



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERIZACION POR INVERSION PETROFISICA DEL
POZO ONEL-1, A NIVEL CRETACICO Y JURASICO SUPERIOR
KIMMERIDGIANO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA

JULIAN JAVIER GONZALEZ MORALES

Tutor:

**DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO
FACULTAD DE INGENIERIA**

MÉXICO, D.F.

JUNIO 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Ricardo J. Padilla Y Sánchez

Secretario: Dr. Jaime de J. Mandujano Velázquez

Vocal: Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

1 er. Suplente: M. C. Emiliano Campos Madrigal

2 d o. Suplente: Dr. Gorgonio García Molina

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

EDIFICIO DE POSGRADO DE INGENIERÍA

TUTOR DE TESIS:

DR. JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A Dios mi creador, en cuyas manos está mi vida, mi familia, mis proyectos, y me ha dotado de inteligencia y fuerza para lograr avanzar en mi trayectoria profesional.

Agradezco a los siguientes funcionarios de Pemex Exploración y Producción por el apoyo recibido para la realización y culminación de mis estudios de Maestría en ingeniería Petrolera y de Gas Natural, así como las facilidades para el uso de la información técnica; M. en I. José Luis Fong Aguilar, y a los Ingenieros Román Olguín Peña (†), Javier Banda Hernández y Fernando Flores.

Le doy gracias al Dr. Eduardo Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, director de mi tesis, por sus valiosos comentarios y aportaciones al presente trabajo. Así como a mis sinodales; Dr. Ricardo J. Padilla Y Sánchez, Dr. Martín Cárdenas Soto, Dr. Jaime de J. Mandujano Velázquez y M. C. Emiliano Campos Madrigal.

Mi agradecimiento a los Investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo; Dra. Elena Kazatchenko, Dr. Alexandr Mousatov, Dr. Mikhail Markov y Dr Evgueni Pervago por su tiempo y conocimiento aportado a mi tesis.

A los catedráticos y personal de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por las valiosas enseñanzas impartidas durante mi estancia.

Finalmente agradezco a mis compañeros y amigos.

DEDICATORIA

A mis padres Enrique González Aldape y Herminia Morales Urestí por darme la vida.

A mi esposa, Verónica Enríquez Beltrán, por su gran amor y apoyo moral en todo momento.

A mis princesas; Yeimmy Yulianna, Samantha Verónica y Karla Jatzcel, las adoro.

A ese regalo de Dios que ya lo amo antes de su nacimiento; Juliancito.

A mis hermanos, Carlos Alberto, Clara Imelda, Héctor, Enrique, Daniel y Miguel Ángel con cariño.

CONTENIDO

RESUMEN	1
I.- INTRODUCCION	2
II.- GENERALIDADES	5
II.1.- Localización del área de estudio	5
II.2.- Objetivo	6
II.3.- Antecedentes	6
II.3.1.- Operacion	7
II.3.2.- Geología	9
II.3.3.- Geofísica	10
III.- MARCO GEOLOGICO	11
III.1.- Tectónico-estructural.....	11
III.2.- Estratigrafía.....	13
III.2.1- Regional.....	13
III.2.2.- Local	16
III.2.3.- Determinaciones Petrograficas	24
IV.- METODOLOGIA	28
IV.1.- Antecedentes de Métodos de Caracterización	28
IV.2.- Problemática.....	29
IV.3.- Origen y descripción de la Metodología.....	30
IV.4.- Metodología Inversión Petrofísica.....	43

V.- CARACTERIZACION PETROFISICA DEL POZO ONEL.....	50
V.1.- Caracterización del sistema poroso.....	64
V.1a.- Análisis y preparación de Registros.....	70
V.1b.- Procesamiento.....	80
V.2.- Saturación de fluidos	82
V.2a.- Estimación de saturación de agua mediante inversión de datos de registros de pozos.....	82
V.3.- Porosidad de Percolación.....	83
VI.- RESULTADOS Y DISCUSION.....	85
VII.- CONCLUSIONES.....	97
VIII.- BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	99
IX.- LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	102
ANEXOS	
ANEXO A.....MODELO PETROFISICO POZO ONEL-1 EN CRETACICO	
ANEXO B.....AJUSTE CON NUCLEOS POZO ONEL-1, EN CRETACICO	
ANEXO C.....MODELO PETROFISICO POZO ONEL-1, EN JSK	
ANEXO D.....AJUSTE CON NUCLEOS POZO ONEL-1, EN JSK	

RESUMEN

El área de estudio se encuentra en el sureste de la República Mexicana, en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, específicamente el pozo Onel-1 se ubica a 96 km al NW de Cd. del Carmen, Campeche.

El objetivo del presente trabajo es establecer un modelo petrofísico del pozo Onel-1 a nivel Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, discretizando la porosidad primaria y secundaria aplicando la metodología de Inversión Petrofísica.

Se determinó en forma cuantitativa la porosidad total, secundaria y de matriz, así como el tipo y distribución de porosidad secundaria mediante la inversión conjunta de registros, posteriormente se estimó la saturación y la probabilidad de conexión de poros secundarios a nivel Cretácico y Jurásico Superior- Kimmeridgiano, con lo cual se establecen zonas con mejores características petrofísicas para la producción de hidrocarburos en el pozo Onel-1. La Metodología integra y utiliza de manera coherente información de producción, análisis de núcleos, registros geofísicos especiales e información sísmica tridimensional.

Los estudios petrofísicos se utilizan como apoyo en estudios de Caracterización de Yacimientos, estimaciones de reservas, intervalos para producción, así como en la planeación adecuada del desarrollo de los Campos, incluyendo métodos de recuperación primaria, secundaria y eventualmente terciaria, los cuales son fundamentales para la planeación anticipada de instalaciones de superficie, además apoyan a los modelos estático y dinámico de los yacimientos durante las diferentes etapas productivas de lo Campos.

I.- INTRODUCCION

La Sonda de Campeche ha sido tradicionalmente un área productora principalmente de aceites pesados y ligeros, existiendo en ella también una franja que produce gas y condensado y aceites superligeros. La principal producción proviene de rocas carbonatadas dolomitizadas de la Brecha del Cretácico Superior- Paleoceno, en carbonatos fracturados del Cretácico Inferior al Superior, dolomías del Jurásico Superior-Kimmeridgiano y en arenas del Oxfordiano (Moreno Lara, 2005).

En la Región Marina Suroeste, recientemente se han logrado nuevos descubrimientos de yacimientos de aceite ligero, gas y condensado, dichos descubrimientos se encuentran en el Pilar de Akal y muy cercanos a las instalaciones de producción, como es el caso del Campo en estudio para el presente trabajo (Moreno Lara, 2005).

Los principales campos productores de hidrocarburos en la Región Marina Suroeste son: Chuc, Caan, Abkatun y Pol, para el yacimiento de la Brecha del Cretácico Superior-Paleoceno y Och, Uech, Kax, Ixtal y Taratunich para el Jurásico Superior-Kimmeridgiano; éste último también es productor en la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior. Debido a la madurez en la explotación de dichos campos y ante su inminente declinación, se tiene el objetivo de restituir las reservas adicionando nuevos campos a la plataforma de producción de la región.

El cambio de estrategia exploratoria a nivel nacional del aceite al gas no asociado en el Terciario durante los años 2001 y 2002, difirió temporalmente la perforación exploratoria en las secuencias estratigráficas del Mesozoico, misma que se retomó a finales del 2002 con el inicio de la perforación del pozo Homol-1 y seguida de Etkal-1, los cuales terminaron en el 2003: El pozo Homol-1 resultó productor de aceite ligero con 37 °API, mientras que el Etkal-1 de gas y condensado con 54 °API; ambos en rocas carbonatadas y dolomitizadas de la Brecha del Cretácico Superior- Paleoceno.

Los estudios petrofísicos son sumamente importantes en la industria petrolera, ya que se utilizan en la cuantificación de reservas de gas y aceite mediante métodos determinísticos y probabilísticos, así como balance de materiales, además de ser utilizados para alimentar el simulador de yacimientos. Otra aplicación es con la correlación con atributos sísmicos extrapolando algunas propiedades intrínsecas del yacimiento para estudios de Caracterización y Delimitación de Yacimientos (Apuntes, 2005).

Los métodos tradicionales en el estudio petrofísico de yacimientos carbonatados con más de un tipo de porosidad primaria o matriz y secundaria (fracturas, vóculos y canales), son mayormente cualitativos y adolecen de diversas limitaciones. Aunado a esto, este tipo de yacimientos presentan otras problemáticas como mineralogía compleja, es decir la matriz puede ser mezclas de diferentes minerales, lo que también dificulta la estimación y distribución de la porosidad (macro, meso o micro), y por consiguiente complica la estimación de saturación de fluidos y permeabilidad, además del problema de asignar la mojabilidad correcta a los diferentes tamaños de poros, lo que impacta directamente en la estimación de reservas, así como en el desarrollo y explotación adecuada de los yacimientos carbonatados.

Los estudios realizados en la actualidad no consideran muchos de los problemas mencionados en el párrafo anterior, esto es, no definen la estructura del espacio poroso (tipo y cantidad de poros primarios y secundarios), además del desconocimiento de la mojabilidad en poros grandes.

De ahí la inquietud de realizar el presente trabajo para tratar de resolver los problemas anteriormente mencionados.

La técnica de inversión petrofísica considera que una correcta evaluación de carbonatos con doble porosidad requiere determinar separadamente las porosidades primaria y secundaria. El tipo, distribución y valor de porosidad del

sistema de poros secundarios (vúgulos, fracturas o canales) influyen significativamente la estimación de saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad y reservas de hidrocarburos (Kazatchenko, 2003).

La técnica está basada en el modelo unificado del espacio poroso y en el método auto-consistente de aproximación del medio efectivo (Effective Medium Approximation ó EMA) para calcular los módulos elásticos y la conductividad eléctrica. Los poros secundarios se presentan como inclusiones elipsoidales en la matriz isótropa homogénea conductiva con una porosidad primaria. La variación de las razones geométricas de elipsoides permite describir diferentes formas de poros secundarios minimizando de esta forma la diferencia entre los registros medidos y calculados, se obtienen los valores de las porosidades secundarias y de la matriz, y las razones geométricas de los elipsoides aproximan a las formas de los poros secundarios (tipo de porosidad secundaria), Kazatchenko *et al.*, 2004.

El presente estudio comprende varios capítulos:

- a) En la Introducción se consideran datos como información general, objetivos, resultados y metodología utilizada.
- b) En el capítulo de Generalidades, se exponen antecedentes geológicos del área de estudio, así como los antecedentes geofísicos y operacionales del pozo Onel-1.
- c) En el capítulo de Marco Geológico, se ubica el área de estudio cronoestratigráficamente y los procesos geológicos que la han afectado.
- d) El siguiente capítulo de Metodología, se explican las bases teóricas de la técnica de Inversión Conjunta de Registros Geofísicos, así como la secuencia de actividades que se llevo a cabo para el presente trabajo.

- e) Posterior a la metodología, se presenta un capítulo donde se aplicó el flujo de trabajo para la caracterización petrofísica del pozo Onel en los 2 yacimientos.
- f) Posteriormente se analizan y discuten los resultados obtenidos de la caracterización petrofísica del yacimiento Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiense.
- g) Finalmente se presentan las conclusiones sustantivas del estudio.
- h) En este capítulo se muestra la bibliografía consultada.

Durante el desarrollo de presente estudio se utilizaron instalaciones y software facilitados por el Instituto Mexicano del Petróleo y por la UNAM. En el primero se facilitó el equipo de cómputo con software desarrollado por investigadores del propio instituto, y en la Universidad el software desarrollado por la compañía Schlumberger.

II.- GENERALIDADES

II.1.- Localización del área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicada en el sureste de la República Mexicana, en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, geológicamente en la parte central del Pilar de Akal (Pemex, 2006).

En esta provincia marina se localiza el pozo Onel-1, descubridor del campo del mismo nombre, que se perforó y terminó durante el 2005-2006, y este se encuentra ubicado sobre la línea sísmológica 21255 y en la traza 304 del cubo sísmico 3d Abkatun Streamer, también denominado Campeche Bloque B (IXTAL), en la porción nor-central del pilar de Akal a 10.3 km al NW del pozo Batab-1A y a 96 km al NW de Cd. del Carmen, Campeche (Figura II.1.1).

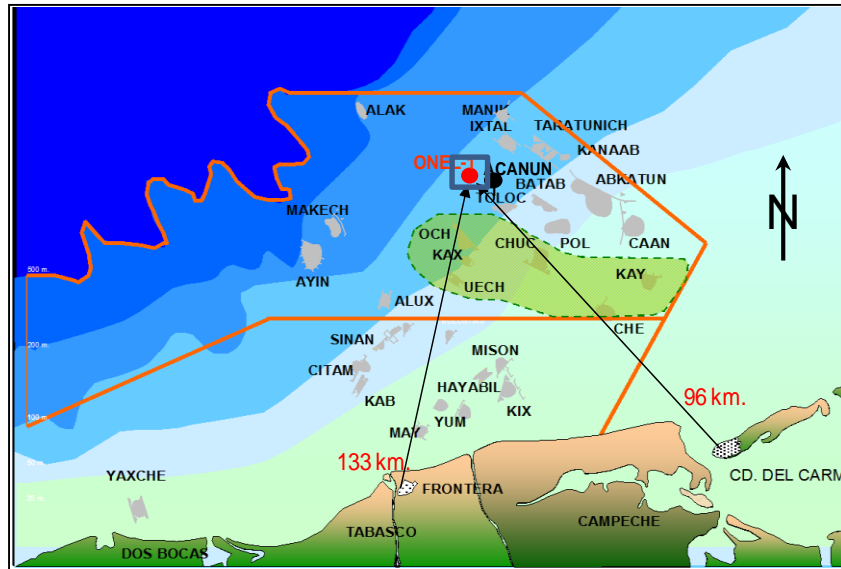


Figura II.1.1- Plano de localización del Pozo Onel-1.

II.2.- Objetivo

Establecer un modelo petrofísico del pozo Onel-1 a nivel Cretácico y Jurásico Superior-Kimmeridgiano, aplicando la metodología de Inversión Petrofísica, evaluando separadamente la porosidad primaria y secundaria, determinando el tipo, distribución y valor del sistema de poros secundarios (vúgulos, fracturas o canales), los cuales influyen significativamente la estimación de saturación, permeabilidad y por consiguiente las reservas de hidrocarburos, lo cual tendrá un impacto importante en la inversión económica del campo.

II.3.- Antecedentes

La zona marina se localiza en aguas territoriales del golfo de México, comprende la plataforma continental hasta la zona económica de la República Mexicana, su interés técnico petrolero se remonta en el año 1949 cuando se efectuaron los primeros estudios sísmológicos en las áreas Barrillas y Rabon Grande, posteriormente en 1959 se descubre el campo Santa Ana y en 1971 el de Marbella, mientras en 1972 se define la estructura del campo Chac y es comprobada su producción con la perforación del pozo Chac no. 1 de 1974-1976.

Esto dio como resultado el descubrimiento de nuevos campos como Pol, Abkatun, etc., en el área marina (Ángeles Aquino, 1985).

II.3.1.- Operación

La producción en la Sonda de Campeche se inicia en 1976 y rápidamente se incrementa con los descubrimientos de grandes campos como el Ku (5000 MMbpce) y Pol (2000 MMbpce). Los mayores descubrimientos se dieron en los 80's con Abkatun (5800 MMbpce), Caan (2600 MMbpce), Cantarell (9000 MMbpce) y Chuc (2000 MMbpce). En general la producción combinada de Campeche y Chiapas-Tabasco se calcula en cerca del 90 % de todo el aceite producido en México, teniendo la mayor producción la Sonda de Campeche. De estos campos productores, el Chuc ha contribuido en forma relevante en la producción de la Región Marina, aportando su primer barril producido en octubre de 1982 y su producción ascendió gradualmente hasta llegar a los 140,000 barriles diarios en mayo de 1997.

Los nuevos yacimientos descubiertos de aceite ligero y de gas y condensado, se ubican en el Pilar de Akal y pertenecen al Proyecto de Inversión Integral Chuc, el cual es una variante exploratoria del Proyecto Campeche, desde su inicio en el año 2002, contempló la perforación de 8 localizaciones exploratorias fundamentalmente de aceite ligero y gas, en un periodo de 5 años, con una inversión de 2,468 millones de pesos e incorporar una reserva de 257 MMbpce. De estas ocho localizaciones exploratorias se han perforado actualmente 6 y son los que constituyen los recientes descubrimientos de aceite ligero (Homol-1, Wayil-1, Tumut-1 y Pokoch-1), y de gas y condensado (Etkal-1 y 101).

Durante el 2004, el Activo Regional de Exploración investigó el potencial del Jurásico Superior-Kimmeridigiano en facies de los bancos oolíticos asociados a una rampa carbonatada, los cuales son tradicionalmente productores en la Zona Marina. Así mismo con la perforación de los pozos exploratorios Tumut-1 y Wayil-

1, así como con el pozo Pokoch-1 que se encuentra dentro de los bancos oolíticos, se descubrieron nuevos yacimientos de aceite ligero con 43° a 30° API en el intervalo estratigráfico del Jurásico Superior-Kimmeridigiano.

En este mismo año, con la perforación del pozo exploratorio Etkal-101 se descubrió otro yacimiento de gas y condensado con 49° API en rocas carbonatadas y dolomitizadas de la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior.

Las reservas incorporadas hasta la fecha con estos 6 yacimientos son del orden de 259 MMbpce; dichos descubrimientos revisten gran importancia debido a su cercanía a infraestructura de producción ya instalada y tirantes de aguas someros, los cuales oscilan entre 20 a 50 m, lo que permitirá su pronta incorporación a la plataforma de producción de la Región Marina Suroeste.

Estos éxitos exploratorios motivaron a re-evaluar áreas cercanas o bloques adyacentes a los campos productores existentes, integrando los datos de pozos recientes con la nueva información sísmica adquirida, lo cual podrá permitir delinear posibles estructuras de interés económico petrolero que anteriormente pasaron desapercibidas.

El pozo Onel-1 se perforó con la plataforma semisumergible durante 2005-2006, “Ocean Ambassador” sobre un anticlinal orientado Este – Oeste, limitado en su flanco Noreste por una falla inversa (Figura II.3.1.1), quedando como productor a nivel de Brecha Cretácica, y a nivel Jurásico Superior Kimmeridigiano, siendo estos yacimientos objeto de estudio en el presente trabajo. En la formación JSK se realizaron 2 pruebas de producción con aparejo DST, aportando la primera agua de 225,000 ppm de salinidad, y la segunda productora de aceite y gas de 34° API. En la columna del Cretácico se realizó una prueba de producción aportando aceite y gas con 14.5° API (Pemex, 2006).

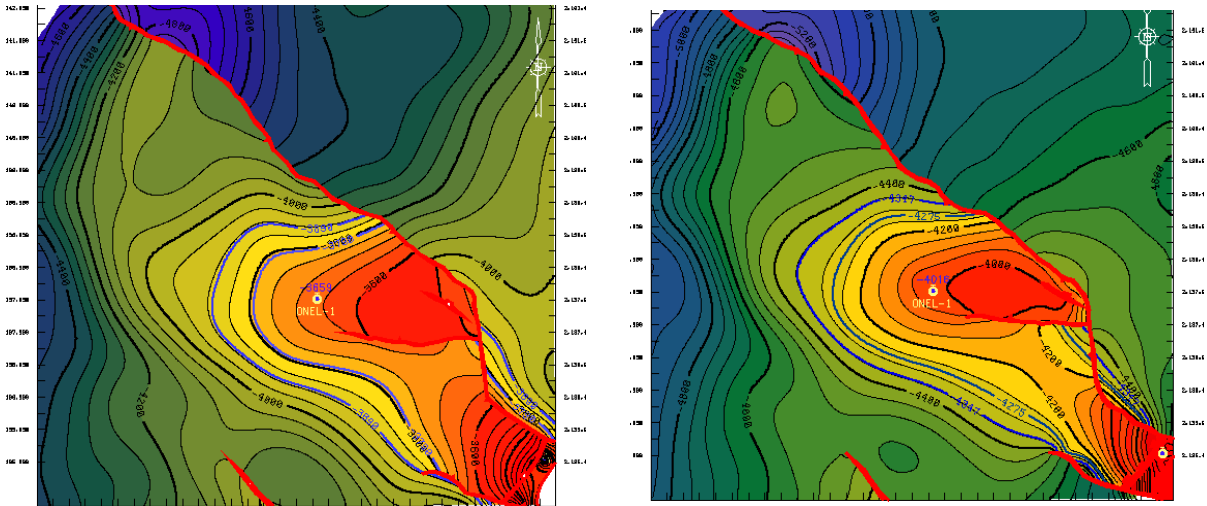


Figura II.3.1.1.- Plano en profundidad del Campo Onel a nivel Cretácico y Jurásico superior Kimmeridgiano, mostrando una estructura anticlinal orientada Este – Oeste, limitado en su flanco Noreste por una falla inversa.

II.3.2.- Geología

Durante la perforación del pozo Onel se cortaron rocas sedimentarias del cuaternario hasta el Jurásico Superior-Kimmeridgiano. Confirmando la presencia de roca almacén con hidrocarburos en brechas calcáreas dolomitizadas del Cretácico Superior-Terciario Inferior, depositadas en facies de talud, así como packstone – grainstone de oolitas, pisolitas, oncolitos y pelets del Jurásico Superior Kimmeridgiano, correspondientes a bancos oolíticos depositados en la porción de la rampa interna carbonatada.

Los nuevos yacimientos descubiertos de aceite ligero y de gas y condensado, se ubican en el Pilar de Akal y pertenecen al Proyecto de Inversión Integral Chuc, el cual conforma una variante exploratoria del Proyecto Campeche, el cual desde su inicio en el año 2002, contempló la perforación de 8 localizaciones exploratorias fundamentalmente de aceite ligero y gas, en un periodo de 5 años, el cual requirió de una inversión de 2,468 millones de pesos e incorporar una reserva de 257 MMbpce. De estas ocho localizaciones exploratorias se han perforado

actualmente 6 y son los que constituyen los recientes descubrimientos de aceite ligero (Homol-1, Wayil-1, Tumut-1 y Pokoch-1) y de gas y condensado (Etkal-1 y 101).

Asimismo se realizó un estudio petrofísico preliminar al tiempo de ser clasificado el pozo como productor, con el objeto de realizar una estimación de reservas de acuerdo a los lineamientos internos de Pemex, este estudio no considero estudios petrofísicos de los núcleos, ni los procesados finales de registros especiales (FMI y CMR).

II.3.3.- Geofísica

El campo Onel se encuentra ubicado en el cubo sísmico 3d Abkatun Streamer, también denominado Campeche Bloque B (IXTAL) de aproximadamente 800 km², esta área fue adquirida de Agosto de 1979 a septiembre de 1981 por la compañía Geophysical Service (Pemex,2004), posteriormente en 2009 se adquirió el cubo sísmico Onixma por la compañía CGG Veritas, que tiene un área aproximada de 1,200 km² con el objetivo de mapear las formaciones del Terciario Inferior, Cretácico Superior y Jurásico Superior (figura II.3.3.1).

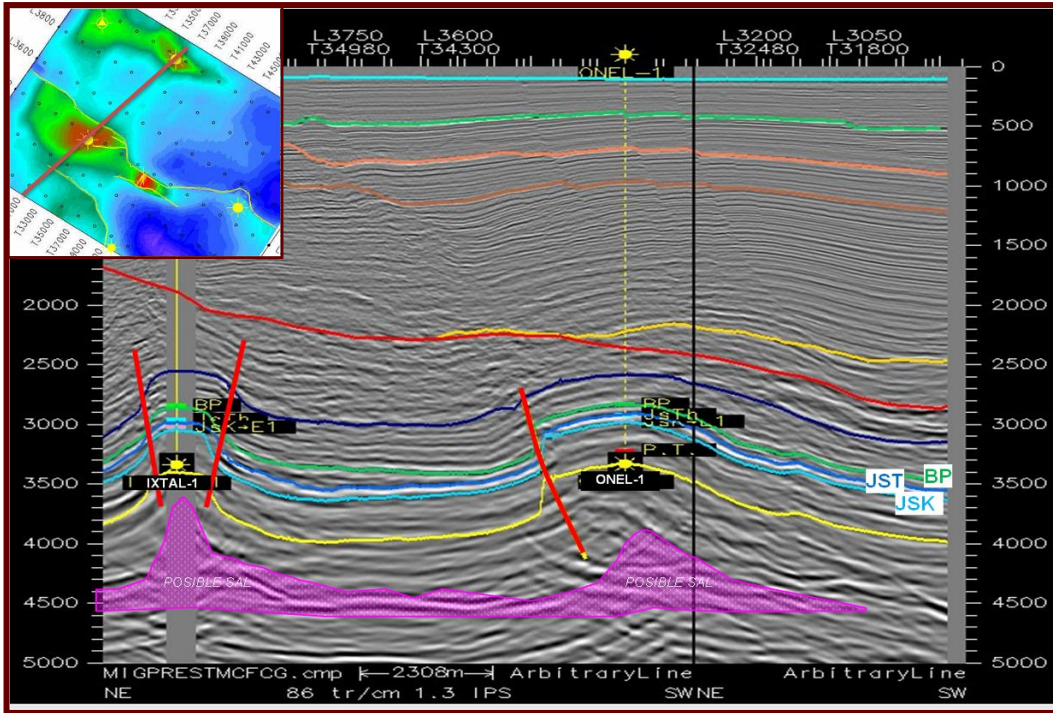


Figura II.3.3.1. Línea sísmica aleatoria mostrando la interpretación estructural de los campos Onel e Ixtal.

III.- MARCO GEOLOGICO

III.1.- Tectónico-estructural

La evolución tectónica estructural de la Sonda de Campeche se puede sintetizar en la siguiente serie de eventos (Figura III.1.1):

Durante el Periodo de Mioceno Superior a Plioceno Inferior actuaron dos mecanismos: un sistema depositacional terrígeno progradante, y un sistema de esfuerzos extensional - Plioceno Inferior (fallas de crecimiento).

Durante el Mioceno Inferior – Mioceno Medio se produce un esfuerzo compresivo SW-NE (Compresión Chiapaneca) que origina la imbricación del bloque alóctono del área de Cantarell. La superficie de despegue por la cual deslizó el bloque alóctono fue a través del Jurásico Oxfordiano.

Durante el Cretácico Superior – Eoceno Superior actúan esfuerzos compresivos sobre el área de Campeche Golfo en una fase compresional denominada Laramide.

Del Jurásico Tithoniano al Cretácico Medio hay una fase de relleno y de nivelación sedimentaria.

Durante el Triásico-Jurásico Inferior se reconoce un régimen extensional asociado con la apertura del Golfo de México.

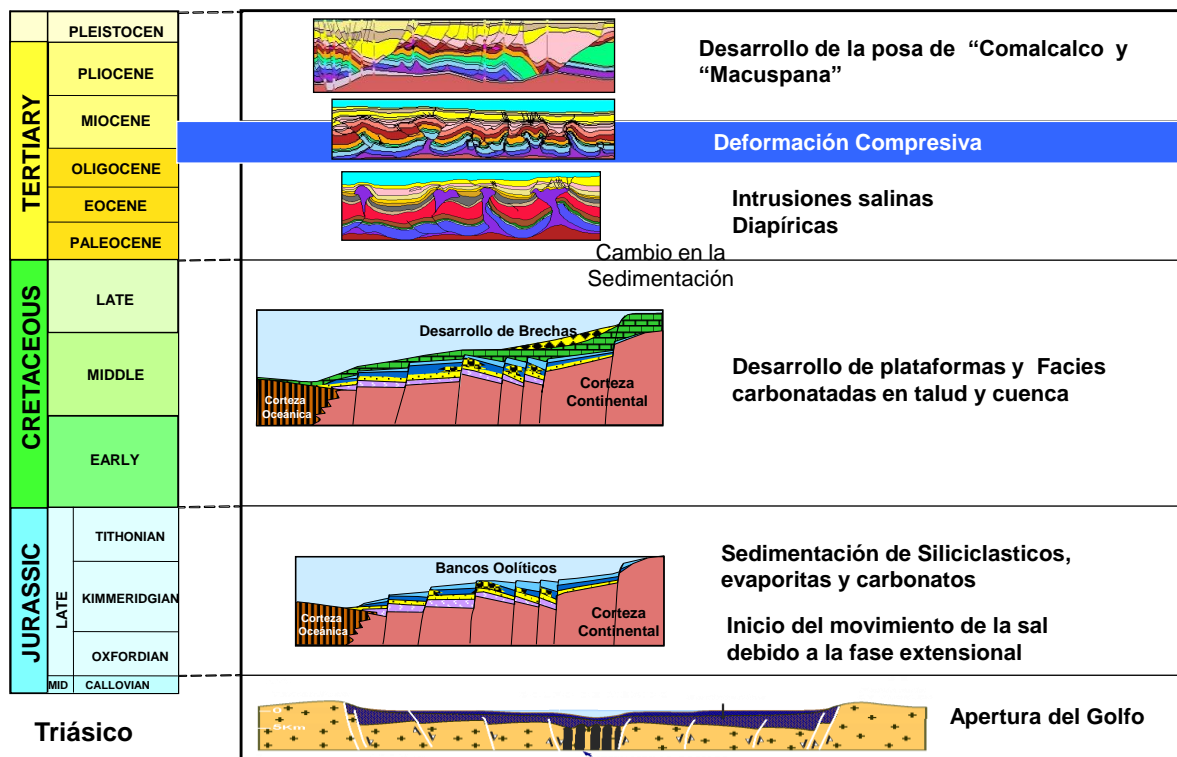


Figura III.1.1. Modelo Geológico regional que muestra la evolución de los eventos tectónicos, sedimentarios y estratigráficos relacionados con la distensión y desarrollo de la cuenca del Golfo de México en la sonda de Campeche (Pemex, 2003).

El área de estudio se encuentra en la porción nor-central del pilar de Akal, delimitado por las fallas de Macuspana y Comalcalco (Figura III.2.1.1).

El pozo Onel-1 se perforó en una estructura anticlinal con sus flancos de suave pendiente, asimismo durante el Plioceno Medio se activó la falla regional de Comalcalco con dirección NE-SW.

Así también existe un cierre en el flanco noreste contra una falla inversa orientada NE-SW y echado hacia el noroeste y con cierre estructural combinado por falla inversa e intrusión salina (Figura III.1.2).

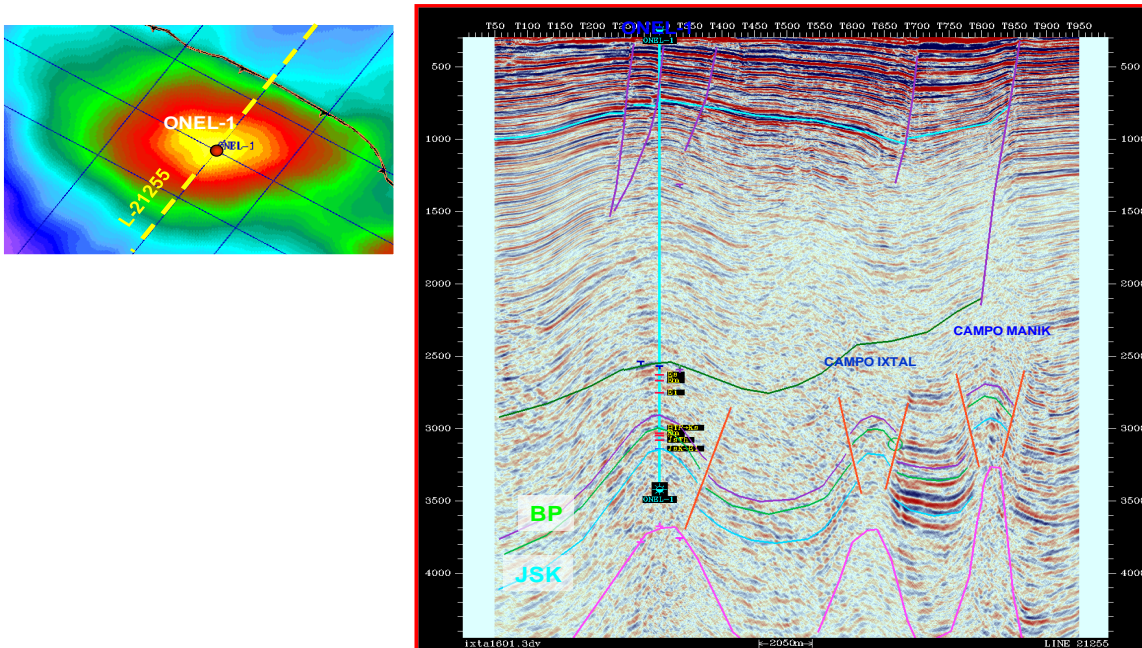


Figura III.1.2.- Línea sísmica 21255, en la que se observa la estructura anticlinal del campo Onel, además de los campos Ixtal y Manik, generados por tectónica salina.

III.2.- Estratigrafía

III.2.1- Regional

La columna sedimentaria conocida a través de los pozos perforados en la Región Marina de Campeche varía en edad desde un probable Jurásico Medio-Calloviano al Reciente, desconociéndose hasta la fecha con certeza las características del basamento que soporta a esta columna, aunque se supone la existencia de un basamento magnético el cual oscila a profundidades entre 12,000 y 14,000 m, y se

localiza enfrente a las costas de Tabasco y Campeche, respectivamente (según reportes inéditos de Petróleos Mexicanos).

Paleogeográficamente, el área de estudio para el Jurásico Superior-Kimmeridgiano, se localiza en facies de rampa interna carbonatada a rampa externa en la cual se desarrollaron bancos de ooides, pisolitas, oncolitos y pellets (Figura III.2.1.1), estas facies de alta energía de bancos oolíticos (Figura III.2.1.2), presentan espesores de 0 a 480 m.

Para el Cretácico se distinguen dos tipos de facies, de plataforma carbonatada y de borde de talud para la brecha, cuyas facies se observan generalmente dolomitizadas.

A nivel Terciario del Paleoceno al Plio – Pleistoceno Reciente, se identifican rocas siliciclásticas con esporádicas intercalaciones de capas delgadas de cuerpos calcáreos, observándose una discordancia del Plioceno sobre el Eoceno.



Figura III.2.1.1- Paleogeografía para el JSK de la Sonda de Campeche. El Campo Onel se ubica en facies de rampa interna en la cual se desarrollaron bancos de ooides, pisolitas, oncolitos y pellets.

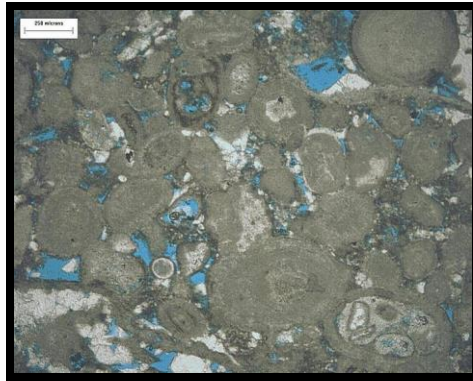


Figura III.2.1.2.- Fotomicrografía del núcleo 2 del pozo Onel-1, se observan oolitas, porosidad intergranular (color azul) y porosidad parcialmente sellada por anhidrita (material de color blanco).

El modelo sedimentario propuesto para el campo Onel a nivel Jurásico Superior - Kimmeridgiano es de rampa interna carbonatada, cuyos bancos oolíticos se encuentran ubicados en la zona de mayor energía de la rampa interna (Figura III.2.1.3.).

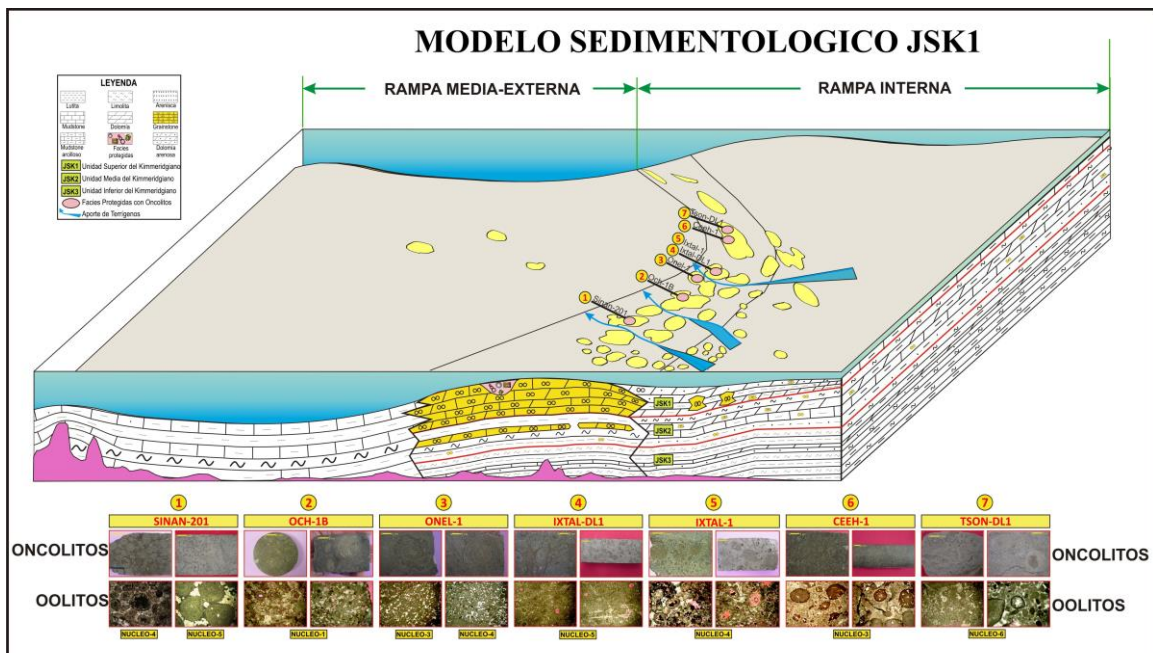


Figura III.2.1.3.- Modelo sedimentario regional para el JSK. El campo Onel está conformado por bancos oolíticos desarrollados en una rampa interna carbonatada, tomado de Mandujano, 2011.

En la actualidad existen modelos parecidos a los del JSK con depósitos de arenas oolitas en Islas Bahamas, dándonos una vista al pasado y una oportunidad para conocer las principales características de estos ambientes de alta energía (Figura III.2.1.4.).

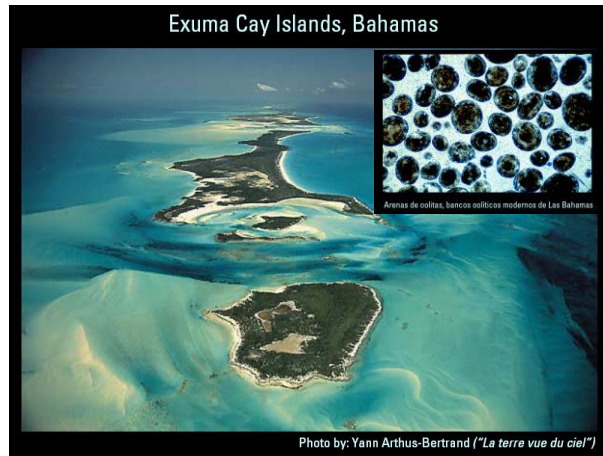


Figura III.2.1.4.- Arenas oolíticas de Plataforma carbonatada en las islas Bahamas.

III.2.2.- Local

Apoyados en el análisis petrográfico y paleontológico de las muestras de canal y núcleos, además de los registros geofísicos de rayos gamma y resistividad del pozo Onel-1 se determinó la siguiente columna geológica:

EDAD	PROF. PROGRAMADA (MVBNM)	PROF. REAL (MVBMR)	ESPESOR (M)
Reciente Plio-Pleistoceno	76.3 (FM)	101.85	2858.15
Plioceno Medio	-	2960	205
Plioceno Inferior	-	Ausente	-
Mioceno Superior	2975	Ausente	-
Mioceno Medio	-	Ausente	-
Mioceno Inferior	-	Ausente	-
Oligoceno Superior	-	Ausente	-

Oligoceno Medio	-	Ausente	-
Oligoceno Inferior	3165	Ausente	-
Eoceno Superior	3185	3165	55
Eoceno Medio	3225	3220	105
Eoceno Inferior	3325	3325	255
Paleoceno Superior	3600	3570	100
Paleoceno Inferior	3650	3670	20
Brecha BTP-KS	3685	3690	85
Cretácico Medio	-	3775	35
Cretácico Inferior	-	3810	100
J. S. Tithoniano	4025	3910	132
J. S. Kimmeridgiano	4225	4042 M.E.	633*
Profundidad Total	4650	4675	*penetrados

La secuencia estratigráfica cortada durante la perforación del pozo Onel-1 está constituida por rocas sedimentarias arcillosas, siliciclásticas y carbonatadas que varían en edad desde el Reciente Plio-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano (Figura III.2.2.1).

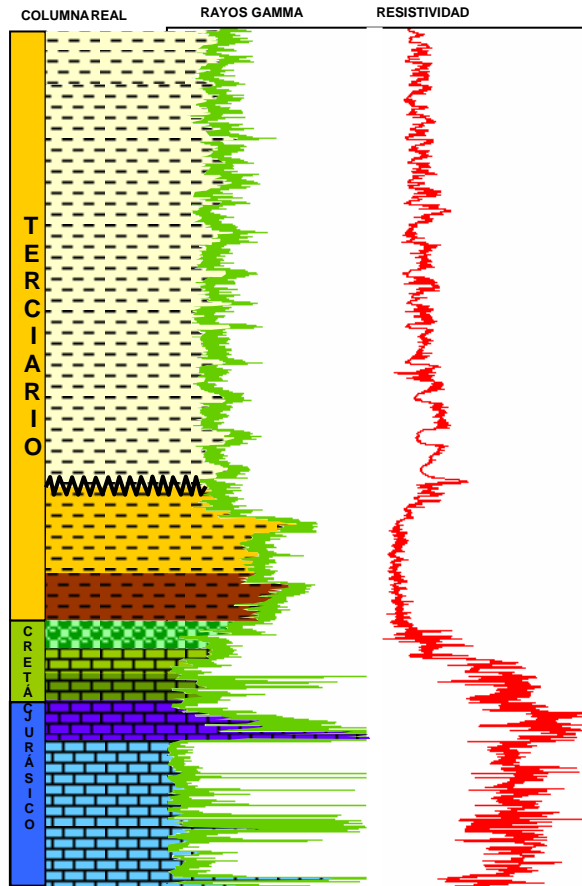


Figura III.2.2.1.- Columna estratigráfica diagramática.

A continuación se describen las diferentes unidades litoestratigráficas de acuerdo a su orden de depósito, esta información tomada de muestras de núcleos y de canal, es importante como calibración del modelo petrofísico obtenido a través de registros geofísicos de pozo.

JURÁSICO SUPERIOR-KIMMERIDGIANO (4042-4675 m), el espesor penetrado es de 633 m.

La base de este cuerpo de rocas está compuesta de un paquete de wackestone crema y gris claro de pelets y bioclastos, dolomitizado, con intercalaciones de dolomía mesocristalina de textura idiotópica y xenotópica, con estilolitas selladas por arcilla, con porosidad primaria intergranular y secundaria intercrystalina de \pm 4%, con pobre impregnación de aceite de fluorescencia amarillo claro.

En la parte media se tiene packstone – grainstone de oolitas, pisolitas, pelets, oncolitos, agregados de granos y escasos bioclastos, color café a crema y gris claro, compacto y masivo, en matriz de lodo calcáreo, ligeramente arcilloso, cementado con espatita y dolomita, con porosidad primaria intergranular y secundaria en cavidades de disolución de $\pm 4\%$, con pobre a regular impregnación de aceite de fluorescencia amarillo claro.

En la cima se tiene mudstone café claro a crema de aspecto cretoso, en partes dolomitizado, compacto, con laminaciones de lutita gris claro y café oscuro a negro, semidura, calcárea.

JURÁSICO SUPERIOR-TITHONIANO (3910-4042 m), el espesor es de 132 m.

La base se encuentra constituida por mudstone café oscuro a negro, de aspecto bituminoso, semiduro, en partes dolomitizado, con laminaciones de lutita negra bituminosa, semidura.

En la parte media mudstone café claro a oscuro y gris claro, semiduro, de aspecto cretoso, así como de mudstone – wackestone de litoclastos y bioclastos café claro a crema de aspecto cretoso, semiduro a duro, ligeramente dolomitizado, con porosidad secundaria intercrystalina y en microfracturas selladas por calcita de $\pm 2\%$, con pequeñas laminaciones de lutita café oscuro a negro, semidura, ligeramente calcárea.

La cima es mudstone – wackestone de litoclastos y bioclastos, café claro a crema, de aspecto cretoso, semiduro a duro, ligeramente dolomitizado, con porosidad secundaria intercrystalina y en microfracturas selladas por calcita de $\pm 2\%$, con intercalaciones de mudstone – wackestone arcilloso café claro a oscuro y gris claro, semiduro, con ligera impregnación de aceite residual, así como nódulos de pedernal café claro translucido y pirita diseminada.

CRETÁCICO INFERIOR (3810-3910 m), el espesor es de 100 m.

Este paquete de rocas, está compuesto en su parte superior por mudstone gris claro y café claro a crema, en ocasiones café oscuro a negro, semiduro a duro, en partes arcilloso, con intercalaciones de lutita bentonítica café claro a gris verdoso, suave, ligeramente calcárea con nódulos de pedernal negro y gris claro.

En la parte media e inferior se observa mudstone – wackestone de litoclastos y bioclastos, café claro a crema, de aspecto cretoso, semiduro a duro, ligeramente dolomitizado, con porosidad secundaria intercrystalina y en microfracturas selladas parcialmente por calcita de $\pm 2\%$, con laminaciones de lutita gris claro a gris verdoso, suave, ligeramente calcárea, con esporádicos nódulos de pedernal café claro, translucido y pirita diseminada.

CRETÁCICO MEDIO (3775-3810 m), espesor 35 m.

Constituido por una alternancia de estratos medios, de mudstone café oscuro a negro, semiduro a duro, en partes arcilloso, con porosidad secundaria en microfracturas de 2 a 3% así como capas delgadas de lutita café claro a gris verdoso, suave, con escasos nódulos de pedernal negro y gris claro translucido.

BRECHA TERCIARIO PALEOCENO – CRETÁCICO SUPERIOR (3690-3775 m), espesor 85 m.

Brecha constituida por clastos de wackestone – packstone gris claro a crema, en partes gris verdoso de litoclastos y bioclastos, duro y compacto, con porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y microcavidades de disolución y vórgulos de 5-6%, asimismo se observan pequeñas intercalaciones de mudstone crema de aspecto cretoso, suave, sin porosidad observable.

Hacia la parte inferior esta unidad está representada por mudstone – wackestone de globotruncánidos e intraclastos crema a blanco, semiduro, en partes dolomitizado, con porosidad secundaria intercrystalina, en fracturas y en microfracturas parcialmente selladas por arcilla, dolomita y calcita, con pobre

impregnación de aceite y laminaciones de lutita gris verdoso, bentonítica, ligeramente calcárea y nódulos de pedernal café claro translucido.

PALEOCENO INFERIOR (3670-3690 m), espesor 20 m.

Constituida por estratos de lutita café rojizo y gris claro, suave a semidura, con intercalaciones de mudstone – wackestone de litoclastos y bioclastos gris claro a gris verdoso, duro y compacto, en partes dolomitizado, con porosidad secundaria intercrystalina de $\pm 2\%$, laminaciones de bentonita gris verdoso y gris claro.

PALEOCENO SUPERIOR (3570-3670 m), espesor 100 m.

Representado por estratos delgados de lutita gris verdoso y café, semidura, calcárea, ligeramente arenosa. Hacia la parte media se observan intercalaciones de mudstone crema, semiduro, parcialmente recristalizado y dolomítico, así como laminillas de bentonita gris verdoso. En la parte inferior se presentan estratos delgados de lutita gris y gris verdoso de aspecto bentonítico, suave a semidura, ligeramente calcárea, con intercalaciones de mudstone café claro a crema, duro y compacto, sin porosidad observable, así como pequeñas intercalaciones de bentonita gris verdoso y gris claro.

EOCENO INFERIOR (3325-3570 m), espesor 255 m.

Lo constituyen estratos medios de lutita gris verdoso, bentonítica, dura, ligeramente calcárea, sin porosidad observable.

EOCENO MEDIO (3220-3325 m), espesor 105 m.

Constituido por estratos medios de lutita gris claro, café y gris verdoso, calcárea, dura, ligeramente arenosa, en partes bentonítica, con laminaciones de lutita café rojizo, suave y calcárea.

EOCENO SUPERIOR (3165-3220 m), espesor 55 m.

Estratos medios a delgados de lutita bentonítica gris verdoso, suave y calcárea, con intercalaciones delgadas de mudstone crema a blanco, recristalizado sin porosidad observable.

La columna estratigráfica no se encontró normal debido a la ausencia de las edades que van del Oligoceno, Mioceno y Plioceno Inferior, probablemente por la presencia de la falla Comalcalco.

OLIGOCENO INFERIOR (AUSENTE POR FALLA)

OLIGOCENO MEDIO (AUSENTE POR FALLA)

OLIGOCENO SUPERIOR (AUSENTE POR FALLA)

MIOCENO INFERIOR (AUSENTE POR FALLA)

MIOCENO MEDIO (AUSENTE POR FALLA)

MIOCENO SUPERIOR (AUSENTE POR FALLA)

PLIOCENO INFERIOR (AUSENTE POR FALLA)

PLIOCENO MEDIO (2960-3165 m), espesor 205m, discordante por falla.

Se encuentra constituido por lutita gris verdoso y gris, semidura a dura, calcárea, con delgados horizontes de mudstone crema y blanco, semiduro, sin porosidad observable.

RECIENTE PLEISTOCENO (FM 101.85-2960 m), espesor 2858.15 m.

Constituido principalmente por lutita gris verdoso, suave a semidura, ligeramente bentonítica con pequeños horizontes de mudstone crema y café claro, semiduro, en partes dolomítico, sin porosidad observable, con intercalaciones de arenisca de cuarzo gris claro y traslucido, de grano fino, subangulosos, mal clasificados, bien cementada en material arcillo-calcáreo.

Correlación Eléctrico - Estratigráfica.

La brecha en el pozo Onel-1, se encuentra con respecto a los pozos ACANUN-101, ACANUN-1 y BATAB-1A, a 17 m, 390 m y 10 m más bajo respectivamente.

El pozo Onel-1 se encuentra estructuralmente más bajo, ya que la estructura ACANUN esta levantada por una intrusión salina.

A nivel de Kimmeridgiano, el pozo ONEL-1 se encuentra 359 m más bajo que en el pozo ACANUN-1 y 453 m más alto que el pozo BATAB-1A, esto debido a una falla que afecta a la estructura BATAB.

El pozo ACANUN-101 únicamente llegó a las rocas de la brecha (Pemex, 2006).

A nivel local se observa que los pozos con mayor productividad se encuentran ubicados en bancos oolíticos, y existe una zonificación de la calidad de aceite hacia las facies arcillosas de ambiente lagunar y supramarea, aunque en estas facies disminuye la producción de los campos (Figura III.2.2.1.2).

Se llegó a la conclusión que el desarrollo del banco oolítico con su cambio de facies a un ambiente lagunar y de borde de banco oolítico en el área de Ixtal, Manik, Taratunich y Onel, se debió al levantamiento de la sal, la cual proporcionó una paleotopografía irregular, dando así origen al desarrollo de los bancos oolíticos en los altos.

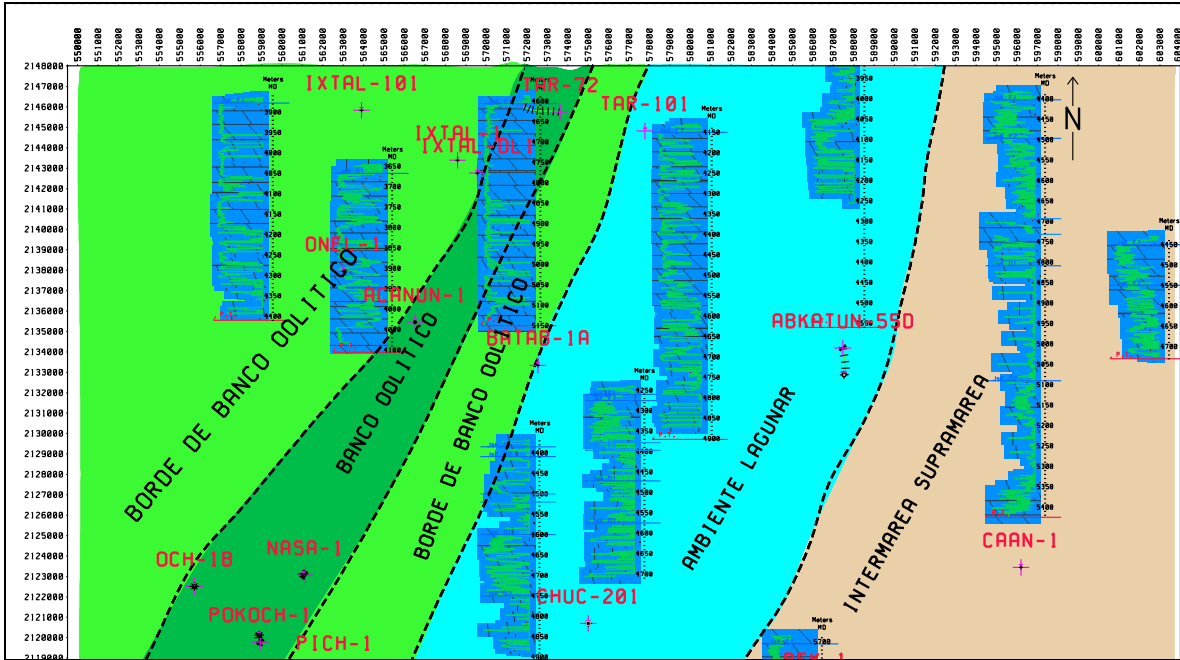


Figura III.2.2.2.- Plano de distribución de facies para el JSK. Rampa interna carbonatada. En la porción occidental se observan los potentes desarrollos de bancos, los cuales disminuyen en distribución y espesor hacia la porción oriental, presentando una fuerte influencia terrígena, hasta llegar a la zona de intermarea-supramarea.

III.2.3.- Determinaciones Petrográficas

Litofacies

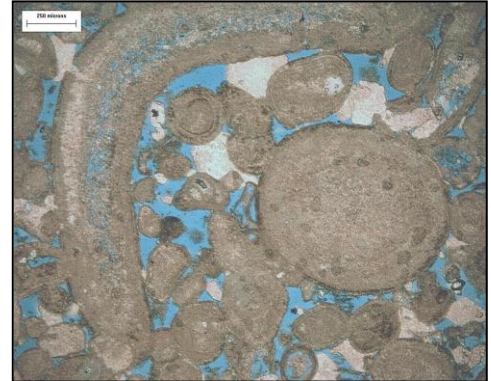
El análisis macroscópico permitió definir con base en la litología y estructuras sedimentarias presentes, las siguientes litofacies:

- 1) **Brecha Calcárea**: formada por clastos y bloques de variada composición, mal clasificados, de formas angulosas y subangulosas. Los clastos están compuestos por grainstone y packstone oolíticos, peloidales, bioclásticos, así como wackestone. Presentan contactos suturados y estilolíticos entre granos. Textura general clasto soportada, algunos sectores con matriz de lodo calcáreo y otros con

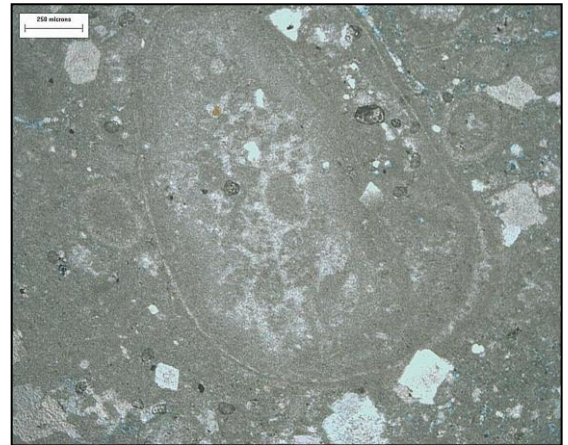


cemento calcítico y dolomítico.

2) **Grainstone y Packstone**: esta litofacies está presente en los núcleos-2C, 3, 4 y 5, comprende grainstone y packstone de oolitas, peloides y bioclásticos, con diversas combinaciones. Predominio de peloides y oolitas. Las oolitas presentan núcleo calcáreo en ocasiones constituidos por pequeños bioclastos, son de tipo alfa es decir que presentan capas concéntricas que tienden a regularizar la forma del núcleo y se observan bien redondeadas. Porosidad de tipo interparticular, intraparticular y móldica, asimismo se observan rastros de hidrocarburos.

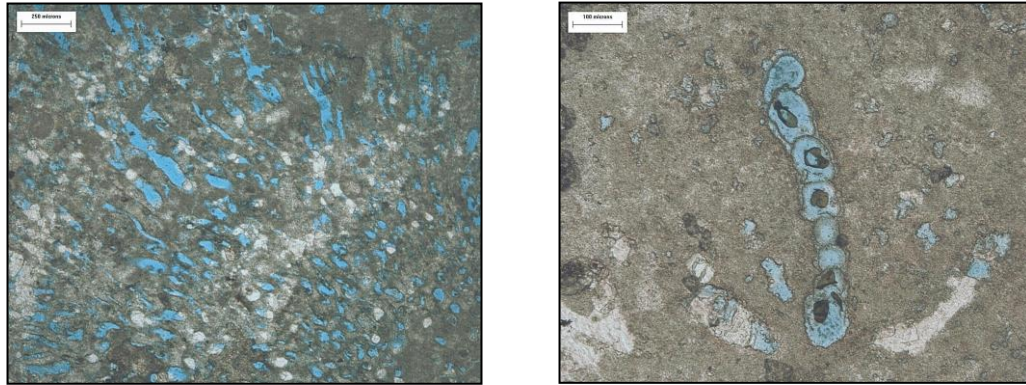


3) **Packstone y Floatstone**: dentro de esta litofacies se incluyen rocas con porcentaje variable de granos y matriz, la textura varía de grano soportada a fango soportada, asimismo el tamaño de los granos, para floatstone partículas mayores a 2 mm. El packstone es frecuentemente peloidal y oncolítico, asimismo se observan pisoides, moderado porcentaje de bioclastos, presencia de cemento calcítico. Los bioclastos están representados por foraminíferos, fragmentos de moluscos, equinodermos, briozoos y restos de algas. Se observa porosidad móldica, intraparticular e intrafosilar (núcleos-2, 4 y 5).



4) **Caliza oncolítica (Floatstone-Boundstone)**: dentro de este grupo se incluyen calizas con abundancia de oncolitos (mayores de 2 milímetros) y estructuras algales. Los estudios petrográficos de estas muestras incluyen muchas veces la observación de un oncolito que abarca la totalidad de la lámina delgada, no siendo

posible determinar las relaciones texturales. Se infiere por la observación del núcleo que en algunos casos los oncolitos flotan con textura fango soportada dentro de una matriz de fango calcáreo. En otros intervalos la concentración de oncolitos es tal que presenta textura grano-soportada (Pemex, 2007).



Diagénesis

En este apartado se presentan como antecedentes los resultados de dos proyectos realizados en el 2012 por Mandujano V.J., corresponden con los eventos diagenéticos y paragénesis del Kimmeridgiano y Brecha del Cretácico Superior.

Los procesos diagenéticos para el Kimmeridgiano de la sonda de Campeche son:

- Compactación mecánica y química
- Disolución
- Dolomitización
- Cementación tardía de anhidrita y sílice
- Arribo de hidrocarburos

Mientras que la paragénesis del Kimmeridgiano se presenta en la Figura III.2.3.1.



Figura III.2.3.1.- Paragénesis de las facies carbonatadas del JSK la sonda de Campeche (tomado de Mandujano *et al*, 2011).

Respecto a los procesos diagenéticos de la brecha se observaron:

- Compactación mecánica y química
- Dolomitización
- Disolución
- Cementación tardía de anhidrita y sílice
- Fracturas
- Arribo de hidrocarburos

Asimismo la paragénesis de la brecha está representada en la Figura III.2.3.2.

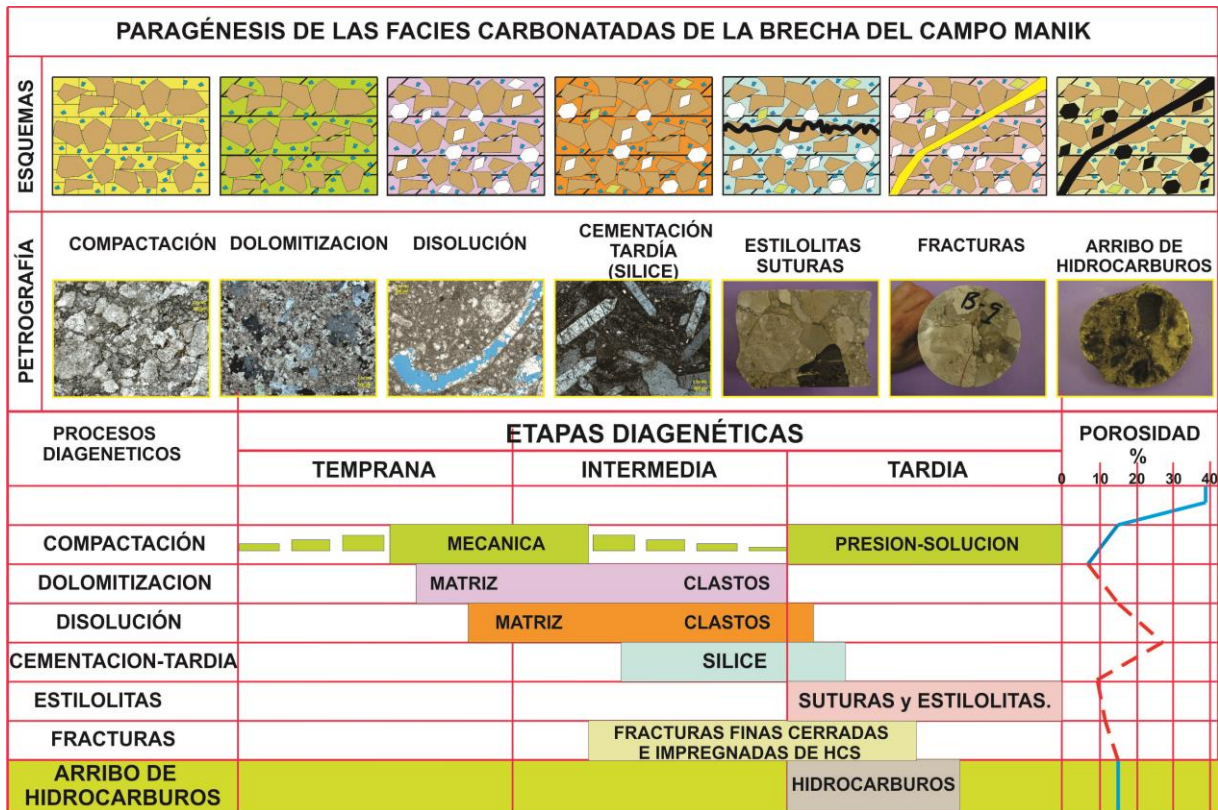


Figura III.2.3.2.- Paragénesis de la Brecha del campo Manik (tomado de Mandujano *et al*, 2013).

IV.- METODOLOGIA

IV.1.- Antecedentes de Métodos de Caracterización

Las formaciones carbonatadas se caracterizan por la microestructura compleja definida por sistemas de poros primarios y secundarios tales como vórgulos y fracturas principalmente. La determinación del tipo de porosidad secundaria y estimación separada de los valores de porosidades secundaria y de matriz es necesaria para la estimación de la saturación de fluidos, permeabilidad hidráulica, cálculo de volumen de hidrocarburos y explotación adecuada de los yacimientos carbonatados.

La evaluación de la porosidad secundaria de los carbonatos vugulares usando las velocidades acústicas y la conductividad eléctrica fue propuesta por Brie *et al.*, 1985. Los poros secundarios en este trabajo fueron presentados como inclusiones

esferoidales en la matriz homogénea. Los parámetros acústicos y eléctricos se calcularon usando modelos de Kuster – Toksöz y de Maxwell – Garnett. Las propiedades efectivas de la matriz con poros secundarios se determinaron por la ecuación de Wyllie (para velocidades acústicas) y la ecuación de Archie con exponente de cementación de 1.95 (para conductividad eléctrica).

La inversión conjunta de los registros de resistividad y la constante dieléctrica en la zona de invasión fueron hechas por Rasmus y Kenyon, en 1985, para evaluar separadamente el volumen de agua en los poros intergranulares y la porosidad móldica.

Brie *et al* (1985) mejoró la simulación simultánea de las velocidades acústicas y de conductividad eléctrica en rocas carbonatadas con sistemas de poros primarios y secundarios; el autor representó los poros secundarios como inclusiones embebidas en una matriz homogénea y describió los parámetros acústicos y eléctricos en los modelos de Kuster–Toksöz y Maxwell-Garnet. Las propiedades de la matriz con poros primarios fue dada por la relación de velocidades acústicas de Wyllie y las expresiones de la ley de Archie para conductividad eléctrica, sin embargo, las propiedades eléctricas y acústicas fueron calculadas únicamente para el tipo de porosidad secundaria vugular.

IV.2.- Problemática

La interpretación tradicional utiliza cálculos secuenciales y diagramas 2D, con un proceso lógico y relativamente sencillo, basado en la física y sin estimación de errores, dificultando la incorporación de datos de registros avanzados. Asimismo se usan modelos específicos para estimación de diferentes propiedades físicas, los cuales calculan la litología usando registros de densidad y neutrón, con base en los cuales se estima porosidad secundaria como $\phi_s = \phi_{ND} - \phi_S$ sin tomar en cuenta la forma de los poros secundarios, es decir, no hay un procesamiento unificado que permita caracterizar cuantitativamente la porosidad secundaria en carbonatos.

Es por eso que se utilizara la inversión petrofísica, ya que este método separa y estima las porosidades secundarias y de la matriz en formaciones carbonatadas, además, utiliza toda la información disponible, análisis y visualización multidimensional, se busca el resultado óptimo y se estiman errores, y utiliza métodos y técnicas de procesamiento contemporáneas.

IV.3.- Origen y descripción de la Metodología

Anteriormente las determinaciones de tipo de porosidad secundaria eran cualitativas, lo que dio origen a la Inversión Petrofísica, la cual permite determinar cuantitativamente valores de las porosidades primaria y secundaria, así como la identificación de tipos de poros secundarios (fracturas, vórgulos o canales).

Esta técnica se basa en el modelo de un medio con doble porosidad, los métodos micromecánicos para la simulación de las propiedades físicas y la teoría de inversión.

La técnica de Inversión Petrofísica se está aplicando en PEMEX para la caracterización de los yacimientos carbonatados en los campos May y Ku-Maloob-Zaap.

IV.3.1.-Espacios Porosos

A continuación se describen diferentes parámetros cuyo comportamiento está en función de la microestructura de los espacios porosos afecta las propiedades físicas de carbonatos con doble porosidad como son;

a) Conductividad eléctrica;

La conductividad eléctrica tiene una alta sensibilidad a la presencia de porosidad secundaria para todos los tipos de porosidad (Figura IV.3.1.1). Sin embargo, la sensibilidad decrece fuertemente con el incremento de la porosidad de la matriz. Para valores de porosidad de matriz arriba de 0.1-0.15, la conductividad efectiva

rápidamente se aproxima a la conductividad de la matriz y prácticamente coincide con ella para $\phi_m > 0.2$.

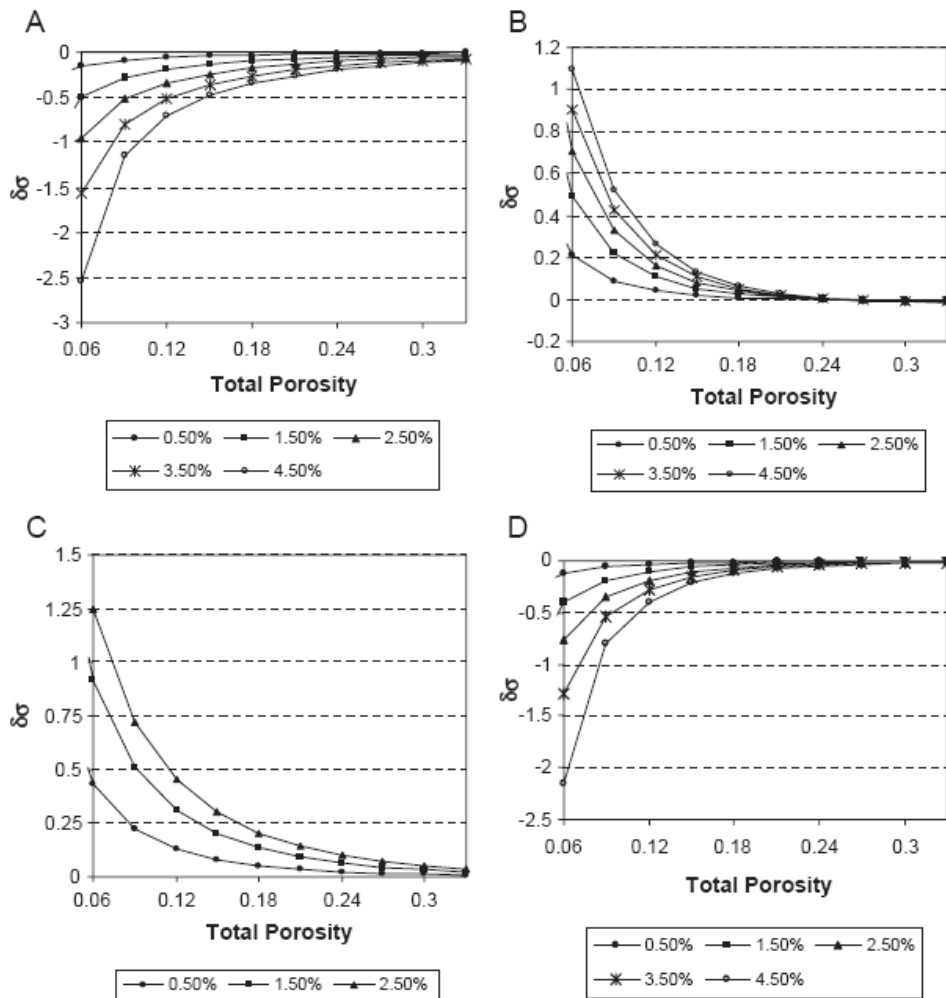


Figura IV.3.1.1.- Influencia de valores de la porosidad de matriz y secundaria en la conductividad eléctrica para los medios con: A. – vúgulos ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1$), B. – canales ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0.01$), C. – fracturas ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.001$) y D. – cuasi-vúgulos ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.1$). La curva parámetro es el valor de porosidad secundaria.

b) Conductividad termal;

Para todos los tipos de porosidad las desviaciones $\Delta\lambda$ son bajas y pueden ser dejado en el rango de valores de la matriz y considerados aquí (Figura IV.3.1.2).

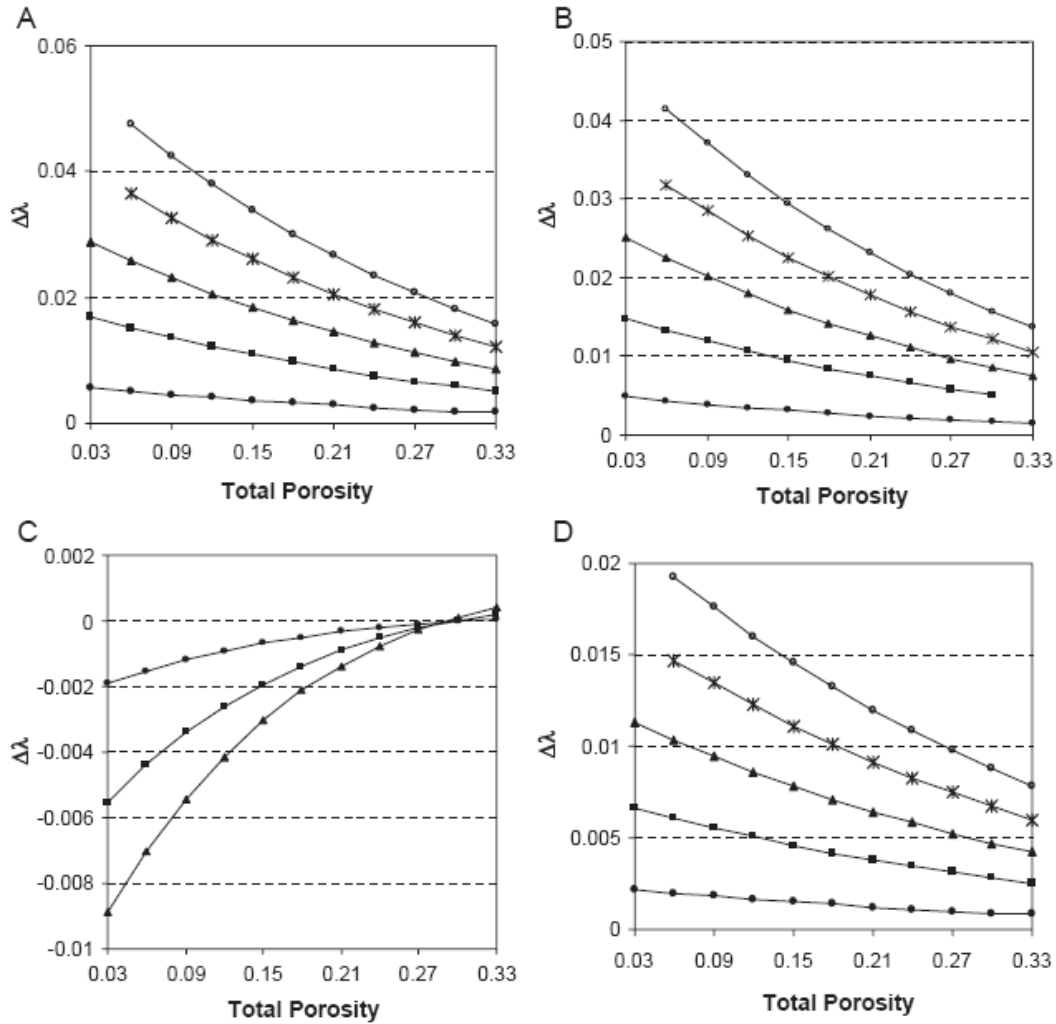


Figura IV.3.1.2.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la conductividad termal para los medios con: A. – vúgulos ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1$), B. – canales ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0.01$), C. – fracturas ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.001$), D. – cuasi-vúgulos ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.1$).

c) Velocidades de ondas acústicas;

Las velocidades de ondas acústicas tienen sensibilidades variables para los tipos de porosidad secundaria. En el caso de porosidades de vúgulos y canales las velocidades acústicas dependen débilmente de la porosidad de matriz. Se debe denotar que hay una relación directa entre la ΔV_p y la porosidad de matriz para la porosidad de canal. Este hecho puede explicarse por el decremento de la V_p efectiva más lentamente que la matriz V_p^0 con el crecimiento de la porosidad de

matriz (Figura IV.3.1.3 y Figura IV.3.1.4). Las fracturas y cuasi-vúgulos afectan fuertemente las velocidades de onda acústica. Pequeñas concentraciones de fracturas ($\phi_s=0.005$) llevan a desviaciones significativas de las velocidades efectivas de la matriz. Las sensibilidades de velocidades a fracturas, cuasi-vúgulos son mantenidas altas en el intervalo entero a pesar del débil decremento con el incremento de la porosidad de matriz.

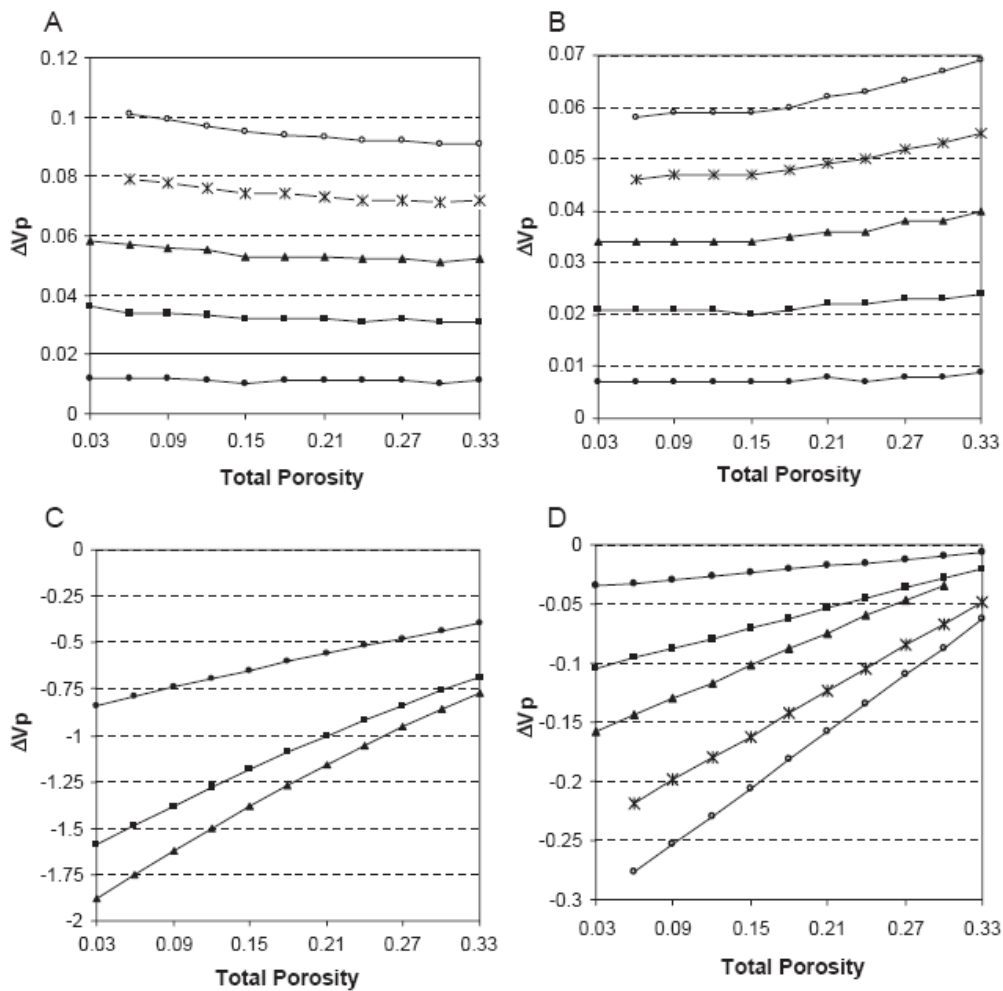


Figura IV.3.1.3.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la velocidad de la onda P para los medios con: A. – vúgulos ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1$), B. – canales ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0.01$), C. – fracturas ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.001$), D. – cuasi-vúgulos ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.1$).

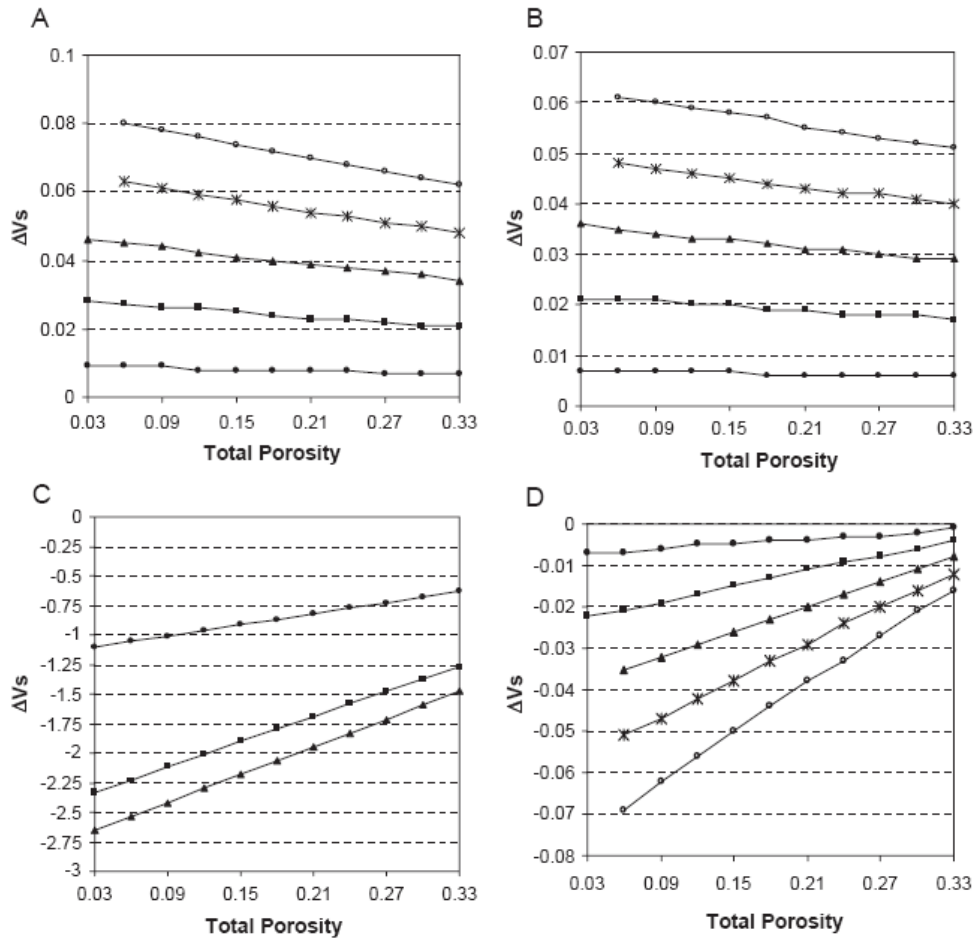


Figura IV.3.1.4.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la velocidad de la onda S para los medios con: A – vugulos ($\alpha_1 = \alpha_2 = 1$); B – canales ($\alpha_1 = \alpha_2 = 0.01$); C – fracturas ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.001$); D – cuasi-vugulos ($\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0.1$).

IV.3.2.- Consideraciones sobre Sw.

Para analizar la influencia de la distribución de agua en la conductividad de las formaciones con dos diferentes sistemas de poros, es necesario primero definir el modelo de saturación para el sistema de los poros primarios dentro de la matriz, para lo cual se consideran 3 modelos de distribución de Sw en el espacio poroso (Kazatchenko *et al*, 2006), los cuales se describen a continuación.

- (1) La matriz es un medio de 3 componentes comprendiendo elipsoides que representan granos sólidos, poros saturados completamente con agua, y

poros saturados completamente con fluido no-conductivo (aceite o gas). La fracción de poros llenos con agua corresponden al valor de saturación de agua en la matriz. Las ecuaciones generales EMA para calcular la conductividad eléctrica de un medio compuesto por constituyentes elipsoidales es presentado en apéndice A.

- (2) La matriz es un medio de 2 componentes conteniendo granos sólidos y poros aproximados por capas de elipsoides, el agua comprende la capa mojada de los poros elipsoidales y el aceite ocupa el centro del elipsoide. El espesor de la capa de agua es una función de la saturación.
- (3) La matriz es presentada como una combinación de los 2 modelos previos y comprende 4 componentes: granos sólidos, poros completamente llenos de agua, poros llenos completamente de fluido no-conductivo, y poros aproximados como capas de elipsoides. Las concentraciones de los poros saturados totalmente y los poros representados por capas de elipsoides son variables.

La Figura IV.3.2.1 muestra una comparación de los resultados calculados con datos experimentales obtenidos en mediciones de laboratorio de núcleos de caliza (Longeron *et al*, 1989). Las curvas de índices de resistividad calculadas del modelo 1 (Figura IV.3.2.1, línea 1), modelo 2 (IV.3.2.1, línea 2), y de la ecuación de saturación de Archie con $n=2$ (IV.3.2.1, línea 4) son significativamente diferentes de los datos experimentales.

Para el modelo 3, la combinación de poros completamente saturados con agua o aceite y poros representados como capas de elipsoides permiten ajustes a los índices de resistividad calculados y experimentales. La mejor concordancia fue obtenida donde el sistema de poros primarios comprenden 60% de los elipsoides llenos con aceite o con agua y 40% de 2 capas de elipsoides (IV.3.2.1, línea 3),

esta dependencia del índice de resistividad de la matriz en S_w puede ser aproximado también con la segunda ley de de Archie con $n=1.68$, por ejemplo;

$$I_R = S_w^{-1.68}$$

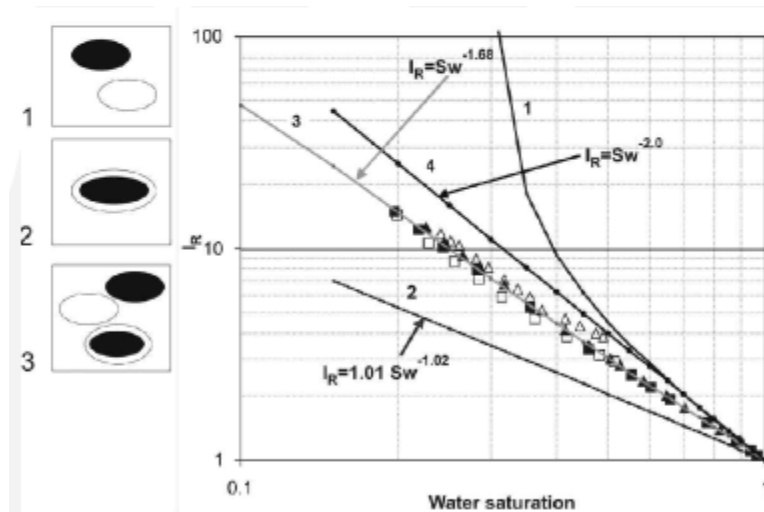


Figura IV.3.2.1.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la velocidad de la onda S. Datos experimentales de Longeron *et al* (1989), los triángulos abiertos representan datos de imbibición bajo esfuerzo de confinamiento bajos (3 MPa). Los triángulos sólidos representan datos de drenaje bajo esfuerzo de confinamiento bajos (3 MPa). Los cuadros abiertos representan datos de imbibición bajo esfuerzo de confinamiento alto (20 MPa). Modelos teóricos de medios parcialmente saturados: (1) modelo 1, (2) modelo 2, (3) modelo 3 con 60% de los poros totalmente saturados con agua o aceite, y 40% de los poros representados por elipsoides en capas, La línea 4 representa la segunda ley de Archie, $I_R = S_w^{-2}$, (notar que $R_w = 1.0$ Ohmm).

Adicionalmente, se ha verificado esta aproximación usando medidas de laboratorio de 104 muestras en carbonatos de la zona sur de México. Las muestras fueron seleccionadas (IV.3.2.2) basados en la descripción geológica de núcleos y adoptando un criterio que el factor de resistividad de formación para la matriz de formaciones carbonatadas con único sistema de poros de matriz es descrito por la primera ley de Archie con $m=2$ (Kazatchenko *et al*, 2004).

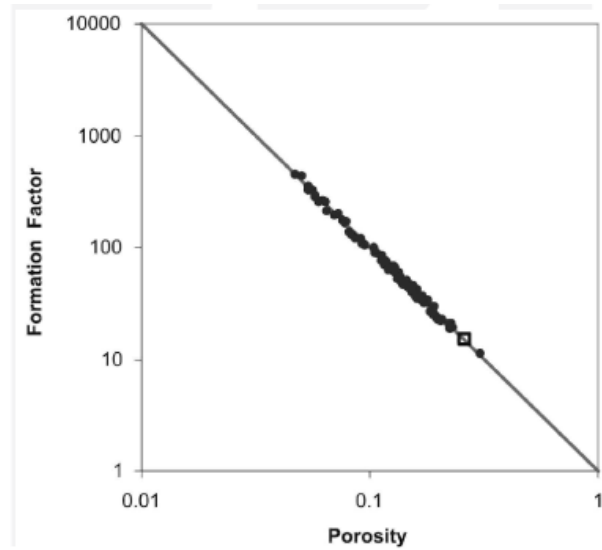


Figura IV.3.2.2.- Datos de núcleos. Los puntos representan datos de núcleos del campo Cantarell, Los cuadros representan un núcleo de Longeron *et al* (1989). La línea describe la primera del de Archie, $F = \phi^{-2}$.

Los factores de formación de esas muestras se apartan con un error relativo de menos de 10% de los calculados utilizando la ecuación 2 (con $m=2$). La comparación de los índices de resistividad medidos y calculados del modelo 3 son presentados en la Figura IV.3.2.3 Esta figura demuestra una concordancia justa entre los datos pronosticados y experimentales.

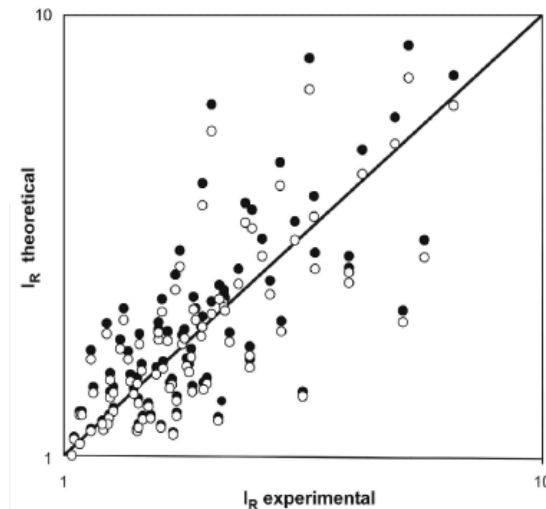


Figura IV.3.2.3.- Correlación entre índice de resistividad pronosticado y el experimental (I_R) para los modelos. Los círculos sólidos representan datos del

modelo 3 con 60% de los poros saturados totalmente con agua o aceite y 40% de los poros representados por elipsoides en capas. Los círculos abiertos representan datos del modelo 3 con 50% de los poros totalmente saturados con aceite o agua y 50% de los poros representados por elipsoides en capas.

La simulación confirma la suposición que en formaciones carbonatadas saturadas con mezclas de agua aceite, una parte del sistema de poros tiende a tener no-conductivo (grupos de poros aislados eléctricamente), y en otros poros el agua es mantenida como una capa delgada para satisfacer el comportamiento observado de conductividad como una función de S_w .

IV.3.3.- Influencia de la forma de los poros secundarios y saturaciones de fluidos en la conductividad efectiva.

Habiendo definido un modelo adecuado para relacionar S_w y resistividad de la matriz, ahora podemos tratar la matriz como un huésped homogéneo isótropo, en el cual el efecto de los vórgulos, canales y fracturas pueden ser evaluados. Todos los poros secundarios localizados en la matriz homogénea descritos antes son aproximados por capas de elipsoides. En el caso de rocas mojadas por agua, asumimos que el agua es la corteza exterior de un elipsoide y que el aceite ocupa el centro de cada elipsoide en capas. El espesor de la capa de agua está en función de la S_w .

Para este modelo se ha calculado la conductividad eléctrica para medios conteniendo poros de diferentes formas: vórgulos (relación de aspecto $\alpha_1=\alpha_2=0.5$), fracturas ($\alpha_1=0.005$, $\alpha_2=1$) y canales ($\alpha_1=1=\alpha_2=0.01$). Basados en los resultados de la simulación y datos experimentales se usó el modelo 3 o la ecuación de Archie con $n=1.68$, porque eso corresponde a los valores promedio publicados por Longeron (1989) y por lo tanto pueden describir una dependencia general dentro de la matriz de carbonato.

Las S_w de la matriz (S_{wm}) tienen valores 0.25, 0.5 y 0.75, y la saturación de los poros secundarios (S_{ws}) varía de 0.25 a 1 (Figura IV.3.3.2).

La simulación ha demostrado que la conductividad de medios con doble porosidad depende significativamente de la forma de la porosidad secundaria y de la distribución del agua entre la matriz y poros secundarios. Debe notarse que la conductividad efectiva de medios de doble porosidad difiere significativamente de la conductividad calculada para un modelo con la misma porosidad total y únicamente un sistema de poros simple caracterizado por la expresión de Archie con $m=2$ y $n=1.68$ especialmente para S_w de matriz bajas (Figura IV.3.3.2, líneas 1 y 2).

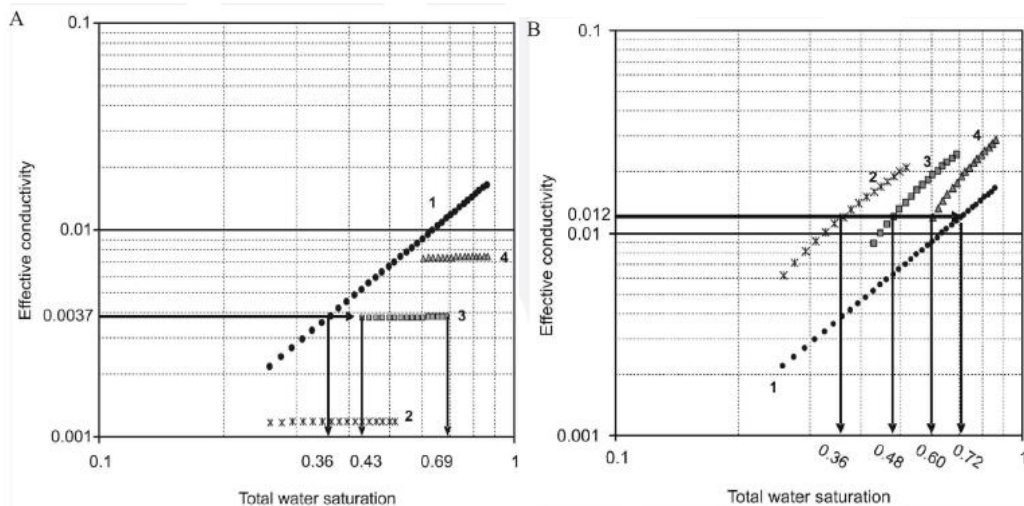
La conductividad efectiva de formaciones vugulares es menor que la conductividad obtenida por la ley de Archie y depende mayormente de la saturación de la matriz. La variación de la saturación de vugulos de 0.25 a 1 tiene únicamente un débil efecto en la conductividad de las formaciones vugulares (Figura IV.3.3.1A). En el caso de fracturas y canales, la conductividad efectiva es más que la conductividad para el medio con únicamente un sistema simple de poros y depende de la saturación de los sistemas de poros secundarios y matriz (Figura IV.3.3.1B y Figura IV.3.3.1C). La dependencia de la conductividad efectiva en la porosidad secundaria y saturación para saturación de matriz constante se presenta en la Figura IV.3.3.2. En los rangos de porosidad secundaria de 0.01 – 0.05 y saturación de poros secundarios 0.25 – 1, la saturación de matriz es 0.5, la conductividad de formaciones vugulares cambia débilmente, mientras que la conductividad de formaciones con fracturas y canales crece con el incremento de la porosidad y S_w (Kazatchenko, 2005).

En formaciones con doble porosidad es crucial la correcta interpretación de la resistividad eléctrica para la estimación de saturación de agua. La fuerte dependencia de la conductividad eléctrica con la forma de los poros secundarios

puede causar estimaciones erróneas de la saturación si no se considera la presencia de sistema de poros secundarios.

La sustitución de una formación con un medio único de sistema de poros nos conlleva a una sub-estimación de la saturación de agua en el caso de formaciones vulgares, y una sobre-estimación en formaciones con canales o fracturas.

El ejemplo presentado en la Figura IV.3.3.1A en carbonatos con vórgulos, muestra que para un conductividad eléctrica dada de $s=0.0037 \text{ sm}^{-1}$, la interpretación tradicional resulta en una S_w de 0.36. Sin embargo, la actual S_w total puede estar en el rango de 0.36 – 0.69 dependiendo de la saturación del sistema de poros vulgar. En una formación con fracturas (Figura IV.3.3.1B), la interpretación tradicional da una S_w de 0.72 para una conductividad efectiva de $s=0.012 \text{ Sm}^{-1}$, aun todavía la actual S_w varia de 0.36-0.72 dependiendo de las saturaciones de los poros de matriz y fracturas. Un efecto similar es observado en formaciones con porosidad secundaria aproximada a canales (Figura IV.3.3.1C), nótese que en una formación con porosidad de canal, el rango calculado de S_w (0.48-0.72) es menor que para una formación con fracturas, para una misma conductividad eléctrica y parámetros de modelo (Kazatchenko *et al*, 2006).



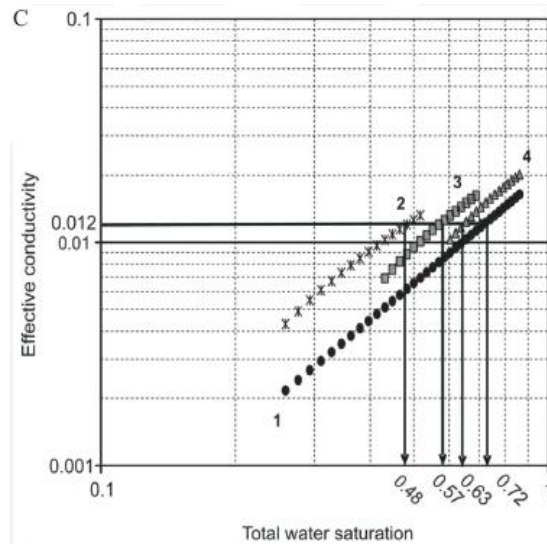


Figura IV.3.3.1.- Conductividad eléctrica efectiva de un medio: (A) vgulos, (B) fracturas, y (C) canales, con diferentes saturaciones de poros primarios y secundarios ($S_{ws}=0.25-1.0$). Los números corresponden a: (1) $\sigma = \sigma_0 S_w^{1.68}$, (2) $S_{wm} = 0.25$, (3) $S_{wm} = 0.50$, (4) $S_{wm} = 0.75$. Parámetros de Modelo $\phi_m=0.10$, $\phi_s = 0.05$, $\sigma_w=1.0 \text{ Sm}^{-1}$ (σ_0 = conductividad de la formación cuando est totalmente saturada con agua, σ_w = conductividad del agua).

Para una correcta estimación del promedio de S_w total en formaciones con doble porosidad, se requiere información adicional acerca de los niveles de S_w en los poros primarios y secundarios. Donde esta información no est disponible, puede asumirse que en la zona lejana del pozo, las S_w en los poros primarios y secundarios son iguales, debe mencionarse que en el modelo tradicional basado en la ley de Archie, donde únicamente se utiliza la porosidad total, se aplica automáticamente la suposición acerca de las S_w iguales en la matriz y poros secundarios. Esta suposición nos permite seleccionar de un grupo de curvas relacionadas a un tipo dado de poros secundarios (Figura IV.3.3.2 y IV.3.3.3), en donde los puntos corresponden a iguales S_w de matriz y poros secundarios (Figura IV.3.3.3). Aplicando las relaciones obtenidas, evitamos ambigüedad en la estimación de S_w y podemos establecer una simple asociación entre conductividad y S_w para diferentes tipos de poros secundarios (Figura IV.3.3.2).

Las simulaciones realizadas (Figura IV.2.9- IV.2.10) muestran que al no considerar los resultados de porosidades secundarias pueden producir altos errores relativos en la determinación de S_w que pueden variar de 15-30% (para porosidad de la matriz $\phi_m = 0.08 - 0.10$ y porosidad secundaria $\phi_s = 0.01 - 0.02$).

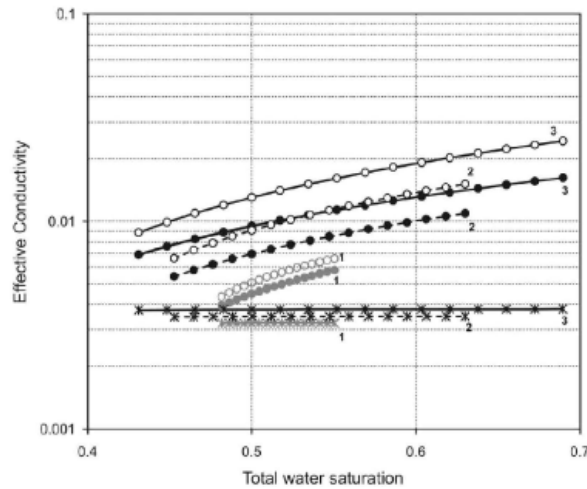


Figura IV.3.3.2.- Influencia del tipo y valor de porosidad secundaria o la conductividad eléctrica efectiva para medios con vórgulos (estrellas), fracturas (círculos abiertos) y canales (círculos sólidos) con diferentes saturaciones de poros secundarios ($S_{ws} = 0.25 - 1.0$). La porosidad de matriz es 0.10, la saturación de la matriz es 0.50 y la conductividad del fluido saturante es $\sigma_w = 1.0 \text{ Sm}^{-1}$. Los números corresponden a las porosidades de poros secundarios: (1) $\phi_s = 0.01$, (2) $\phi_s = 0.03$, y (3) $\phi_s = 0.05$.

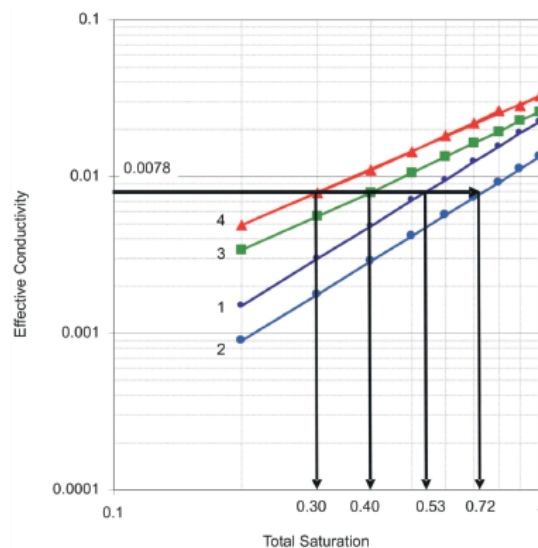


Figura IV.3.3.3.- Conductividad eléctrica efectiva de los medios con: (2) vórgulos, (3) canales y (4) fracturas, donde los poros de la matriz y los secundarios están igualmente saturados ($S_{wm} = S_{ws}$). La línea 1 representa la segunda ley de Archie con un exponente de saturación $n = 1.68$.

IV.4.- Metodología Inversión Petrofísica

La técnica de inversión conjunta de los registros geofísicos de pozos en los que se consideran las velocidades acústicas, conductividad eléctrica, porosidad total, densidad y rayos gamma; se utiliza para determinar la microestructura de formaciones carbonatadas con doble porosidad. La técnica está basada en el modelo unificado del espacio poroso y en el método auto-consistente de aproximación del medio efectivo (Effective Medium Approximation o EMA) para calcular los módulos elásticos y la conductividad eléctrica. Los poros secundarios se presentan como inclusiones elipsoidales en la matriz isotrópica homogénea conductiva con una porosidad primaria. La variación de las razones geométricas de elipsoides permite describir diferentes formas de poros secundarios (Kazatchenko *et al*, 2004).

Minimizando la diferencia entre los registros medidos y calculados, se obtienen los valores de las porosidades secundarias y de la matriz, y las razones geométricas de los elipsoides aproximan a los diferentes tipos de poros secundarios (Kazatchenko *et al*, 2004).

a) Modelado de formaciones de doble porosidad

Para la predicción de los parámetros físicos de las formaciones carbonatadas, se usa el modelo unificado de la microestructura porosa (Kazatchenko *et al*, 2004). El modelo está basado en el concepto de doble porosidad que permite representar al espacio de poros como dos sistemas caracterizados por diferentes tamaños y formas de poros.

Se considera el medio compuesto por granos sólidos y poros primarios como la matriz con parámetros efectivos. Los poros secundarios corresponden a las inclusiones de fluidos introducidas en la matriz. En los modelos todos los poros están completamente saturados con agua. Los poros y granos están distribuidos y orientados arbitrariamente, lo que permite considerar a la matriz y al medio como medios isótropos.

b) Modelado de registros en carbonatos

Para calcular las propiedades efectivas en rocas carbonatadas se utiliza el método auto-consistente de aproximación del medio efectivo (EMA) desarrollado por Berryman (1980,1992) y Norris (1985). En este método todos los componentes se tratan como iguales sin considerarlos como un “host” preferencial. Los poros secundarios se aproximan por elipsoides con razones de ejes (razones geométricas) α_1 y α_2 . La selección de las razones geométricas permite modelar diferentes tipos de porosidad secundaria como: vórgulos (inclusiones con formas cercanas a la esfera), vórgulos conectados por canales (elipsoides alargados), y fracturas (elipsoides aplastados) ver Figura IV.4.1.

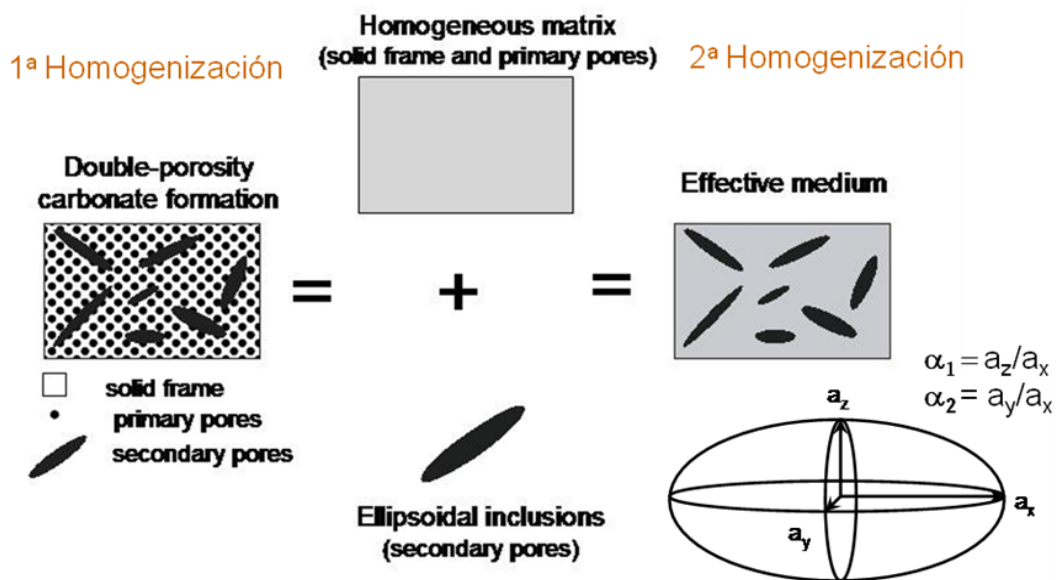


Figura IV.4.1- Modelo de un medio con doble porosidad.

c) Algoritmo de inversión y métodos de optimización

Para determinar los parámetros para la microestructura porosa se formuló el procedimiento de inversión conjunta de datos de registros de pozo solucionando un problema de optimización donde la siguiente función cuadrática de costo es minimizada para cada punto de medición.

$$F(z_i) = \|\mathbf{W}_d(\mathbf{d}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{obs})\|^2 + \lambda \|\mathbf{W}_m(\mathbf{m} - \mathbf{m}_0)\|^2$$

Donde los vectores \mathbf{d}_{obs} y $\mathbf{d}(\mathbf{m})$ son los registros medidos y calculados respectivamente, estos vectores pueden ser presentados en la forma:

$$\mathbf{d}_{obs} = [\log t_p, \log t_s, \log r, \log \phi, \rho, \log \gamma]^T$$

$$\mathbf{d}(\mathbf{m}) = [\log t_p(\mathbf{m}), \log t_s(\mathbf{m}), \log r(\mathbf{m}), \log \phi(\mathbf{m}), \rho(\mathbf{m}), \log \gamma(\mathbf{m})]^T$$

Donde sus componentes corresponden a los registros convencionales en escala logarítmica utilizados en la inversión: tiempo de tránsito de la onda P – t_p , tiempo de tránsito de la onda S – t_s , resistividad – r , porosidad neutrón – ϕ , y rayos gamma – γ , el uso de escala logarítmica es más adecuada para la inversión conjunta de diferentes registros debido a que éstos son positivos y algunos presentan grandes variaciones (resistividad, porosidad y gamma) y se acercan a distribuciones normales a distribuciones no Gaussianas.

En este caso el dato del término residual de la primera ecuación representa desviaciones normalizadas entre datos calculados y medidos, permitiéndonos evitar el problema relacionado a escalas y unidades de diferentes cantidades medidas.

La variable \mathbf{m} es el vector de parámetros desconocidos de la microestructura porosa, los cuales se encuentran mediante la minimización de la función del costo $F(z_i)$.

$$\mathbf{m} = [\log \phi_m, \log \phi_{s1}, \log \phi_{s2}, \log \alpha_{s1}, \log \alpha_{s2}, \log c_{sh}, \log c_D]^T$$

Donde ϕ_m es la porosidad de matriz, ϕ_{s1} es la porosidad secundaria de primer tipo (microfracturas), ϕ_{s2} es la porosidad secundaria de segundo tipo (vúgulos y canales), a_1 y a_2 son las relaciones de aspecto de esferoides (formas de poros) de los primeros y segundos tipos de la porosidad secundaria respectivamente. V_{Sh} y V_D son los volúmenes de lutita y dolomita respectivamente. El vector m_0 representa el modelo de referencia que puede darse usando información a priori.

$$\mathbf{m}_0 = \left[\log \phi_m^0, \log \phi_{s1}^0, \log \phi_{s2}^0, \log \alpha_{s1}^0, \log \alpha_{s2}^0, \log c_{Sh}^0, \log c_D^0 \right]^T$$

W_d es la matriz diagonal de los coeficientes de peso, los cuales dependen de la sensibilidad de los registros a los parámetros del modelo m , distribuciones de errores y escalas. Esos coeficientes son funciones no lineales de las relaciones entre las características físicas (dadas por registros) y los parámetros del modelo m .

La matriz diagonal W_m asigna los pesos a los parámetros del modelo basado en información a priori y se ajustan los valores de los componentes de ambas matrices usando análisis de distribuciones de error posterior para cada registro.

El escalar λ es el parámetro de la regularización que introduce un peso relativo entre el término no apto (primer término), y el estabilizador de la función del costo de Tikhonov (segundo término) (Tikhonov y Arsenin, 1977). El valor óptimo de este parámetro tiene que proveer la desviación mínima del modelo de referencia m_0 (máxima influencia de la información a priori) y mantener el desajuste entre el registro calculado y medido dentro de un error pronosticado (Zhdanov, 2002).

El método de Nelder-Mead fue aplicado para resolver el problema de optimización, (Nelder and Mead, 1965), el cual provee el mínimo global estable calculando funciones de derivadas. Este método es especialmente efectivo cuando la función minimizada tiene una superficie compleja como en el caso de inversión conjunta de diferentes propiedades físicas (Kazatchenko *et al.*, 2004)

Los resultados de la técnica de inversión conjunta se comparan con información geológica y petrofísica y de producción para obtener un congruente con los datos antes mencionados.

La metodología de inversión petrofísica, es decir la definición de la microestructura de carbonatos consiste de 2 pasos;

- 1.- Calculo de los parámetros efectivos del medio con doble porosidad.
- 2.- Inversión de los registros geofísicos de pozos (Kazatchenko et al., 2004).

Los datos de entrada para la inversión (ver Figura IV.4.2) son los registros de pozos convencionales, resistividad eléctrica medida con la microherramienta, tiempos de tránsito de ondas P y S (registros sísmicos), porosidad total (Registro neutrón), densidad de formación y rayos gamma; además se usan datos para la interpretación de registros como resistividad y densidad del fluido de filtrado y tiempo de tránsito de la onda P en la matriz y en el fluido de filtrado.

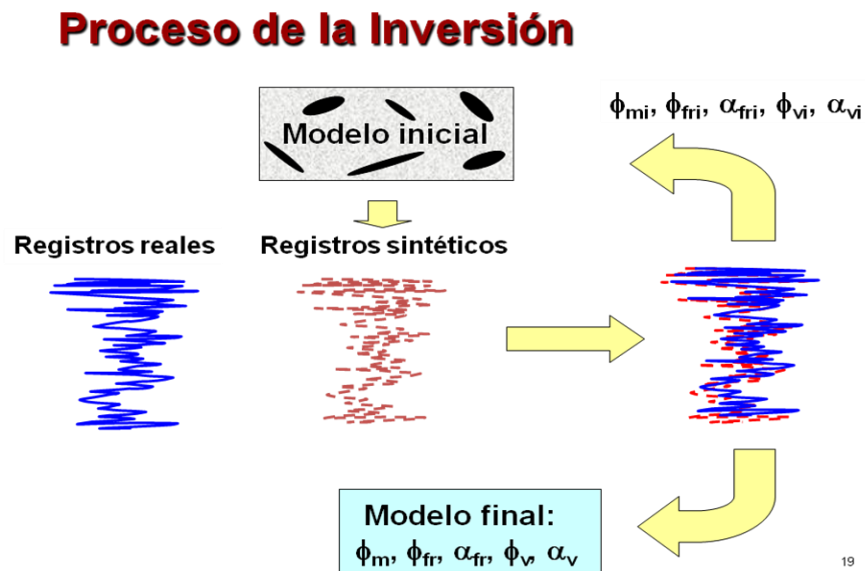


Figura. IV.4.2, Esquema del proceso de inversión petrofísica.

Los parámetros obtenidos después de la inversión son: porosidad de la matriz, valores y tipos de dos sistemas de poros secundarios y errores de ajuste para cada registro.

La inversión consiste en la minimización de la función de costo F, la cual caracteriza la diferencia entre los registros (velocidades acústicas, resistividad eléctrica, porosidad total y densidad) experimentales y teóricamente calculados usando el método EMA, ver fig IV.4.3.

$$F(\phi_m, \phi_s, \alpha) = \min \left\{ \begin{array}{l} w_p \left(\frac{DTP_1 - DTP_c}{DTP_1} \right)^2 + w_{MSFL} \left(\frac{MSFL_1 - MSFL_c}{MSFL_1} \right)^2 + \\ w_{\phi_t} \left(\frac{\phi_s - \phi_c}{\phi_s} \right)^2 + w_p (\rho_1 - \rho_c)^2 + \\ \lambda^2 \left[\sum_{i=1}^2 [(\alpha_i - \alpha_{i0})^2 + (\theta_{si} - \theta_{si0})^2] + (\theta_m - \theta_{m0})^2 \right] \end{array} \right\}$$

Donde DTPI y DTPc son tiempos de tránsito de la onda P medidos y calculados, MSFLI y MSFLc son las resistividades eléctricas medidas a través de la herramienta MSFL y calculadas, ϕ_{tl} y ϕ_{tc} son la porosidad total de neutrón y la porosidad calculada, ρ_l y ρ_c son las densidades medidas y calculadas, w_p y w_{MSFL} , w_{ϕ_t} y w_p son los coeficientes de peso, λ es el coeficiente de regularización, α_0 , ϕ_{m0} y ϕ_{s0} son los valores iniciales de la razón geométrica, porosidades de la matriz y secundaria correspondiente; el subíndice i es el número de sistemas de poros secundarios. Los coeficientes de peso se determinan por la sensibilidad de las propiedades efectivas a los parámetros del modelo y además dependen de la calidad de los datos. Todos los coeficientes incluyendo λ se ajustan en el proceso de inversión. Como criterio adicional para estabilizar el procesamiento, se usa el análisis de las distribuciones de errores para cada registro.

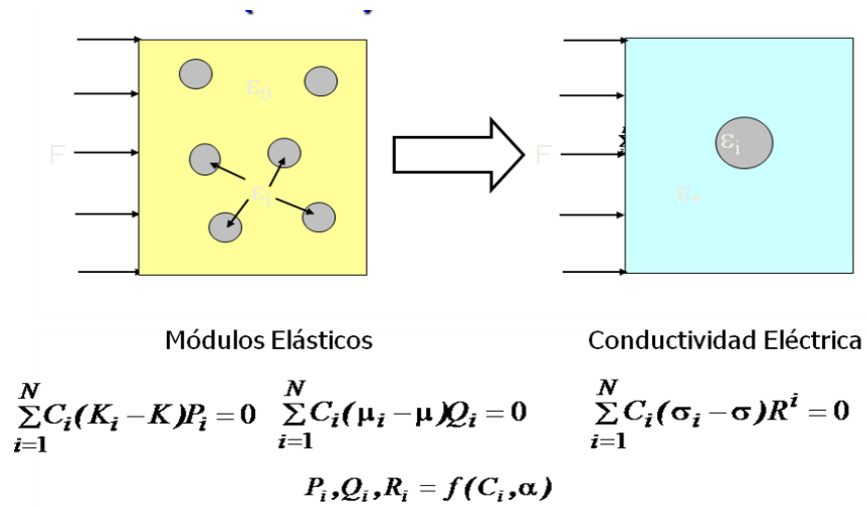


Figura IV.3.3. Método de Aproximación del medio efectivo (EMA).

d) Parámetros determinados por inversión

- Determinación de las porosidades y tipos de poros secundarios
- Distribución de errores de inversión
- Estimación de la conectividad de los poros secundarios
- Reconstrucción del registro de la onda S
- Determinación de la microestructura porosa
- Estimación de saturación de agua
- Predicción de las zonas de alta permeabilidad
- Parámetro de densidad de fracturas
- Volúmenes de arcilla, dolomía y caliza

V.- CARACTERIZACION PETROFISICA DEL POZO ONEL

Para aplicar la metodología de inversión petrofísica (Figura IV.1.1) es necesario integrar información de núcleos (estudios especiales, petrofísica básica de porosidad y permeabilidad, densidad de grano), estudios especiales de núcleos como microscopía electrónica de barrido, inyección de mercurio, así como información de yacimientos (tipo de hidrocarburos, presión del yacimiento, radio de alcance de pruebas de producción, porosidad y k interpretada de la prueba de producción), además de información geológica de facies, modelo sedimentario, e información geofísica (sísmica 3D), y modelo estructural.

Se realizaron las tareas siguientes para obtener una evaluación petrofísica consistente:

- Recopilación e inventario de información (Sísmica 3D, Registros Geofísicos convencionales y especiales, Núcleos, PVT, Pruebas Producción, etc.)
- Control de calidad de la información (comparación de registros impresos con digitales).
- Carga, Edición de curvas, puesta en profundidad y correcciones ambientales en software IP.
- Determinación de valores de salinidad, Obtención de valores de T_f °C, B_s , R_m , R_{mf} , R_{mc} (encabezado de registros).
- Parámetros petrofísicos: R_w , m , n , a .
- Determinar el tipo de mineralogía presente en los intervalos (petrografía, cross plots).

- Análisis e integración de la Información de núcleos (porosidad, permeabilidad, presión capilar, XRD, SEM, PVT, pruebas producción, sísmica y registros geofísicos.
- Modelado mediante Inversión Petrofísica; Modelo de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y análisis de resultados obtenidos.
- Análisis espacial del comportamiento de las fracturas en el pozos vs la sísmica.

Información sísmica:

Se cuenta con información sísmica 3D streamer de buena calidad, con una resolución sísmica para el Jurásico Superior-Kimmeridgiano de 120 m, de la cual se generó un subcubo para poder cargarlo al software Petrel de la Compañía Schlumberger para extracción de atributos sísmicos.

Información de Registros Geofísicos de pozo:

En el pozo Onel-1 se adquirieron registros geofísicos convencionales y especiales completos de la zona de interés en formato impreso de campo como digital en formato LAS (Tabla V.1.), los cuales se cargaron en el software especializado del IMP y posteriormente en Interactive Petrophysics para su interpretación y presentación de resultados respectivamente. Finalmente en Petrel para su extrapolación y comparación con la sísmica 3D.

Se corrieron registros geofísicos convencionales en las etapas de 20", 13 3/8", 9 5/8", 7 5/8" y 5 1/2", contando únicamente con el registro LWD en las etapas de 20" y 9 5/8".

Se contó con la cabina de registro de hidrocarburos a partir de la etapa de 13 3/8" hasta la profundidad total (4675 m).

Registro	T.R. 20"	T.R. 13 3/8"	T.R. 9 5/8"	T.R. 7 5/8"	T.R. 5 1/2"
AIT		989 - 3107	3064 - 3607		4620 - Sup
LWD	170 - 950		3322 - 3610		
DSI/GR		989 - 3111	3064 - 3610	3603 - 3905	3606 - 4675
LDL/CNL		989 - 3111	3064 - 3610	3603 - 3919	
DLL/MSFL				3603 - 3989	3600 - 4675
HSGR		989 - 3111	3064 - 3607		
HNGL		989 - 3100		3606 - 3908	
SHDT		989 - 3110	3064 - 3610		
FMI				3606 - 3920	3606 - 4675
MRIL/NGRT					4325 - 4675
BGL		989 - 3110	3064 - 3610	3603 - 3918	
GIROSCOPICO					4620 - Sup
CBL/VDL/RG			3322 - 3616	3502 - 3893	
VSP					200 - 4625
HIDROCARBUROS		2460 - 3063	3063 - 3606	3606 - 3994	3994 - 4675

Tabla V.1.- Corridas de registros geofísicos convencionales, especiales y de hidrocarburos del pozo Onel-1, con el intervalo registrado en metros.

Información de Núcleos:

Durante la perforación del pozo Onel se cortaron 5 núcleos de fondo (Tabla V.2.), de los cuales 4 proveen información del yacimiento en estudio.

Núcleo No.	EDAD	INTERVALO (m)	RECUPERACIÓN	LITOLOGÍA
1	BTP-KS	3693-3702	3.25 M. (36%)	brecha de litoclastos con pobre impregnación de aceite.
2	J.S.K.	4130-4132	1.55 M. (77.5%)	packstone oolítico con pobre impregnación
2c	J.S.K.	4132-4141	9 M. (100%)	packstone oolítico con pobre impregnación
3	J.S.K.	4180-4189	9 M. (100%)	packstone oolítico con pobre impregnación
4	J.S.K.	4232-4241	9 M. (100%)	mudstone – wackestone y packstone de oolitas, pelets con pobre impregnación
5	J.S.K.	4291-4300	9 M. (100%)	packstone de oolitas y dolomías con pobre impregnación de aceite.

Tabla V.2.- Descripción general de los núcleos cortados en el pozo Onel-1

Los estudios de laboratorio de petrofísica básica (porosidad, permeabilidad, rayos gamma, descripciones petrográficas, diagénesis, sedimentología) y especiales (tomografía, inyección de mercurio, presión capilar, difracción de rayos x, microscopia electrónica de barrido, realizados a los núcleos se resumen en la siguiente tabla:

TAPONES PARA ANÁLISIS ESPECIALES – POZO ONEL-1															
T A P O N	P R O F (m)	Petrofísica Básica					Análisis Especiales								
		Ambiente		Sobrecarga			Dens. Gran0 gr/cm³	Pc		H g	A M O T T	K relat.		PROP. ELÉCT.	
		Poros (%)	K Klin k (md)	Poros (%)	K Klink (Md)	g o		D & I	g/o			w/o	FF	IR	
N2H3	4130.84	15.79	9.128	15.40	7.661	2.693	X	-	-	-	X	X	-	-	
N2H5	4131.39	11.33	1.888	11.31	1.774	2.694	-	-	-	X	-	-	-	-	
N2V2	4130.78	14.65	14.0	14.35	13.48	2.693	X	-	-	-	-	-	-	-	
N2CH1	4132.63	19.43	1.979	19.05	1.924	2.699	-	-	-	X	X	X	-	-	
N2CH2	4133.05	19.12	1.197	18.82	1.145	2.700	X	X	-	-	X	X	-	-	
N2CH5	4133.86	13.71	4.103	13.48	3.995	2.698	X	X	-	-	-	-	X	X	
N2CH6	4134.31	13.30	5.183	13.18	5.087	2.700	-	-	-	-	-	-	X	X	
N2CH8	4134.57	14.15	4.840	13.62	4.672	2.696	-	-	-	-	X	X	-	-	
N2CH10	4135.53	8.67	0.429	8.23	0.396	2.698	X	X	-	-	-	-	-	-	
N2CH11	4136.16	8.47	3.448	8.11	2.717	2.700	X	-	-	-	X	-	-	-	
N2CH12	4136.54	9.32	0.535	8.87	0.508	2.699	-	-	-	-	X	X	-	-	
N2CH13	4137.28	9.42	1.263	9.08	1.121	2.698	X	-	-	X	-	-	-	-	
N2CH16	4138.26	7.33	0.157	6.91	0.129	2.701	X	X	-	-	-	-	-	-	
N2CH19	4140.84	7.51	0.339	7.03	0.295	2.700	X	-	-	-	X	-	-	-	
N2CV3	4133.11	19.22	18.31	18.84	16.25	2.708	-	-	-	-	X	X	-	-	
N4H1	4232.16	10.11	0.135	9.67	0.114	2.701	-	-	X	-	-	-	-	-	
N4H2	4232.44	12.94	0.850	12.68	0.805	2.697	X	X	-	-	-	-	-	-	
N4H4	4232.77	11.47	0.521	11.06	0.407	2.700	-	-	X	-	-	-	-	-	
N4H7	4233.85	14.10	0.737	13.60	0.705	2.694	-	-	-	X	X	X	-	-	
N4H8	4234.18	15.28	3.949	14.77	3.819	2.696	X	X	X	-	-	-	-	-	
N4H9	4234.48	16.19	3.616	15.77	3.495	2.695	-	-	-	-	X	X	-	-	
N4H11	4234.94	11.91	0.681	11.36	0.540	2.697	-	-	-	-	-	-	X	X	
N4H13	4235.50	12.39	0.371	12.27	0.333	2.696	-	-	X	-	-	-	-	-	
N4H14	4235.79	12.24	0.362	11.71	0.341	2.693	X	-	-	-	-	-	-	-	
N4H17	4236.51	13.49	0.499	13.26	0.487	2.694	-	-	X	-	-	-	-	-	
N4H24	4238.15	5.12	0.183	3.94	0.015	2.695	-	-	X	-	-	-	-	-	
N4H25	4238.49	7.00	0.087	6.46	0.053	2.701	X	-	-	-	-	-	-	-	
N4H28	4239.22	7.31	0.073	6.77	0.059	2.700	-	-	X	-	-	-	-	-	

N4H32	4240.18	6.77	0.051	6.12	0.037	2.699	-	-	X	-	-	-	-	-
N5H1	4291.24	2.37	0.014	1.39	0.002	2.761	-	-	X	-	-	-	-	-
N5H4	4291.89	6.62	0.034	6.13	0.026	2.738	X	X	X	-	-	-	-	-
N5H6	4292.85	9.13	0.123	8.07	0.104	2.725	X	-	X	-	-	-	-	-
N5H7	4293.14	10.48	0.527	10.17	0.503	2.725	-	-	-	-	-	-	X	X
N5H9	4293.52	12.80	2.576	12.21	1.972	2.703	-	-	X	-	X	X	-	-
N5H10	4293.91	14.30	2.582	13.93	2.420	2.708	X	-	-	-	-	-	-	-
N5H12	4294.78	7.55	0.189	6.95	0.023	2.717	-	-	X	-	-	-	-	-
N5H13	4295.14	8.69	0.111	8.31	0.096	2.714	-	-	X	X	-	-	-	-
N5H14	4295.50	9.60	0.460	8.94	0.393	2.700	X	-	X	-	-	-	-	-
N5H19	4296.75	0.59	0.001	0.23		2.697	-	-	X	-	-	-	-	-
N5H23	4297.88	0.53		0.29		2.727	-	-	X	-	-	-	-	-
N5H26	4299.04	0.61	0.001	0.32		2.722	-	-	X	-	-	-	-	-

PETROFÍSICA BÁSICA DE NUCLEOS

La evaluación básica petrofísica de los tapones de los núcleos consistió en la determinación de la porosidad, la densidad del grano y la permeabilidad de los núcleos N-2, N-2 complemento, N-3, N-4, y N-5 cortados en el JSK del pozo Onel-1 (tabla V.3).

Número de Muestra	Prof. (m)	Porosidad a Helio (%)	Permeabilidad		Densidad de grano gr/cm ³	Comentarios
			Klinkenberg (mD)	Aire (mD)		

Núcleo 2 y 2C - JsK: horizontal						
N2H1	4130.27	15.45	0.6080	0.7020	2.698	
N2H3	4130.84	15.40	7.661	8.359	2.693	
N2H4	4131.10	14.12	2.291	2.620	2.690	
N2H5	4131.39	11.31	1.774	2.049	2.694	
N2CH1	4132.63	19.05	1.924	2.147	2.699	
N2CH2	4133.05	18.82	1.145	1.293	2.700	
N2CH4	4133.63	15.48	1.547	1.734	2.702	
N2CH5	4133.86	13.48	3.995	4.443	2.698	
N2CH6	4134.31	13.18	5.087	5.597	2.700	
N2CH8	4134.57	13.62	4.672	5.196	2.696	
N2CH9	4135.17	8.70	0.500	0.632	2.700	
N2CH10	4135.53	8.23	0.396	0.505	2.698	
N2CH11	4136.16	8.11	2.717	3.077	2.700	
N2CH12	4136.54	8.87	0.508	0.634	2.699	
N2CH13	4137.28	9.08	1.121	1.325	2.698	

N2CH14	4137.82	6.87	0.150	0.205	2.698	
N2CH16	4138.26	6.91	0.129	0.179	2.701	
N2CH17	4138.59	7.80	0.150	0.206	2.700	
N2CH18	4139.77	6.86	0.113	0.158	2.699	
N2CH19	4140.84	7.03	0.295	0.387	2.700	
Núcleo 3 - JsK: horizontal						
N3H1	4180.12	5.03	0.024	0.038	2.697	
N3H2	4180.59	4.25	0.018	0.031	2.697	
N3H3	4180.96	4.31	0.021	0.034	2.690	
N3H5	4181.63	1.12	0.001	0.002	2.694	
N3H7	4182.40	1.67	0.001	0.002	2.694	
N3H8	4183.10	0.17			2.696	perm<.001 mD
N3H9	4183.88	2.20	0.002	0.004	2.697	
N3H10	4184.65	5.93	0.164	0.220	2.695	
N3H12	4185.21	4.58	0.020	0.033	2.689	
N3H14	4185.92	1.46	0.008	0.015	2.705	
N3H15	4186.32	0.62	0.001	0.002	2.701	
N3H16	4186.62	0.63	0.001	0.002	2.701	
N3H17	4187.20	3.40	0.026	0.040	2.701	
N3H18	4187.80	1.11	0.103	0.142	2.703	
N3H20	4188.31	0.37			2.693	perm<.001 mD
N3H21	4188.90	0.72	0.015	0.025	2.701	
Núcleo 4 - JsK: horizontal						
N4H1	4232.16	9.67	0.114	0.156	2.701	
N4H2	4232.44	12.68	0.805	0.977	2.697	
N4H4	4232.77	11.06	0.407	0.517	2.700	
N4H5	4233.54	10.49	0.906	1.090	2.700	
N4H7	4233.85	13.60	0.705	0.866	2.694	
N4H8	4234.18	14.77	3.819	4.292	2.696	
N4H9	4234.48	15.77	3.495	3.944	2.695	
N4H11	4234.94	11.36	0.540	0.672	2.697	
N4H12	4235.18	4.52	0.018	0.031	2.695	
N4H13	4235.50	12.27	0.333	0.424	2.696	
N4H14	4235.79	11.71	0.341	0.438	2.693	
N4H16	4236.25	10.46	0.195	0.254	2.695	
N4H17	4236.51	13.26	0.487	0.609	2.694	
N4H18	4236.76	12.88	0.338	0.431	2.694	
N4H20	4237.22	9.76	0.081	0.112	2.696	
N4H21	4237.52	9.76	0.081	0.112	2.701	
N4H23	4237.86	11.19	0.354	0.276	2.695	
N4H24	4238.15	3.94	0.015	0.009	2.695	

N4H25	4238.49	6.46	0.053	0.035	2.701	
N4H27	4238.89	4.59	0.012	0.006	2.701	
N4H28	4239.22	6.77	0.059	0.039	2.700	
N4H29	4239.42	8.41	0.250	0.190	2.699	
N4H31	4239.79	7.50	0.058	0.038	2.699	
N4H32	4240.18	6.12	0.037	0.023	2.699	
Núcleo 5 - JsK: horizontal						
N5H1	4291.24	1.39	0.002	0.003	2.761	
N5H3	4291.63	2.09	0.001	0.003	2.763	
N5H4	4291.89	6.13	0.026	0.041	2.738	
N5H5	4292.55	0.99	0.001	0.002	2.739	
N5H6	4292.85	8.07	0.104	0.142	2.725	
N5H7	4293.14	10.17	0.503	0.627	2.725	
N5H9	4293.52	12.21	1.972	2.285	2.703	
N5H10	4293.91	13.93	2.420	2.775	2.708	
N5H11	4294.19	5.55	0.032	0.049	2.712	
N5H12	4294.78	6.95	0.023	0.037	2.717	
N5H13	4295.14	8.31	0.096	0.132	2.714	
N5H14	4295.50	8.94	0.393	0.495	2.700	
N5H16	4296.20	0.13	0.001	0.002	2.697	
N5H17	4296.50	0.19			2.702	perm. <.001
N5H19	4296.75	0.23		0.001	2.697	
N5H20	4297.11	0.48	0.046	0.065	2.718	
N5H21	4297.49	0.33		0.001	2.723	
N5H23	4297.88	0.29		0.001	2.727	
N5H24	4298.16	0.24		0.001	2.719	
N5H26	4299.04	0.32		0.001	2.723	
N5H27	4299.42	0.43		0.001	2.722	
Núcleo 2 y 2C - JsK: vertical						
N2V2	4130.78	14.35	13.48	14.43	2.693	
N2CV3	4133.11	18.84	16.25	17.33	2.708	
N2CV7	4134.53	15.49	2.580	2.855	2.701	
N2CV15	4137.86	8.10	0.372	0.476	2.703	
Núcleo 3 - JsK: vertical						
N3V4	4181.00	4.21	0.020	0.033	2.695	
N3V11	4181.69	9.00	0.411	0.506	2.704	
N3V6	4182.35	1.54	0.010	0.019	2.694	
N3V13	4185.89	0.51			2.690	perm<0.001mD
N3V19	4188.17	0.23			2.697	perm<0.001mD
Núcleo 4 - JsK: vertical						

N4V3	4232.73	11.26	0.335	0.430	2.696	
N4V6	4233.82	13.46	0.678	0.834	2.696	
N4V10	4234.91	11.48	0.271	0.347	2.694	
N4V15	4235.82	12.67	0.462	0.578	2.694	
N1V19	4236.87	12.90	0.324	0.412	2.693	
N4V22	4237.79	10.42	0.174	0.130	2.694	
N4V26	4238.85	6.47	0.077	0.053	2.703	
N4V30	4239.75	7.11	0.062	0.042	2.698	
Núcleo 5 - JsK: vertical						
N5V2	4291.50	0.95	0.001	0.002	2.752	
N5V8	4293.47	9.61	1.186	1.412	2.700	
N5V15	4295.55	11.41	1.545	1.720	2.710	
N5V18	4296.54	0.20		0.001	2.700	
N5V22	4297.53	0.32		0.001	2.724	
N5V25	4298.52	0.31		0.001	2.710	

Tabla V.3.- Datos de petrofísica básica (porosidad y permeabilidad) obtenidos en los Tapones de los Núcleos del JSK del pozo Onel-1 (Pemex, 2007).

La relación porosidad permeabilidad en carbonatos es muy compleja, a través de los tapones cortados en núcleos se consigue una relación de estas variables obtenida mediante regresión lineal:

$$Y=f(x)= -2.547893011 + 20.188964218 * \text{Porosidad}$$

El coeficiente de regresión de 0.766

Esta relación correspondería a la matriz de la roca, ya que para que la muestra soporte el análisis debe cortar un cilindro perfecto, y esto solo se logra en la parte mas sólida de la roca. Al comparar la permeabilidad calculada mediante esta función con la obtenida mediante el registro de resonancia magnética nuclear presentan valores similares (Figura. V.1.).

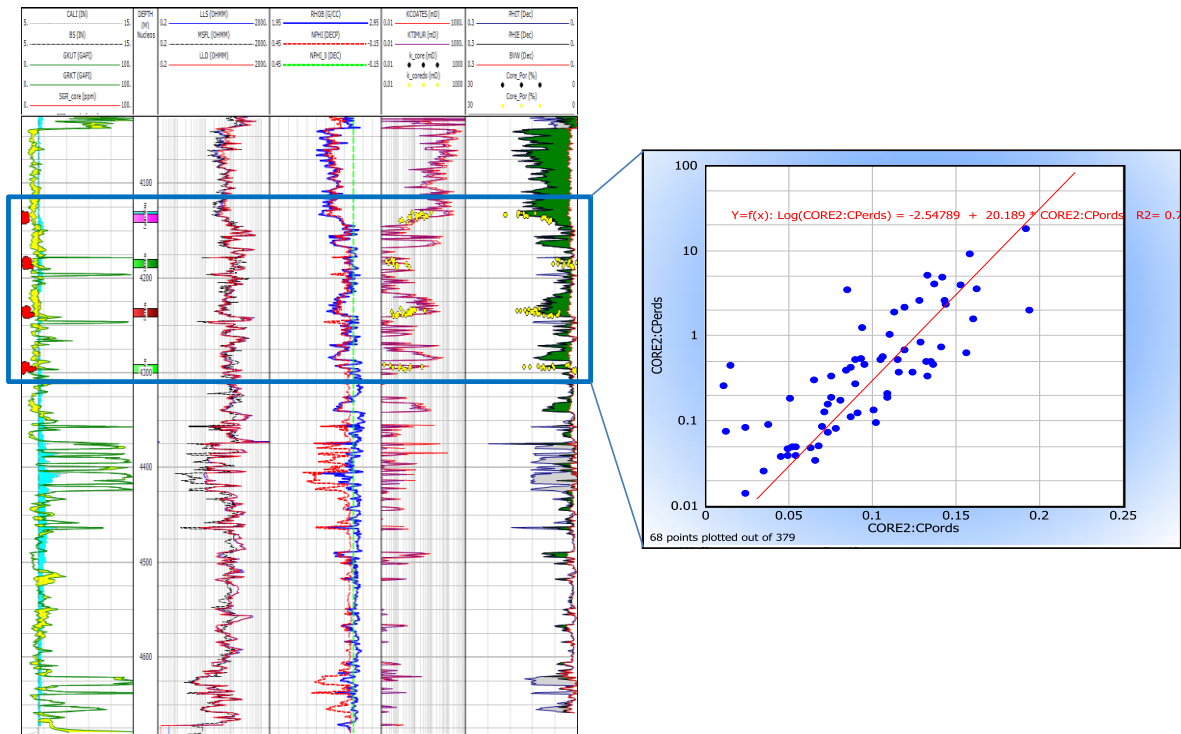


Figura V.1.- Registro compuesto del JSK del pozo Onel, los puntos rojos representan valores de rayos gamma de núcleo, y los puntos amarillos los valores de porosidad y permeabilidad de núcleos. A la derecha se muestra el gráfico semilogarítmico de datos porosidad vs permeabilidad de núcleos.

PUESTA EN PROFUNDIDAD DE LOS DATOS DE NUCLEOS

En 5 de los 6 núcleos recuperados del pozo ONEL-1 se corrieron registros rayos gamma espectral, los cuales se utilizaron para ubicar en profundidad los valores de porosidad y permeabilidad de los núcleos para su comparación con los registros geofísicos y modelo petrofísico, lo anterior debido a que el registro es medido con un profundímetro y los núcleos son cortados con la profundidad medida en la tubería de perforación. Las Figuras V.2 y V.3 muestran los núcleos 2C, 3, 4 y 5 con datos de rayos gamma espectral

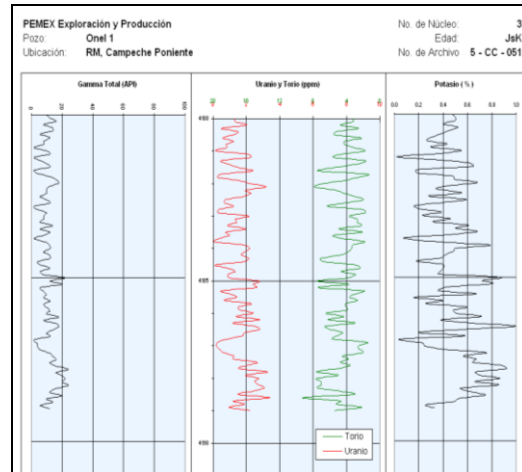
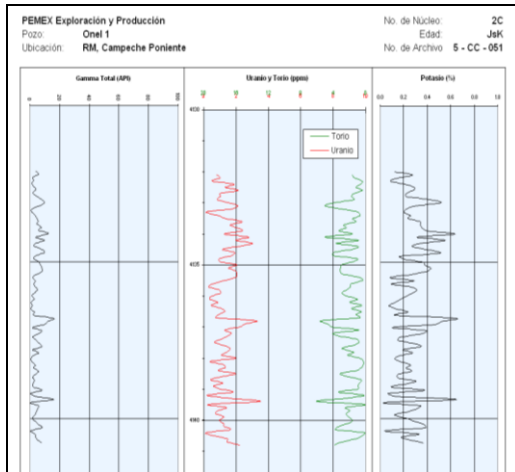


Figura V.2.- Registros correspondientes al rayos gamma espectral del complemento del núcleo 2 y núcleo 3, a nivel JSK del Pozo Onel-1.

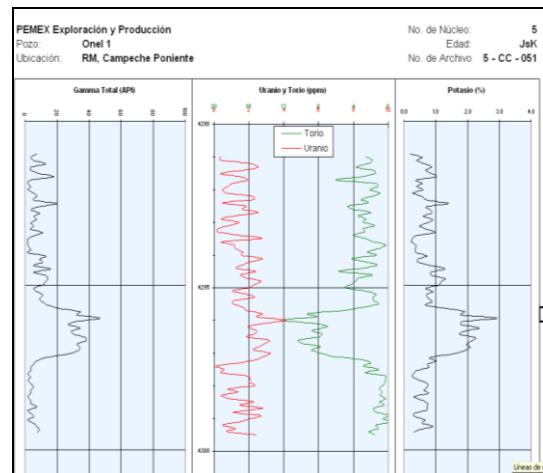
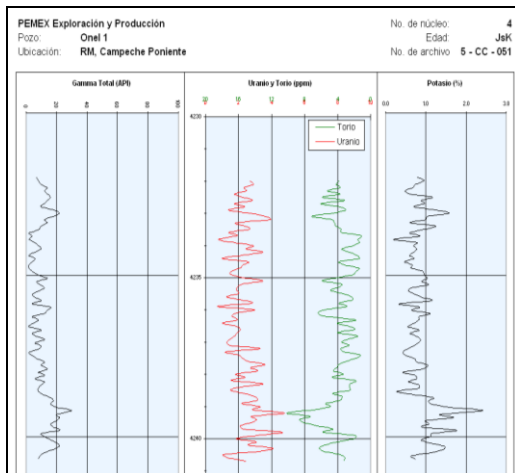


Figura V.3.- Registros correspondientes al rayos gamma espectral de los núcleos 4 y 5 a nivel JSK del Pozo Onel-1.

Posteriormente se comparó el volumen de minerales obtenido con el modelo petrofísico (Figura V.4) vs el contenido mineralógico arrojado por el análisis de difracción de rayos X en los núcleos (ver tabla V.4), mostrando una buena correlación.

	Número de Muestra	Profundidad (metros)	Análisis Total de la Muestra							
			Composición de la Roca (peso %)							abundancia relativa
			Cuarzo	Feldespatos		Calcita	Dolomita	Ankerita	Pirita	Arcillas Totales
de K	Plagio-clasa									
N-2	F11-H1	4130.27	1			98			1	100
	F7-H3	4130.84	1			98			1	100
	F5-H4	4131.10	1			98			1	100
	F1-H5	4131.39	2			97			1	100
N-2C	F48-H1	4132.63	1			98			1	100
	F46-H2	4133.05	1			98			1	100
	F44-H4	4133.63	1			98			1	100
	F43-H5	4133.86	1			98			1	100
	F42-H6	4134.31	1			99			tr	100
	F41-H8	4134.57	1			99			tr	100
	F38-H10	4135.53	1			98			1	100
	F34-H11	4136.16	1			99			tr	100
	F32-H12	4136.54	1			99			tr	100
	F27-H14	4137.82	1			99			tr	100
	F25-H16	4138.26	1			99			tr	100
	F24-H17	4138.59	1			99			tr	100
	F14-H18	4139.77	1			98			1	100
	F2-H19	4140.84	2			97			1	100

N-3	F48-H1	4180.12	1			99			tr	100
	F39-H3	4180.96	1			98			1	100
	F32-H7	4182.40	1			98			1	100
	F26-H9	4183.88	1			99			tr	100
	F15-H15	4186.32	1			99			tr	100
	F8-H18	4187.80	1			99			tr	100
	F1-H21	4188.90	1			99			tr	100

N-4	F31-H1	4232.16	1			99			tr	100
	F30-H2	4232.44	1			98			1	100
	F28-H4	4232.77	1			99			tr	100
	F24-H5	4233.54	1			99			tr	100
	F23-H7	4233.85	1			99			tr	100
	F22-H8	4234.18	1			99			tr	100
	F21-H9	4234.48	1			99			tr	100
	F19-H11	4234.94	1			99			tr	100
	F18-H12	4235.18	1			99			tr	100
	F18-H13	4235.50	1			99			tr	100
	F17-H14	4235.79	1			99			tr	100
	F15-H16	4236.25	1			99			tr	100
F15-H17	4236.51	1			98			1	100	

F14-H18	4236.76	1			99				tr	100
F12-H20	4237.22	1			99				tr	100
F12-H21	4237.52	1			99	tr			tr	100
F11-H23	4237.86	1			99	tr			tr	100
F10B-H24	4238.15	1			99	tr			tr	100
F10A-H25	4238.49	1			93	4		2	tr	100
F7-H27	4238.89	1			96	1		1	1	100
F6-H28	4239.22	1			97	1		1	tr	100
F6-H29	4239.42	1			98			1	tr	100
F3-H31	4239.79	1			98	tr			1	100
F3-H32	4240.18	1			99				tr	100

F29-H1	4291.24	1	1		49	49			tr	100
F27-H3	4291.63	1			52	46			1	100
F26A-H4	4291.89	1			51	47			1	100
F24-H5	4292.55	1			50	48			1	100
F23-H6	4292.85	1			52	46			1	100
F22B-H7	4293.14	1			89	8			2	100
F22-H9	4293.52	1			90	6			3	100
F18B-H10	4293.91	1			92	5			2	100
F18A-H11	4294.19	1			88	10			1	100
F16-H12	4294.78	1			81	16		1	1	100
F15-H13	4295.14	1			89	9			1	100
F15-H14	4295.50	2			86	10		tr	2	100
F13-H16	4296.20	4	1	1	83	8		1	2	100
F11-H17	4296.50	2	1		88	7		1	1	100
F10-H19	4296.75	1			92	6			1	100
F9B-H20	4297.11	1			72	10	16		1	100
F8-H21	4297.49	1			75		23	tr	1	100
F6-H23	4297.88	1			76	22			1	100
F5-H24	4298.16	1			74	23			2	100
F1-H26	4299.04	1			75	23		tr	1	100

Tabla V.4.- Contenido de minerales obtenidos a partir de los análisis de difracción de rayos X en los núcleos del pozo Onel-1, Pemex 2007.

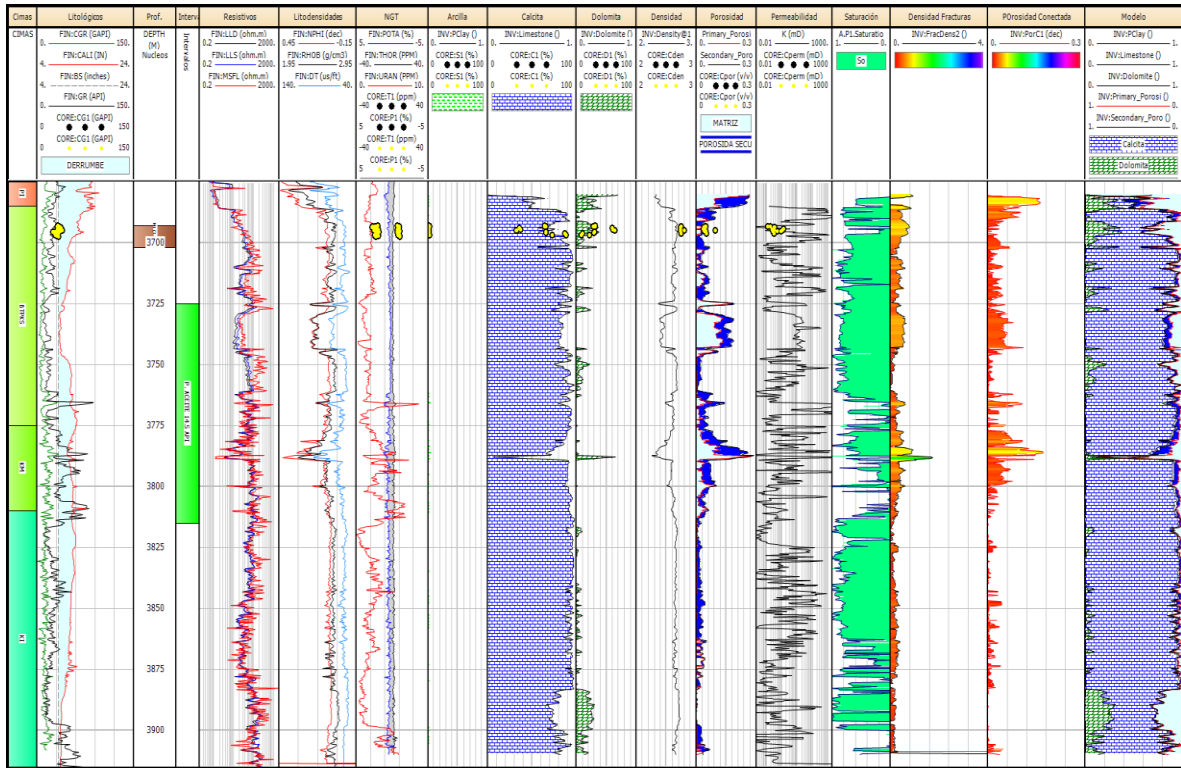


Figura V.4.- Gráfico comparativo mostrando la coherencia de los datos de núcleo obtenidos en laboratorio vs modelo petrofísico obtenido mediante inversión petrofísica para el Cretácico de Onel.

En la Figura V.4 se muestran en color amarillo los datos de laboratorio referentes al volumen de arcilla, dolomita, calcita, densidad de grano, permeabilidad, porosidad puestos en profundidad buen ajuste entre los datos de núcleos obtenidos en laboratorio con las curvas obtenidas con el modelado petrofísico.

Información de propiedades del yacimiento y de fluidos

Se revisaron los informes de análisis PVT para determinar el tipo de yacimiento así como la calidad de aceite del mismo. Se revisó el análisis stiff para identificar la salinidad del agua del yacimiento.

Así como el análisis de los datos obtenidos por los sensores de fondo para determinar características interpretadas a partir de éstas, como porosidad, permeabilidad, radio de alcance de la prueba, entre otros.

La prueba I se llevó a cabo en el intervalo 3725-3815 MVBMR de edad Cretácico Superior (brecha) y Medio, fué productor de aceite de 14.5° API aforado por un estrangulador de 1/2" con un gasto de 240 BPD.

La prueba II se realizó en el intervalo 4480-4520 MBMR (J.S.K.), el cual resultó invadido de agua salada con 225,000 ppm (ver análisis stiff, Figura V.5), este dato fue utilizado para el cálculo de la resistividad de agua de formación (Rw) a la temperatura de yacimiento.

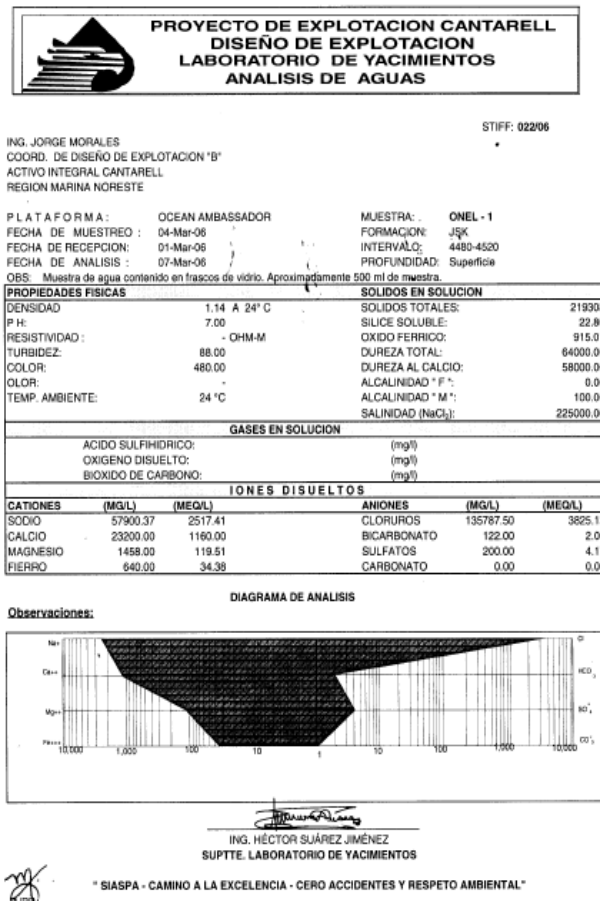


Figura V.5.- Resultados del análisis stiff del intervalo 4480-4520 m.

La prueba III se realizó en el intervalo 4220-4300 MVBMR (J.S.K.) y resultó con producción de aceite ligero de 34° API, además se tomó una muestra para análisis PVT (ver Figura V.6.).

Condiciones del Yacimiento		
Presión (Pi)	psia	kgf/cm ²
Temperatura (Ti)	309.2 °F	154.0 °C
Condiciones Estándar		
Presión (PCS)	15.00 psia	1.00 kgf/cm ²
Temperatura (TCS)	60.0 °F	15.6 °C
Estudio de la Muestra a Temperatura de Yacimiento		
Presión de Burbuja (Pb)	4728.0 psia	332.40 kgf/cm ²
Compresibilidad (6942 psia & pb)	3.777E-06 psia-1	5.372E-04 (kgf/cm ²)
Densidad del Fluido de Yacimiento a Pb	0.559 g/cm ³	559.1 kg/m ³
Masa Molar del Fluido de Yacimiento	74.4 g/mol	
Liberación Flash desde Condiciones de Yacimiento a Condiciones Estándar		
RGA	1639.0 scf/bbl	292.0 m ³ /m ³
Factor Volumétrico del Aceite a P ₂	2.124 vol/vol	
Densidad Medida del Aceite a 60 °F	0.854 g/cm ³	853.9 kg/m ³
Gravedad API Medida	34.0 API	
Masa Molar del gas	28.5 g/mol	
Predicción de Datos		
Estudio de Vaporización Diferencial a 154 °C		
FVF (B ₂) a P ₁	2.389 vol/vol	
FVF (B ₂) a P ₂	2.639 vol/vol	
Gas en Solución (R _s) a P ₂	2168.0 scf/bbl	386.2 m ³ /m ³
Viscosidad del Aceite de Formación a P ₂	0.177 cP	
Estudio de Prueba de Separación 360 psia y 45 °C		
FVF (B ₂)	2.016 bbl/stb	
Total Gas Oil Ratio	1438.0 scf/bbl	256.1 m ³ /m ³
Estudio de Prueba de Separación 327 psia y 30 °C		
FVF (B ₂)	2.008 bbl/stb	
RGA Total	1438.0 scf/bbl	256.1 m ³ /m ³

Figura V.6.- Resumen del análisis PVT del JSK de Onel-1(Pemex-Halliburton, 2006).

V.1.- Caracterización del sistema poroso

Determinación de tipos de Porosidad Secundaria

Las formaciones carbonatadas se caracterizan por la estructura compleja del sistema poroso, en la evaluación de carbonatos de doble porosidad el problema principal es la determinación de;

- Tipos de porosidad secundaria
- Cuantificación de Porosidad de Matriz
- Cuantificación Porosidad secundaria

El tipo de porosidad secundaria puede ser;

- Vugular
- Fracturas
- Canales

Y la porosidad de matriz;

- Intergranular
- Intercristalina (Kazatchenko, 2002).

Para la caracterización de este tipo de yacimientos se cuenta con información de estudios de laboratorio de núcleos, registros geofísicos convencionales, registros geofísicos especiales, pruebas de producción y sísmica 3D.

Cretácico

El yacimiento esta representado principalmente por brecha con porosidad intergranular con porosidad secundaria en fracturas, ver Figura V.7.

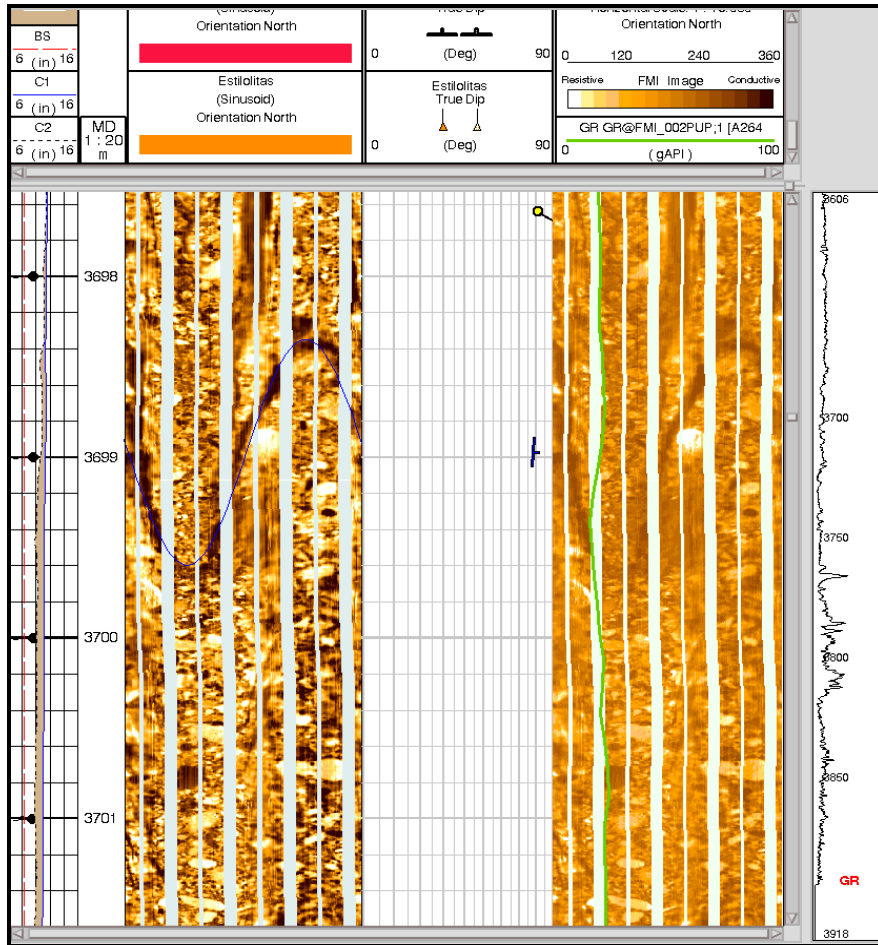


Figura V.7.- Registro Imágenes resistivas se observa Macro-fracturamiento en una zona brechada de grano fino y clastos de mediano tamaño que se presentan en el intervalo registrado.

En el nucleo-1 a la profundidad de 3699 m (Figura V.8), se observa porosidad secundaria en microfracturas abiertas confirmadas por el registro de microimágenes resistivas lo cual corresponde a cracks en el grafico de clasificación de poros secundarios (Figura V.10).



Figura V.8.-Microfotografía del núcleo-1 correspondiente al Cretácico, correspondiente a una Brecha carbonática según la clasificación de Dunham 1962, observándose en color azul microfractura abierta.

El estudio de XRD a esta muestra resulta en una composición de 63% de Calcita, 33% de Dolomita, 3% de Arcillas Totales y 1 % de Cuarzo.

Se realizó el análisis SEM en el cual se observa la microporosidad intercrystalina, ver Figura V.9;

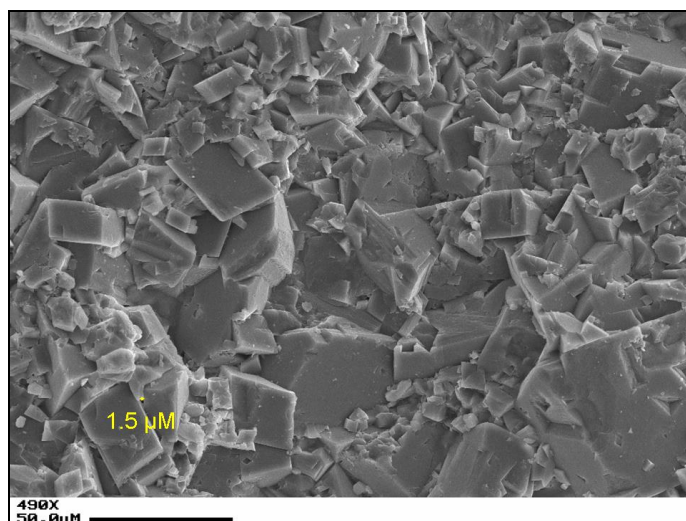


Figura V.9.- Microfotografía con sonda SEM mostrando la porosidad intercrystalina y cristales romboedrales de dolomita de grano fino, muestra a 3693.47 m, núcleo 1.

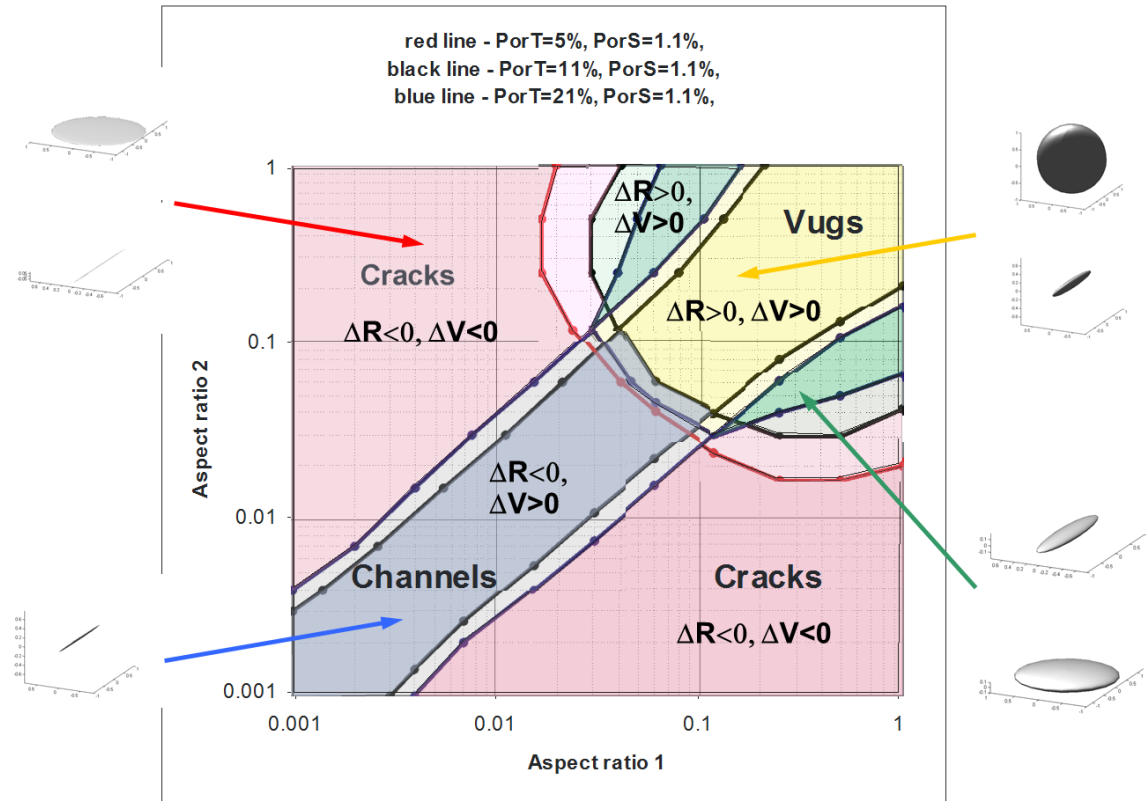


Figura V.10.- Clasificación de tipos de porosidad secundaria por relación de aspecto: elipsoides aplanados con $\alpha_1 \ll \alpha_2$ corresponderán a fracturas (flecha roja), los vùgulos tendrían una relación de aspecto con $\alpha_1 = \alpha_2$ (flecha amarilla), quasi vùgulos con relación de aspecto $\alpha_1 = 1$ y $\alpha_2 = 0.1$ ó $\alpha_1 = 0.2$ y $\alpha_2 = 0.04$ (flecha verde), por último la flecha azul indica los canales con relaciones $\alpha_1 = \alpha_2 = 0.02$ ó $\alpha_1 = \alpha_2 = 0.001$ (Kazatchenko *et al*, 2005)

Jurásico Superior Kimmeridgiano

Para el yacimiento Jurásico predomina la disolución (vugs) y en menor proporción el fracturamiento (cracks), Figura V.11.

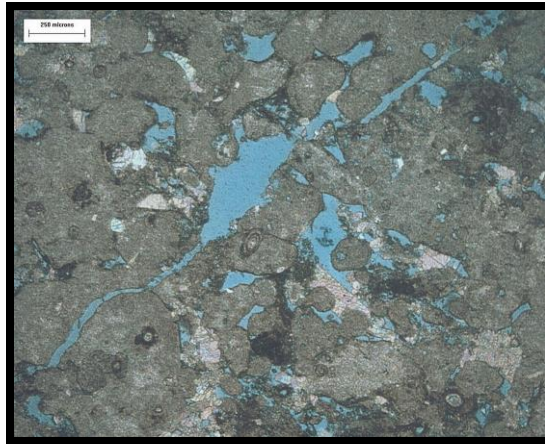


Figura V.11.- Porosidad secundaria de disolución y de microfractura conectando los vúgulos, núcleo 2, profundidad 4130.84 m.

En la figura anterior se muestra un packstone de ooides y peloides, matriz micrítica carbonática escasa y cemento calcítico. Contenido de peloides y ooides con desarrollo incipiente de algunas capas concéntricas. La sección presenta abundante porosidad de origen secundario por efectos de disolución, con recristalización parcial de calcita (ver Figura V.12).

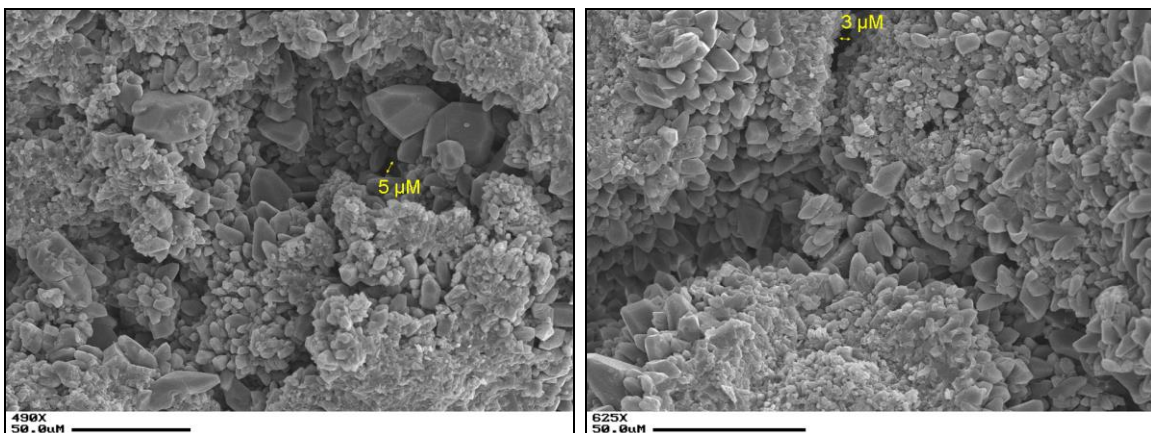


Figura V.12.- Fotografía obtenida mediante SEM mostrando la porosidad de disolución por vúgulos (parte izquierda) y microfractura (parte derecha), profundidad 4130.84 m, núcleo 2 del JSK del pozo Onel-1.

Mediante el estudio de XRD se identificó la siguiente composición mineralógica: 98% de calcita, 1 % de arcillas totales y 1% de Cuarzo, con una porosidad medida en laboratorio de 15.79%, una permeabilidad de 9.12 mD y una densidad de grano de 2.693 gr/cc.

En el JSK también se observa porosidad intergranular, intrafosilar (Figura V.13).

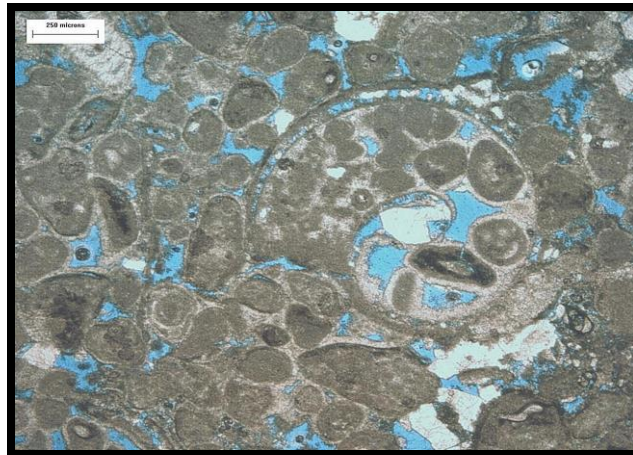


Figura V.13.- Grainstone y packstone de ooides y peloides, matriz micrítica carbonática escasa y cemento calcítico microcristalino así como un mosaico espático local. Porosidad de origen secundario por efectos de disolución con generación de porosidad móldica (núcleo 2 complemento, profundidad 4133.63 m).

V.1a.- Análisis y preparación de Registros

Se realizó un control de calidad de los registros tomados en el pozo Onel-1 en los intervalos de interés (Cretácico y JSK) considerando la sección repetida de registro, identificación de zonas con derrumbes y velocidad de toma de registro.

EDICIÓN DE REGISTROS

El proceso de control de calidad de las curvas de los registros geofísicos es crítico considerando que estas curvas son los datos de entrada para el modelado

petrofísico del pozo y en Geofísica para construir sismogramas sintéticos para calibrar la sísmica (DT, RHOB). La Figura V.14 muestra las corridas originales de los registros geofísicos etapa por etapa, sin edición.

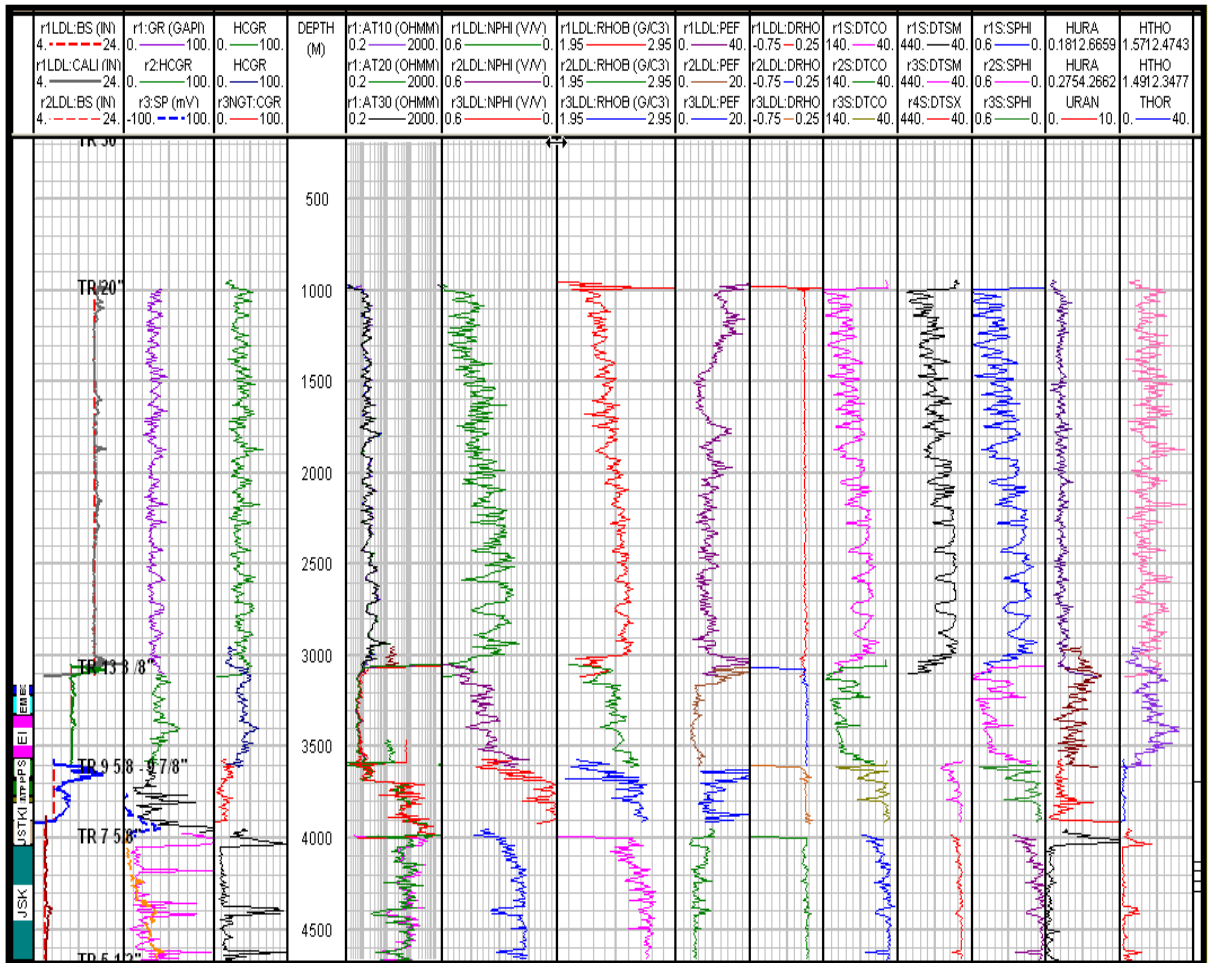


Figura V.14.- Registros geofísicos originales adquiridos en el pozo Onel-1, en todas las etapas de perforación.

En la Figura V.14 se observa lo siguiente:

En el carril uno, se observan las cuatro corridas de la curva de Bit Size (BS), con una escala de 4 a 24, es posible observar un traslape de información entre todas las corridas.

En el carril dos se observan las curvas de rayos gamma (GR), para cada corrida registrada en el pozo, con una escala de 0 a 100 gapi, éstas se graficaron con diferentes colores para cada una de las corridas para poder diferenciarlas. Se observan varias zonas de traslape entre corrida y corrida, además se aprecian zonas con repetición de información.

En el carril tres con una escala de 0 a 100 gapi, muestra la curva de rayos gamma corregido (HCGR), ésta información también se traslapa en las mismas corridas que la curva de GR, ocasionando con esto que se hiciera una corrección en la edición de ésta curva.

En el carril cinco se graficaron las corridas etapa por etapa de las curvas de resistividad profunda, con una escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohms/metro, donde se observan algunos picos que salen de escala, esto es debido a zonas de traslape entre corrida y corrida.

En el carril seis se graficaron las corridas originales de las curvas de porosidad neutrón, matriz caliza (NPHI) a una escala caliza de 0.45 a -0.15 v/v. Se pudo observar que ésta presenta algunas lecturas anómalas debidas a la falta de correcciones ambientales, además de ausencia de la misma, por ello ésta curva también se editó para mejorar la evaluación petrofísica.

En el carril siete se graficaron en diferentes colores las corridas etapa por etapa de la curva de densidad total (RHOB) en escala de 1.95 a 2.95 g/cm³. Esta curva tiene traslape y ausencia de información en el término e inicio de una y otra corrida y en algunas zonas del cretácico respectivamente y al igual que con la curva de neutrón, ésta se editó con la finalidad de evitar que en el modelo petrofísico arrojará porosidades efectivas no representativas del campo.

En el carril ocho aparecen las curvas originales en diferentes colores las corridas etapa por etapa de la curva del Factor Fotoeléctrico (PEF) con una escala de 0 a

20 barns, se observa que éste no funcionó bien debido a altas lecturas originadas por la presencia de barita.

En el carril nueve aparecen las curvas originales etapa por etapa de la curva de DRHO y nos indica que el registro no tiene una corrección importante, por lo tanto el registro rhob es confiable.

En el carril diez, se muestran las curvas del registro sónico compresional DTCO y sónico de Cizalla DTSM, en ambos se observa traslape y en el de Cizalla hay ausencia de información en un intervalo el Mesozoico.

En los carriles once a trece se muestran las curvas de uranio (URAN), torio (THOR) y potasio, (POTA) adquiridos como parte de la herramienta de espectroscopia de rayos gamma.

GENERACION DE CURVAS SINTETICAS

Para la parte superior del JST se estimó una curva sintética de CGR (ver Figura V.15) ya que faltaba una parte de la curva y dado que hay una relación aproximadamente constante con respecto a GR, se construyó una curva de tendencia para tratar de hallar una similitud con ésta. Posteriormente se reescaló la curva de GR para que quedara con los mismos valores de tendencia de la curva CGR, pero manteniendo la forma de GR, por último se pegaron las curvas (splice) y se obtuvo una curva de CGR continua final.

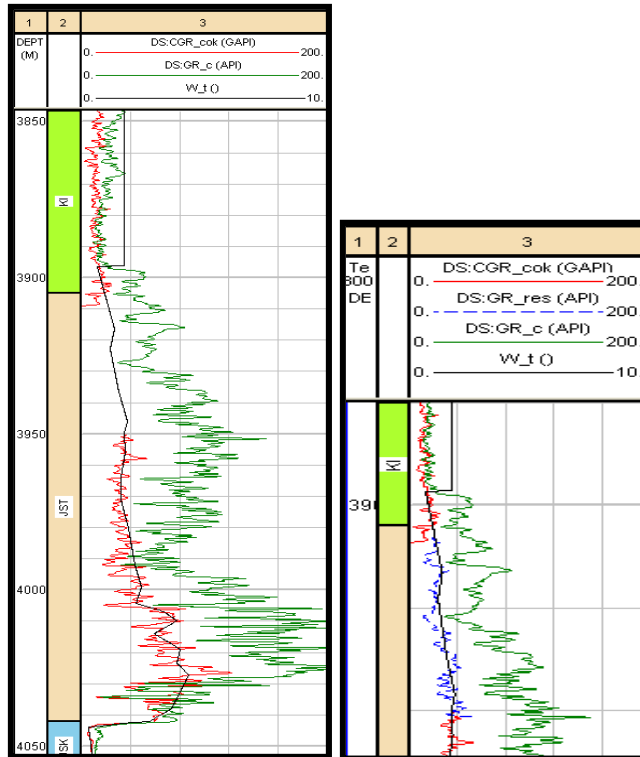


Figura V.15.- Cálculo de la curva sintética GR_res para la parte superior del JST (línea punteada azul).

Por su parte para la densidad, también se generó una curva sintética ($RHOB_c$) como se muestra en la figura V.16, usando una regresión multilínea con las curvas CGR_b, GR_c y RT_c en donde existe $RHOB_c$ (4042 a 3981.5 m) y se obtuvo una ecuación de ésta última como variable dependiente de todas las demás. Esta se aplicó en el intervalo faltante (3920 a 3995 m).

$$RHOB_{syn2} = 2.8606949 - 0.066564 * \text{Log}(\text{RT}) - 0.00103 * \text{GR} + 0.0003 * \text{CGR}$$

con un coeficiente de regresión (R2) de 0.63539

Para validar ésta ecuación, se construyó todo el sintético en el JST (4042 a 3727 m).

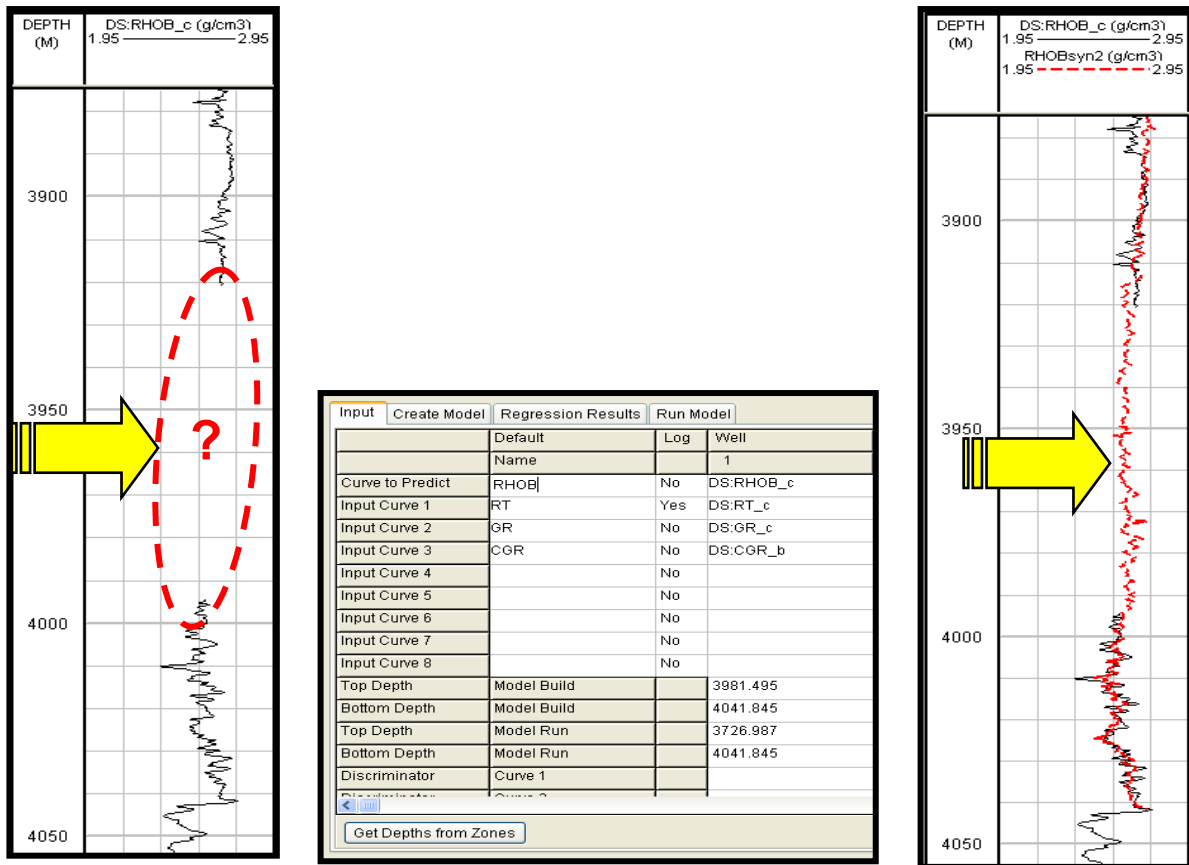


Figura VI.16 Cálculo de la curva sintética RHOBsyn2_res para la parte superior del JST (color rojo).

POSICIONAMIENTO EN PROFUNDIDAD DE REGISTROS GEOFISICOS

Al editar los registros de densidad y neutrón posicionándolos en la profundidad adecuada, nos aseguramos que se estén midiendo las mismas propiedades petrofísicas y litológicas para cada punto. La Figura V.17 muestra puntos que no tienen una correspondencia litológica con el yacimiento, los cuales son corregidos con la edición (ver Figura V.18).

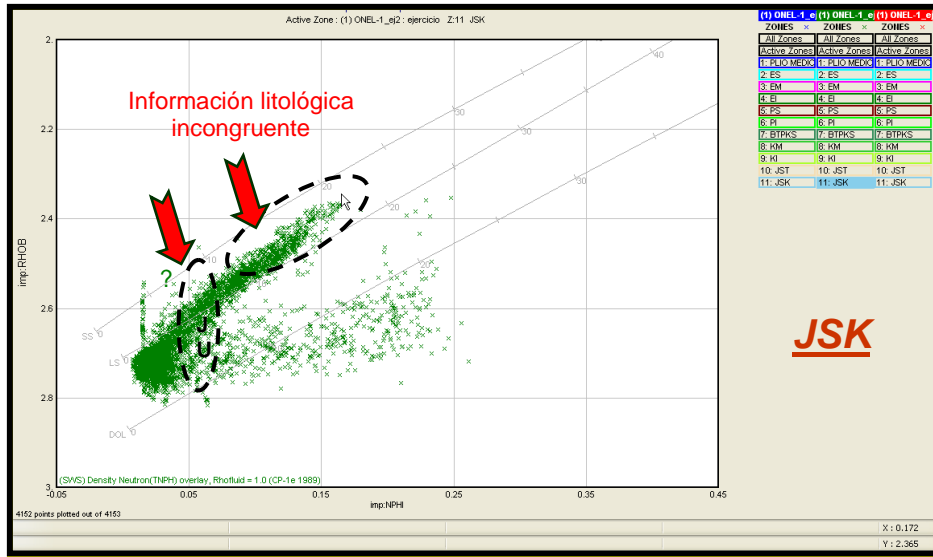


Figura V.17.- Crossplot nphi vs rhob para el JSK del pozo Onel-1, en el cual se aprecian zonas con datos no congruentes con la litología.

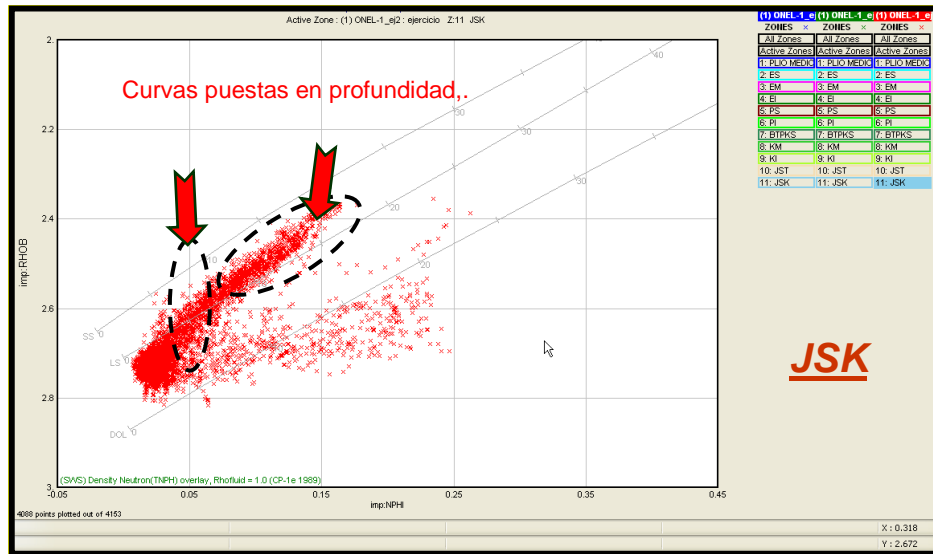


Figura V.18.- Crossplot nphi vs rhob para el JSK del pozo Onel-1 (en el mismo intervalo de la figura anterior) con datos puestos en profundidad y congruentes con la litología.

Finalmente, en la Figura V.19 se muestran las curvas ya puestas en profundidad.

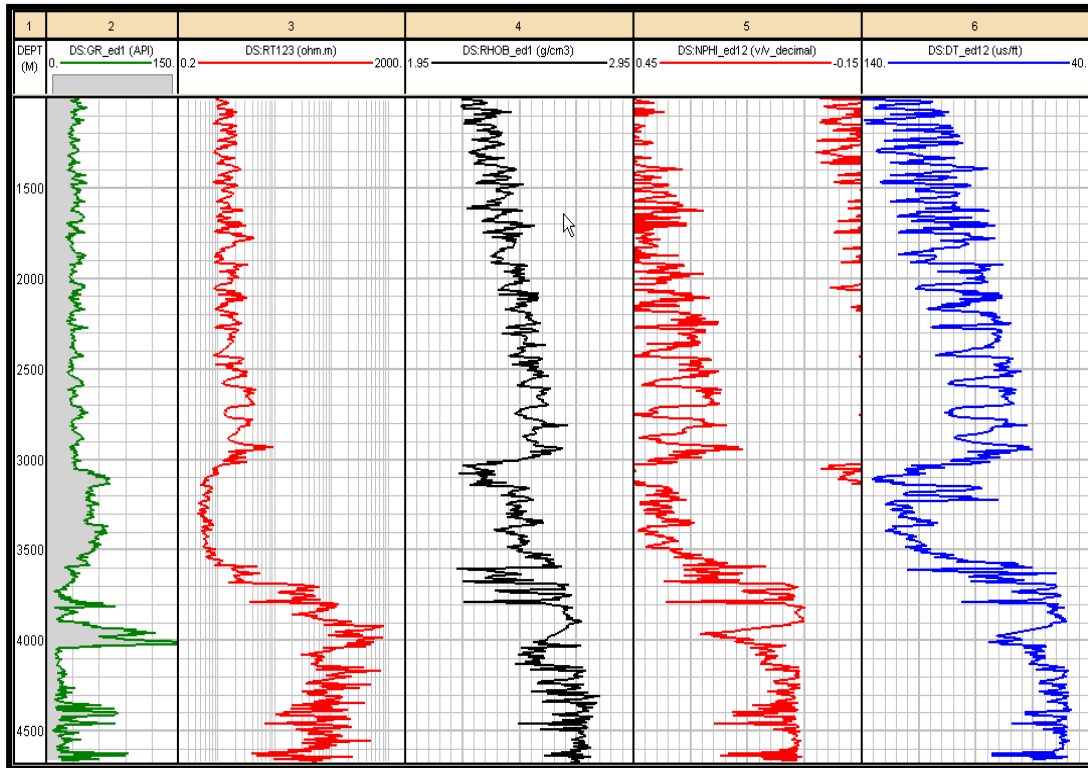


Figura V.19.- Registro compuesto mostrando las curvas puestas en profundidad para el pozo Onel-1, de izquierda a derecha, rayos gamma, resistividad, densidad neutrón, porosidad neutrón y sónico.

Como resultado del control de calidad en la edición de curvas de registros geofísicos para este se evitó omitir información, no se crearon tendencias ficticias, se evitó la incongruencia litológica de datos al graficar diversas propiedades (Nphi, Rhob, P_{imp}, S_{imp}, etc.) permitiendo obtener un modelo petrofísico más confiable.

CORRECCIONES AMBIENTALES A LOS REGISTROS

RESISTIVIDAD

Para obtener la resistividad verdadera de la formación en el pozo ONEL-1 se usó la resistividad profunda (LLD), somera (LLS) y el micro resistivo (MSFL) del registro doble laterolog de Halliburton y para ello se usó las cartas DLTF-3a, DLTF-3b de Halliburton, (ver Figura V.20).

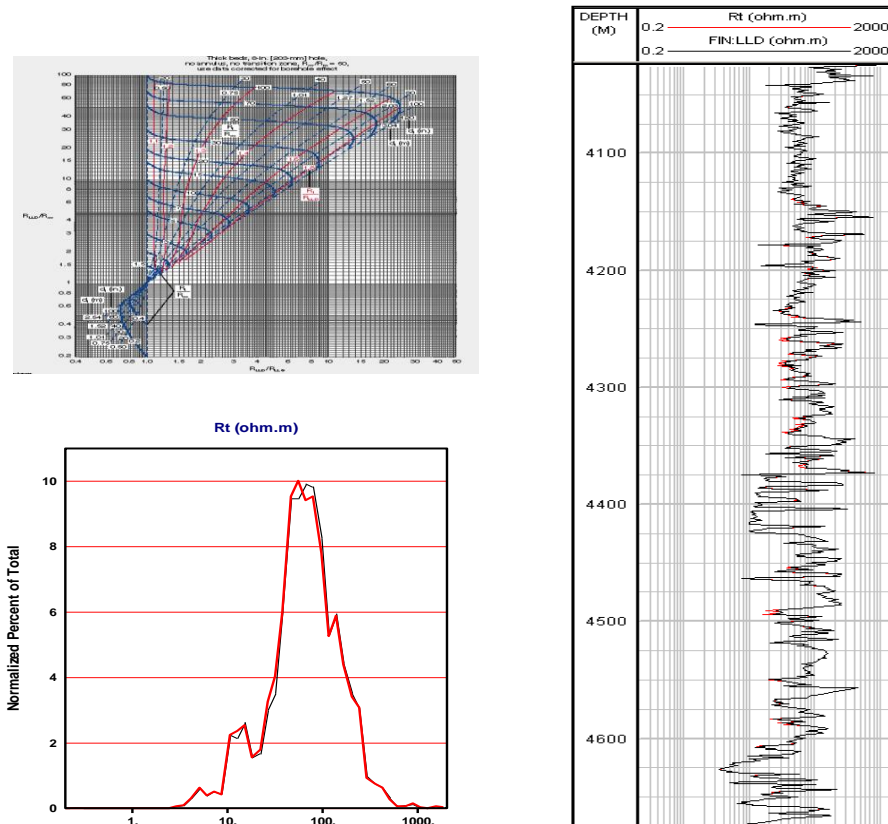


Figura V.20.- Gráfico de tornado extraído de las cartas de Halliburton para calcular diámetro de invasión y resistividad verdadera de la formación Rt (parte superior izquierda). En la parte inferior izquierda se observa un histograma de la curva LLD (color negro) y de la curva Rt (en color rojo) observándose que no hay un cambio importante en la curva con *Environmental Corrections*, aunque esta última se utilizó de todas forma en la evaluación petrofísica. En la derecha una imagen con curva del doble laterolog profunda en negro y la curva de Rt en rojo (escala logarítmica de 0.2-2,000 Ohm-m).

NEUTRÓN

Para obtener la porosidad neutrón se corrigió con los siguientes datos:

Calibrador (CALI)

Temperatura

Salinidad del pozo: 2 kppm

Salinidad de la formación: 225 kppm

Diámetro del pozo: 6.5 pulgadas

Densidad del lodo: 13.6 lb/gal

Standoff: 0 pulgadas

Mineralogía de la formación: dolomita

Lodo con Barita

y la curva resultante se muestra en la Figura V.21:

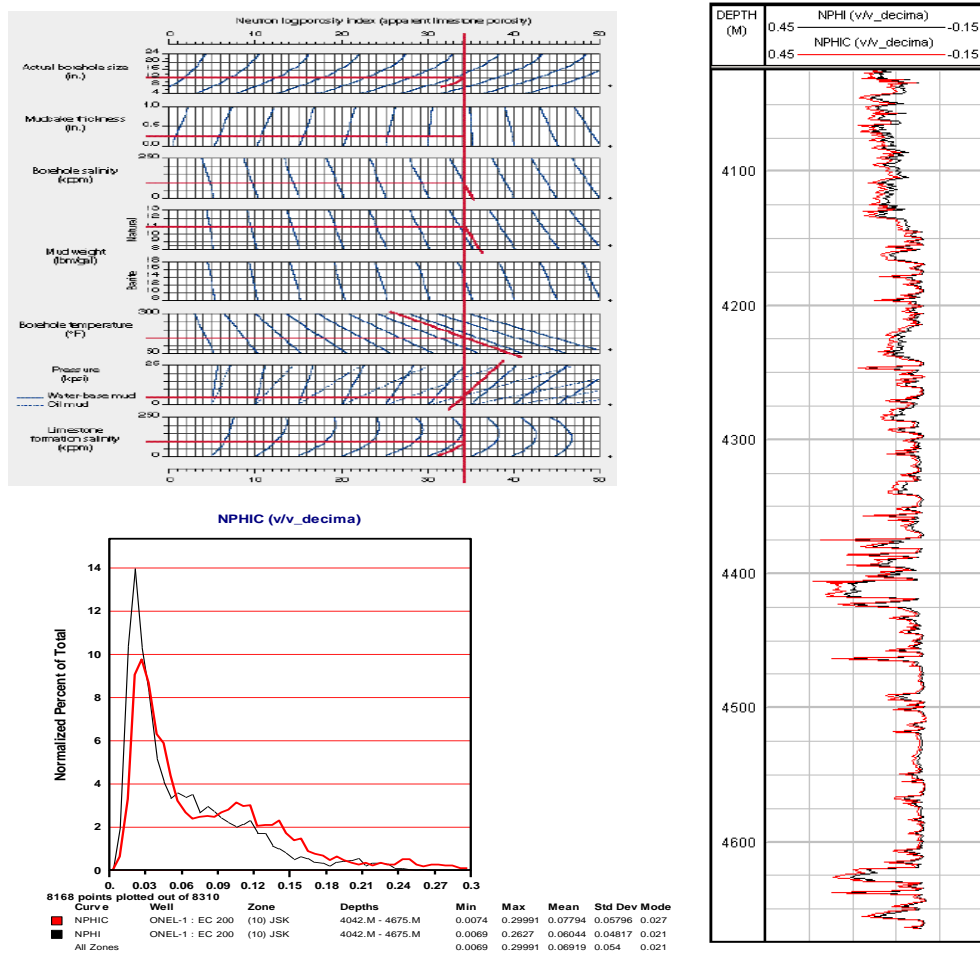


Figura V.21.- En la parte superior izquierda se muestra un ejemplo de un gráfico utilizado para efectuar correcciones ambientales de la curva neutrón de Halliburton para calcular la curva de porosidad neutrón corregida NPHIC. En la parte inferior

izquierda se presenta un histograma comparativo entre las curvas NPHI (color negro) y NPHI corregida (color rojo), además la estadística muestra un aumento en el valor medio nphi de 0.06 a nphi corregido de .077. En la parte derecha se observan una imagen con curva porosidad sin corrección en negro y la curva de porosidad corregida en rojo (escala 0.45 a -0.15 v/v).

V.1b.- Procesamiento

Para el procesado (Figura V.22) se utilizaron los siguientes registros geofísicos del pozo Onel-1 previamente validados y editados a nivel Cretácico y Jurásico Superior –Kimmeridgiano);

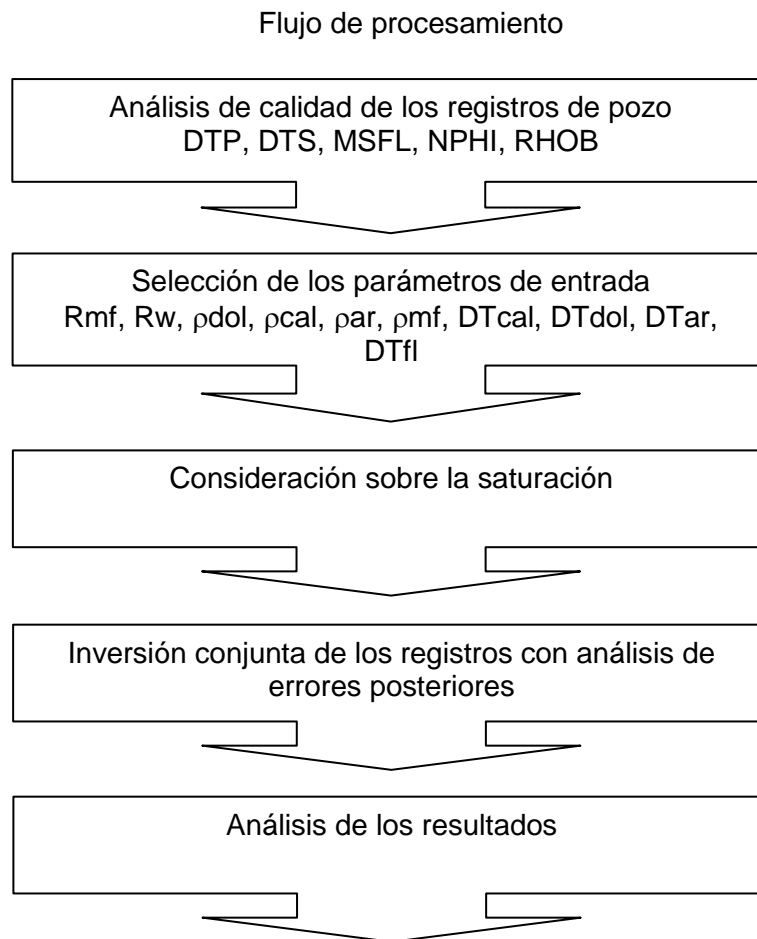


Figura V.22.- Flujo de procesamiento para el pozo Onel-1.

Las curvas CALI, BS se utilizan en la parte de control de calidad, en general para observar las zonas con derrumbes los cuales afectan las lecturas de las herramientas de registros geofísicos.

Parámetros utilizados:

Resistividad del filtrado de lodo

Este dato se tomó directamente del encabezado del Registro Geofísico de Resistividad, siendo para el Cretácico la $R_{mf} = 0.229$ ohmm a una temperatura de $102\text{ }^{\circ}\text{C}$, y para el Jurásico de 0.203 ohmm a $122\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Resistividad del agua congénita

Para el Cretácico se consideró la salinidad del acuífero regional ya, que el pozo no aporta agua en este yacimiento, el valor es de $130,000$ ppm de NaCl a temperatura ambiente, lo que a temperatura promedio de yacimiento ($102\text{ }^{\circ}\text{C}$) corresponde con una R_w de 0.023 ohmm (conductividad de 43.47). En el Jurásico la prueba de producción del intervalo 1 aporta agua de formación, de la cual el análisis stiff muestra una salinidad de $225,000$ ppm a $24\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que a una temperatura de yacimiento de $122\text{ }^{\circ}\text{C}$ corresponde con una R_w de 0.013 ohmm (conductividad de 76.92).

Densidad del filtrado de lodo

Para el Cretácico la densidad del filtrado de lodo durante la toma del registro resistivo fue de 1.51 gr/cc, y para el Jurásico de 1.63 gr/cc a temperatura ambiente.

Tiempo de tránsito de las ondas P y S, densidad en la matriz sólida (JSK).

DTP, DTS Y densidad de dolomías $44.5, 80$ us/ft; 2.83 gr/cm³

DTP, DTS Y densidad de calizas $49.0, 93.1$ us/ft; 2.71 gr/cm³

Tiempo de tránsito de la onda P, densidad en el fluido de pozo (JSK).

DTP del fluido de saturación 185 us/ft, densidad 1 gr/cm³ para el caso de agua.

Densidad y conductividad del fluido de saturación; según la tabla “relación de pozos y datos para procesar con sónico”

DTO, DTS, densidad, conductividad y porosidad de la arcilla con presiones correspondientes a las profundidades de interés:

85.0, 143 us/ft, 2.2 gr/cm³, 0.5 (Ωm)⁻¹.

Tiempo de tránsito de las ondas P y S, densidad en la matriz sólida (Cretácico).

Tiempo de tránsito de la onda P, densidad en el fluido de pozo (Cretácico).

Los cuales se cargaron y procesaron en el software especializado para inversión petrofísica del IMP, con lo cual se obtuvo un modelo preliminar.

V.2.- Saturación de fluidos

La definición de saturación = $\frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen de poros}}$

Saturación de agua = $\frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen de poros}}$

Saturación de hidrocarburos = 1 – Sw

V.2a.- Estimación de saturación de agua mediante inversión de datos de registros de pozos.

Involucra dos pasos: el primero es realizar la inversión conjunta de datos de registros de pozo para determinar la microestructura porosa (tipo y concentración de poros secundarios), los datos de entrada son para la inversión incluyen registros medidos por herramienta micro-electrica (MSFL), tiempos de tránsito de

la formación (ondas P y S) del registro sísmico, porosidad total (registro de neutrón), densidad de formación (registro de densidad), resistividad y densidad del filtrado del lodo y tiempos de tránsito de la onda P en la matriz sólida y fluido del pozo. El modelo de la microestructura obtenido por la inversión corresponde a la zona lavada, y los poros primarios y secundarios se asume están completamente saturados con filtrado de lodo. Como resultado de la inversión obtenemos valores de porosidad de matriz y secundaria e identificar los tipos de poros secundarios. El segundo paso es estimar S_w minimizando la diferencia entre la resistividad calculada y la medida por laterolog profunda (ver Figura V.23). La resistividad teórica se predice usando el modelo de doble porosidad obtenido durante el primer paso y asumiendo S_w iguales en la matriz y los poros secundarios (Kazatchenko *et al*, 2006).

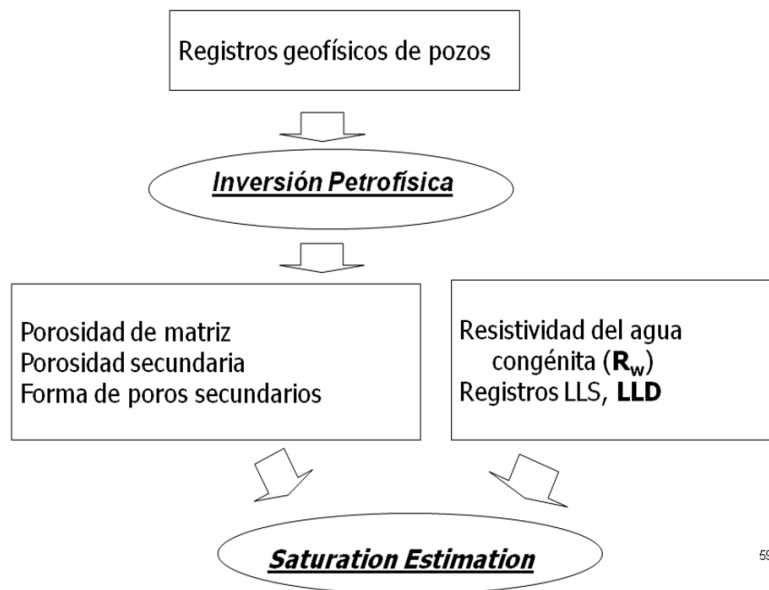


Figura V.23.- Proceso para obtención de Saturación de agua mediante inversión petrofísica.

V.3.- Porosidad de Percolación

Conectividad de poros secundarios

El grado de conectividad de poros secundarios se requiere para una correcta predicción de la permeabilidad y pronóstico del comportamiento del yacimiento. Una característica cuantitativa de la conectividad de los poros puede introducirse basado en el concepto de porosidad de percolación. La porosidad de percolación es definida como la porosidad crítica que corresponde al umbral de percolación donde los poros de cierta forma llegan a estar interconectados y constituyen un grupo de largo infinito. Conociendo la relación de aspecto (forma de los poros) y los resultados de inversión, se calcula esta porosidad de percolación usando la fórmula propuesta por Garbochi *et al*, 1995 para esferoides libremente sobrelapados localizados en una matriz al azar (ver Figura V.24).

$$\phi_p = \frac{9.875\alpha + \alpha^2}{7.742 + 14.61\alpha + 12.33\alpha^{1.5} + 1.763\alpha^2 + 1.658\alpha^3},$$

Donde ϕ_p es la porosidad de percolación que iguala la fracción de volumen crítico ocupada por esferoides sobrelapados con una relación de aspecto α . Ahí la diferencia entre las porosidades de percolación y secundaria, o la relación de aspecto de la porosidad secundaria para la porosidad de percolación calculada para la relación de aspecto correspondiente a la forma de los poros secundarios puede ser usada para ensayar el grado de interconexiones de poros secundarios (Kazatchenko *et al*, 2007).

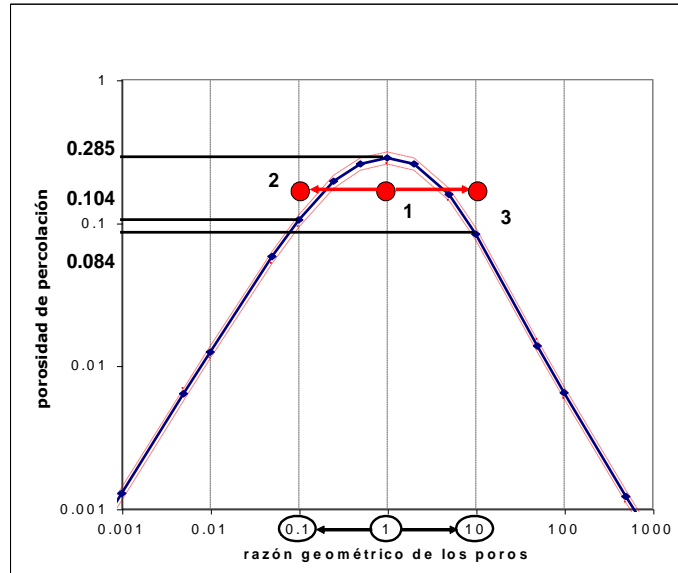


Figura V.24.- Experimento de Garbochi para porosidad de percolación.

VI.- INTEGRACION DE INFORMACION Y RESULTADOS

Cretácico, registros especiales Microimagenes Resistivas

El registro de microimagenes resistivas proporciona información del echado de capas e identificación de fracturas en un pozo. En este caso se utilizó esta información para comparar los resultados obtenidos mediante la metodología de inversión petrofísica (ver Figura VI.1).

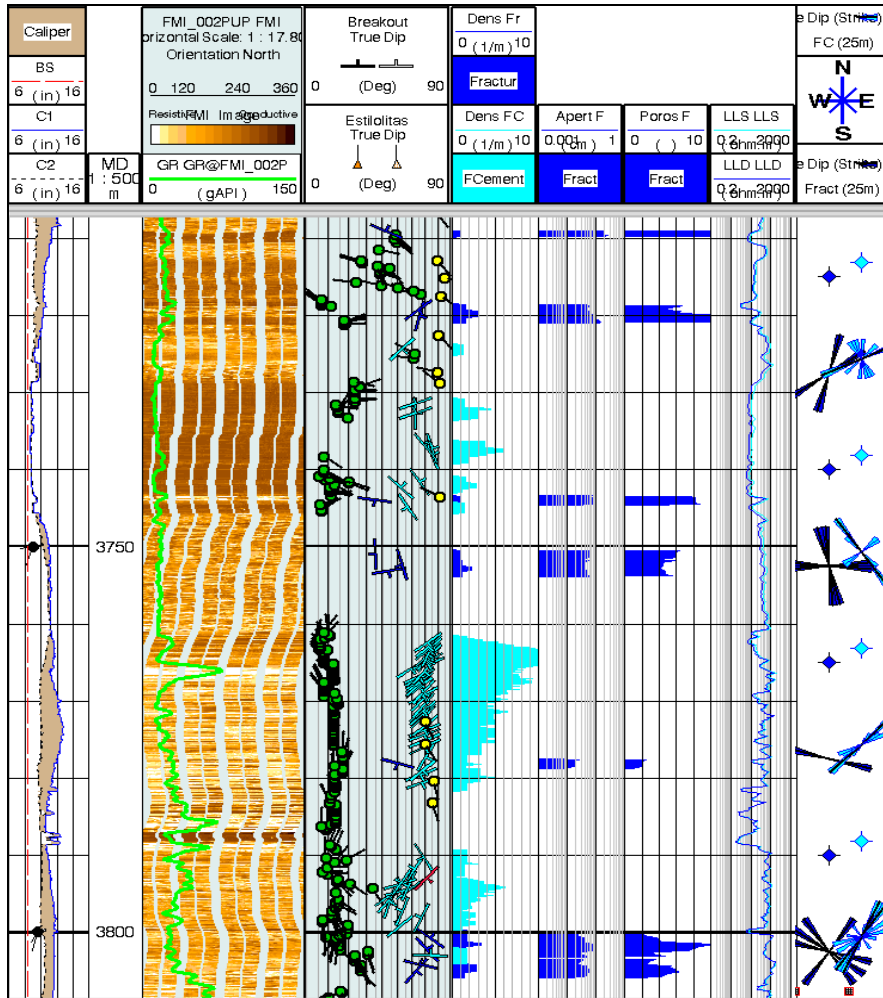


Figura VI.1.- Procesado del registro de Microimagenes resistivas en el intervalo de Cretacico del pozo Onel-1, en color azul intenso se muestran las fracturas interpretadas como abiertas, en azul claro las fracturas cementadas.

En el intervalo de Cretácico 3606-3370 m del pozos Onel-1 las fracturas abiertas presentan una rumbos NW-SE y NE-SW principalmente, (ver Figura VI.2).

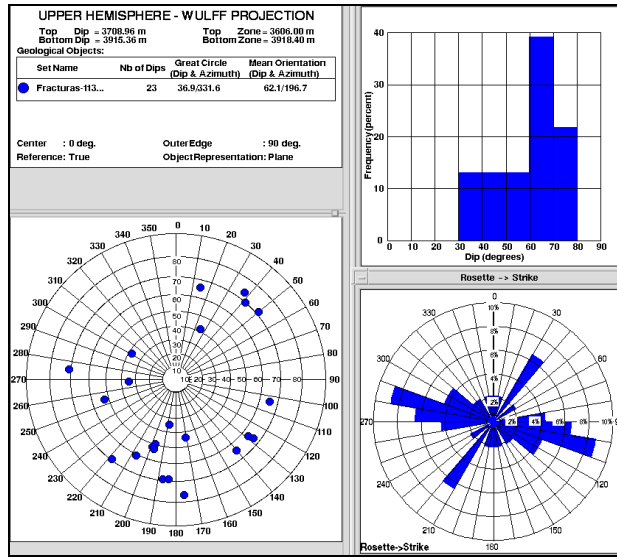


Figura VI.2.- Red Estereográfica, histograma y Rumbo de las 23 fracturas abiertas interpretadas en el pozo Onel-1, intervalo 3606-3918 m.

Para el caso de las fracturas cementadas presentaron rumbo NE-SW principalmente, (ver Fig. VI.3).

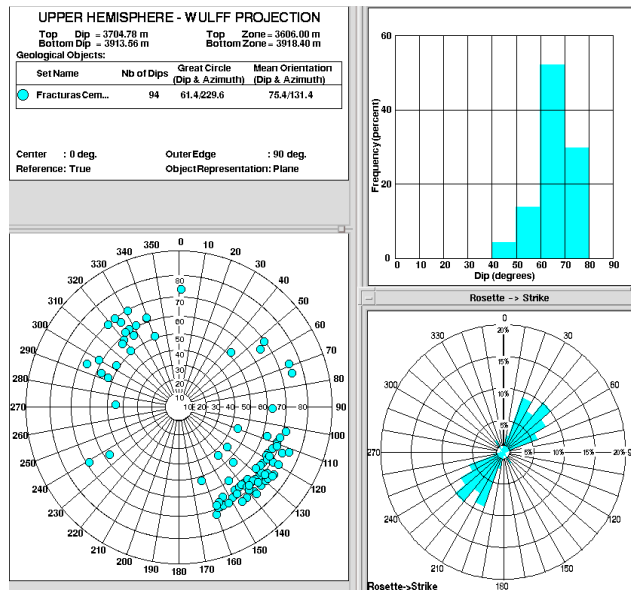


Figura VI.3.- Red Estereográfica, histograma y Rumbo de las fracturas cementadas interpretadas en el pozo Onel-1, (intervalo 3606-3918 m).

Como resultado principal a continuación se muestra un registro compuesto final de la inversión petrofísica (ver Figura VI.4), en el carril 1 se muestra el registro de Rayos Gamma y la curva de calibrador del pozo, en el segundo carril se muestran las curvas de resistividad somera MSFL y profunda LLD, para el tercer carril se graficó las curvas del sónico compresional DTP y de cizalla DTS, en el carril numero cuatro se muestra la curva de densidad RHOB, para posteriormente representar los errores de la inversión.

En el rectángulo en verde se muestra el intervalo probado 3725-3820 m, que resultó productor de aceite, posteriormente se muestra el carril de profundidad medida y el núcleo No. 1, con una imagen de la brecha mostrando una microfractura abierta.

Posteriormente se muestra el carril de Litología, predominando la calcita, en menor cantidad dolomita y arcilla. Continuando hacia la derecha se muestra el carril de porosidad de matriz (gris oscuro), secundaria (gris claro), la saturación en la matriz (magenta) y la porosidad secundaria (verde).

El siguiente carril muestra la porosidad vugular PS1 Y las Fracturas PS2, así como la percolación en los vúgulos Perc 1 y en las fracturas Perc 2, posterior a esta curva se muestra la densidad de fracturas y en rojo la porosidad conectada, en puntos azules se muestran las fracturas interpretadas en el registro de imágenes resistivas.

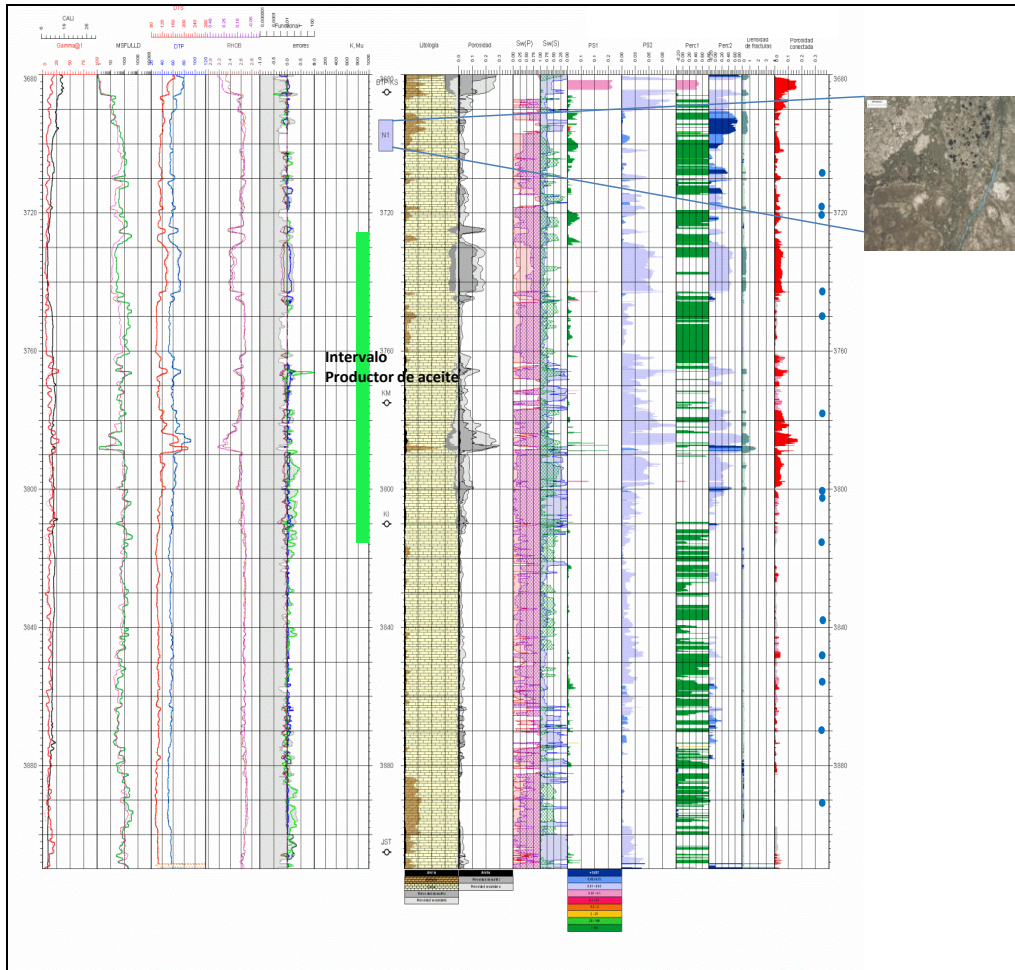


Figura VI.4.- Procesado por inversion petrofísica del pozo Onel-1 a nivel Cretácico.

JSK, registros especiales Microimagenes Resistivas

El JSK contiene menor cantidad de fracturamiento comparado con el Cretácico, y predomina la disolución de la roca, como principal tipo de porosidad secundaria.

En las Figuras VI.5 y VI.6 se muestra el resultado del procesado del registro de Imágenes resistivas para el JSK de Onel-1.

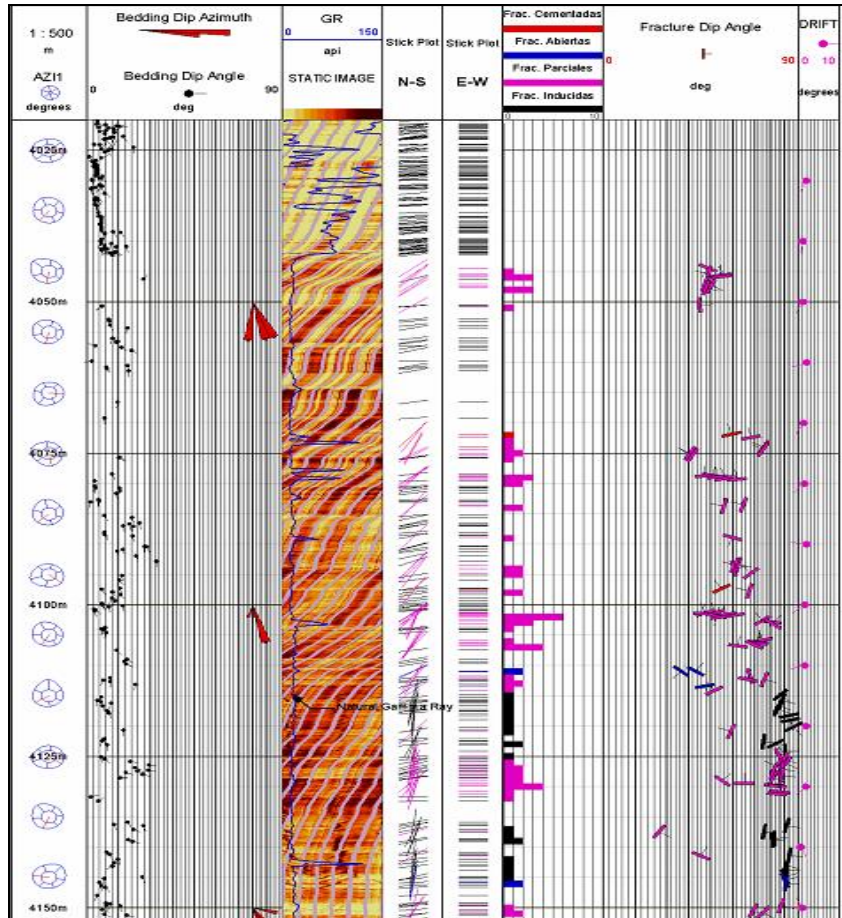


Figura VI.5.- Imagen correspondiente al registro de microimagenes resistivas JSK de Onel-1, en el Intervalo de profundidad 4025-4150 m se observa en color azul las escasas fracturas abiertas interpretadas en el registro de microimagenes resistivas.

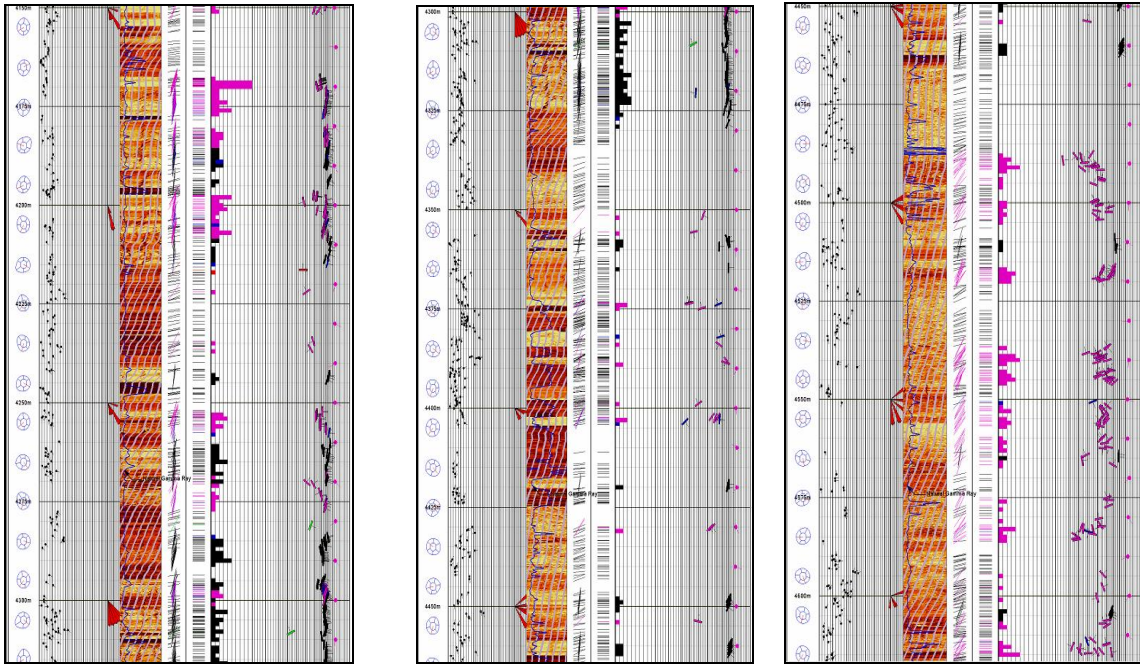


Figura VI.6.- Imágenes del registro XRFMI en los intervalos 4150-430 m, 4300-4460 m, 4450-4650 m, mostrando escasas fracturas abiertas (color azul), en negro las fracturas inducidas y en magenta las fracturas parcialmente abiertas, (JSK del pozo Onel-1).

A continuación se muestra en la Figura VI.7 el registro compuesto final para el JSK de Onel-1;

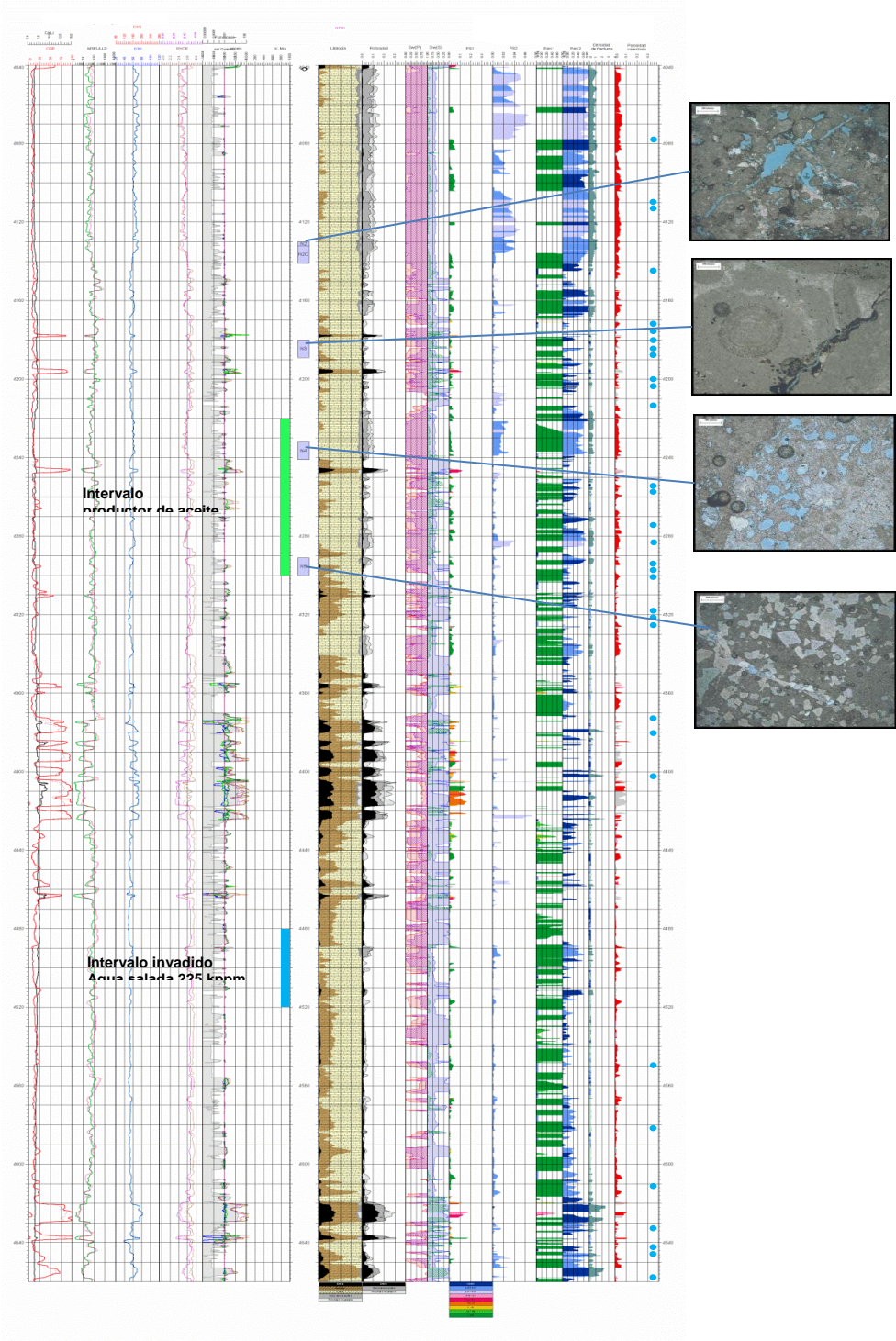


Figura VI.7.- Procesado por inversión petrofísica del pozo Onel-1 a nivel JSK.

En el carril 1 se muestra el registro de Rayos Gamma y la curva de calibrador del pozo, en el segundo carril se muestran las curvas de resistividad somera MSFL y profunda LLD, para el tercer carril se graficó las curvas del sónico compresional DTP y de cizalla DTS, en el carril numero cuatro se muestra la curva de densidad RHOB, para posteriormente representar los errores de la inversión.

En el rectángulo en verde se muestra el intervalo probado 4220-4300 m, que resultó productor de aceite, y el rectángulo azul el intervalo 4480-4520 m invadido de agua salada de 225,000 de salinidad, posteriormente se muestra el carril de profundidad medida con rectángulos en gris mostrando la profundidad de los núcleos 2, 2C, 3, 4 y 5, mostrando la variabilidad de porosidad y mineralogía en el JSK de Onel-1.

Posteriormente se muestra el carril de litología, predominando la calcita, en menor cantidad dolomita y arcilla. Continuando hacia la derecha se muestra el carril de porosidad de matriz (gris oscuro) y secundaria (gris claro), y la saturación en la matriz (magenta) y en la porosidad secundaria (verde).

El siguiente carril muestra la porosidad vugular PS1 y las Fracturas PS2, así como la percolación en los vúgulos Perc 1 y en las fracturas Perc 2, posterior a esta curva se muestra la densidad de fracturas y en rojo la porosidad conectada, en puntos azules se muestran las fracturas interpretadas en el registro de imágenes resistivas.

Posteriormente se comparó la información interpretada de fracturas en el registro con el atributo sísmico ant-tracking en el software Petrel, mostrando cualitativamente la orientación principal de las fallas y fracturas para el Cretácico y Jurásico del campo Onel (Figura VI.8).

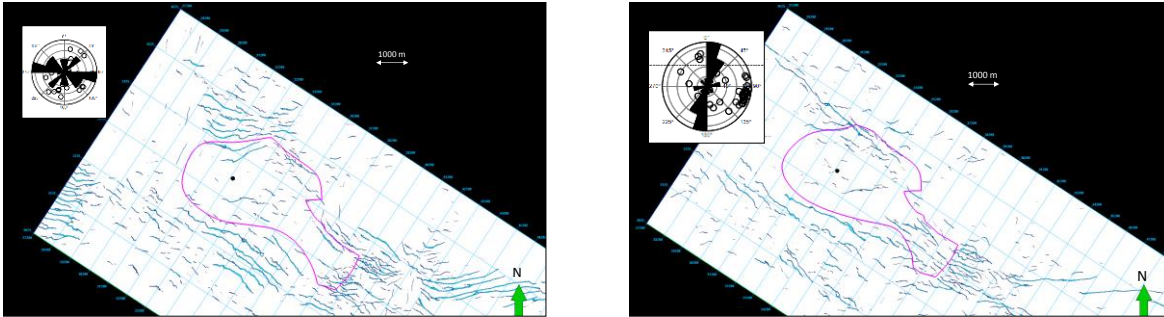


Figura VI.8.- En la parte izquierda se observaron los alineamientos principales correspondientes a estructuras identificadas en el atributo ant-tracking del Cretácico de Onel y la roseta de fracturas abiertas interpretadas en el registro FMI. EN la imagen de la derecha se observan los alineamientos para el JSK y la roseta de direcciones del fracturamiento del camp Onel.

El algoritmo ant-tracking utiliza los principios de un sistema de colonia de hormigas para extraer superficies con tendencias similares en datos ruidosos.

En el caso del Cretácico la orientación de las fracturas abiertas son consistentes con las estructuras obtenidas de la sísmica mediante el atributo ant-tracking con un rumbo preferencial NW-SE.

En el JSK de acuerdo al registro de imágenes resistivas de pozo la orientación de las fracturas es N-S, lo cual no es consistente con lo encontrado en el atributo sísmico ant-tracking, en el cual se observan orientaciones de las estructuras principales N-W-SE.

Una explicación de esta diferencia es la escala de las mediciones, ya que los núcleos proporcionan mediciones a escalas de centímetros, al igual que los registros geofísicos, y la resolución sísmica en este caso es de alrededor de 120 m (Figura VI.9).

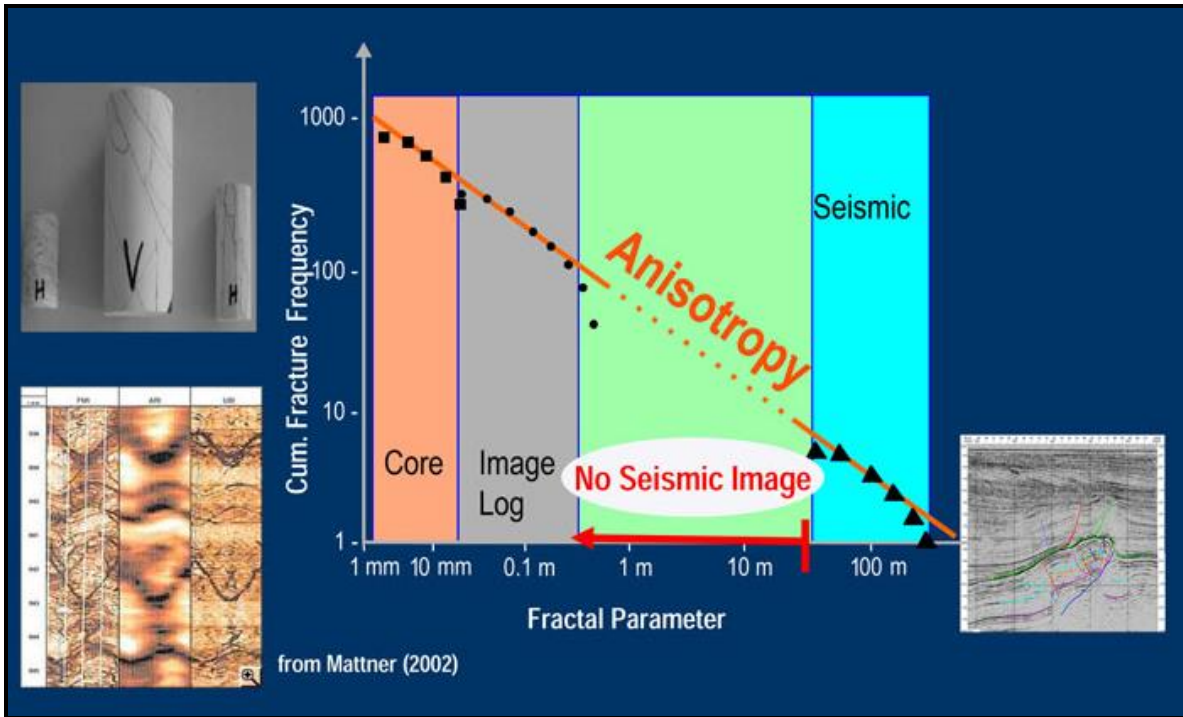


Figura VI.9.- Escala de análisis de fracturas, según Mattner, 2002.

Un fractal es un objeto geométrico cuya estructura básica, fragmentada o irregular, se repite a diferentes escalas, y fue propuesto por el matemático Menoit Bandelbrot en 1975.

VI.1- RESULTADOS

Se utilizó la información de núcleos, registros geofísicos básicos y especiales, resultados de pruebas de producción, información sísmica 3D, para generar un modelo petrofísico consistente con la información antes mencionada.

Se caracterizó cuantitativamente la mineralogía, el tipo y distribución de la doble porosidad, así como los fluidos mediante inversión petrofísica.

El mineral más abundante para los yacimientos de Cretácico y JSK es la calcita, en menor proporción la dolomita, y escasa arcilla.

Para el yacimiento Cretácico predomina la porosidad de matriz y en menor proporción los vóculos y microfracturas.

Para el yacimiento Jurásico predomina la porosidad de matriz, escasa porosidad secundaria en forma de vóculos y fracturas.

Como resultado de inversión petrofísica se determinaron los intervalos óptimos con mayor porosidad secundaria conectada para producción de hidrocarburos;

En el Cretácico los intervalos son 3693-3743 m y 3775-3800 m.

En JSK el intervalo es 4040-4140 m.

Se determinó la probabilidad de interconexión de poros secundarios para predecir la permeabilidad de formación.

Se reconstruyeron los registros de onda S, importantes para estimar parámetros geomecánicos y calibración de datos sísmicos.

VII.- CONCLUSIONES

El método de inversión conjunta de registros aplicado para discretizar la porosidad en carbonatos demostró ser consistente con la información de núcleos, registros geofísicos básicos y especiales, así como con la información de producción y la sísmica 3D.

La identificación del tipo de porosidad primaria y secundaria de un yacimiento, así como la cuantificación de la misma, es relevante para el diseño y construcción de pozos de desarrollo que generen mayor producción de hidrocarburos, y en yacimientos maduros es indispensable para la implementación de sistemas de recuperación secundaria, como inyección de gas, nitrógeno, agua, etc.

Otra aplicación de la Caracterización del sistema poroso, es la selección de intervalos para pruebas de presión- producción que tenga un mayor aporte de hidrocarburos, y en su caso la selección de intervalos para fracturamiento artificial y poder aumentar la conectividad de los espacios porosos, así como el ahorro en pistolas y menor daño al yacimiento.

Los estudios de discretización de porosidad también sirven de base para mejorar los tiempos y costos en la construcción de futuros pozos (geomecánica), además de utilizarse como insumo para la caracterización dinámica de yacimientos (simulación de yacimientos).

En los estudios de Caracterización de Yacimientos es necesario utilizar la información de registros de hidrocarburos, pruebas de presión producción, núcleos, registros geofísicos básicos y avanzados de pozos, modelos de simulación, para construir el modelo estático consistente con la información antes mencionada.

Actualmente esta en perforación el pozo Onel-2. El cual aportará nueva información de yacimiento, y para lo cual se recomienda aplicar la presente metodología para discretizar la porosidad. Además se tiene considerado 2 pozos horizontales que navegarían en la unidad superior del JSK identificada con mejores propiedades petrofísicas lo cual incrementaría la productividad del campo.

Se recomienda adquirir sísmica de yacimiento con mayor resolución, lo cual permitirá reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos de Onel.

VIII.- BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

Ángeles Aquino, J.F., 1985 (Reedición 2003), Monografía Petrolera de la Zona Marina, Pemex Exploración y Producción (Inédito).

Apuntes de “Diplomado en Petrofísica”, impartido por compañía NEXT, Villahermosa Tabasco, México, 2005 (inédito).

Geophysical Service Inc., 1981 Reporte de adquisición sísmica 3d Streamer Bloque B de Abkatun (Inédito).

Halliburton, Análisis de sensores de fondo de la prueba Pozo Onel-1 (Informe interno inédito).

Kazatchenko E., Markov M., Mousatov A., Pervago E., “Joint inversion of conventional well logs for evaluation of double-porosity carbonate formations”, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 56. Issue 4, April 2007.

Kazatchenko E., Markov M., Mousatov A., y Pervago E. “Simulation of the electrical resistivity of dual porosity carbonates formations saturated with fluid mixtures”, Petrophysics, vol 47, No. 1, February 2006.

Kazatchenko E., Markov M., Mousatov A., “Simulation of acoustic velocities, electrical and thermal conductivities, using unified pore-structure model of double-porosity carbonate rocks”, Journal of Applied Geophysics, 2005.

Kazatchenko E., Markov M., Mousatov A., “Joint modeling of acoustic velocities and electrical conductivity from unified microstructure of rocks”, Journal of Geophysical Research, vol. 109, B01202, 2004.

Kazatchenko E., Markov M., Mousatov A., "Determination of primary and secondary porosity in carbonate formations using acoustic data", SPE 84209, 2003.

Kazatchenko E., Mousatov A., "Primary and secondary porosity estimation of carbonate formation using total porosity and the formation factor", SPE 77787, 2002.

Mandujano Velázquez J. Modelo estratigráfico y sedimentario del Kimmeridgiano de la sonda de Campeche, 2011. Pemex, reporte interno.

Mandujano Velázquez J. Modelo estratigráfico, sedimentario y diagenético del Kimmeridgiano del área de Wayil-Kuil, en la porción oriental de la sonda de Campeche, 2012. Pemex, reporte interno.

Mandujano Velázquez J. Modelo estratigráfico, sedimentario y diagenético del Kimmeridgiano del campo Manik, en la porción nor-occidental de la sonda de Campeche, 2012. Pemex, reporte interno.

Mattner, Joerg, 2002, Fractured reservoir characterization from collecting data to dynamic modeling: Curso, GeoTech Consulting, (parte de una presentación).

Moreno Lara L.R., Cruz Rodríguez M. A., Vera Aquino E., Treviño García F., Descubrimientos recientes de Aceite ligero, Gas y Condensado en la Sonda de Campeche CIPM, 2005,

Pemex, Informe de Análisis de petrofísica básica y análisis especiales en núcleos del pozo Onel-1 por la compañía Geos, 2007 (Informe interno inédito).

PEMEX, 2006, Informe final del Pozo Onel-1 (Pariente), Pemex Exploración y Producción, Región Marina Suroeste, Activo Regional de Exploración Marina, Coordinación de Operaciones Exploratorias (Inédito).

Pemex-Halliburton, 2006, Reporte de Análisis PVT express de la muestra tomada durante la prueba de producción del intervalo 4220-4300 mvbmr del pozo Onel-1, edad JSK (inédito).

PEMEX, 2004, Subdirección de la Coordinación técnica de Exploración, Centro Nacional de Procesado, Informe Final de Procesamiento Proyecto Unión Abkatun OBC, Campeche Bloque B y Tabal (Inédito).

PEMEX “Estructura y Tectónica del complejo cantarell-sihil, informe preliminar” por la compañía Activo Integral Cantarell, Ciudad del Carmen, Campeche, Abril-Mayo 2003.

IX.- LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura II.1.1.- Plano de localización del Pozo Onel-1.

Figura II.3.1.1.- Plano en profundidad del Campo Onel a nivel Cretácico y Jurásico superior Kimmeridgiano.

Figura II.3.3.1. Línea sísmica aleatoria mostrando la interpretación estructural de los campos Onel e Ixtal.

Figura III.1.1. Modelo Geológico regional que muestra eventos tectónicos, sedimentarios y estratigráficos relacionados con la distensión del Golfo de México.

Figura III.1.2.- Línea sísmica 21255, en la que se observa la estructura anticlinal del campo Onel.

Figura III.2.1.1.- Paleogeografía para el JSK de la Sonda de Campeche.

Figura III.2.1.2.- Fotomicrografía del núcleo 2 del pozo Onel-1.

Figura III.2.1.3.- Modelo sedimentario regional para el JSK.

Figura III.2.1.4.- Arenas oolíticas de Plataforma carbonatada en las islas Bahamas.

Figura III.2.2.1.-Columna estratigráfica diagramática

Figura III.2.2.2.- Plano de distribución de facies para el JSK.

Figura III.2.3.1.- Paragénesis de las facies carbonatadas del JSK la sonda de Campeche.

Figura III.2.3.2.- Paragénesis de la Brecha del campo Manik.

Figura IV.3.1.1.- Influencia de valores de la porosidad de matriz y secundaria en la conductividad eléctrica.

Figura IV.3.1.2.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la conductividad termal.

Figura IV.3.1.3.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la velocidad de la onda P.

Figura IV.3.1.4.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la velocidad de la onda S.

Figura IV.3.2.1.- Influencia de valores de porosidad secundaria y matriz en la velocidad de la onda S.

Figura IV.3.2.2.- Datos de núcleos.

Figura IV.3.2.3.- Correlación entre índice de resistividad pronosticado y experimental.

Figura IV.3.3.1.- Conductividad eléctrica efectiva de un medio con vóculos, fracturas y canales.

Figura IV.3.3.2.- Influencia del tipo y valor de porosidad secundaria o la conductividad eléctrica efectiva para medios con vóculos, fracturas y canales con diferentes saturaciones de poros secundarios.

Figura IV.3.3.3.- Conductividad eléctrica efectiva de los medios con vóculos, canales y fracturas, donde los poros de la matriz y los secundarios están igualmente saturados.

Figura IV.4.1- Modelo de un medio con doble porosidad.

Figura. IV.4.2, Esquema del proceso de inversión petrofísica.

Figura IV.4.3. Método de Aproximación del medio efectivo (EMA).

Figura V.1.- Registro compuesto del JSK del pozo Onel y datos porosidad vs permeabilidad de núcleos.

Figura V.2.- Registros correspondientes al rayos gamma espectral del complemento del núcleo 2 y núcleo 3, a nivel JSK del Pozo Onel-1.

Figura V.3.- Registros correspondientes al rayos gamma espectral de los núcleos 4 y 5 a nivel JSK del Pozo Onel-1.

Figura V.4.- Gráfico comparativo mostrando la coherencia de los datos de núcleo obtenidos en laboratorio vs modelo petrofísico obtenido mediante inversión petrofísica para el Cretácico de Onel.

Figura V.5.- Resultados del análisis stiff del intervalo 4480-4520 m.

Figura V.6.- Resumen del análisis PVT del JSK de Onel-1.

Figura V.7.- Registro de Imágenes resistivas en las cuales se observa Macro-fracturamiento en una zona brechada.

Figura V.8.- Microfotografía del núcleo-1 correspondiente al Cretácico.

Figura V.9.- Microfotografía con sonda SEM.

Figura V.10.- Clasificación de tipos de porosidad secundaria por relación de aspecto.

Figura V.11, Porosidad secundaria de disolución y de microfractura.

Figura V.12.- Fotografía obtenida mediante SEM mostrando un vóculo y microfractura.

Figura V.13.- Porosidad de origen secundario por efectos de disolución con generación de porosidad móldica.

Figura V.14.- Registros geofísicos originales adquiridos en el pozo Onel-1.

Figura V.15.- Cálculo de la curva sintética GR_{res} para la parte superior del JST.

Figura VI.16.- Cálculo de la curva sintética RHOBSyn2_{res} para la parte superior del JST.

Figura V.17.- Crossplot nphi vs rhob para el JSK del pozo ONEL-1, en el cual se aprecian zonas con datos no congruentes con la litología.

Figura V.18.- Crossplot nphi vs rhob para el JSK del pozo Onel-1 mostrando datos puestos en profundidad y congruentes con la litología.

Figura V.19.- Registro compuesto mostrando las curvas puestas en profundidad para el pozo Onel-1.

Figura V.20.- Gráfico de tornado extraído de las cartas de Halliburton para calcular diámetro de invasión y resistividad verdadera de la formación Rt

Figura V.21.-. Gráfico utilizado para efectuar correcciones ambientales de la curva neutrón.

Figura V.22.- Flujo de procesamiento para el pozo Onel-1.

Figura V.23.- Proceso para obtención de Saturación e agua mediante inversión petrofísica.

Figura V.24.- Experimento de Garbochi para porosidad de percolación..

Figura VI.1.- Procesado del registro de Microimagenes resistivas en el intervalo de Cretácico del pozo Onel-1.

Figura VI.2.- Red Estereográfica, histograma y Rumbo de las 23 fracturas abiertas interpretadas en el pozo Onel-1.

Figura VI.3.- Red Estereográfica, histograma y Rumbo de las fracturas cementadas interpretadas en el pozo Onel-1.

Figura VI.4.- Procesado por inversion petrofísica del pozo Onel-1 a nivel Cretácico.

Figura VI.5.- Imagen correspondiente al registro de microimagenes resistivas en el JSK de Onel-1 a la profundidad 4025-4150 metros.

Figura VI.6.- Imágenes del registro XRMI en los intervalos de 4150-430 m, 4300-4460 m, Intervalo 4450-4650 m.

Figura VI.7.- Procesado por inversion petrofísica del pozo Onel-1 a nivel JSK.

Figura VI.8.- Atributo ant-tracking y la roseta de fracturas abiertas interpretadas en el registro FMI en el Cretácico y JSK de Onel.

Figura VI.9.- Escala de análisis de fracturas, según Mattner, 2002

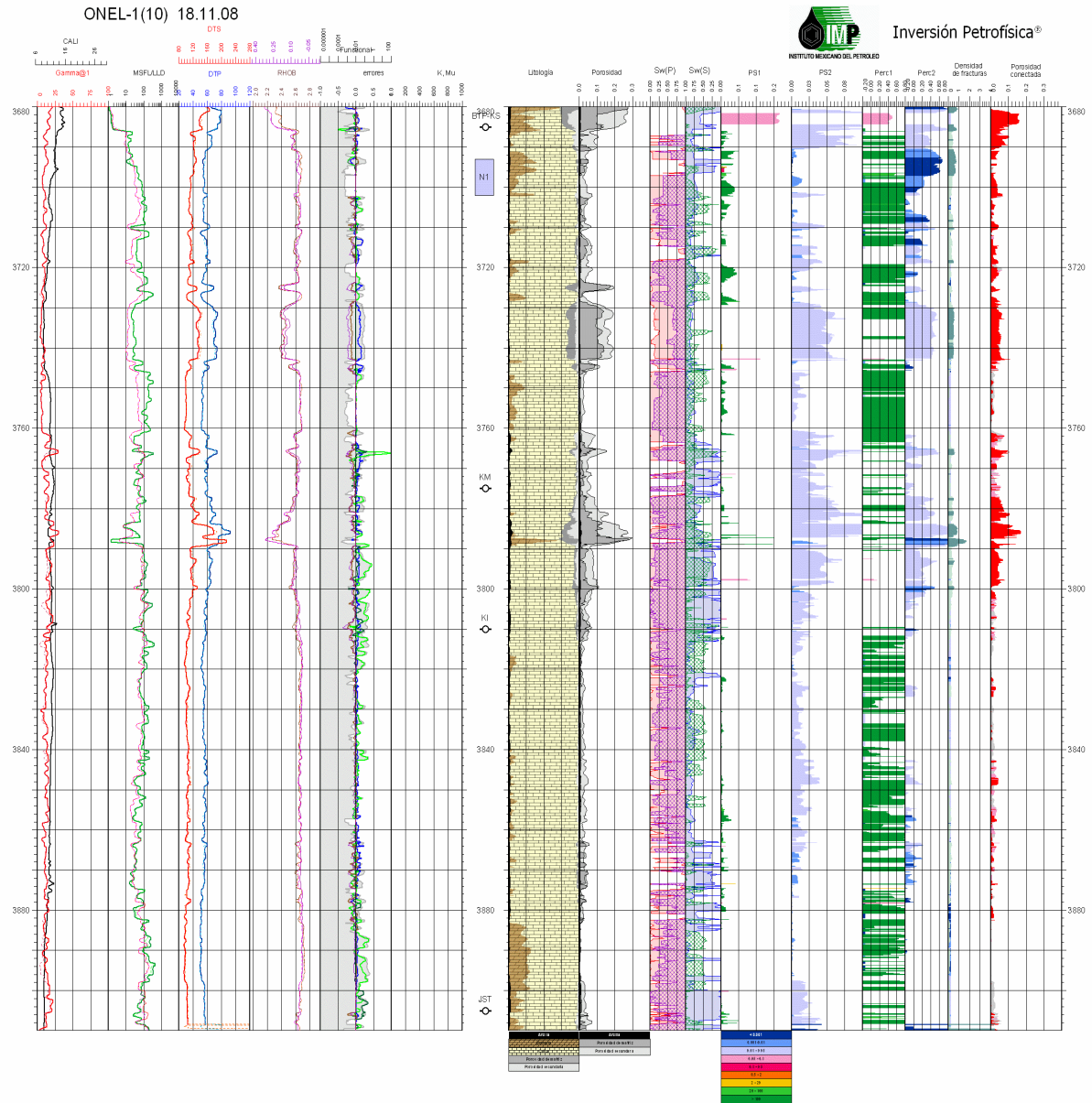
Tabla V.1.- Corridas de registros geofísicos convencionales, especiales y de hidrocarburos del pozo Onel-1.

Tabla V.2.- Descripción general de los núcleos cortados en el pozo Onel-1.

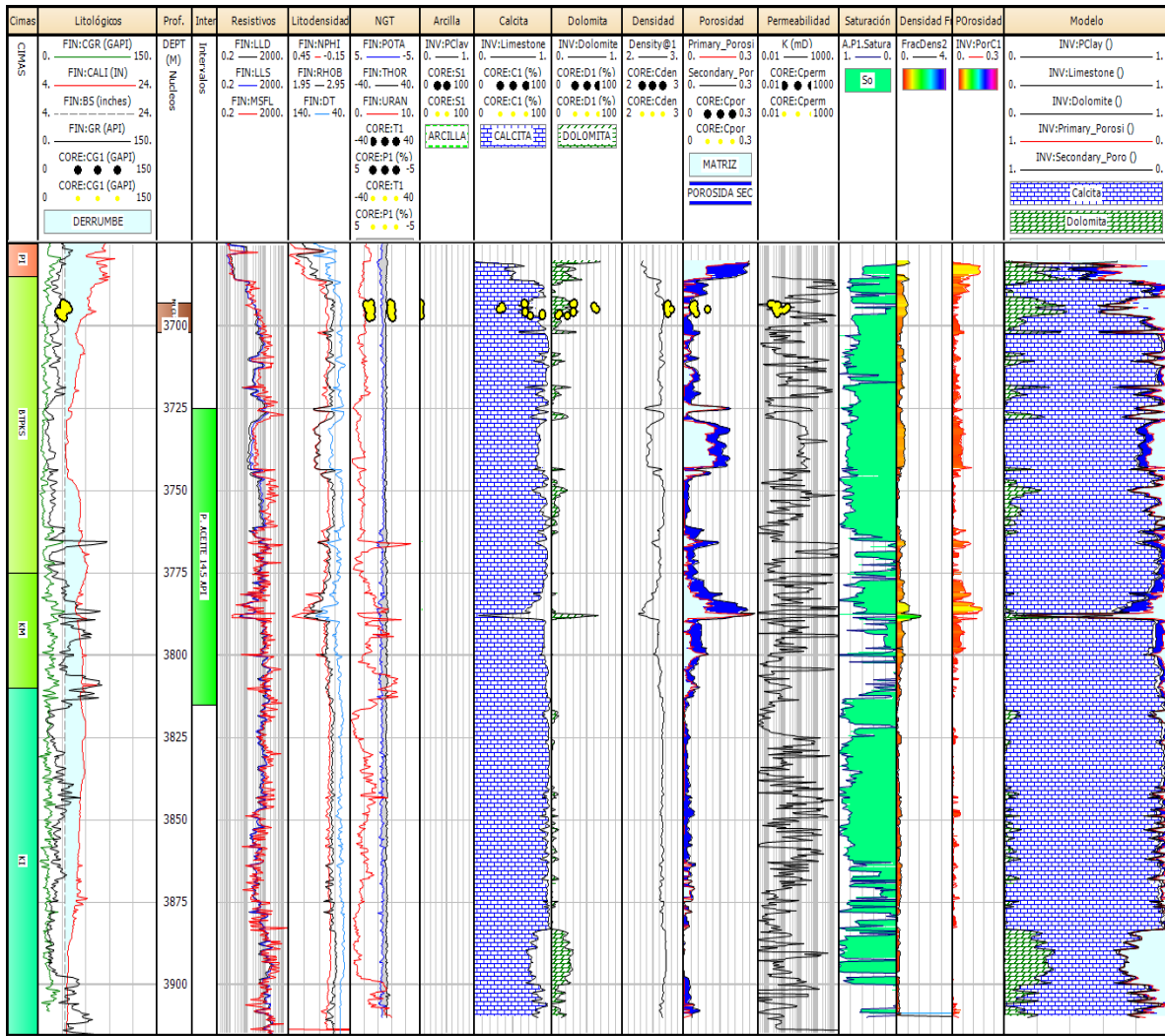
Tabla V.3.- Datos de petrofísica básica (porosidad y permeabilidad) obtenidos en los Tapones de los Núcleos del JSK del Pozo Onel-1.

Tabla V.4.- Contenido de minerales obtenidos a partir de los análisis de difracción de rayos X en los núcleos del pozo Onel-1.

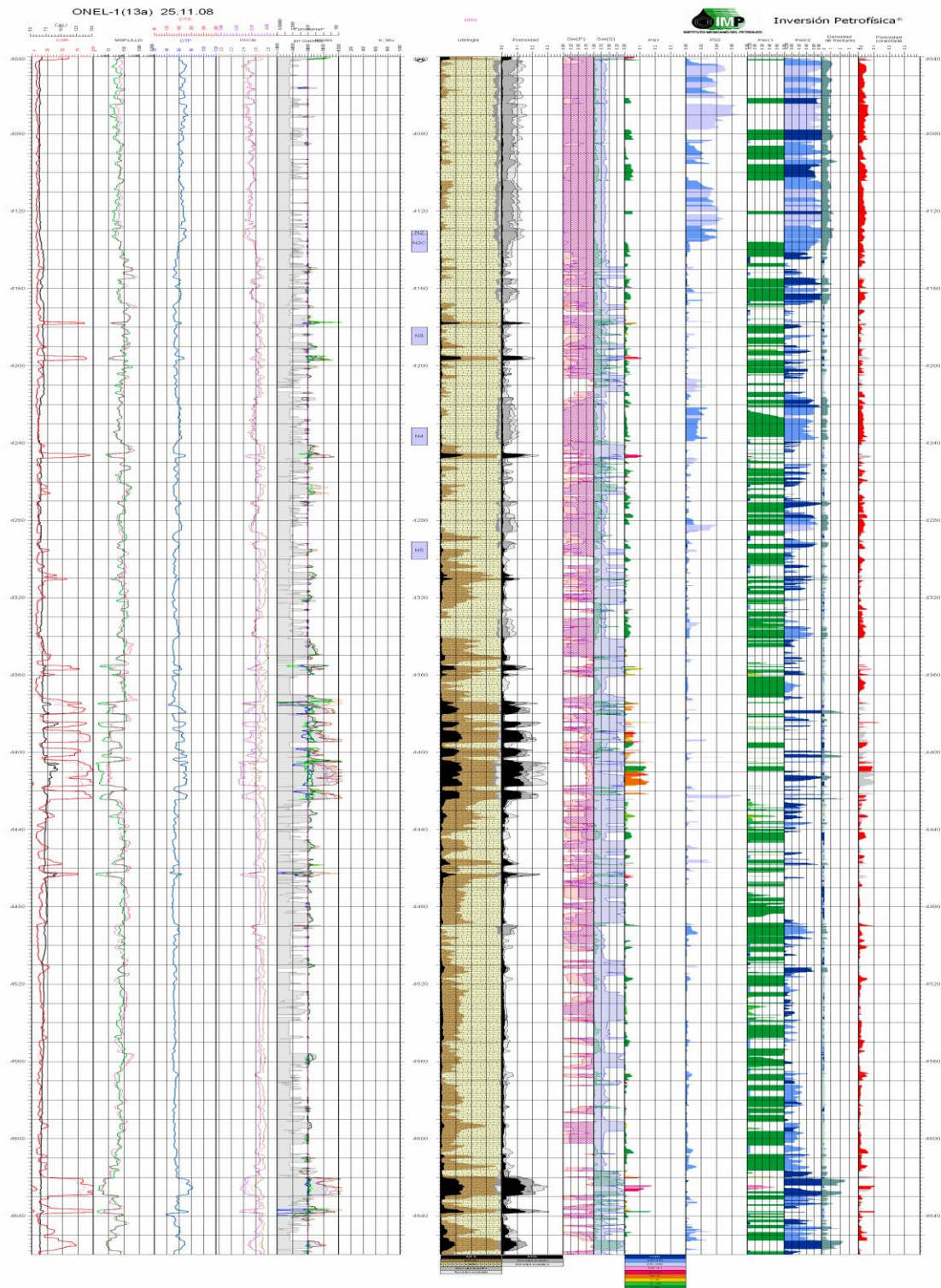
ANEXO A, ONEL CRETACICO



ANEXO B, ONEL CRETACICO, AJUSTE CON DATOS DE NUCLEOS



ANEXO C, ONEL JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO



ANEXO D, ONEL JSK, AJUSTE CON DATOS DE NUCLEOS

