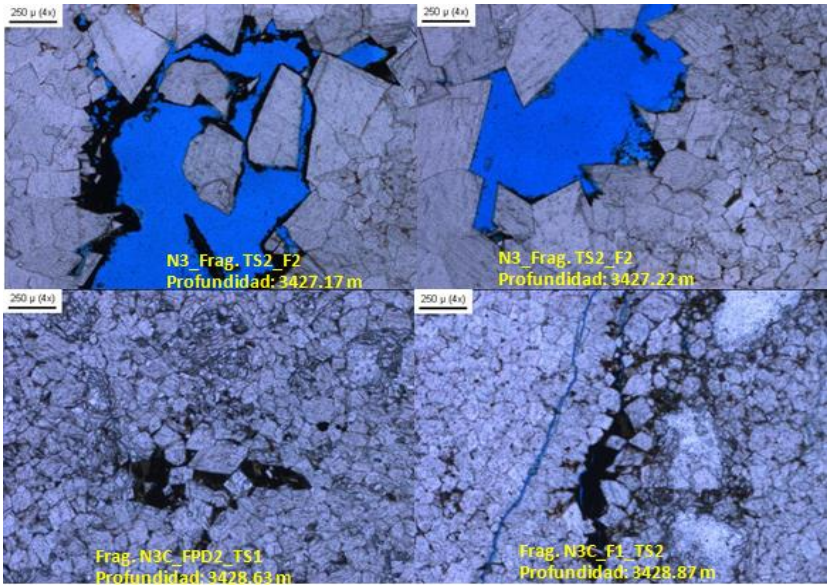


Figura III.2.23. UR-9. N-3 (3427-3428.5 m) y N-3C (3428.5-3431 m). Dolomía micro a meso cristalina con crecimiento de cristales euhedrales y subhedrales de dolomita con porosidad intercristalina, en fracturas y en cavidades de disolución, con buena impregnación de aceite.

Unidad de Roca 10: Comprende de Km-9 (3441 m) a Km-10 (3455 m), con un espesor de 14 m. Representada por una dolomía micro-mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas, **Figura III.2.24**. La porosidad visual se considera entre 5-6%, por registros entre 2-4%, la permeabilidad se considera regular a buena, ya que por registros se tienen valores de 10-550 mD; las resistividades varían entre
20-150 ohms/m. Se le asigna un valor de 7ï 9 como potencial de yacimiento.

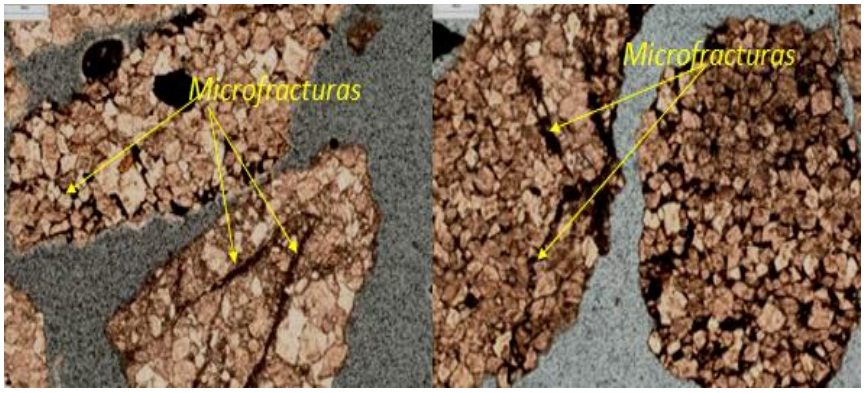


Figura III.2.24. UR-10. Muestras de canal (3445-3450). Dolomía micro a mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 11: Comprende del Km-10 (3455 m) a la Base de Km (3463 m), con un espesor de 8 m. El intervalo se constituye de dolomía micro-mesocristalina con hidrocarburos en la porosidad intercristalina y en microfracturas, **Figura III.2.25**. La porosidad visual es de 4- 6%, por registros se considera en 2.5-6%, la permeabilidad es regular a buena y por registros se estiman valores entre 2-360 mD; presenta resistividades de 30-300 ohms/m. Se le asigna un valor de 7-9 como potencial de yacimiento.

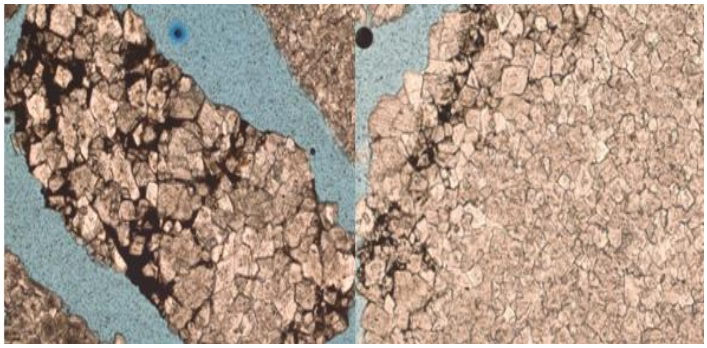


Figura III.2.25. UR-11. Muestras de canal (3455-3460). Dolomía micro a mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidades de roca del ambiente del Cretácico Inferior.

Unidad de Roca 1: Comprende de la Cima Ki (3463 m) al Ki-1 (3468 m), con un espesor de 5 m. El intervalo se constituye de dolomía mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas, **Figura III.2.26**. Se considera como el límite físico del yacimiento (3468 m). La porosidad varía de 4-6%, y en los registros varía entre 1.5-5%, la permeabilidad se considera regular, y por registros se estiman valores entre 0.1-120 mD, presenta resistividades que van de 60-200 ohms/m. Se le asigna un valor de 7ï 9 como potencial de yacimiento.

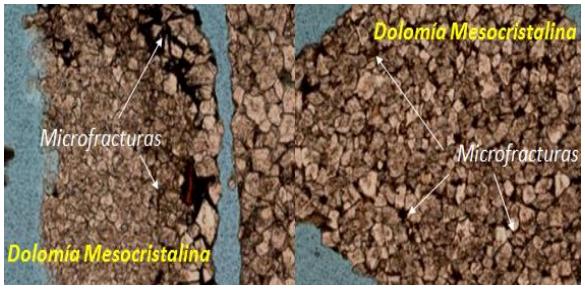


Figura III.2.26. UR-1. Muestras de canal (3460-3465). Dolomía mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas.

Unidad de Roca 2: Comprende del Ki-1 (3468 m) al Ki-2 (3502 m), con un espesor de 34 m. Litológicamente está constituido por dolomía mesocristalina, con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas, se observan algunos fragmentos de mudstone- wackestone parcialmente dolomitizado, **Figura III.2.27**. En esta unidad se cortó y recuperó el núcleo N-4 (3490-3495 m). Su calidad como roca almacenadora es regular. La porosidad visual fluctúa entre 4-6%, en los registros varía de 4-7%, la medición en tapones se observa un valor promedio de 4%. La permeabilidad se considera regular y por registros se estiman valores que varían de 0.2-12 mD. Se aprecian resistividades entre 15-40 ohms/m.

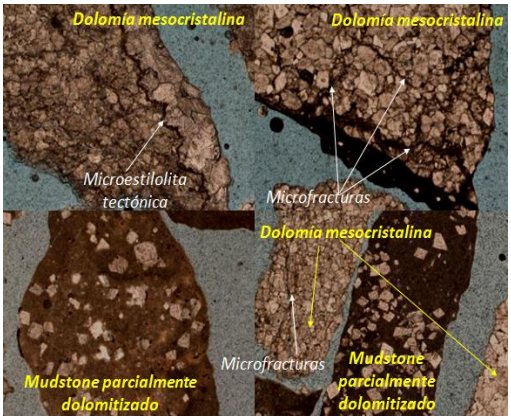


Figura III.2.27. UR-2. Muestras de canal (3470-3475). Dolomía mesocristalina con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en microfracturas, algunos fragmentos de mudstone-wackestone parcialmente dolomitizado

Unidad de Roca 3: Comprende del Ki-2 (3502 m) al Ki-3 (3606 m), con un espesor de (104) m. Corresponde a un mudstone-wackestone de ostrácodos y nannoconus parcialmente dolomitizado, en parte piritizados, con microfracturas selladas con calcita, y pobre impregnación de aceites, **Figura III.2.28**. La porosidad visual estimada es 4-6%, por registros se observan valores entre 3.2-6.8%, la permeabilidad se puede considerar regular, y por registros se estiman valores de 0.2-15 mD; presenta resistividades entre 15-120 ohms/m.

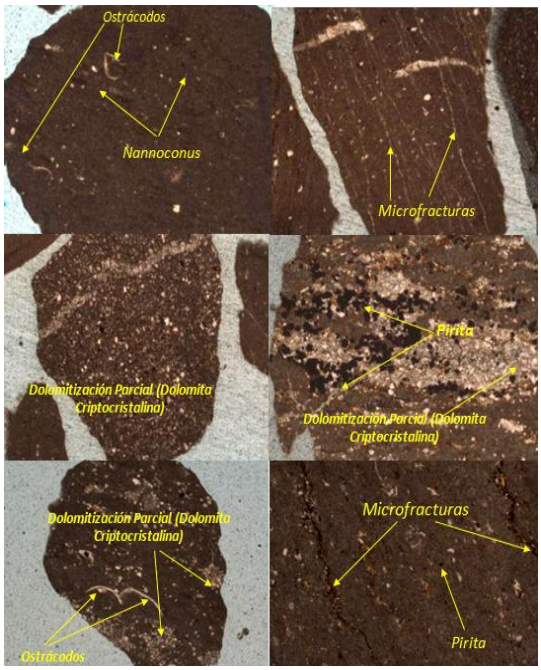


Figura III.2.28. UR-3. Muestras de canal (3500-3605). Mudstone-Wackestone de ostrácodos y nannoconidos parcialmente dolomitizado

Unidad de Roca 4: Delimitada del Ki-3 (3606 m) al Ki-4 (3650 m), con un espesor de 44 m. Representada por un mudstone-wackestone de ostrácodos, tintínidos y radiolarios, parcialmente recristalizado y/o dolomitizado, con algunas fracturas abiertas con pobre impregnación de aceite y otras selladas con calcita, **Figura III.2.29**. La porosidad visual es de 2-4 %, por registros se considera entre 2.6-6.7%, la permeabilidad se considera de regular, y por registros se estiman valores entre 0.2-20 mD; presenta resistividades que va de 15-70 Ohm/m. En este intervalo se realizó la prueba de presión producción I. intervalo 3620-3695 m la que resultó sin manifestar.

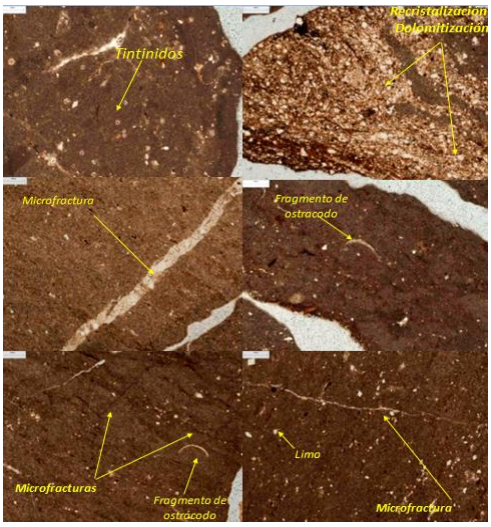


Figura III.2.29. UR-4. Muestras de canal (3610-3650). Mudstone-Wackestone de ostrácodos con algunas fracturas abiertas con pobre impregnación de aceite.

Unidad de Roca 5: Comprende del Ki-4 (3650 m) al Ki-5 (3701 m), con un espesor de 51) m. Este intervalo está constituido por wackestone de ostrácodos, tintínidos y radiolarios, mudstone arenoso (presencia de terrígenos), microfracturas cementadas con calcita, **Figura III.2.30**. La calidad como roca almacén es pobre. La porosidad visual estimada es baja (2-3 %), la porosidad por registros es de 2.6-7 %, la permeabilidad es mala y por registros se estiman valores desde 0.03-0.6 mD; presenta resistividades entre 17-82 ohms/m.

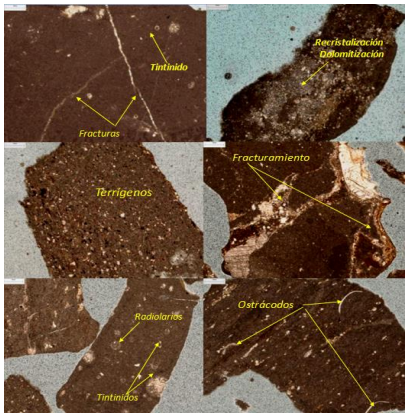


Figura III.2.30. UR-5. Muestras de canal (3655-3690). Mudstone-Wackestone de tintínidos y radiolarios ligeramente limoso.

Unidad de Roca 6: Sus límites abarca del Ki-5 (3701 m) al Ki-6 (3723 m), con un espesor de 22 m. Está representada por un mudstone-wackestone limoso, con fracturas

finas cementadas con calcita, y escasa presencia de hidrocarburos, **Figura III.2.31**. La calidad de roca almacén es pobre. La porosidad obtenida de los registros es de 0.5-3%, la permeabilidad es mala y por registros se estima en valores muy bajos desde 0.01-0.4 mD; presenta resistividades entre 21-70 ohms/m.

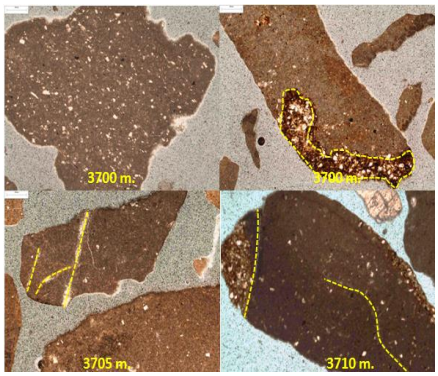


Figura III.2.31. UR-6. Muestras de canal (3700-3715). Mudstone-Wackestone limoso con fracturas selladas por calcita.

Unidad de Roca 7: Comprende del Ki-6 (3723 m) al Ki-7 (3739 m), con un espesor de 16 m. Constituido por wackestone-packstone de Nannoconidos y Tintínidos, ligeramente limoso y algunos fragmentos de dolomía, escasas microfracturas selladas por calcita, **Figura III.2.32**. La calidad de roca almacén es pobre. La porosidad obtenida de los registros varía de 0.6-2.2%, la permeabilidad es mala y en los registros se estima en valores muy bajos desde 0.02-0.2 mD; presenta resistividades entre 65-448 ohms/m.

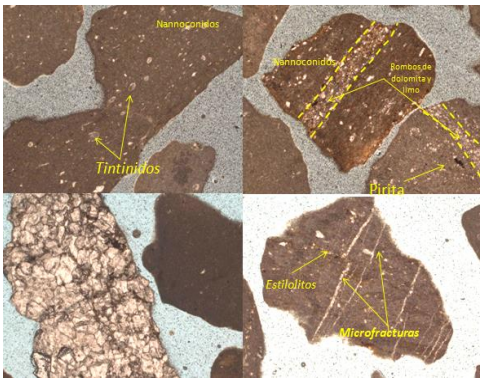


Figura III.2.32. UR-7. Muestras de canal (3720-3740). Mudstone-Wackestone limoso con microfracturas fracturas selladas por calcita.

Unidad de Roca 8: Limitada del Ki-7 (3739 m) al Ki-8 (3755 m), con un espesor de 16 m. Constituida por un wackestone-packstone de Nannoconidos y escasos Tintínidos, parcialmente limoso y escasa pirita diseminada. Se observan microfracturas selladas por calcita, **Figura III.2.33**. La calidad como roca almacén es pobre. La porosidad obtenida por los registros es de 0.2-3 %, la permeabilidad es mala y por registros se estima valores muy bajos desde 0.01-1.2 mD; presenta resistividades entre 24-83 ohms/m.

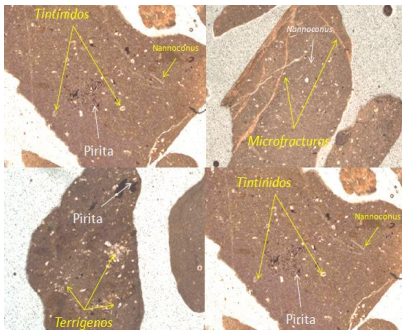


Figura III.2.33. UR-8. Muestras de canal (3745-3750). Mudstone-Wackestone limoso con microfracturas fracturas selladas por calcita.

Unidad de Roca 9: Comprende del Ki-8 (3755 m) a la base del Ki (3768 m), con un espesor 13 m. Se considera como la base del Cretácico Inferior y está representado por un wackestone-packstone de Nannoconidos y escasos Tintínidos, parcialmente limoso y pirita diseminada, con microfracturas selladas con calcita, trazas de dolomía mesocristalina y de packstone-grainstone de peletoides, **Figura III.2.34**. Su calidad como roca almacén es pobre. La porosidad obtenida por los registros es de 0.5-4%, la permeabilidad es mala y por registros se estiman valores muy bajos desde 0.015-1.09 mD; presenta resistividades que varía entre 76-350 ohms/m.

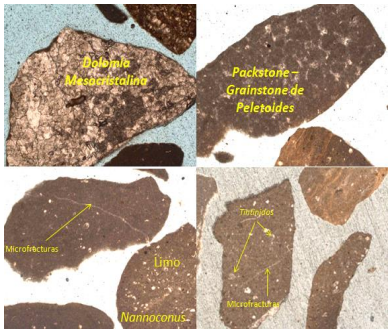


Figura III.2.34. UR-9. Muestras de canal (3755-3765). Wackestone-packstone limoso trazas de dolomía mesocristalina y packstone-grainstone de peloides.

A partir de la profundidad de 3768 m cima del Jurásico Superior-Tithoniano, los sedimentos están representados por un wackestone de probables Saccocomas, bituminoso con escasas microfracturas cementadas con calcita, **Figura III.2.35**.

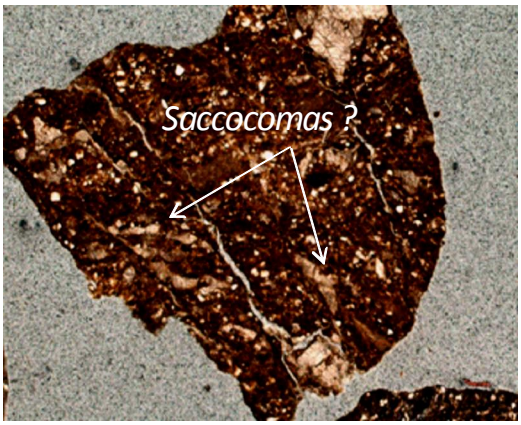


Figura III.2.34. Muestras de canal (3770 m). Wackestone de Saccocomas de aspecto bituminoso con alto contenido de materia orgánica.

III.3. Modelo Sedimentario

La interpretación de la distribución de ambientes sedimentarios dentro del Cretácico en el pozo T-1, está basada en los resultados del estudio megascópico de aproximadamente 11.96 m de núcleo, las descripciones petrográficas de láminas delgadas de los núcleos (N-1, N-1C, N-2, N-2C, N-3, N-3C y N-4) y muestras de canal, así como, registros geofísicos e información sísmica, obtenidos en la zona de yacimiento.

Las rocas del Cretácico Superior que conforman el yacimiento en el pozo T-1, ubicado en el proyecto de inversión Campeche Oriente, corresponden a un ambiente de talud (Unidad de Brecha), como se observa en la **Figura III.3.1.**

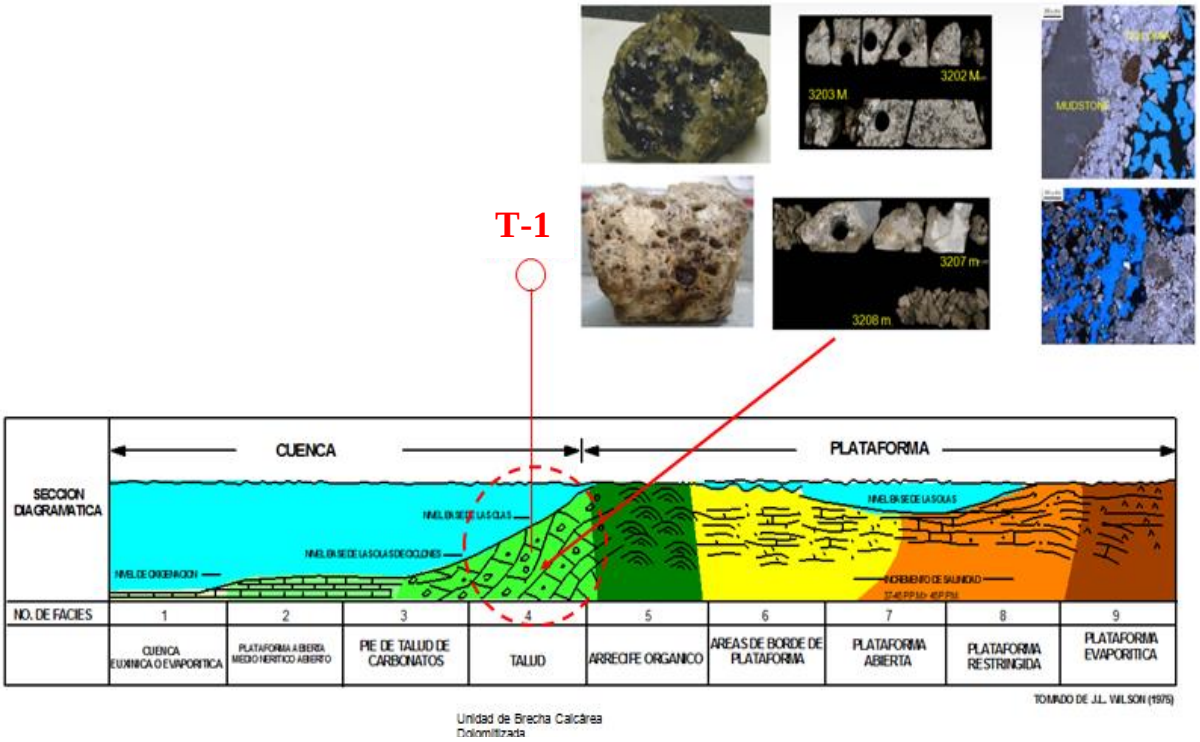


Figura III.3.1. Sección esquemática de ambientes de depósito para el Cretácico Superior en el pozo T-1.

Como se observa en el esquema general de facies, **Figura III.2.1 y III.3.1**, de acuerdo a las facies estándar de Wilson de 1974, (Flügel, 2010), el yacimiento Cretácico (Unidad de brecha) del pozo T-1, se ubica en la facies 4, la cual corresponde a un ambiente de talud.

Esto con base en el estudio sedimentológico y petrográfico realizado, cuyas litofacies corresponden a una brecha sedimentaria, la cual está constituida por fragmentos de mudstone, wackestone de bioclastos y dolomía microcristalina, con porosidad secundaria, intercristalina y vugular de ± 8-10%, con buena impregnación de aceite, **Figura III.3.2.**

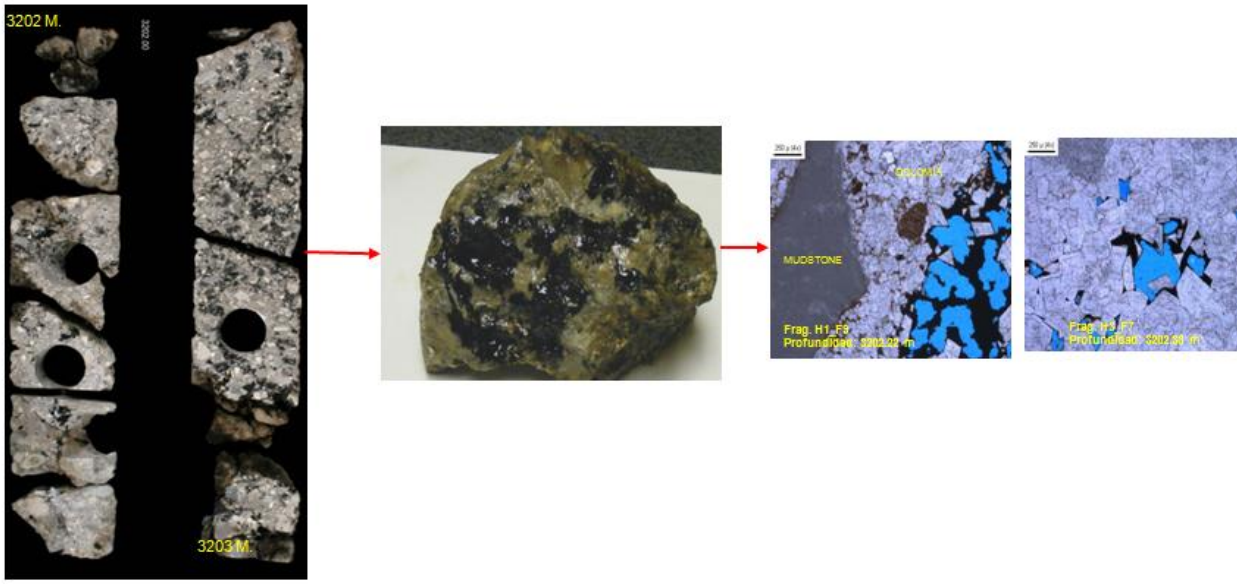


Figura III.3.2. N-1 (3202-3207 m) Rec. 4.45 m (29 %). Brecha sedimentaria constituida por clastos de mudstone-wackestone de intraclastos y bioclastos dolomitizado porosidad secundaria en cavidades por disolución y buena impregnación de aceite.

Modelo Sedimentario Conceptual: Derivado del estudio megascópico y petrográfico de los núcleos y muestras de canal, registros geofísicos y reportes paleontológicos, se postulan los modelos sedimentarios para el Cretácico (Brecha-Ks, Km y Ki) del área productora del campo T, **Figura III.3.3, Figura III.3.4, Figura III.3.5 y Figura III.3.6.**

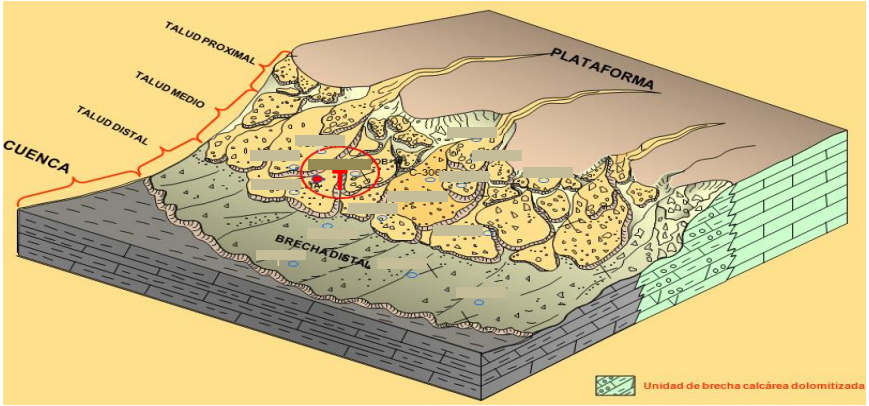


Figura III.3.3. Modelo sedimentario conceptual de la Brecha del Cretácico Superior del Campo T.

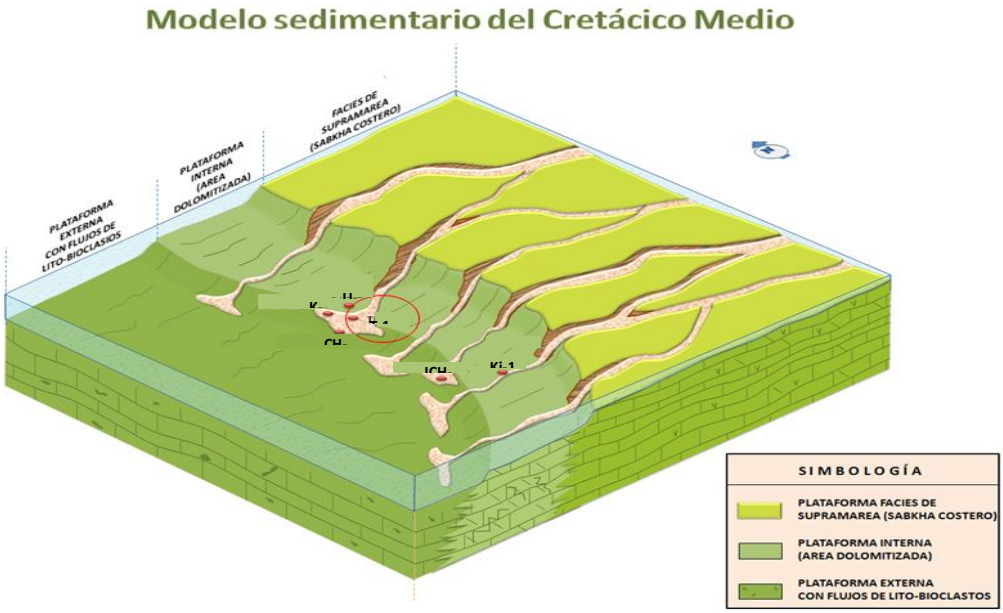


Figura III.3.4. Modelo sedimentario conceptual del Cretácico Medio del campo T.

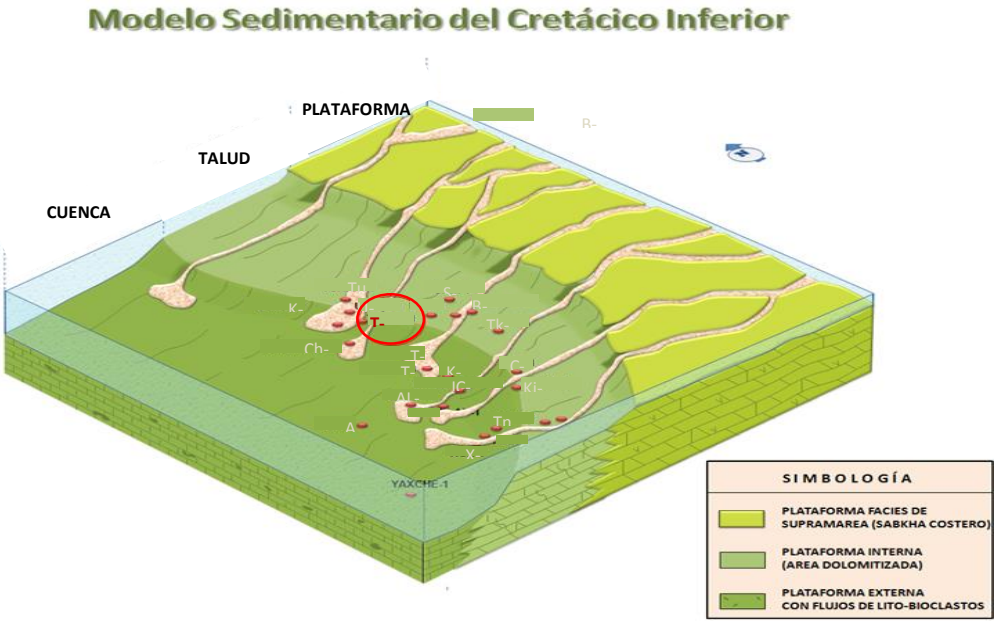


Figura III.3.5. Modelo sedimentario conceptual del Cretácico Inferior del campo T.

En el intervalo del yacimiento, se cortaron los núcleos N-1, N-1C, N-2, N-2C, N-3 y N-3C. Con base al análisis de muestras de canal, de estructuras sedimentarias en núcleos recuperados, al comportamiento y patrones de los registros (*log-facies*), se interpretó que la zona donde se probaron los intervalos productores 3340-3425 m (PP-II) y 3200-3285 m (PP-III). El ambiente de depósito para el Cretácico Superior, corresponde a un ambiente de talud para la brecha y pie de talud para el Cretácico Medio y Cretácico Inferior, tal y como se muestra en la columna de la **Figura III.3.5**.

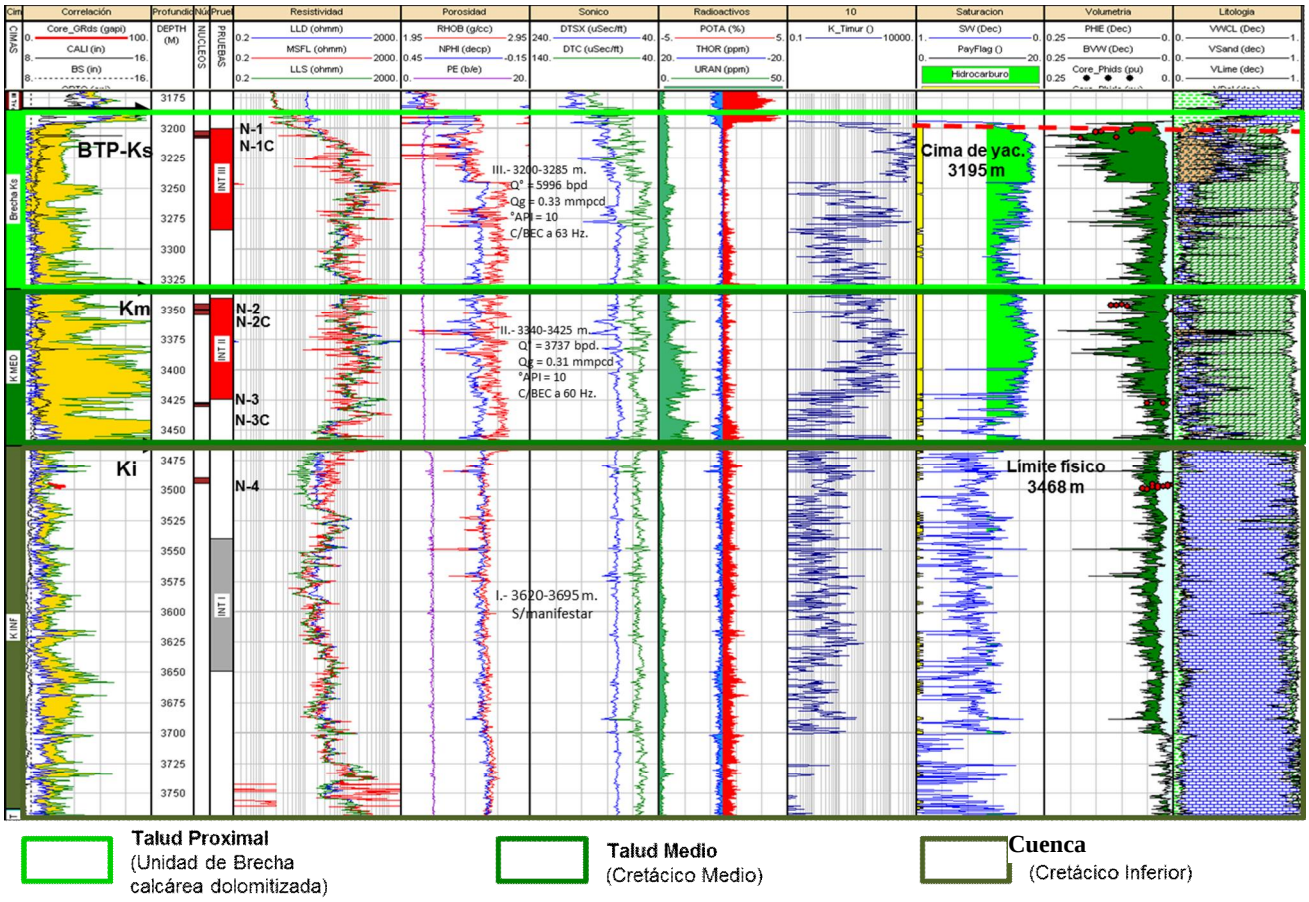


Figura III.3.6. Interpretación de ambientes de depósito en el yacimiento descubierto por el pozo T-1.

III.4. Modelo diagenético.

III.4.1. Eventos diagenéticos observados

Basado en el análisis petrográfico realizado en secciones delgadas de los núcleos N-1, N-1C, N-2, N-2C, N-3, N-3C y N4, así como de las muestras de canal recuperadas durante la perforación del pozo T-1, se determinó que los procesos diagenéticos que afectaron a los sedimentos y rocas del Cretácico se desarrollaron durante las etapas: temprana, intermedia y tardía; de ellos los más importantes corresponden a la compactación, cementación temprana, dolomitización y disolución. De estos, el proceso de disolución es benéfico para la creación de porosidad secundaria, mientras que el resto son procesos en detrimento de la calidad de almacenamiento de las rocas estudiadas. Los eventos diagenéticos que afectaron a la columna litológica del Cretácico en el área del pozo T-1, fueron principalmente:

- Dolomitización (etapa diagenética intermedia)
- Disolución (etapa diagenética tardía)
- Fracturamiento (este se llevó a cabo durante un evento tectónico intermedio y tardío, se considera contemporáneo con la migración de los hidrocarburos.
- Piritización (Etapa tardía)
- Migración de los hidrocarburos (Etapa tardía)

En general, la diagénesis se puede considerar como un parámetro que nos ayuda a determinar:

- Ambientes sedimentarios (horizontes bioturbados, silicificación de aguas profundas o someras, etc.).
- Propiedades físicas de la roca (aplicación más directa en la caracterización de yacimientos).
- Eventos que originan porosidad (dolomitización, disolución, etc.)

- Eventos que incrementan la permeabilidad (fracturamiento, estilolitas, dolomitización, recristalización, disolución, etc.).
- Eventos que reducen la porosidad (compactación, precipitación de arcillas, cementación, etc.).
- Eventos que modifican la respuesta de la roca en los registros (piritizaciòn, algunas clases de arcillas, laminaciones delgadas lutita-arena, presencia de gas, presencia de agua salada).
- Historia geológica: Al determinar que evento diagenético es el más antiguo y como afectó a la roca, es posible establecer un orden cronológico en la columna litológica.

El término diagénesis conocido también como metasomatismo, al referirse a los cambios físico-químicos y biológicos que sufren los sedimentos durante el sepultamiento hasta su litificación, en condiciones bajas de temperatura y presión, conservando aun así o siendo discernibles las características texturales, estructurales y mineralógicas primarias, a pesar de que éstas últimas hayan sufrido procesos de recristalización, reemplazamiento o disolución parcial.

Sin embargo no se tiene una definición aceptada universalmente del término diagénesis; muchos geólogos la describen como "todos los procesos ocurridos entre la depositación y metamorfismo".

El efecto de la diagénesis en las rocas de un yacimiento es muy importante, ya que modifica la estructura y textura de la roca almacén y puede afectar la migración de los hidrocarburos al favorecer o desfavorecer la permeabilidad de las rocas. Los procesos diagenéticos se inician desde el momento del depósito del sedimento hasta que la roca es litificada, **Figura III.4.1.1.**

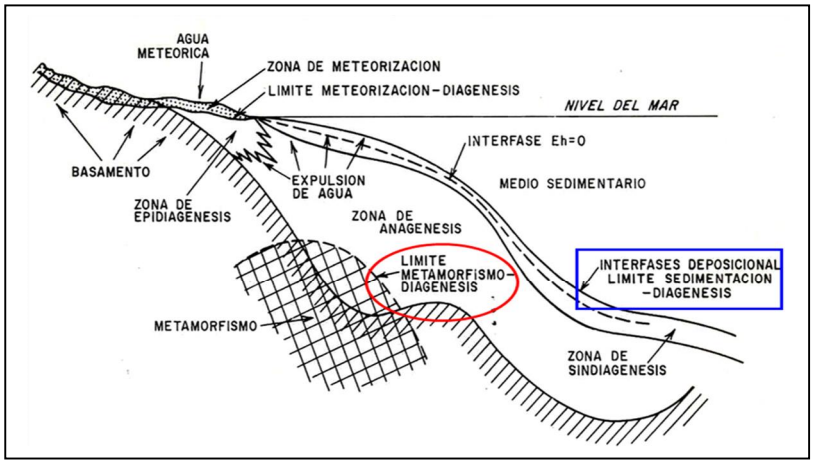


Figura III.4.1.1. Límites y zonas de la Diagénesis.

Eventos diagenéticos observados en el ambiente de talud medio (Brecha) del Cretácico Superior (3185-3333 m).

Los procesos diagenéticos que se originaron durante y después del depósito de la Brecha del Cretácico Superior en el área del pozo T-1 fueron: el depósito de los sedimentos durante una etapa diagenética temprana, posteriormente durante el sepultamiento se llevó a cabo un proceso diagenético de dolomitización, **Figura III.4.1.2 y Figura III.4.1.2a**, por un reemplazamiento de los carbonatos, el cual afectó a las rocas en este ambiente sedimentario en una etapa intermedia (anadiagénesis)**;** este proceso afectó principalmente a la matriz micrítica depositada en un ambiente de plataforma, originándose así una porosidad intercristalina de la matriz dentro de la brecha del Cretácico Superior, en donde se entramparon parte de los hidrocarburos en este proceso se desarrollaron cristales de dolomita microcristalina, lo cual hace que se diferencien de los litoclastos derivados de un ambiente de plataforma que constituyen en parte a la brecha.

El desarrollo del proceso diagenético de dolomitización durante una etapa de sepultamiento ocurrido en los sedimentos de la Brecha del Cretácico Superior y Cretácico Medio, se debe a que en el área del pozo T-1 las condiciones de depósito

para estos tiempos prevalecieron condiciones para que se desarrollara un ambiente de plataforma altamente carbonatada y así se llevara a cabo el proceso de dolomitización.

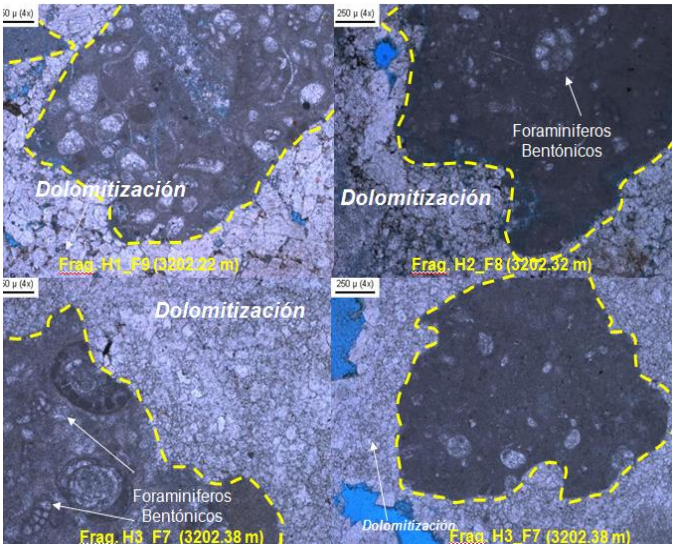


Figura III.4.1.2. Núcleo 1 (3202-3202 m), Proceso de dolomitización en la etapa diagenética intermedia.

Figura III.4.1.2a. Muestra de canal (3220 m) Dolomitización de la matriz, obsérvese la impregnación de hidrocarburos en la porosidad intercristalina.

Durante una etapa diagenética tardía se originó el proceso diagenético de disolución, **Figura III.4.1.3 y Figura III.4.1.4**, durante una etapa diagenética tardía (epidiagénesis) y afectó principalmente a los granos carbonatados. La imagen corresponde a una dolomía mesocristalina con desarrolló de porosidad secundaria generada por procesos de disolución, este proceso desarrolló porosidad vugular y por lo que se observa en muestras de roca y en secciones delgadas, la disolución afectó principalmente a los litoclastos que constituyen la brecha.

El proceso de disolución, estuvo ligado principalmente al fracturamiento a través del cual ocurrió en parte la disolución de algunos de los litoclastos de dolomía que se encontraban dentro de los flujos de granos.

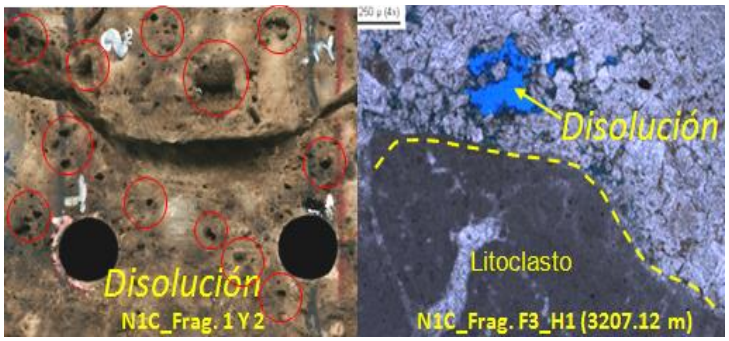


Figura III.4.1.3. Núcleo 1C (3207-3209 m) Porosidad secundaria generada por procesos de disolución.

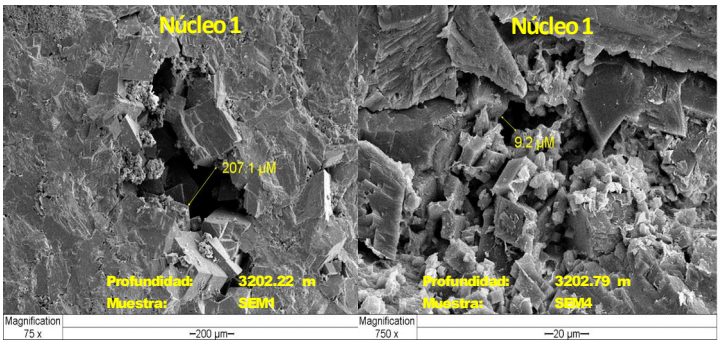


Figura III.4.1.4. Núcleo 1 (3202-3207 m) Porosidad secundaria generada por procesos de disolución vista con el Microscopio Electrónico de Barrido (SEM)

Contemporáneo al proceso diagenético de disolución, se llevó a cabo un evento tectónico, el cual dio como resultado, el desarrollo de microfracturas a través de las cuales ocurrió la migración de hidrocarburos, estos se entramparon en una porosidad intercristalina desarrollada por dolomitización de la matriz de la brecha, en los vúgulos desarrollados por disolución y en las microfracturas, las cuales sirvieron como conductos de migración. Las fracturas presentes en las rocas del ambiente de talud medio y distal se presentan en forma intensa y se originaron durante un evento tardío (epidiagénesis) contemporáneo a la migración de los hidrocarburos, **Figura III.4.1.5**.

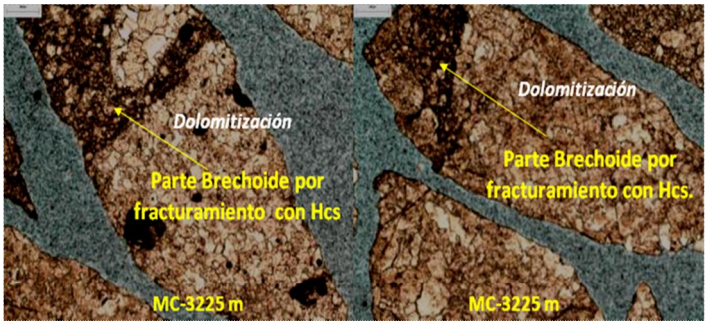


Figura III.4.1.5. Muestra de canal (4325 m) Aspecto brechoide de la roca por fracturamiento en evento tardío.

Contemporáneo al fracturamiento se originó durante un evento tardío (epidiagénesis), la migración de los hidrocarburos, **Figura III.4.1.6 y Figura III.4.1.7**.

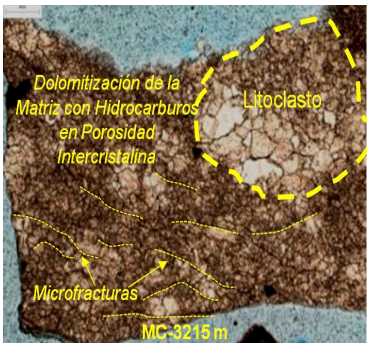


Figura III.4.1.6. Muestra de canal (3215 m) Impregnación de aceite en la porosidad intercristalina y en el microfracturamiento.

Figura III.4.1.7. N1 (3202-3207, Rec. 1.40 m) Impregnación de hidrocarburos.

Durante el Cretácico Superior ocurrió una serie de depósitos de litoclastos dolomitizados (dolomía mesocristalina) derivados de un ambiente de plataforma carbonatada los cuales se encontraban dolomitizados, formando así pequeños flujos turbidíticos intercalados a los sedimentos carbonatados de las facies del Cretácico.

Con base en el estudio petrográfico de núcleos y muestras de canal, en la **Tabla III.4.1.8** se presenta la secuencia paragenética del Cretácico Superior en el ambiente de talud medio a distal. En la etapa temprana no se observaron eventos diagenético, solo se considera el depósito de los sedimentos. Los resultados deben considerarse como tentativos, ya que se recomienda realizar un estudio de diagénesis del área más completo. A continuación se muestra un resumen de los eventos diagenéticos observados que conforman la paragénesis:

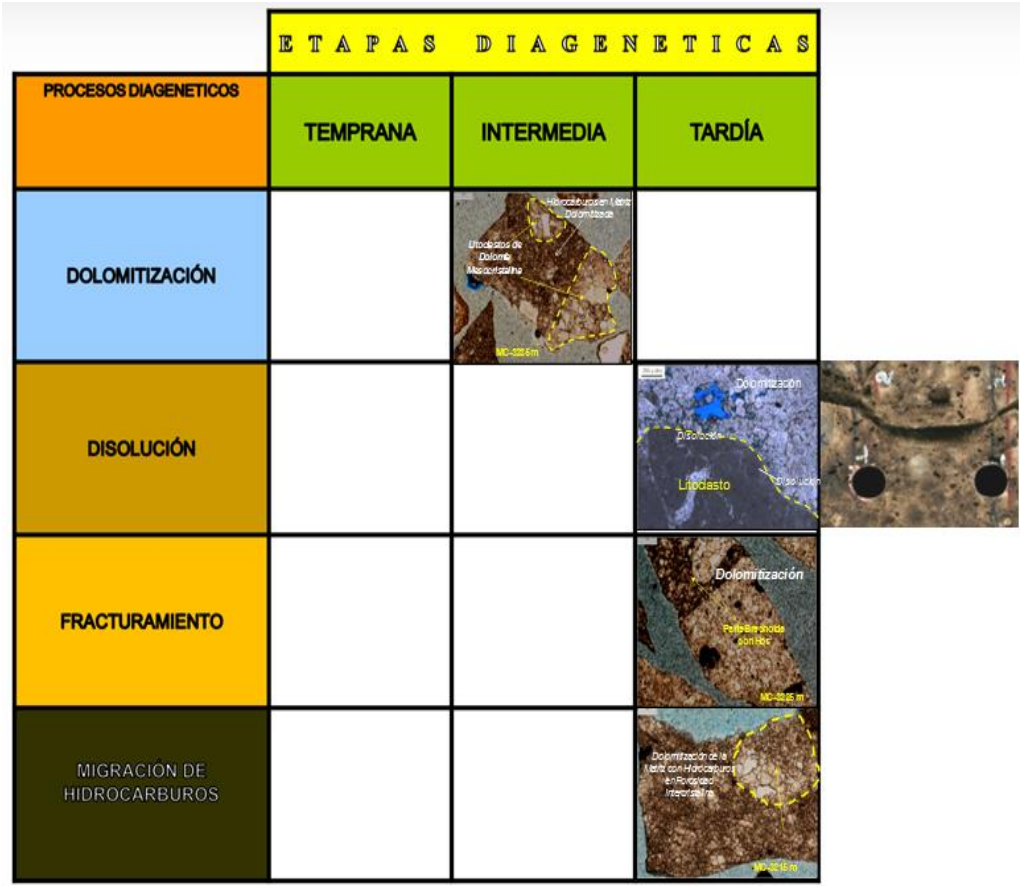


Tabla III.4.1.8. Paragénesis de procesos diagenéticos observados en el ambiente de Talud (Campo T).

Eventos diagenéticos observados en el ambiente de Plataforma Interna-Externa del Cretácico Medio (3333-3463 m).

Los procesos diagenéticos que se desarrollaron durante y después del depósito del Cretácico Medio en el pozo T-1 fueron: Depósito de los sedimentos durante una etapa diagenética temprana, posterior a ello, durante el sepultamiento se llevó a cabo proceso diagenético de dolomitización, **Figura III.4.1.9 y III.4.1.9a**, principalmente en una etapa intermedia. Durante el depósito de los sedimentos del Cretácico Medio en el área del pozo T-1, las condiciones que se presentaron fueron las de un ambiente de plataforma altamente carbonatada dando así, al desarrollo de la dolomitización durante una etapa

intermedia post-litificación originando una dolomía micro-mesocristalina con porosidad intercristalina.

Durante este tiempo ocurrió la depositación de ligeros flujos de litoclastos del tamaño de la arena, los cuales se encontraban ya dolomitizados (dolomía mesocristalina) y que se distinguen por ser cristales más limpios que los desarrollados en la matriz. Los pequeños flujos de litoclastos que se presentan para tiempos del Cretácico Medio en el pozo T-1, se presentan principalmente hacia la cima. La mayor parte de la columna litológica del Cretácico Medio, corresponde a una dolomía micro-mesocristalina con buena porosidad intercristalina con hidrocarburos. En la parte Media-Inferior, ésta dolomía se encuentra intensamente fracturada (microfracturas con hidrocarburos).

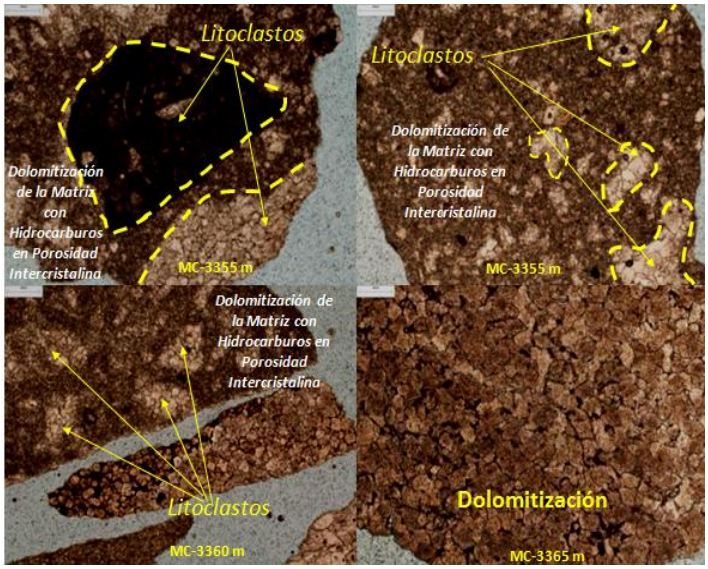


Figura III.4.1.9. Muestras de canal (3355-3365 m) Proceso de dolomitización de la matriz (Etapa intermedia).

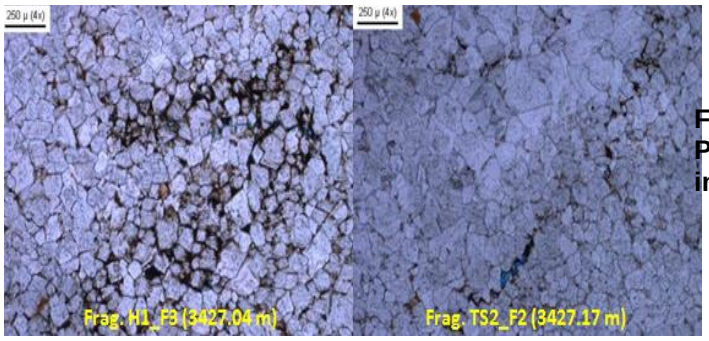


Figura III.4.1.9a. Núcleo 3 (3427-3428.5 m) Proceso de dolomitización (Etapa intermedia).

El proceso diagenético que afecto a las rocas del Cretácico Medio durante una etapa tardía, fue el de la disolución, **Figura III.4.1.10**, la cual se llevó a cabo a través del microfracturamiento, este proceso originó porosidad vugular.

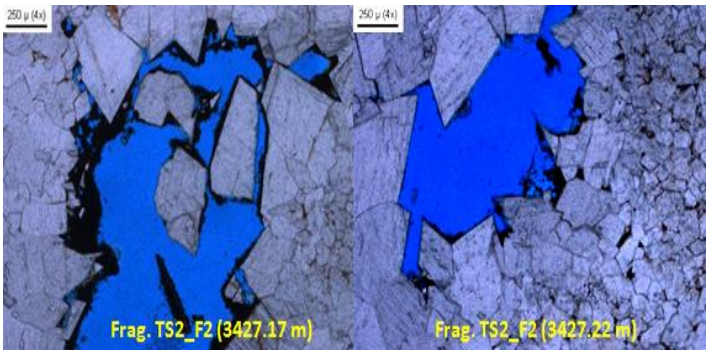


Figura III.4.1.10. Núcleo 3 (3427-3428.5 m) Proceso de disolución (Etapa tardía).

El fracturamiento, **Figura V.5.1.11**, como resultado de eventos tectónicos ocurridos durante el Cretácico Medio en la región del pozo T-1 y que algunos autores, lo consideran como un proceso diagenético, se presentó en dos etapas, el primer evento ocurrido durante una etapa intermedia, post-litificación origino fracturas amplias cementadas con dolomita, las cuales es probable que se desarrollaran anteriormente a la dolomitización, un segundo periodo de fracturamiento que afecto a las rocas del Cretácico Medio fue en una etapa tardía de sepultamiento dando origen a una serie de microfracturas las cuales incrementaron la porosidad intercristalina desarrollada por dolomitización y que a la vez sirvieron como conductos de la migración de los hidrocarburos en estas rocas.

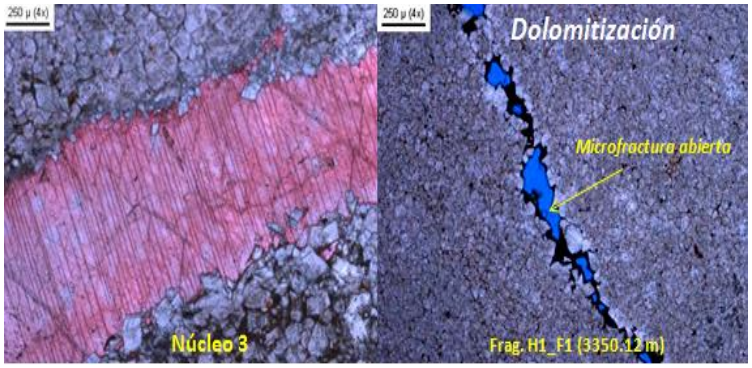


Figura III.4.1.11. Núcleo 3 (3427-343428.5 m) Microfracturas abierta otras selladas con calcita (Etapa intermedia y tardía).

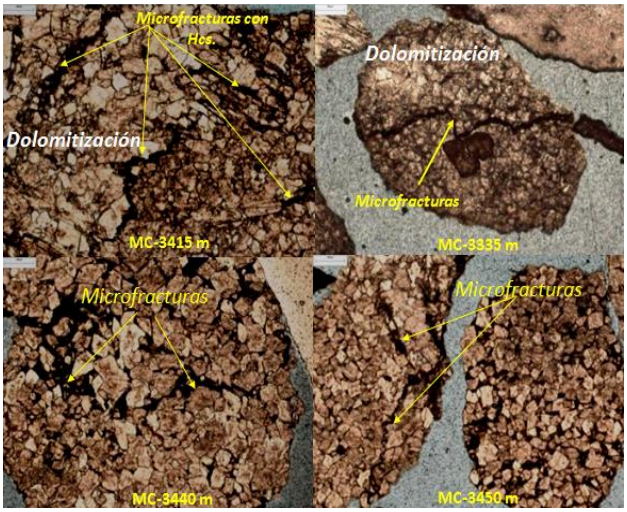


Figura III.4.1.11a. Muestras de canal (3415-3450 m) Microfracturas con impregnación de hidrocarburos (Etapa tardía).

En la **Tabla III.4.1.12**, se presenta la secuencia paragenética tentativa del Cretácico Medio en el ambiente de Plataforma Interna-Externa, con base en el estudio petrográfico de núcleos y muestras de canal.

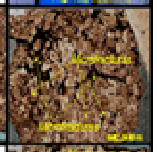
	ETAPAS DIAGENETICAS		
PROCESOS DIAGENETICOS	TEMPRANA	INTERMEDIA	TARDÍA
DOLOMITIZACIÓN			
DISOLUCIÓN			
FRACTURAMIENTO			
MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS			

Tabla III.4.1.12. Paragénesis de procesos diagenéticos observados en el ambiente de Plataforma Interna-Externa del Cretácico Medio (campo T).

Eventos diagenéticos observados en el ambiente de Plataforma Interna-Externa del Cretácico Inferior (3463-3768 m).

Los procesos diagenéticos que se originaron durante y después del depósito de los sedimentos del Cretácico Inferior en el área del pozo T-1 fueron: Deposito de los sedimentos durante una etapa diagenética temprana, pre-litificación. Otro proceso diagenético que se originó en la etapa temprana dentro de la columna litológica del Cretácico Inferior, es el de la compactación física de los sedimentos, el cual dio como resultado una serie de líneas estilolíticas con estructura laminar, **Figura V.5.1.13** y **Figura V.5.1.13a**.

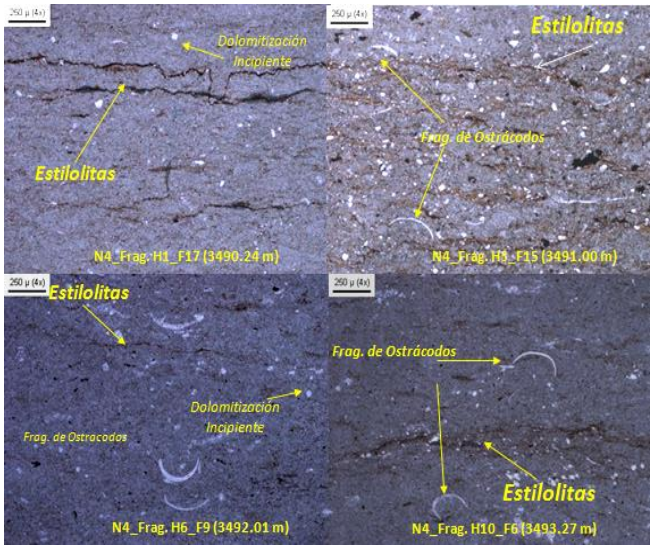


Figura III.4.1.13. Núcleo 4 (3490-3495 m) Líneas estilolíticas con estructura laminar (Etapa temprana).

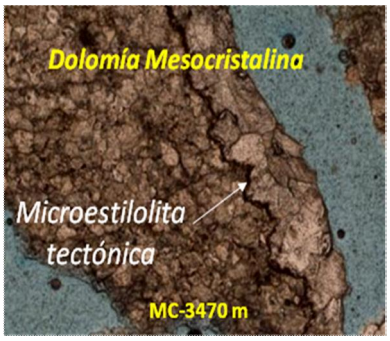


Figura III.4.1.13a. Muestras de canal (3470 m) Microestilolita con impregnación de hidrocarburos en dolomías (Etapa Temprana).

En la etapa Intermedia de sepultamiento, post-litificación se llevó a cabo el proceso diagenético de cementación, **Figura III.4.1.14** de microfracturas por calcita espática, durante esta misma etapa también se originó el proceso diagenético de dolomitización,

Figura III.4.1.15, dicho proceso se encuentra mejor desarrollado hacia la cima de la columna litológica debido a que en el área del pozo T-1, las facies sedimentarias estuvieron en franca transgresión desde tiempos de Jurásico Superior, por lo cual, la parte superior del Cretácico Inferior, se presenta más carbonatada y por lo tanto, el proceso diagenético de dolomitización es más intenso.

Figura III.4.1.14. Muestras de canal (3620 m) Microfractura cementada con calcita (Etapa intermedia).

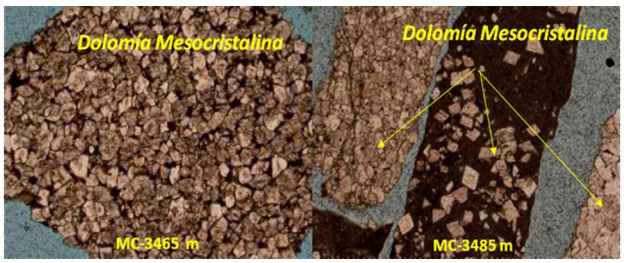


Figura III.4.1.15. Muestras de canal (3465-3485 m) Proceso de dolomitización (Etapa intermedia).

El proceso diagenético de piritización, **Figura III.4.1.16**, poco desarrollado en las rocas del Cretácico Inferior, se llevó a cabo durante una etapa diagenética Intermedia. Este proceso ocurre debido a que los sedimentos que constituyen la columna litológica del Cretácico Inferior, se depositaron dentro de un ambiente de cuenca bajo condiciones reductoras, en donde se presenta ligero contenido de terrígenos del tamaño de limo.

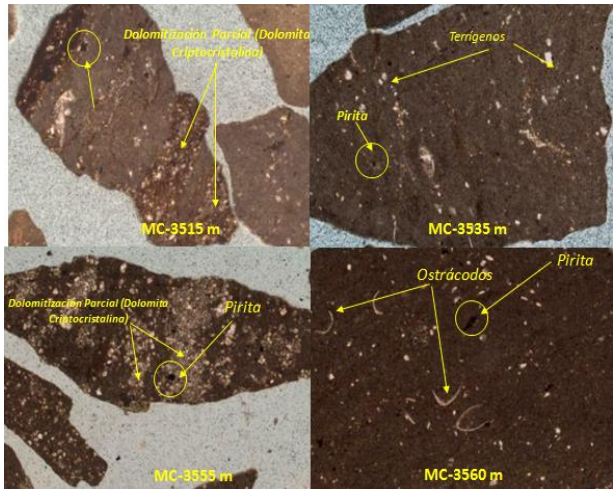


Figura III.4.1.16. Muestras de canal (3515-3560 m) Pirita diseminada (Etapa intermedia).

El fracturamiento, **Figura III.4.1.17,** de las rocas del Cretácico Inferior, ocurrió durante dos eventos tectónicos, los cuales por lo menos son los más evidentes, un primer periodo de fracturamiento se originó en una etapa post-litificación, lo que dio como producto, una serie de microfracturas las cuales quedaron cementadas por calcita, ocasionando una pérdida de porosidad secundaria.

El segundo evento de fracturamiento que se llevó a cabo en una etapa diagenética tardía, desarrolló microfracturas las cuales se consideran como los principales conductos o vías de migración de hidrocarburos, la cual ocurrió, durante una etapa diagenética tardía y que las principales vías de comunicación para que ocurriera el entrampamiento fueron las fracturas y microfracturas desarrolladas durante un evento tectónico tardío.

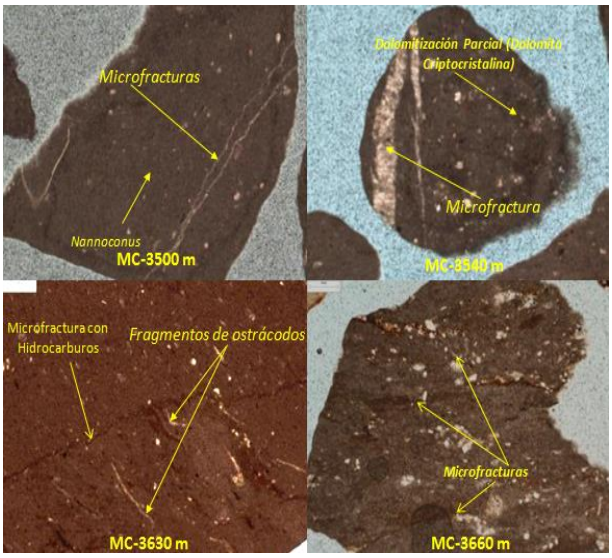


Figura III.4.1.17. Muestras de canal (3500-3660 m) Se observan al menos dos etapas de fracturamiento, primero cementado con calcita y segundo con impregnación de hidrocarburos (Etapa tardía).

En la **Tabla III.4.1.18**, se presenta la secuencia paragenética tentativa del Cretácico Inferior en el ambiente de cuenca, con base en el estudio petrográfico de núcleos y muestras de canal.

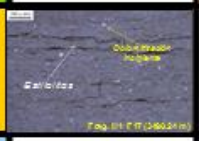
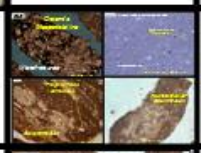
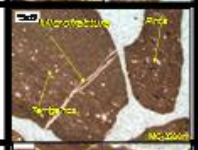
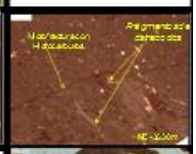
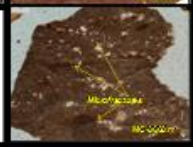
	ETAPAS DIAGENETICAS		
PROCESOS DIAGENETICOS	TEMPRANA	INTERMEDIA	TARDÍA
CEMENTACIÓN			
COMPACTACIÓN			
DOLOMITIZACIÓN			
PIRITIZACIÓN			
FRACTURAMIENTO			
MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS			

Tabla III.4.1.18. Paragénesis de procesos diagenéticos observados en el ambiente de Plataforma Interna-Externa del Cretácico Inferior (Pozo T-1).

IV: MODELO PETROFÍSICO

IV.1.- Introducción.

El análisis petrofísico que a continuación se presenta corresponde al pozo T-1 descubridor del campo en el año 2008 y los datos petrofísicos obtenidos se utilizaron para poblar el modelo estático 3D en el programa Petrel, y de esta manera calcular las características petrofísicas en la zona de la localización delimitadora T-1DL.

El yacimiento de edad cretácica contiene aceite pesado de 12 ºAPI, la roca almacén está compuesta por rocas carbonatadas dolomitizadas y fracturadas con variaciones verticales de calidad.

Como resultado de la interpretación y análisis de los registros geofísicos, información geológica (núcleos y muestras de canal) y datos de ingeniera de las pruebas de presión ï producción, el Cretácico se sub-dividió en cuatro zonas que son:

- Zona A (3196 ï 3245 m)
- Zona B (3245 - 3330 m)
- Zona C (3330 - 3468 m) y
- Zona D (3468 - 3763 m)

Las tres primeras son el yacimiento realizando dos pruebas de presión producción que resultaron con altas productividades, la última zona corresponde al cuerpo calizo con porosidades y permeabilidades bajas como lo comprobó una prueba de presión-producción que resultó sin manifestar.

Se recopiló información de reportes litológicos de pozo, petrofísica básica y análisis especiales de núcleos, análisis petrográficos, difracción de Rayos X, imágenes de muestras petrográficas, información digital de registros de resistividad, radioactivos, acústicos, resonancia magnética, micro-imágenes resistivas y datos de producción.

En la **Figura 1** se muestra el perfil de rayos gamma y resistivo del pozo T-1, así como la ubicación de los núcleos, pruebas de presión producción y sus resultados y el inventario de información disponible en el pozo.

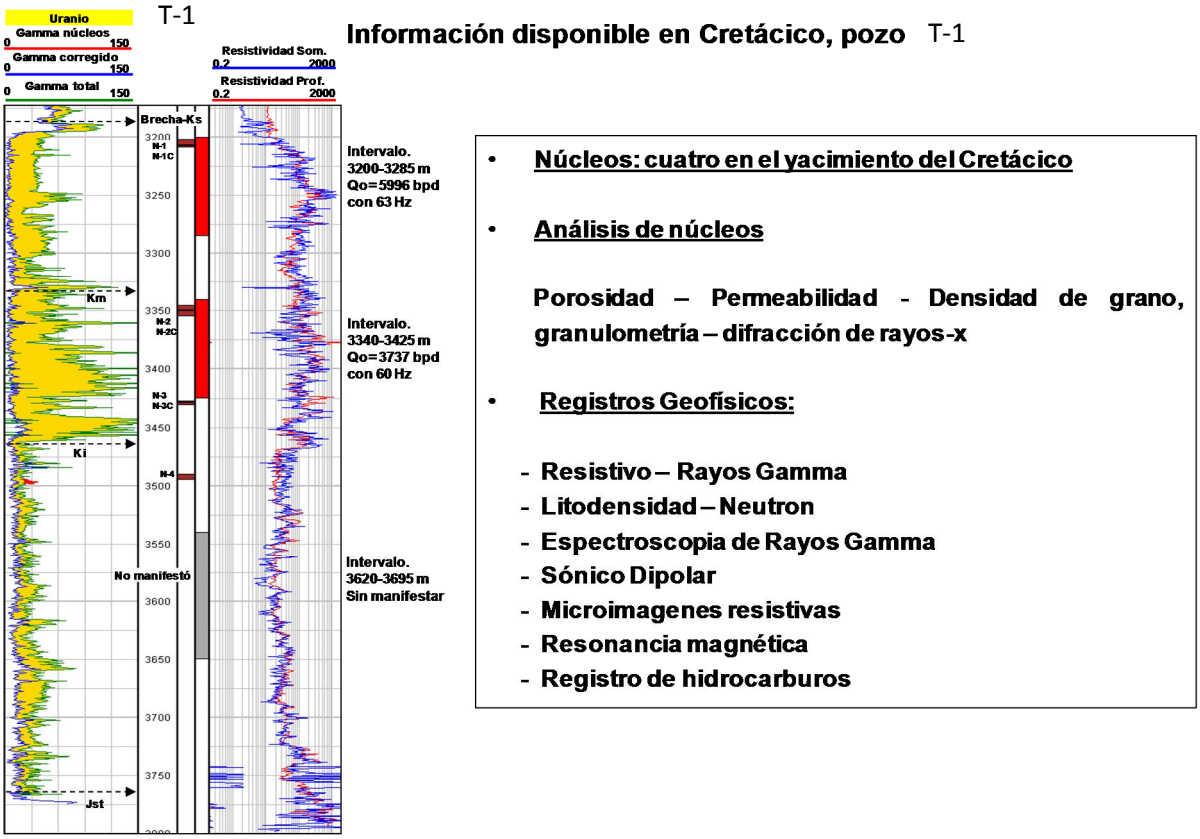


Figura 1.- Informacion disponible del pozo T-1, en Cretácico

IV.2.- Control de calidad, edición y validación de curvas

Se cargaron las curvas de los registros geofísicos en formato .LAS en el sistema *Interactive Petrophysics* (IP), procediendo a editar curvas. Los registros obtenidos se compararon con respecto a las copias de papel a fin de validar las curvas con las originales del pozo. Con las curvas de registros validadas y editadas, se colocaron en profundidad los datos de núcleos, generando el registro compuesto para el pozo, con la finalidad de visualizar todas las curvas y los datos de núcleo para poder identificar intervalos de características petrofísicas similares para la evaluación petrofísica.

El registro compuesto **Figura 2**, está distribuido de la siguiente manera:

- Primer carril: las curvas de la espectroscopia de Rayos Gamma y la correlación de los núcleos ya corregidos en profundidad,

- Segundo carril: la profundidad del pozo

- Tercero y cuarto los núcleos y la ubicación de las pruebas de presión ï producción

- Quinto carril se muestran las curvas de resistividades

- Sexto carril están las curvas de neutrón, densidad y factor fotoeléctrico

- Séptimo carril los registros sónicos compresional y de cizalla y la densidad de fracturamiento abierto

- Octavo carril la relación torio-potasio y uranio

- Noveno carril se presentan el volumen de agua ligada a las arcillas el volumen de agua ligada capilarmente a las paredes de los poros y el volumen de fluidos libres que existe dentro de los poros

- Décimo carril la distribución de los bines de porosidad y

- Décimo primero carril muestra la cromatografía del registro de hidrocarburos. Todos los registros logran diferenciar la entrada del yacimiento.

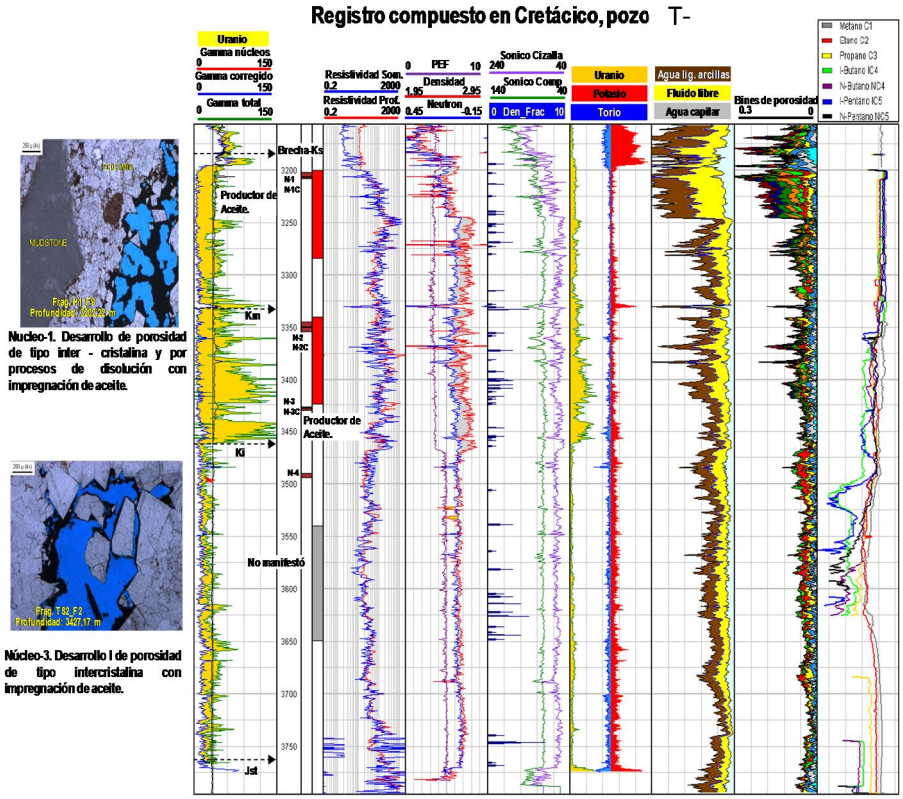


Figura 2.- Registro compuesto del pozo T-1, en Cretácico

IV.3.- Datos de núcleos.

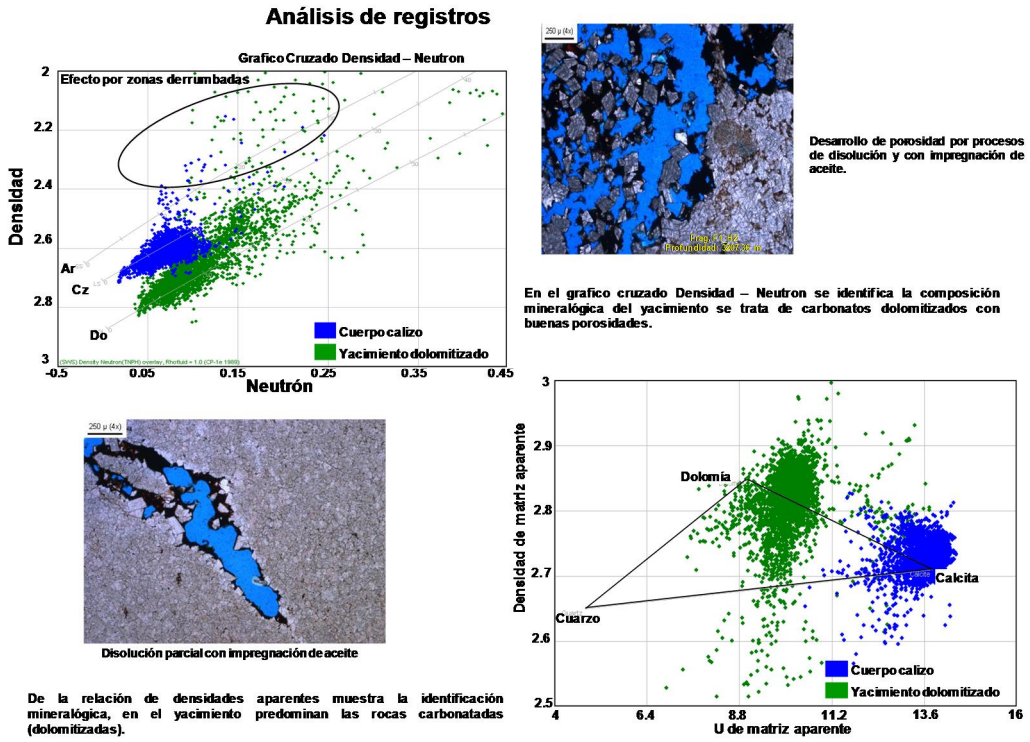
Para este estudio se tomó en consideración la información de siete núcleos convencionales y complementos obtenidos en el yacimiento del Cretácico tal como se detalla en la **Tabla. 3**, a los núcleos se les realizaron análisis de petrofísica básica incluyendo rayos gamma, porosidad y permeabilidad, así como difracción de rayos X, análisis especiales como inyección de mercurio a altas presiones.

Núcleo No.	Intervalo (m)	Recuperación	
		(m)	(%)
1	3202-3207	1.45	29
1C	3207-3209	0.5	25
2	3345-3350	1.15	23
2C	3350-3355	0.18	3.6
3	3427-3428.5	0.42	28
3C	3428.5-3431	0.34	13.6
4	3490-3495	5	100

Tabla 3.- Datos de núcleos cortados en el yacimiento del pozo T-1.

IV.4.- Análisis de registros y gráficos cruzados

Con el grafico cruzado de densidad ï neutrón, **Figura 4,** podemos analizar la relación roca ï fluido. Se diferenciaron dos zonas en color verde se muestra el yacimiento que corresponde a la Brecha Cretácico Superior y Cretácico Medio el cual muestra que se trata de carbonatos dolomitizados y en azul las rocas del Cretácico Inferior rocas que no presentan características petrofísicas favorables (cuerpo calizo).

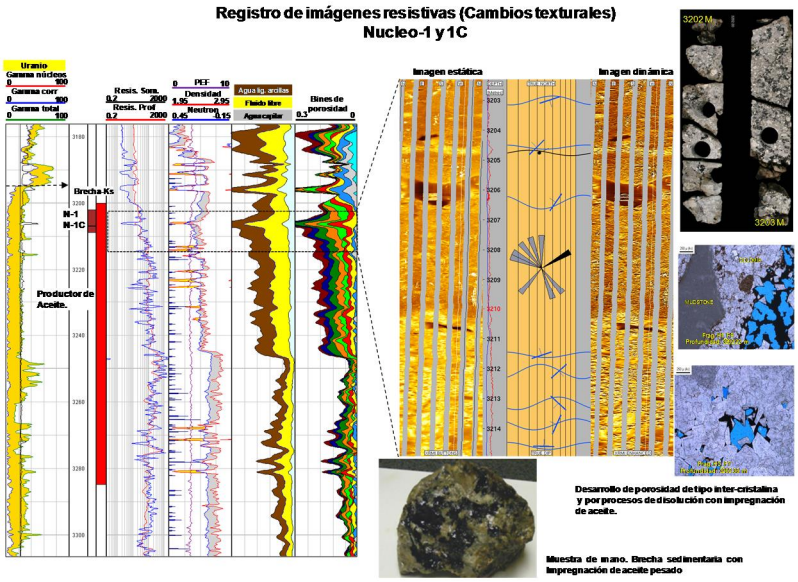


Figuras 4.- Grafica cruzado Densidad versus Neutrón y relación de densidades aparentes del pozo T-1.

El análisis de las densidades de matriz aparente permite identificar la mineralogía que forma al yacimiento productor, este grafico confirman el alto grado de dolomitización de la Brecha-Ks y Km que es el yacimiento del campo T.

En el pozo se corrió el registro de micro-imágenes resistivas el cual permitió analizar verticalmente los cambios texturales identificando en la Brecha-Ks clastos de diferentes tamaños, porosidad vugular y fracturamiento lo que se confirma en el análisis de los núcleos N-1 y N-1C, adicionalmente se cuenta con el registro de resonancia magnética nuclear el cual permite analizar la distribución de los tamaños de los poros y cuantificar

el volumen de agua ligada capilarmente, agua ligada a la arcilla y fluidos libres, como se aprecia en la **Figura 5,** en el set de registros en el carril de la densidad-neutrón y factor fotoeléctrico, en color azul se grafica la densidad de fracturas interpretada a partir del registro de microimágenes resistivas, este tipo de porosidad secundaria es el que permite el flujo del hidrocarburo hacia el pozo, al tratarse de aceite extra pesado, y estas fracturas unen a la porosidad intercristalina y vugular proporcionando así la capacidad de flujo de este yacimiento.



Figuras 5. Registro de resonancia magnética nuclear y micro-imágenes resistivas del pozo T-1.

IV.5.- Puesta en profundidad de núcleos.

Los datos de núcleo se calibraron con los registros a fin de caracterizar y realizar la extrapolación de las propiedades petrofísicas de las rocas a intervalos que no tengan núcleo.

El paso inicial es la puesta en profundidad de los datos de porosidad, permeabilidad, densidad de grano y las curvas radioactivas de rayos gamma de los núcleos con respecto a los registros corridos en agujero abierto. El desplazamiento en profundidad en muchos casos es mayor de dos m.

La **Figura 6**, se muestra en el primer carril la posición de la curva radioactiva del núcleo N-3 en Cretácico Inferior en relación a la curva de rayos gamma total en su posición

original la cual no coincide con la curva radioactiva adquirida de los registros geofísicos. Para ponerla en profundidad ñsegundo carrilò, se hizo coincidir el patrón de la curva del núcleo con el patrón de los registros geofísicos con la finalidad de ajustar todos los parámetros de porosidad, permeabilidad y densidad de grano adquiridos de los núcleos esto con el propósito de calibrar el modelo petrofísico final, en la misma figura también se muestra la tomografía de los núcleos cortados en el yacimiento en el cual se observa la complejidad del sistema poroso compuesto por porosidad vugular, fracturamiento y porosidad intercristalina.

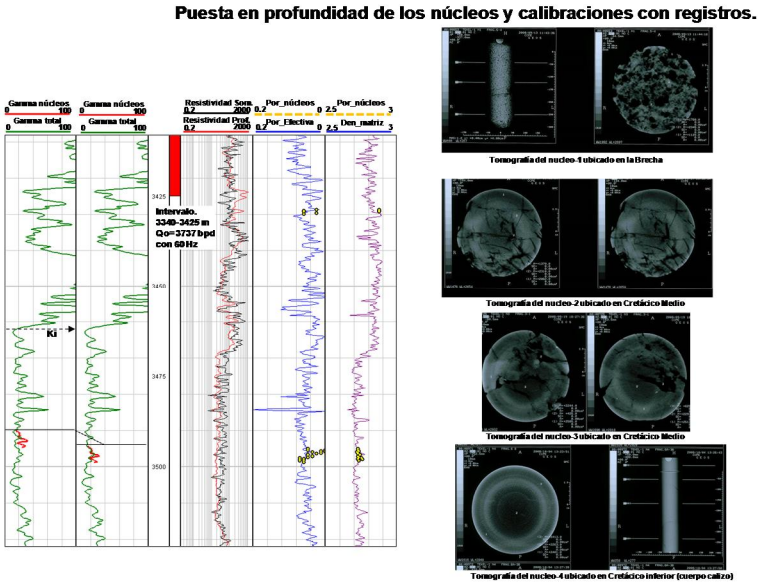


Figura 6.- Puesta en profundidad del núcleo N-2 para el pozo T-1

IV.*6*.- Determinación parámetros petrofísicos.

Se analizaron las porosidad obtenida de las curvas de densidad, neutrón, combinación densidad ï neutrón, resonancia magnética nuclear y porosidad sónica en este caso la que mejor correlación presenta es la porosidad densidad con los datos duros de núcleos (77%), en la **Figura 7,** se muestra como en base a la regresión de la curva de densidad y aplicando el algoritmo obtenido se determinó la porosidad total calibrada con datos duros de núcleos la cual se utilizó en el modelo final, como se observa en el registro comparativo de porosidades.

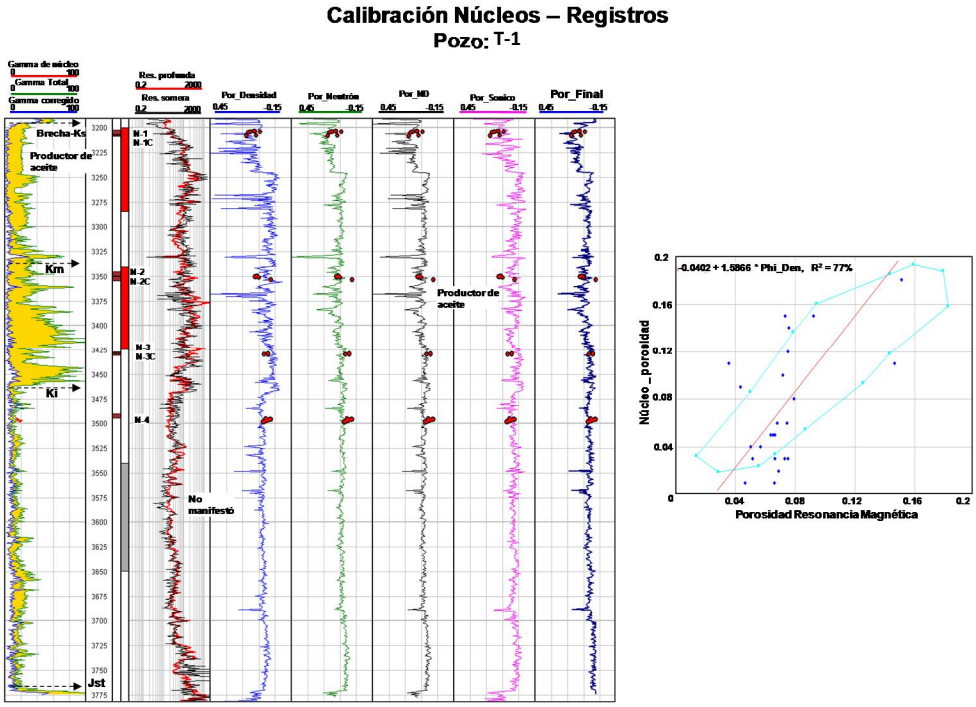


Figura 7.- Regresión lineal para determinar la porosidad total y calibración núcleo ï perfil y registro comparativo de porosidades

Los parámetros petrofísicos son de indiscutible importancia en la generación del modelo petrofísico, teniendo en cuenta que se realizaron tres pruebas de Presión ï Producción, de las cuales dos resultaron productoras de aceite y otra sin manifestar, se optó por utilizar un pozo de correlación que resultó invadido de agua en la misma edad (A-1DL) y con la temperatura del pozo T-1 se pudo calcular la Rw que se utilizó en el modelo petrofísico final como se muestra en la **Figura 8.**

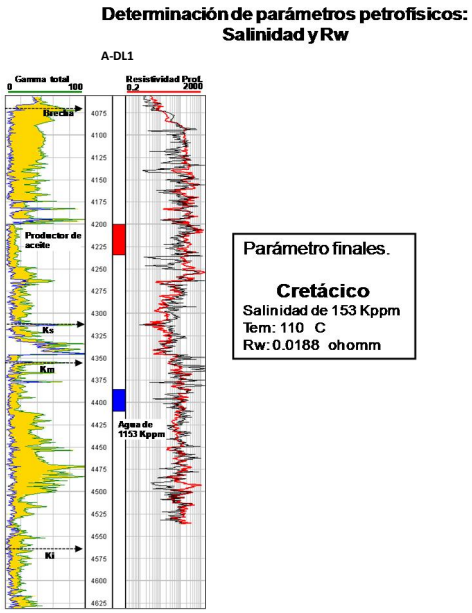


Figura 8.- Salinidad a utilizar y cálculo de Rw del pozo T-1

Para el cálculo del exponente de cementación ñmò se realizó el cálculo de m-variable que es la que se muestra en la **Figura 9.**

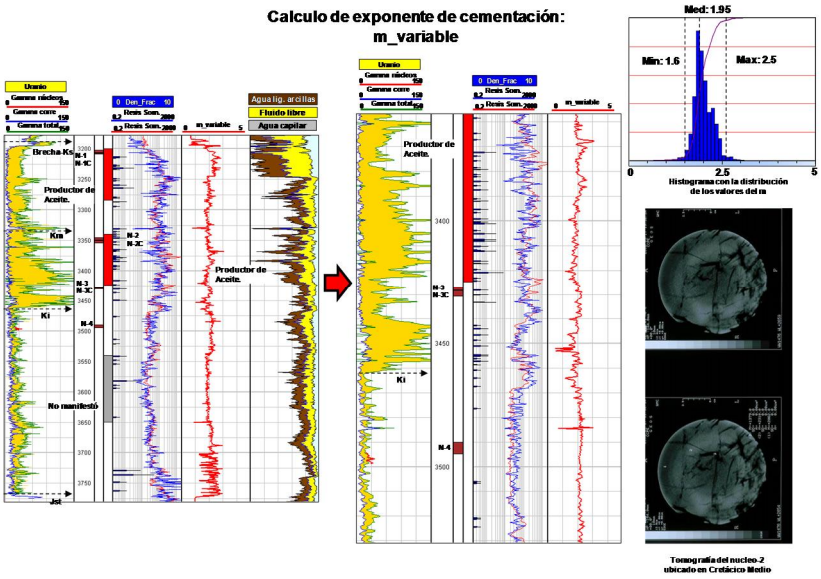


Figura 9.- Calculo de ñmò variable del pozo T-1

Finalmente en la **Figura 10,** se muestra la interpretación el grafico de *PiketT Plot* realizado en el pozo T-1 el cual siguiere valores de m, n, a y Rw en la misma figura se

observan los parámetros petrofísicos finales utilizados en la interpretación de los registros.

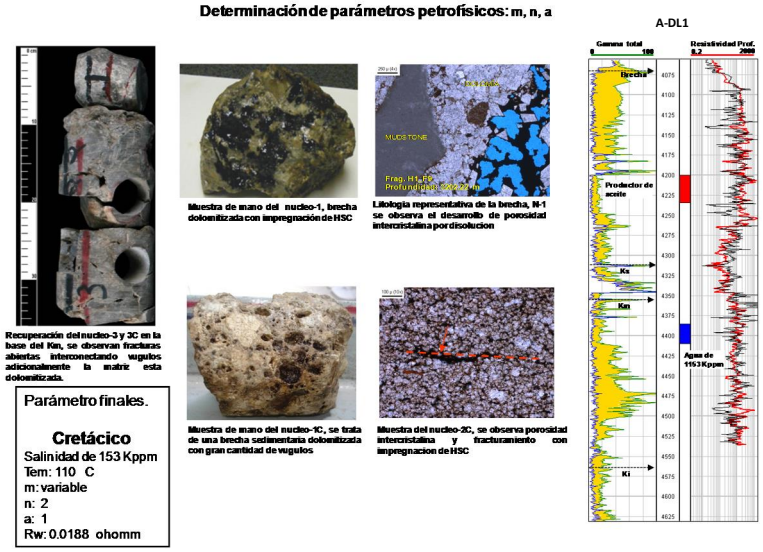


Figura 10.- Parámetros petrofísicos finales utilizados en el pozo T-1

IV.7.- Modelo petrofísico

Con la información de registros geofísicos calibrada, los núcleos en profundidad, el componente de porosidad total determinado y todo el análisis previamente presentado se procedió a la evaluación del pozo con la finalidad de generar el modelo petrofísico final.

De acuerdo con la evaluación petrofísica realizada al pozo T-1, se pueden observar las variaciones en volumen de minerales y de matriz presente, así como la distribución de los fluidos de acuerdo con su porosidad. Litológicamente el yacimiento está compuesto por carbonatos dolomitizados con porosidad intercristalina, vugulos y fracturamiento.

Las rocas del Cretácico se subdividió en cuatro zonas de las cuales las tres primeras son yacimiento:

- Zona A (3195-3245 m)
- Zona B (3245-3330 m)

- Zona C (3330-3468 m) y
- Zona D (3468-3763 m)

Las zonas A, esta compuestas por brechas dolomitizadas con buenas porosidades intercristalinas, porosidad vugular y fracturamiento la zona B y C está compuesta por meso-dolomías con porosidad intercristalina, fracturadas y cavidades de disolución en las tres zonas se realizaron pruebas de presión producción con excelentes productividades, finalmente la zona-D se compone de carbonatos (mudstone-Wackestone) con menores porosidades y altos contenidos de agua irreductible como lo comprobó la primer prueba de presión producción la cual resultó sin manifestar y sin interés económico petrolero, **Figura 11.**

Modelo petrofísico, pozo T-1

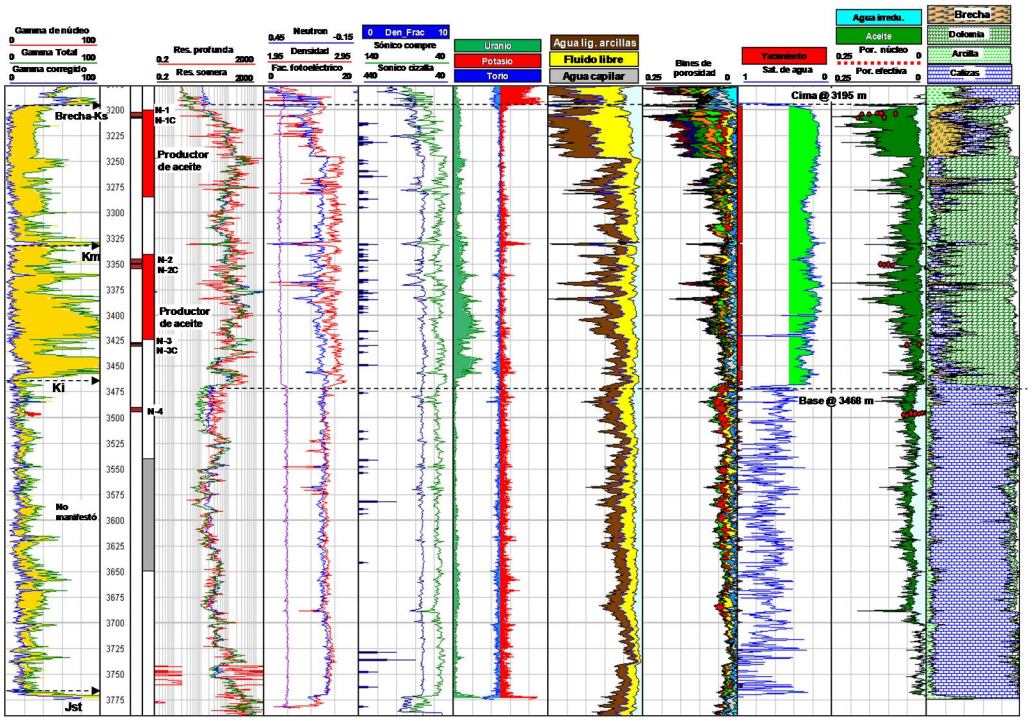


Figura 11.- Modelo petrofísico final calibrado con datos de núcleos mostrando el yacimiento del pozo exploratorio T-1

IV.8.- Determinación de valores de corte y promedios petrofísicos.

Para la determinación del espesor neto de yacimiento impregnado *(Pay),* la porosidad efectiva y la saturación de agua promedio, es necesario ñfiltrarò los resultados de la evaluación a través de los valores de corte determinados por las siguientes propiedades

En la **Figura 12,** se muestra las curvas resultantes del modelo petrofísico (PHIE, SW y VCL) y su distribucion a lo largo del pozo, en el grafico cruzado de Buckles, se analiza la porosidad efectiva versus la saturación de agua para determinar los valores de corte de porosidad y saturacion y finalmente se aprecia la relación de la saturacion de agua versus la permeabilidad.

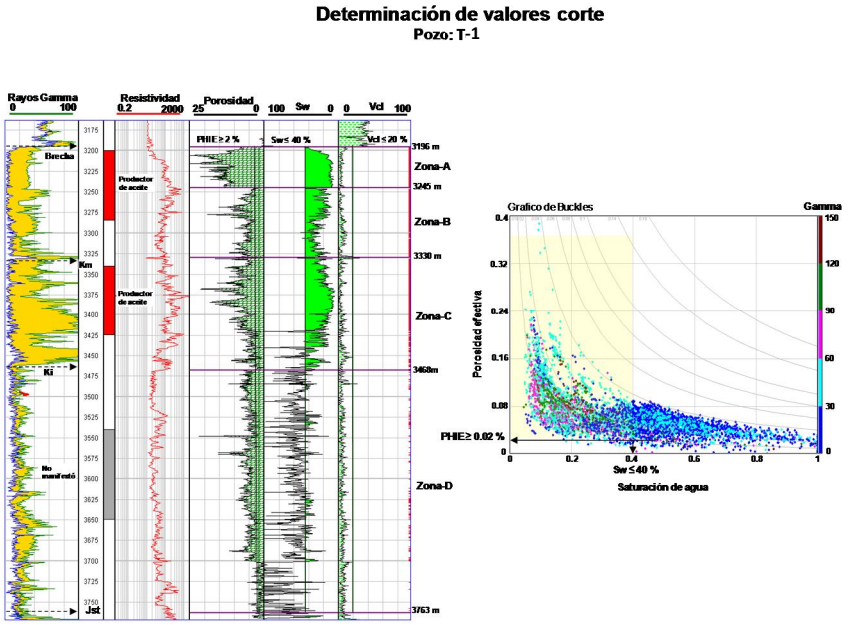


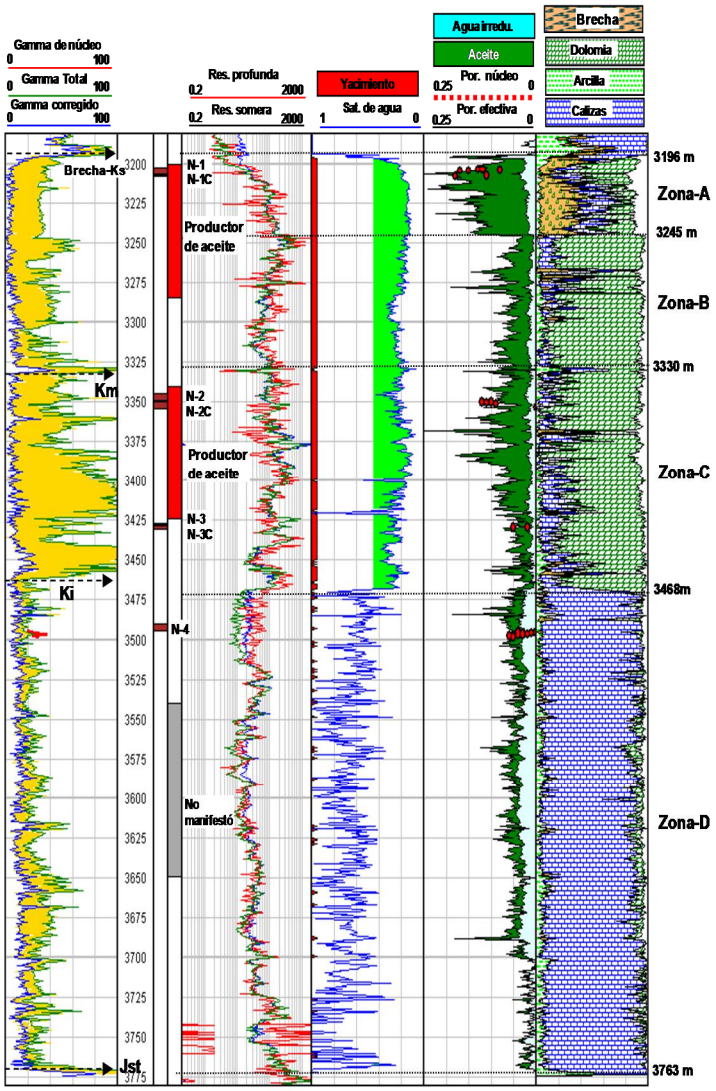
Figura 12.- Gráficos cruzados utilizados para analizar el comportamiento del yacimiento y determinar los valores de corte óptimos para obtener espesores netos impregnados.

De acuerdo a este análisis los cortes adecuados para determinación de promedios petrofísicos son:

Cretácico: **Vcl: 20%** **Phie: 2%** **Sw: 40%**

Basado en los datos de la evaluación petrofísica y los cortes para identificación de la zona productora, se determinaron los promedios petrofísicos correspondientes al yacimiento. En la **Figura 13,** se muestran las cimas de las diferentes zonas y los resultados de los promedios petrofísicos de porosidad efectiva y saturación de agua, así como los espesores brutos y netos impregnados de hidrocarburos.

Promedios de porosidad, saturación de agua y espesores del yacimiento



Valores de corte			
Yacimiento	Porosidad ≥ (%)	Saturación de agua ≤ (%)	Volumen de arcilla ≤ (%)
Brecha-Ks-Km	2	40	20

Tabla resumen

Zona	Hb (m)	Hn (m)	N/G (%)	PHIE (%)	Sw (%)
Zona-A	49	48.9	99.7	14.1	16.4
Zona-B	85	83.8	98.6	6.5	21.3
Zona-C	138	127.2	92.2	7.4	20.1
Zona-D	295	8	2	8.9	30.8

Figura 13.- Promedio petrofísicos para el yacimiento del pozo T-1.

V.- MODELO ESTATICO

V.1.- Introducción

El yacimiento del Campo T, que incluye la Brecha-Cretácico Superior y Medio, se encuentra en rocas carbonatadas dolomitizadas en un sistema poral complejo (intercritalina-vugular-fracturas), mediante la caracterización del fluido se establece que corresponde a un aceite negro extra pesado.

El yacimiento Cretácico tiene un volumen original a condiciones atmosféricas de 1007.44 millones de barriles de aceite y de 117.06 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en la categoría de 3P. Las reservas estimadas para la categoría de 3P son de 165.11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

La caracterización del yacimiento se realizó utilizando *Petrel* 2009.2 y se empleó la interpretación de la sísmica convencional 3D del área; específicamente cima y base del yacimiento (que en el pozo corresponden a 3196 y 3468 mdbmr, respectivamente; así como el marco estructural del conjunto de fallas y la interpretación petrofísica.

Para la caracterización de la variabilidad espacial del modelo de facies y de las propiedades petrofísicas, se utilizó el subvolumen sísmico pre-apilado sin filtros y sin ganancia, a partir del cual se generaron los atributos sísmicos en *Petrel Relative Acoustic Impedance, Reflection Intensity, y Envelope*, con la finalidad de definir la parte estratigráfica asociada a la distribución de los tipos de roca del yacimiento. Así mismo, se hizo la extracción de las amplitudes sísmicas a través del atributo RMS, en el cual se observó la continuidad de la Brecha y Cretácico Medio calibrado con los resultados recientes del pozo T-1.

Se generó un mapa de varianza extraído de la sísmica (amplitudes), el cual indica la variación en sentido direccional de las propiedades. Estas direcciones detectadas se

utilizaron posteriormente en la distribución de propiedades en el modelo 3D. El mapa de varianza el cual indicó que la dirección preferencial de variabilidad espacial del atributo sísmico es de NW78°SE aproximadamente, con rangos mayor y menor de 1700 y 900 m, respectivamente, similares a los detectados en la región del campo T, lo cual muestra coherencia en el análisis, **Figura V.2.1.**

En dirección vertical, se consideró el uso de distribuciones a nivel de pozo, siempre atendiendo el comportamiento de cada propiedad, así como su respectivo valor de rango en dirección vertical. En este caso, los variogramas verticales indicaron rangos de aproximadamente 12 m, valor aceptable dado que el pozo presenta espesores de carbonatos de 166 m.

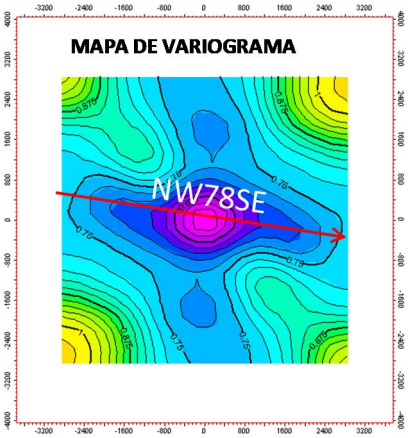


Figura V.2.1. Mapa de variograma mostrando la dirección preferencial.

V.2.- Objetivos

Generar la caracterización inicial para el campo T, lo cual incluye la construcción del modelo estático del yacimiento, poblar las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, relación neto/bruto, saturación de agua, arcillosidad), calcular los volúmenes originales y de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías (probadas, probables y posibles).

V.3.- Metodología

V.3.1.- Modelo Estructural

El marco estructural resulta de la integración de las fallas y los horizontes dentro de un modelo tridimensional, en el cual finalmente se realizan las distribuciones de las propiedades petrofísicas. Adicionalmente, a este modelo se le define también la resolución vertical y horizontal, así como los límites del yacimiento, respetando las fallas y la secuencia estratigráfica. Esto es posible utilizando los procesos para generar el sistema de fallas relacionadas entre sí, la malla de pilares y la creación de horizontes asociados.

En la **Figura V.3.1.1** se muestra el detalle del modelo de celdas, tanto en el plano horizontal (XY) como en el vertical (Z). En el plano horizontal las celdas presentan un tamaño de 100 x 100 m con 93 celdas en ñxò y 97 celdas en ñyò, mientras que en sentido vertical para el yacimiento se tienen 60 capas de celdas **Figura V.3.1.2**. Este modelo se construyó con el objetivo de estimar los volúmenes de aceite y gas del yacimiento reduciendo la incertidumbre en la distribución de las propiedades petrofísicas.

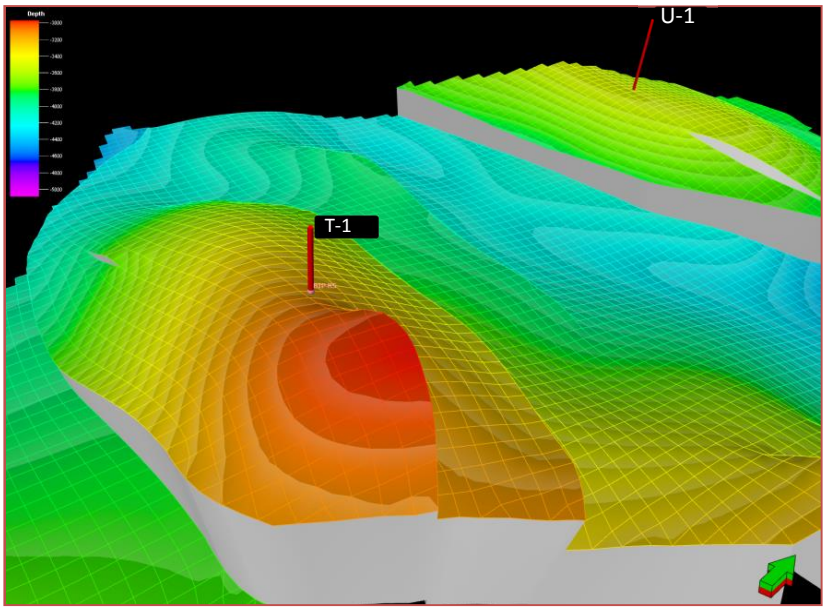


Figura V.3.1.1. Modelo de celdas, horizontes y fallas del Campo T

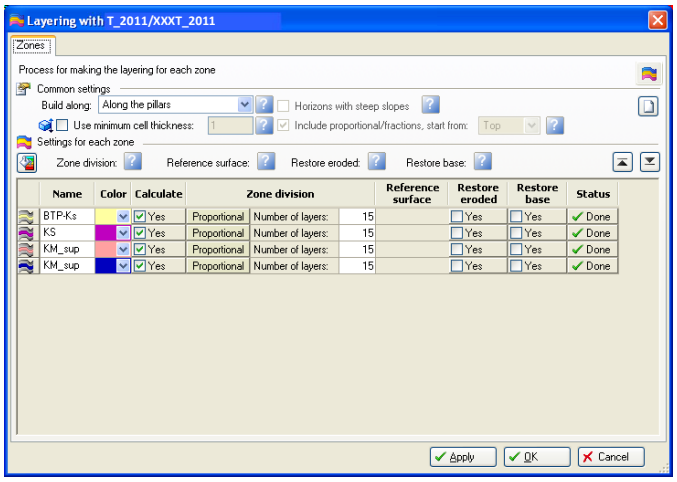


Figura V.3.1.2. Zonificación vertical del modelo 3D

En la **Figura VIII.3.1.3** se muestra el mapa estructural generado a partir de la interpretación sísmica, donde se observa claramente la tendencia para la cima del yacimiento, que se ubica sobre una estructura anticlinal alargada en dirección NW-SE, con cierre por fallamiento en todas direcciones, excepto al oeste , donde la estructura continúa hacia el bloque de K hacia el NW.

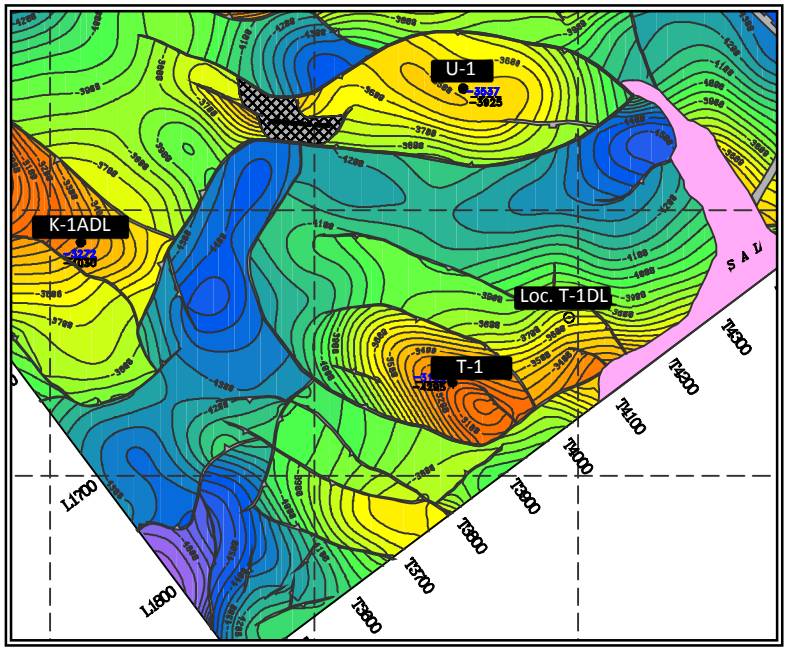


Figura V.3.1.3. Mapa estructural del yacimiento Brecha-Cretácico.

Por otra parte, la cima del yacimiento corresponde a la Brecha dolomitizada naturalmente fracturada del Cretácico Superior con muy buenas características de porosidad y permeabilidad, que fue determinada por el pozo T-1. Hacia la base del yacimiento corresponde a carbonatos dolomitizados naturalmente fracturados del Cretácico Medio con buena porosidad y permeabilidad. La clasificación del yacimiento de acuerdo al resultado del estudio PVT corresponde a un yacimiento de aceite negro extra pesado.

V.4.- Modelado y distribución de propiedades petrofísicas

Se cargó la información de producción de los intervalos disparados para este pozo y se verificó visualmente la correspondencia de los intervalos disparados y las áreas a las cuales se les asigna esta producción. Con toda esta información cargada y verificada se procedió a realizar un modelado de los datos como se describe a continuación.

La generación del registro de Tipos de Roca para el pozo se obtuvo mediante el análisis de los registros geofísicos, núcleos y de los resultados de la evaluación petrofísica (saturación de agua, volumen de arcilla, porosidad efectiva y permeabilidad). La relación de espesores Neto/Bruto se calculó a partir de los parámetros de corte de la evaluación petrofísica (**Capítulo IV**).

Los horizontes del modelo para el yacimiento de T, se ajustaron con la evaluación petrofísica, determinándose la cima del yacimiento la entrada del marcador geológico de la BTPKS 3196 m y la base del yacimiento a 3468 m a nivel del pozo, la cual corresponde a un límite físico con las rocas del Cretácico Inferior (carbonatos impermeables de baja porosidad). El segundo intervalo probado en el pozo es 3340-3425 mdbmr con un gasto de aceite de 3737 bpd y un gasto de gas de 0.31 MMpcd por un estrangulador de 2ò con una frecuencia de 60 Hz; que corresponde a la zona ñCò donde se tiene una porosidad con valores promedio de 7.4% a nivel pozo.

El tercer intervalo 3200-3285 mdbmr con un gasto de aceite de 5996 bpd y un gasto de gas de 0.33 MMpcd por un estrangulador de 2ò con una frecuencia de 63.6 Hz; que corresponde a la zona ñA y Bò de Brecha dolomitizada, estas zonas tienen una porosidad promedio entre 6.5 para la dolomía y 14 % para la Brecha. Ambos intervalos resultaron productores de aceite de 10° API.

Con los resultados de la evaluación petrofísica y la interpretación sísmica se determinaron los límites verticales para el yacimiento y se obtuvo el espesor bruto para todo el yacimiento del Cretácico de 272 m a nivel del pozo, resultando un espesor neto impregnado de hidrocarburos de 260 m. En la **Figura V.4.2.1** se muestra la configuración estructural certificado del campo T **(a)** y su distribución de áreas certificadas. La configuración estructural resultante del estudio de Caracterización **(b)** tiene cambios en las áreas certificadas las cuales están sobrepuestas a la nueva interpretación con la finalidad de evaluar el volumen original de hidrocarburos adicionales por incremento de área, debido a que el modelo de velocidades tiene mayor certidumbre al calibrase con más pozos cercanos al área de interés.

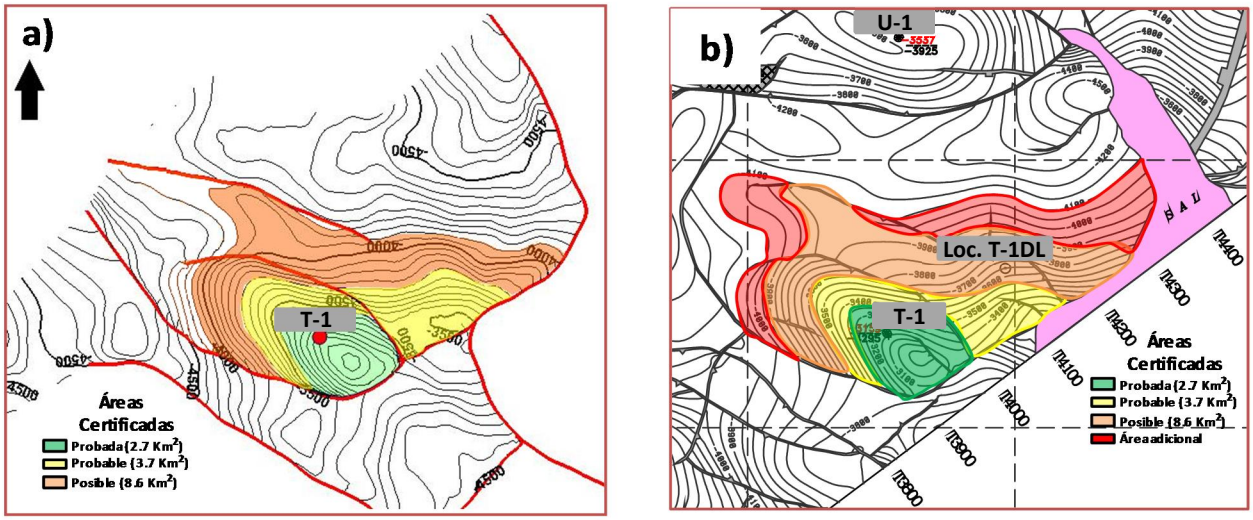


Figura V.4.2.1. Configuraciones estructurales cima del BTPKS y áreas certificadas de reservas.

El detalle de zonificación de capas para cada zona **Figura VII.4.2.2**, en la cual se subdividió el yacimiento tridimensionalmente del campo T (Brecha-Cretácico), se define de la siguiente manera: Cada zona se subdividió de acuerdo a sus características petrofísicas.

- Zona A: Correspondiente a Brecha dolomitizada del Cretácico Superior que constituye la cima del yacimiento; constituida por 15 capas de espesor proporcional, esta zona fue probada en el intervalo III (3200-3285 mdbmr) y resultó productor de aceite y tiene las mejores características petrofísicas del pozo.
- Zona B: Correspondiente a la zona intermedia del yacimiento, constituida por carbonatos dolomítizados del Cretácico Superior, constituidos por 25 capas de espesor proporcional. Esta zona presenta tiene buenas características petrofísicas
- Zona C: Correspondiente a carbonatos dolomítizados del Cretácico Medio que constituye la base del yacimiento; constituida por 30 capas de espesor proporcional, esta zona fue probada en el intervalo II (3340-3425 mdbmr) y resultó productor de aceite y tiene buenas características petrofísicas.
- Zona D: Corresponde al límite físico inferior cortado por el pozo, constituidos por 30 capas de espesor proporcional, que corresponde a las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior de baja permeabilidad y que se probaron durante la prueba de presión producción I, en el intervalo (3620-3695 mdbmr) y que resultó sin manifestar.

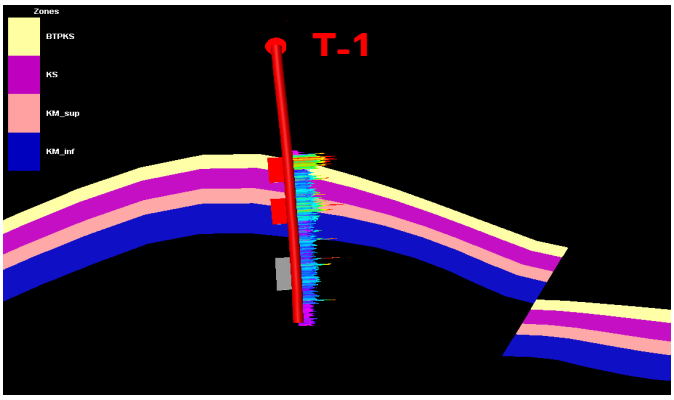


Figura V.4.2.2. Zonas del modelo 3D.

En la **Figura V.4.2.3 ,** se muestra el detalle de la zonificación y escalamiento vertical de las propiedades petrofísicas cortadas por el pozo; en el primer carril se tiene la profundidad desarrollada; en los carriles 2 y 3 se muestran los valores de porosidad obtenidos en el pozo y escalados en el modelo; en los carriles 4 y 5 se muestran los valores de saturación de agua obtenidos en el pozo y escalados en el modelo; en los carriles 6 y 7 se muestra la curva de la relación neto/bruto del pozo y escalado del modelo, como resultado de los cortes aplicados en la petrofísica, quedando en color rojo las rocas almacenadoras de hidrocarburos; en el carril se muestran las zonas en las que se subdividió el yacimiento y en el 10 carril los intervalos disparados en el pozo. Como se observa existe buena correspondencia entre los datos de obtenidos por el pozo y el escalado del modelo de celdas.

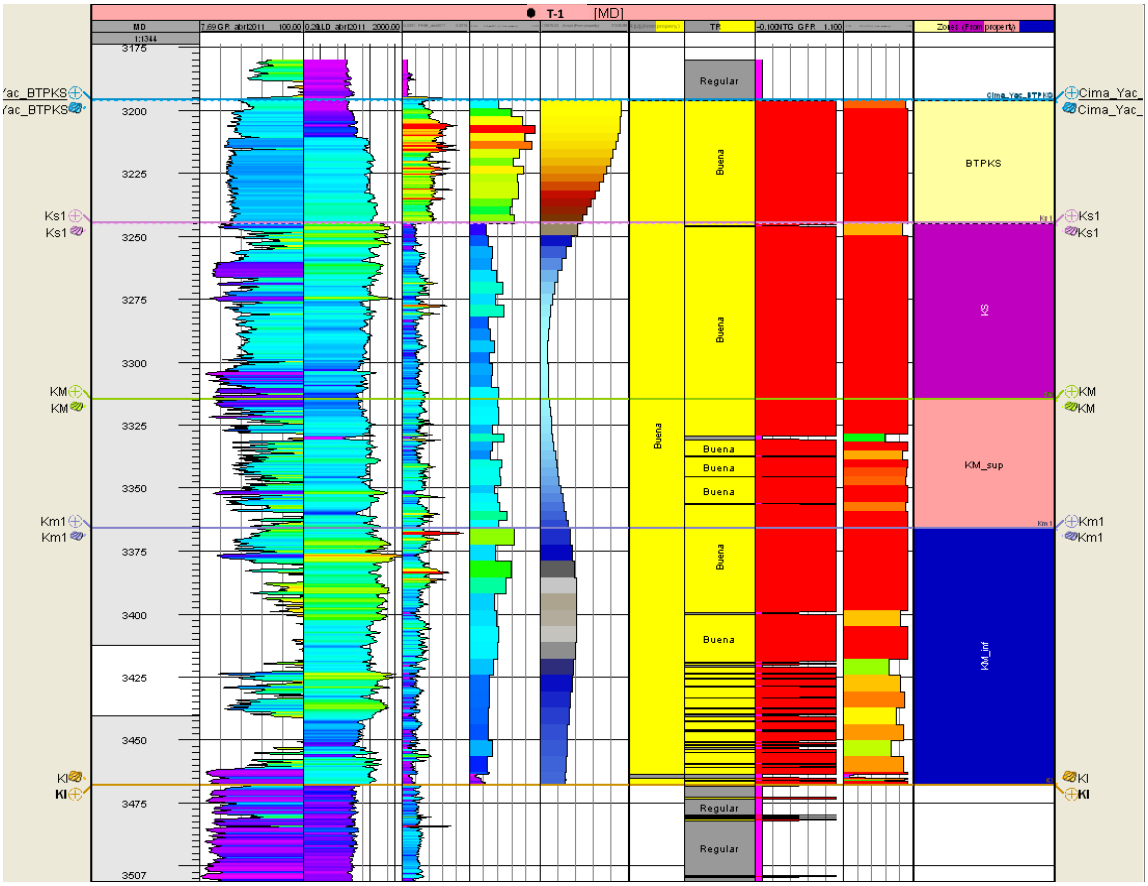


Figura V.3.2.3. Escalamiento de propiedades petrofísicas y zonas en el pozoT-1.

En la **Figura V.4.2.4,** se muestran los histogramas correspondientes a la porosidad y saturación de agua para el yacimiento del Cretácico, muestran la variabilidad de los datos a nivel campo calibrados con los datos obtenidos por el pozo, donde la porosidad varía desde 6% hasta 11.36% con un promedio ponderado de 8.4%, la saturación de agua varía entre 17% hasta 37%, con promedio de 22% y los espesores netos impregnados varían entre 6 y 317 mts con promedios de 166.

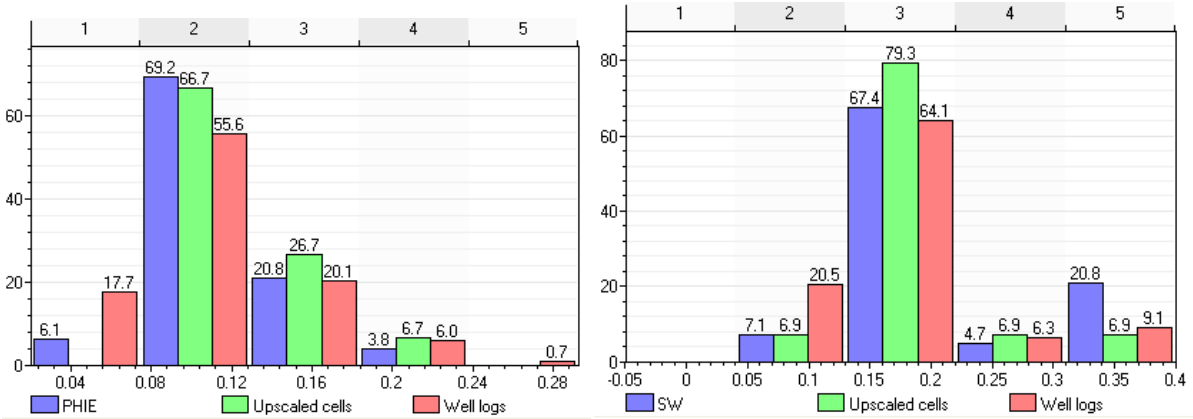


Figura V.4.2.4. Histogramas de propiedades petrofísicas del campoT.

Mediante los histogramas se puede observar los porcentajes de variación de los datos a lo largo y ancho de la estructura donde se indica la variabilidad vertical de los tipos de roca cortados por el pozo T-1, en el yacimiento del Cretácico.

Mediante el proceso de escalamiento de los registros del pozo, se le asigna un cierto valor a cada celda atravesada por la trayectoria del pozo, es decir, los valores de las propiedades de estos registros se convierten a valores de celda.

Como resultado se obtienen valores de cada propiedad para el pozo dentro del intervalo del yacimiento. Estos valores servirán posteriormente como ñsemillaò para propagar las propiedades a todo el modelo 3D.

En la **Figura V.4.2.5**, se muestra el escalamiento de la saturación de agua a nivel del pozo. Una vez escalados todos los registros, los tipos de roca y las propiedades petrofísicas (Sw, Phie y Vshl), se procede a la extrapolación de las celdas de Tipos de Roca al resto del modelo, para lo cual se utiliza un algoritmo geoestadístico denominado, *Secuential Indicador Simulator*.

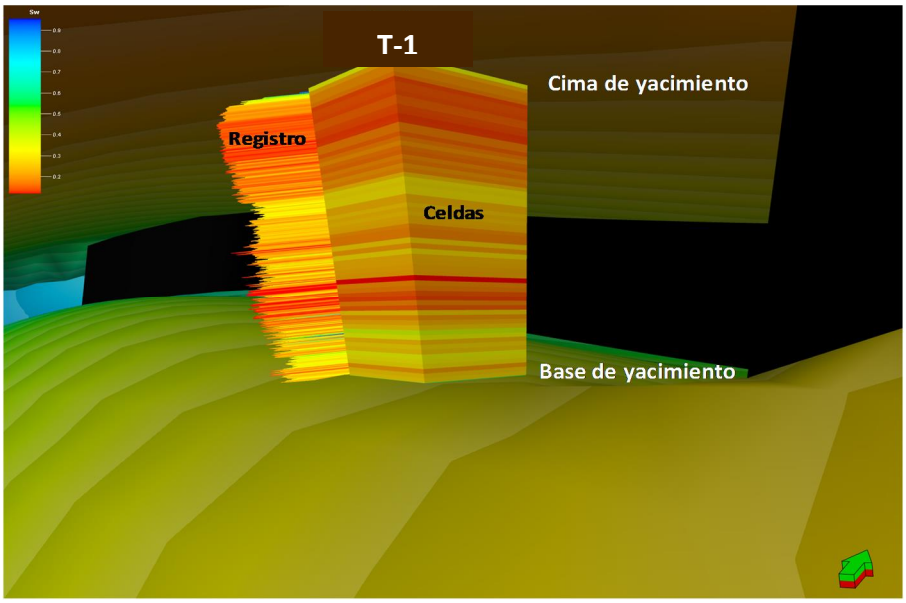


Figura V.4.2.5. Escalamiento de propiedades a lo largo de la trayectoria del pozo.

Este algoritmo toma en cuenta las direcciones detectadas con los variogramas así como la distribución obtenida a partir del mapa de probabilidad extraído de la sísmica, en concordancia con el modelo geológico conceptual de distribución de unidades geológicas a nivel local y regional. Estos mapas de probabilidad extraídos de la sísmica se utilizaron como condicionantes para generar los modelos tipos de roca que fueron validados a nivel de pozo. Como resultado de este proceso, se obtiene un modelo en el que se proponen clases que finalmente se correlacionan con los tipos de roca a nivel de pozo. Posteriormente, a través del algoritmo denominado *Secuencial Indicator Simulator* se hace una población probabilística de tipos de roca del modelo 3D.

Fue evidente que, como resultado de este ejercicio se obtuvo una distribución de tipo de roca donde predomina el Tipo 1, que es el que presenta mejores características desde el

punto de vista de Roca Yacimiento. Esta situación es razonable considerando la continuidad regional de la Brecha y sus características petrofísicas.

La correlación con el atributo sísmico se utiliza como un condicionante en la población estocástica del modelo utilizando la información de los datos de facies de pozo, así como las dimensiones y orientaciones de los cuerpos obtenidos del modelo proveniente de la extracción de amplitudes sísmicas. En la **Figura V.4.2.6**, se muestran los variogramas obtenidos a partir del atributo sísmico, en los cuales es posible determinar la dirección principal de elongación de los cuerpos, su longitud de influencia máxima y mínima, así como su extensión vertical.

Para este caso local, las dimensiones de influencia determinadas donde los cuerpos conservan sus características son de 1700 m. por 900 m., con un espesor aproximado de 12 m., alongados en dirección NW78°SE. Debe tenerse en cuenta que el análisis de variograma original se realizó sobre un modelo de carácter regional donde las distancias son mayores en razón de que el área analizada supera los 10 Km como se puede observar en los mapas regionales. En términos geológicos, estos cuerpos podrían representar las dimensiones de la Brecha y cada una individualmente tendría asociadas características similares que son detectadas por el análisis local de variogramas.

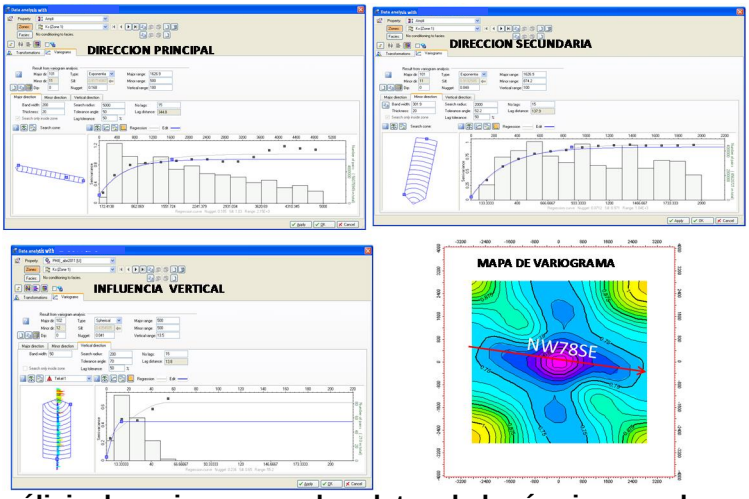


Figura V.4.2.6. Análisis de variograma sobre datos de la sísmica para las componentes horizontales y porosidad para el componente vertical.

El modelo de tipos de roca proveniente del subvolumen sísmico, muestra la distribución areal y vertical de los tipos de roca que constituyen al yacimiento, el cual, por tener buenas características de porosidad y permeabilidad, define un tipo de roca. Para esta operación se utilizó un algoritmo de interpolación probabilística *Secuential Gaussian Simulation*.

Se calcularon los modelos 3D, **Figura V.4.2.7,** de distribución para la porosidad y la saturación de agua ajustados al modelo de Tipos de Roca, para lo cual se utilizó un algoritmo de simulación *Gaussiana* para la distribución de estas propiedades en la malla tridimensional para la zona del yacimiento.

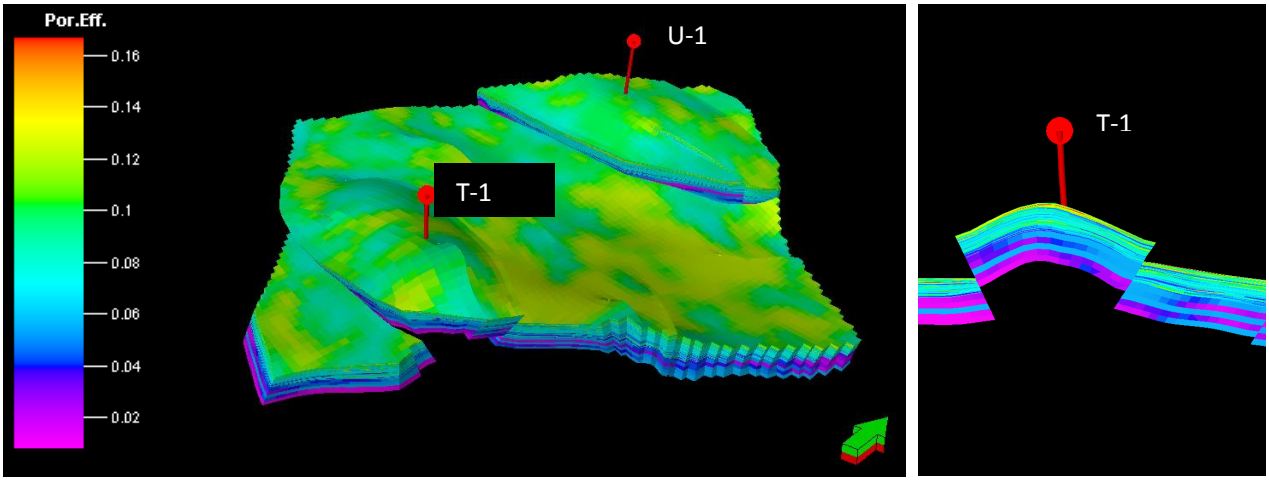


Figura V.4.2.7. Distribución de propiedades petrofísicas (Phie)

Los mapas de las distribuciones de porosidad, referida a los valores de corte y a los contactos convencionales correspondientes, así como el mapa de espesores netos impregnados del yacimiento se muestran en las **Figuras V.4.2.8 y V.4.2.9**

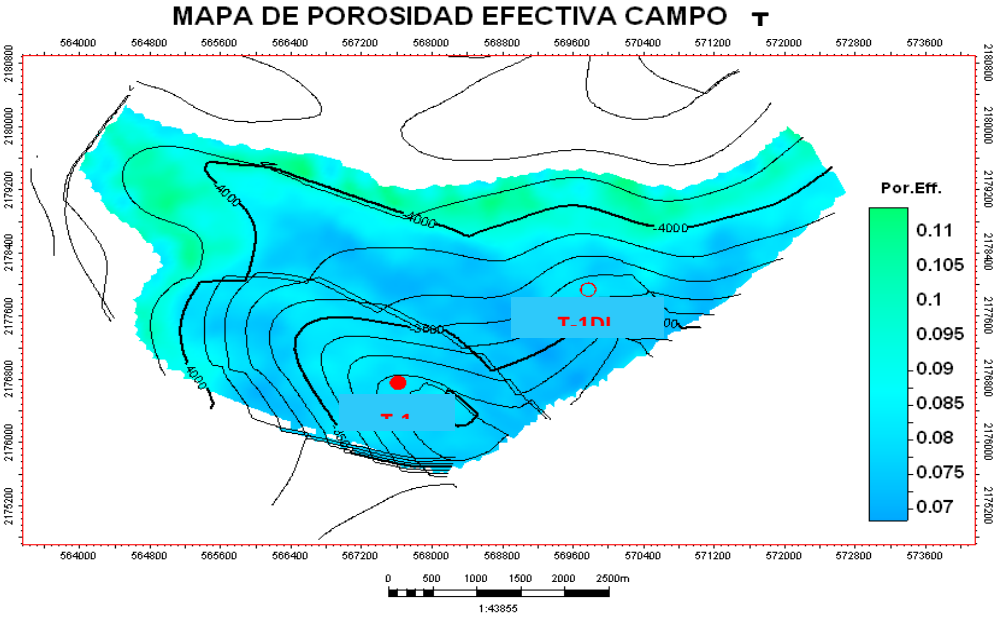


Figura V.4.2.8. Mapa de porosidad efectiva

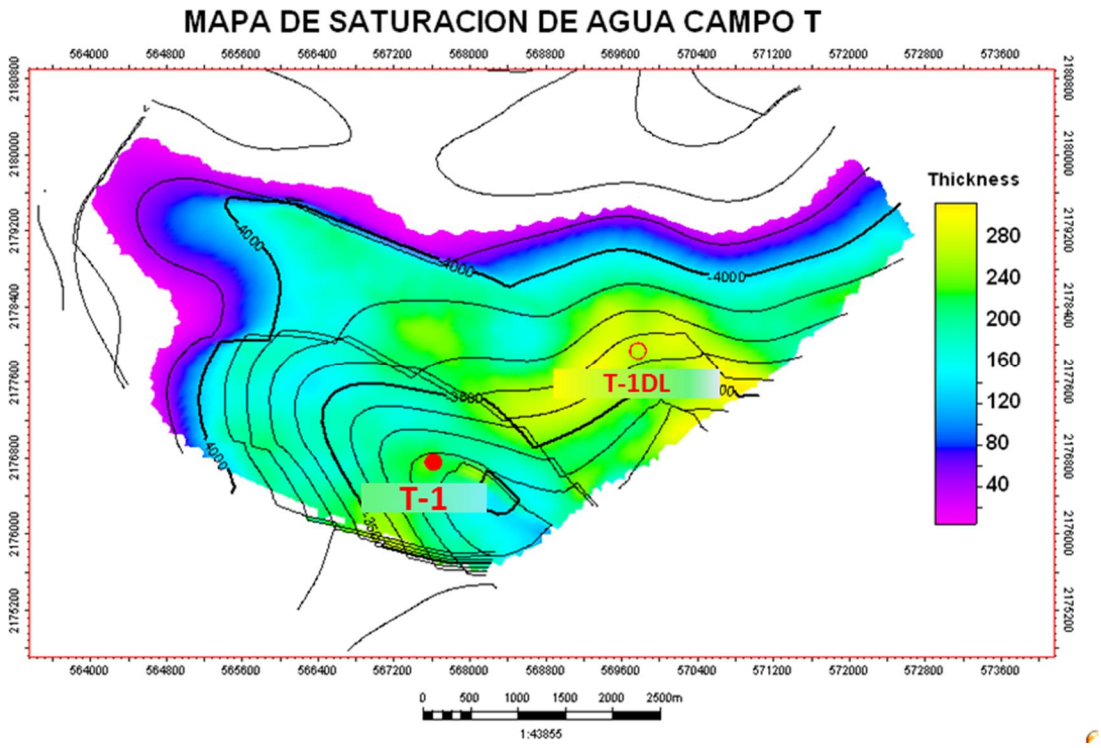


Figura V.4.2.9. Mapa de espesores netos impregnados

Para el campo se tienen porosidades efectivas con valores que varían entre 6.8% hasta 11.36% con una media de 8.4% para todo del campo; para la saturación de agua se tienen valores entre 17% hasta 37% con una media de 22% para todo el campo; para los espesores netos valores entre 6 y 317 m con una media de 166 m para todo del campo.

A continuación se presenta el resumen volumétrico realizado sobre el modelo considerando un solo medio.

Volumetría 3P

Area Km2	Case	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 rm3]	HCPV oil[*10^6 rm3]	STOIIP (in oil)[*10^6 STB]	GIIP (in oil)[*10^6 MSCF]	Hn(m)	PHIE	SW
23	3P	4513.55	3839.875	319.911	252.169	1434.082	166.71	166.95	0.083	0.21
	Zones									
23	BTP-Ks	1097.552	1043.823	112.515	90.119	512.508	59.58	71.75	8.340	0.20
23	KS	1254.102	1136.777	93.819	73.752	419.428	48.76	58.72	6.830	0.21
23	KM_sup	823.208	697.806	51.646	40.732	231.64	26.93	32.43	3.770	0.21
23	KM_sup	1340.743	962.7	61.998	47.618	270.805	31.48	37.91	4.410	0.23

V.5. Análisis de fluidos del yacimiento (PVT)

Para caracterizar el fluido del campo T del yacimiento del Cretácico, se utilizaron los datos obtenidos durante las pruebas de presión producción del pozo T-1. La presión inicial y temperatura del yacimiento se muestra en la **Tabla V.5.1**. El factor de volumen al aceite (Boi) es 1.106 $rm^3/stdm^3$ y la relación gas aceite de 20.7 $rm^3/stdm^3$ como resultado del análisis PVT Express del pozo T-1. El fluido recuperado corresponde a la prueba de presión producción III.

DST	Intervalo (mvbmr)	Temperatura (°C)	Presión Yacimiento (kg/cm^2) a NMD
II	3340-3425	113	195.5
III	3200-3285	110	186

Tabla V.5.1 Parámetros, pozo T-1

V.6. Volumetría

Como fase final se realizó el cálculo volumétrico de las reservas de hidrocarburos, las cuales fueron clasificadas en probadas, probables y posibles. A continuación se mencionan los criterios para la determinación de límites horizontales y verticales:

El límite de la reserva probada (1P), está definido a 3468 Mvbmr (3443 mvbnm), que corresponde al límite físico y que fue probado en la prueba de presión producción I. El límite para la reserva probable es 3700 mbnm. El límite de la reserva posible se consideró a 4150 mvbnm, que corresponde a un límite convencional determinado por el cierre de la estructura.

Los límites areales considerados para la categoría de reservas es: en la reserva probada (1P) es 1.5 espaciamientos (1.5 km) del pozo descubridor T-1, para la reserva probada más probable (2P) es de 2.5 espaciamientos (2.5 km) del pozo T-1 y para la reserva probada más probable más posible (3P) corresponde al cierre propio de la estructura en la curva de nivel de 4150 mbnm, **Figura V.6.1 y Tabla V.6.2**.

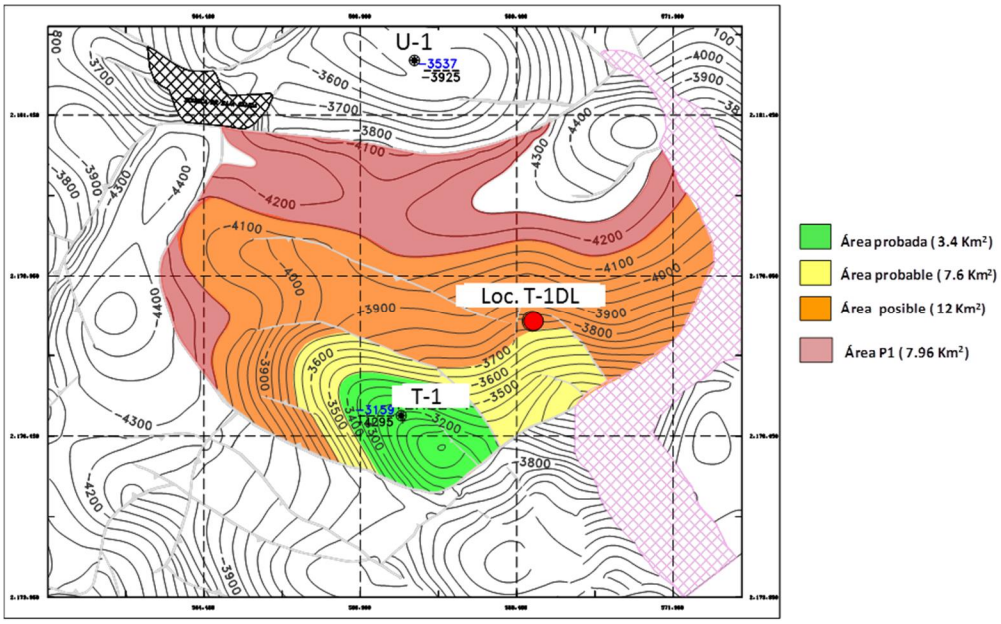


Figura V.6.1. Clasificación y tipos de reservas, Campo T en el Cretácico.

Clasificación	Área (km^2) Certificada	Área (km^2) Caracterización
3P	15.13	23

Tabla V.6.2. Áreas de reservas en el Campo T.

Utilizando las propiedades petrofísicas pobladas en el modelo tridimensional, el factor de volumen al aceite (Boi) correspondiente al yacimiento y el limite convencional ubicado a 4150 mbnm, se obtuvieron los volúmenes originales de hidrocarburos, para el campo T, en sus diferentes categorías. En la **Tabla V.6.4**, se muestran los factores de recuperación, volúmenes originales y recuperables de hidrocarburos en sus tres categorías del todo el yacimiento del Cretácico, obtenidos a partir del modelo estático de *Petrel*.

Yacimiento (Brecha-Cretácico)

Reserva	Área (Km2)	Boi (m3/m3)	Rsi (m3/m3)	F.R (%)	Vol. Orig Aceite (mmb @ ca)	Vol. Orig Gas (MMMpc @ ca)
3P	23	1.106	116.20	16	1434.08	166.71

Tablas V.6.4. Volúmenes originales y reservas certificadas, campo T.

Con respecto a los volúmenes originales de reservas de hidrocarburos certificados, se tiene lo siguiente:

Reserva	Certificada Vol. Orig Aceite (mmb @ ca)	Estudio Vol. Orig Aceite (mmb @ ca)	Diferencia (%)
3P	1007.44	1434.08	29.8

VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1. Conclusiones

Estratigrafía, Sedimentológia y Diagenésis

- Las unidades estratigráficas en el campo T, se encuentran de manera concordante entre las de Jurásico Superior-Cretácico Inferior y discontinuidades entre el Cretácico Medio-Kcretácico Superior-Cretácico-Terciario.
- Con base a la litología y al análisis de registros eléctricos la columna estratigráfica del pozo T-1, se dividió en tres paquetes de rocas, correspondiendo al Cretácico Superior, se determinaron 9 unidades de rocas, en el Cretácico Medio, se identificaron 11 unidades de roca y en el Cretácico Inferior, se definieron 9 unidades de roca.
- El ambiente de depósito que conforman la columna estratigráfica del Cretácico en el campo T, corresponden principalmente a ambientes de Talud (unidad de brecha) y cuenca para el (Cretácico Superior) e influencia de terrígenos (Cretácico Inferior).
- Los principales procesos diagenéticos que se desarrollaron y afectaron la calidad de la roca almacén, son la dolomitización (etapa intermedia) y disolución (etapa tardía).
- La dolomitización, disolución y el fracturamiento son los principales procesos diagenéticos que incrementaron la porosidad en las rocas del Cretácico Superior.
- Las fracturas presentes en la roca almacenadora se presentan en forma moderada y se originaron durante un evento tardío (epidiagénesis) contemporáneo a la migración de los hidrocarburos.
- Los principales tipos de porosidades desarrolladas en el yacimiento del Cretácico Superior son, la porosidad secundaria, en cavidades de disolución y en fracturas.
- El fracturamiento es el medio que favoreció al proceso de disolución, y al flujo de fluidos, para disolver las rocas carbonatadas, generando porosidad vugular de forma irregular.

Interpretación Sísmica y análisis de atributos

- Con el análisis de atributos de amplitud, se logró definir la zona con las mismas características de roca almacén que las encontradas por el pozo T-1, y es en esta zona, donde se ubica la propuesta de la localización delimitadora T-1DL.

Modelo Petrofísico

- Como resultado de la integración e interpretación de información geológicaï geofísica (registros geofísicos, 4 núcleos convencionales y 3 complementos, muestras de canal, y registros de hidrocarburos en tiempo real), se construyó el modelo petrofísico del pozo T-1 del yacimiento en el Cretácico.
- Los promedios petrofísicos obtenidos de porosidad, saturación de agua, espesores totales y netos impregnados fueron obtenidos después de ser calibrados con datos duros de los núcleos y son confiables, para el cálculo de reservas de hidrocarburos.
- Aplicando la metodología de *Winland-Pittman*, basada en el análisis de incrementales, para determinar el radio de garganta de poro, se calcularon cinco tipos de rocas petrofísicas siendo las mejores el TR1 y el TR2, con porosidades promedio de 9.68 y 5.38 % y permeabilidades de 6.1 D y 33 mD respectivamente.
- La distribución del Tipo de Roca en el yacimiento, ayuda en la identificación de zonas con mejores características petrofísicas y apoya en la selección de intervalos a disparar en los subsecuentes pozos.
- Aplicando la metodología de *Lorenz*, se determinaron las unidades de flujo. Se consideró analizar el intervalo 3196 md que representa la cima del yacimiento dentro de la Brecha-Ks.
- Las pruebas de presión producción II y III, se realizaron en las Unidades de Flujo 2 y 4, que son dos de las mejores zonas con excelentes capacidades de flujo, lo cual, se corrobora con las altas productividades de las pruebas.
- La metodología aplicada en la partición de porosidad involucra el cálculo del coeficiente de partición, índice de fracturamiento y porosidad de matriz y secundaria la cual tiene como base el generación de una curva de m_variable la cual esta calibrada con el

análisis de núcleos e integrando registros de microimagenes resistivas, con lo cual se considera que los datos obtenidos son de baja incertidumbre y se pueden utilizar para poblar el modelo geológico 3D y posterior aplicación al modelo número inicial del campo.

Modelo estático

- El modelo geológico del campo T del yacimiento del Cretácico Superior, se subdividió en cuatro zonas. De acuerdo con el comportamiento de las propiedades petrofísicas, dentro de estas zonas se identificaron dos tipos de roca que fueron inicialmente identificadas a nivel de pozo y posteriormente pobladas en el modelo 3D, guiadas por la información sísmica de amplitud, utilizando un mapa de probabilidad. El modelo de Tipos de Roca se utilizó para la posterior población de las propiedades petrofísica y finalmente se realizaron los cálculos volumétricos asociados a estas distribuciones.
- En el yacimiento Cretácico Superior del campo T, los valores de porosidad varían desde 6.8-11 una media de 8.4%, la saturación de agua varía entre 17-37% y media de 22%.
- En el yacimiento del Cretácico Superior se determinó la cima a 3196 mdbmr y la base a 3463 mdbmr que, para caracterizar el fluido del campo T del yacimiento Cretácico Superior, se utilizaron los datos obtenidos durante las pruebas de presión producción del pozo T-1.
- La presión inicial y temperatura del yacimiento fueron de 130°C y 195.5 kg/cm2 para el intervalo 3340-3425 y 110°C y 186 kg/cm2 para el intervalo 3200-3285. El factor de volumen al aceite (Boi) es 1.106 $rm^3/stdm^3$ y la relación gas aceite de 20.7 $rm^3/stdm^3$ como resultado del análisis PVT Express del pozo T-1.
- El límite para la reserva probada más probable más posible (3P) se consideró a 4150 mvbmn, que corresponde al cierre propio de la estructura.

VI.2. Recomendaciones

- En un yacimiento naturalmente fracturado es recomendable contar con un modelo de fracturas para conocer los controles del fracturamiento, las familias o sets de fracturas que realmente conducen los fluidos en el Yacimiento, los eventos que afectan la roca de yacimiento y su posible origen. Al integrarse estos resultados con otras disciplinas se está en posibilidades de apoyar el desarrollo del campo T, el diseño de la mejor trayectoria de pozos en desarrollo, identificación de nuevas áreas no diseñadas en bloques aislados o adyacentes y una mejor planeación de los programas de recuperación secundaria.
- Es necesario considerar la delimitación del Campo T a nivel de BTP-KS, principalmente hacia el flanco NE del campo, donde se ubica la Loc. T-1DL, que de resultar exitoso, permita la reclasificación de reservas en sus diferentes categorías.
- Los límites del campo están determinado desde el punto de vista estructural sin embargo, es fundamental considerar las posibles variaciones de facies sísmicas.

BIBLIOGRAFÍA

- AAPG, 2010, Carbonate Rocks, Memoir 33, 708p.
- Amaefule J., Altunbay M., Tiab D. ñEnhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wellsòSPE 26436.
- Dickson, J.A.D., 1965, A modified staining technique for carbonates in Thin Section. Nature, 205, p587.
- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. AAPG
- Folk, R.L., 1980, Petrology and Sedimentary Rocks; Hemphill Publishing Company, Austin Texas, 184 p.
- Flügel, E., 1982, A microfacies analysis of limestones. Springer-Verlag, New York, pp.500 ï 502. Springer, 978-3-642-03795-5.
- Fuchtbauer, H., 1974. Sediments and sedimentary rocks I, Sedimentary petrology Part II; 2nd ed., Halstead Press, New York, pp. 464.
- Goldsmith, J. R., Graf, D. G., 1958. Structural and compositional variations in some natural dolomites. *Joul. Geol*., 66, p. 678 - 693.
- Gunter G., J. Finneran, D. Hartmann. 1997, ñEarly determination of Reservoir Flow Units using an Integrated Petrophysical methodòSPE 38679.
- Moore, C. H., 2001. Carbonate reservoirs: porosity evolution and diagenesis in a sequence stratigraphic framework. Elsevier, New York, pp. 313 ï 317.

- Pemex, Informe sismológico final. Procesado Final de la Información sísmica de Yxu-3D.

- ñInforme final del pozo T-1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2008. ñInforme final del pozo K-1, Operación Geológica. Reporte interno de PEMEX, 2005.
  - PEMEX, 2009. Informe final del pozo K-1ADL, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2007. Informe final del pozo A-1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2004. Informe final del pozo N-1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2004. Informe final del pozo B-1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2005. Informe final del pozo P-1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2010. Informe final del pozo U-1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX, 2006. Informe final del pozo Ts-DL1, Operación Geológica. Reporte interno
  - PEMEX. 2008-2009. ñReportes de Análisis de Laboratorio Convencionales y Especiales de Núcleos del pozo T-1ò. Reporte Interno
  - Rider M. 1996, ñThe geological interpretation of well logsò Gulf Publishing.
  - Scholle, P., Bebout, D., Moore, C., 1983, Carbonate Depositional Systems.
  - Spering M. Allen T., McAulay G. ñReview of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sandsò.

- Stonecipher, S. A., May, J. A., 1991, Facies Controls on Early Diagenesis: Wilcox Group Texas Gulf Coast, in I. D. Meshri and P. Ortoleva eds., Prediction of Reservoir Quality Through Chemical Modeling, AAPG Memoir 49, p 25-43.