



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y  
PETROFÍSICA DE UNA SECCIÓN DE LA  
FORMACIÓN ORIZABA DEL CRETÁCICO  
EN LA PLATAFORMA DE CÓRDOBA

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**I N G E N I E R O G E Ó L O G O**  
P R E S E N T A N :

HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA  
OSCAR MANCERA ALEJÁNDREZ



DIRECTOR: ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE

MAYO DE 2007



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-479

**SR. OSCAR MANCERA ALEJÁNDREZ**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Bernardo Martell Andrade y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

**EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UNA SECCIÓN DE LA FORMACIÓN ORIZABA DEL CRETÁCICO EN LA PLATAFORMA DE CÓRDOBA**

	<b>INTRODUCCIÓN</b>
	<b>RESUMEN</b>
<b>I</b>	<b>GENERALIDADES</b>
<b>II</b>	<b>MARCO GEOLÓGICO REGIONAL</b>
<b>III</b>	<b>FORMACIÓN ORIZABA</b>
<b>IV</b>	<b>DETALLE SEDIMENTOLÓGICO Y PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN ORIZABA EN LA LOCALIDAD DE NOGALES, VER.</b>
<b>V</b>	<b>LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE IMÁGENES DE PARED DE POZO Y LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS CONVENCIONALES, AFLORAMIENTOS Y ESQUIRLAS</b>
<b>VI</b>	<b>ANALOGÍAS ENTRE IMÁGENES DE PARED DE POZO, RASGOS EN AFLORAMIENTOS Y NÚCLEOS DE FONDO</b>
	<b>CONCLUSIONES</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**  
Cd. Universitaria, D. F., a 20 de abril de 2007  
EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
JGGZ\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-379

**SR. HÉCTOR MARTÍNEZ LIMA**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Bernardo Martell Andrade y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

**EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UNA SECCIÓN DE LA FORMACIÓN ORIZABA DEL CRETÁCICO EN LA PLATAFORMA DE CÓRDOBA**

	<b>INTRODUCCIÓN</b>
	<b>RESUMEN</b>
<b>I</b>	<b>GENERALIDADES</b>
<b>II</b>	<b>MARCO GEOLÓGICO REGIONAL</b>
<b>III</b>	<b>FORMACIÓN ORIZABA</b>
<b>IV</b>	<b>DETALLE SEDIMENTOLÓGICO Y PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN ORIZABA EN LA LOCALIDAD DE NOGALES, VER.</b>
<b>V</b>	<b>LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE IMÁGENES DE PARED DE POZO Y LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS CONVENCIONALES, AFLORAMIENTOS Y ESQUIRLAS</b>
<b>VI</b>	<b>ANALOGÍAS ENTRE IMÁGENES DE PARED DE POZO, RASGOS EN AFLORAMIENTOS Y NÚCLEOS DE FONDO</b>
	<b>CONCLUSIONES</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

Cd. Universitaria, D. F., a 20 de abril de 2007

EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
**JGGZ\*JAGC\*gtg**



***A mis padres Micaela y Gustavo:***

*Por su inmenso amor y cariño, por haberme dado la vida y por haberme permitido vivir su vida misma. Por enseñarme a mirar hacia adelante en los momentos más difíciles. Por inculcarme la fe en Dios. Porque el sueño comenzó en ustedes e iniciamos juntos, y también juntos ¡lo hemos logrado! y sé también que habremos de seguir adelante. Porque siempre estarán en mí, gracias.*

***A mis hermanos:***

*Angelina, por atreverte a enfrentar conmigo esta aventura. Por tu infinito amor, gracias.  
Susana, por ayudarme a comprender los mejores valores de la vida. Por ser tú, gracias.  
Leonardo, por ser ejemplo, inspiración y sabiduría. Por ser mi amigo, gracias.*

***A mi Princesa Elizabeth:***

*Por sacarme del coma en que me encontraba y ayudarme a descubrir el amor que había en mí. Por permitirme soñar todos los días de tu vida. Por soportarme todo este tiempo. Porque Te Amo, Gracias.*

***A Nayeli, Luis Alberto, Nely, Eduardo y Uriel:***

*Porque aún en los momentos difíciles, siempre encontré sus sonrisas y sus miradas transparentes.*

***A Irma y a Héctor:***

*Por el apoyo moral, por su amistad y por todo lo que han compartido conmigo.*

***A María Ernestina García Tapia:***

*Por ayudarme a descubrir que no hay límites cuando realmente deseas conquistar tus metas. "Si lo puedes soñar, lo puedes lograr". A ti mi sincero agradecimiento.*

***A mis amigos de la Fac.:***

*Miguel Ángel Olguín, Paulino Guerrero, Miguel Ángel Ruiz, Sandra Valle, José Estrada, Ana Caccavari, Mario Valentín, Moisés Vargas, Eduardo Osama, Klaudia Adriana Pacheco, Juan Carlos Correa, Oscar Mancera, Julio César Pérez, Juan Francisco García, Edgar Prudente, Gabriel Ayala, Juan Mareles, Noé Morales, Josué Salazar, César Cuapio, Araceli de Guerrero, Alfonso Trigo, Carolina Guillot, Leonel Luna, Betsa El Boys, Alfredo Gelover, Isnar Vargas, Juan Carlos Panti, Carlos Méndez, Uriel Gómez, Adrián Jiménez.*

*Por inventar el baile juntos, por las kimberlitas descubiertas, por las excursiones al Pozo y a las Islas e incluso por todas las horas de oficina y las noches de insomnio.*

***A mis otros amigos:***

*Pedro Sánchez y María Cipriano, Erika Roque, Miguel Martínez Colín, Silvia Peña Ramírez, Abraham Gómez y Fam. y Jesenia Cisneros.*

*Por caminar de la mano conmigo, en el libro en el que escribo mi historia.*

***...Héctor***





DEDICO ESTE TRABAJO:

*A ustedes, mamá y papá, que con su amor infinito me han criado, protegido, cuidado, porque siempre me han infundido valores, porque me han enseñado con su ejemplo a ser feliz y a disfrutar de la vida, porque de manera sabia siempre me han aconsejado, por todas las enseñanzas que me han dado, porque han sido impulsores de mi superación, a ustedes les dedico este trabajo, fruto del esfuerzo proveniente de la inspiración que ustedes me causan.  
Los amo.*

*A ustedes hermanos, con quienes he compartido sobre todo alegrías durante toda mi vida.*

*Gordo, de ti he aprendido a nunca dejarme vencer por nada ni nadie y a actuar de forma inteligente, eres mi mejor amigo.*

*Enano, de ti he aprendido a que no siempre dependeré de alguien, a actuar con firmeza y a ser libre.*

*Bebé, tu has sido mi consejera, eres mi consentida y te agradezco que me hayas enseñado como ser más seguro a base de un carácter fuerte.*

*A los tres los amo tanto como se que ustedes a mí.*

*A ti mi amor, porque desde que empecé mi carrera has estado conmigo, en todos los momentos, buenos y malos. Porque me has tenido paciencia y me has enseñado a ser tolerante, a enfrentar las situaciones de la mejor forma.*

*Porque eres mi novia.*

*Te amo.*

*A mis abuelitos, Francisco (descanse en paz) y Marcela, Mario y Carmela, porque sus virtudes y lo que aprendieron a través de su dura vida, es lo que han heredado a mis padres y, por supuesto a mí.*

*Los amaré eternamente.*

...Oscar



Ing. Martell, le agradezco las enseñanzas que me ha dado, las oportunidades que me ha brindado, que tenga confianza en mí para permitirme seguir sus pasos y por permitirme confiar en usted. Gracias ingeniero, porque se que seguirá siendo mi maestro.

Ing. Colin, le agradezco el que me haya guiado en la realización de este trabajo, pero sobretodo, porque de usted he aprendido a ser humilde y sencillo.

Ing. Alfredo, te agradezco que siempre me hayas ofrecido tu amistad y tu apoyo, que seas mi maestro y por darme esas lecciones de valores que espero nunca olvidar y siempre tomar en cuenta. Gracias Alfred.

A Julio, Juan Carlos, Poncho, porque ustedes me han demostrado que en verdad son mis amigos y que incondicionalmente cuento con su apoyo. Porque estamos junto con Javier, en un mismo proyecto, porque hemos formado una hermandad que se divierte todo el tiempo, pero que también sabe cumplir. Porque somos los Lagartijos.

A Héctor, porque eres un amigo insustituible, porque hemos compartido experiencias de escuela, de parranda, de trabajo. Héctor, gracias porque juntos logramos realizar este trabajo, a pesar de los momentos de adversidad en los que estuvimos involucrados. En todo momento hemos demostrado ser buenos amigos.

A mis tios Armando y Silvia y a Tona, por estar siempre cerca de mi familia, haciendo sentir la estima que nos une. Porque se que siempre han creído y confiado en mí.

...Oscar



## Agradecemos:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a su Facultad de Ingeniería, por la formación profesional recibida y por las experiencias que aquí vivimos y que por siempre recordaremos.

Al Ing. Bernardo Martell Andrade, por habernos invitado a colaborar en el "Field Trip" para el 47º Simposio de la SPWLA, 2006 y quien dio la idea para elaborar este trabajo. Por su interés mostrado al haber estado al tanto de que contáramos con información suficiente, por transmitirnos sus conocimientos y por dirigir esta tesis.

A nuestros sinodales: Ing. Javier Arellano Gil, Ing. Alberto Arias Paz, Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda e Ing. Emiliano Campos Madrigal por la disponibilidad que tuvieron para la revisión de la tesis, por sus acertados comentarios para mejorarla y por su ejemplo de ética y profesionalismo que mostraron durante nuestro paso por sus aulas.

Al Ing. Colin Stabler Bushell, porque muy amablemente compartió con nosotros su experiencia en los carbonatos estudiados, con lo cual pudimos realizar el trabajo de campo y de gabinete. Y porque ahora no sólo tenemos una tesis, sino que también contamos con un amigo más.

A las personas que en Veracruz, de todas las maneras posibles nos apoyaron para realizar el trabajo de campo y para recopilar información de la zona de estudio: Ing. Juan Toriz Gama, Ing. Marco Sanguinetti, Ing. Vivek Chitale, Ing. Pablo Saldungaray, Ing. Raphael Graham, Ing. Fausto Vázquez y al Ing. Martín Martínez.

Al Ing. Alfredo Victoria, porque durante nuestra trayectoria en esta Facultad nos has dado consejos valiosos, porque eres una persona a quien le tenemos mucha estima y porque además de ser nuestro profesor eres nuestro amigo.

A don Pepe, don Roberto, Juan José, Chava, Sergio y Jorge, ustedes nos dieron su apoyo para poder hacer uso de los laboratorios de la Facultad, del equipo y material que tienen a su cargo, de manera incondicional.

Al departamento de Exploración de PEMEX, Activo Veracruz, por habernos dado las facilidades de trabajar con núcleos y por habernos brindado información para documentarnos sobre la zona de estudio.

Al Biol. Alberto Segura, Jefe del Laboratorio de Paleontología y Petrografía del Activo Poza Rica-Altamira de PEMEX Exploración, por haber autorizado la elaboración de las láminas delgadas impregnadas.

Al Dr. Pedro Anguiano, por haber facilitado que se realizaran en el Instituto Mexicano del Petróleo, los análisis de porosidad de muestras irregulares.







## ÍNDICE

	Página
<b>Introducción</b>	1
<b>Resumen</b>	2
<b>I. Generalidades</b>	3
I.1 Localización y extensión territorial	3
I.2 Vías de comunicación	3
I.3 Clima regional	3
I.4 Fisiografía regional	5
I.4 Hidrografía regional	5
I.5 Generalidades sobre la zona de estudio	8
<b>II. Marco Geológico Regional</b>	11
II.1 Geología General	11
II.2 Estratigrafía	12
II.3 Geología Estructural y Tectónica	20
II.4 Geología Histórica	25
<b>III. Formación Orizaba</b>	28
III.1 Definición y distribución (Localidad tipo)	28
III.2 Litología y espesor	28
III.3 Relaciones estratigráficas	29
III.4 Edad y correlación	29
III.5 Ambiente de depósito	29
III.6 Importancia económica	29
III.6.1 Sistema petrolero	30
III.6.2 Principales campos productores	31
III.6.3 Campo Cópite	33
III.6.4 Campo Matapionche	36
III.6.5 Campo Mecayucan	38
<b>IV. Detalle sedimentológico y petrofísico de la Formación Orizaba en la localidad Nogales, Ver.</b>	42
IV.1 Sección estratigráfica de la Formación Orizaba en la localidad Nogales, Ver.	42
IV.2 Descripción e interpretación de láminas del afloramiento estudiado	45
IV.3 Cálculo de la porosidad utilizando las láminas de la zona de estudio	52
IV.3.1 Método Limancera para el cálculo de porosidad	52
IV.3.2 Cálculo de la porosidad utilizando el porosímetro	59
IV.3.3 Comparación entre valores de porosidad	60
<b>V. Los registros geofísicos de imágenes de pared de pozo y la información de núcleos, afloramientos y esquirlas</b>	61
V.1 Descripción de la herramienta de registros de imágenes de pozo	61
V.2 Generalidades de los registros de imágenes	66
V.3 Información de núcleos, afloramientos y esquirlas	74
<b>VI. Analogías entre imágenes de pared de pozo, rasgos en afloramientos y núcleos de fondo</b>	77
VI.1 Analogías encontradas a partir de la sección estudiada con núcleos y registros de	77
VI.2 Otras características de los registros de imágenes	82
<b>Conclusiones y recomendaciones</b>	84
<b>Bibliografía</b>	85
<b>Apéndice A</b>	88



## INTRODUCCIÓN

La Cuenca Cenozoica de Veracruz se localiza en la porción central del Estado de Veracruz. Esta cuenca se encuentra relacionada con otras entidades, muy importantes desde el punto de vista petrolero, las plataformas de Córdoba y de Orizaba, que la limitan hacia el poniente. La Plataforma de Córdoba es una plataforma de sedimentación carbonatada que se desarrolló durante el Cretácico, posteriormente quedó expuesta a la erosión y fue deformada por esfuerzos compresivos originados por la orogenia laramídica. Hacia el noroeste de la Cuenca de Veracruz se ubica un cinturón plegado, que corresponde con la expresión superficial del levantamiento de la Sierra de Zongolica y hacia el oriente se ubica la Cuenca de Veracruz, que corresponde con una cuenca sedimentaria ubicada en el frente de este cinturón deformado. En este trabajo se realizó una evaluación sedimentológica en la zona oeste de la cuenca, donde afloran los carbonatos de la Formación Orizaba y se comparó con estudios de PEMEX, registros de imágenes y núcleos de fondo obtenidos de la zona productora de la misma formación, en la zona este de la cuenca.

En la industria petrolera los estudios de afloramientos equivalentes a las formaciones productoras son fundamentales para la exploración en el subsuelo, algunas de las características observadas a lo largo de los afloramientos ayudan a interpretar aspectos tales como los estilos estructurales, características estratigráficas, sedimentológicas y petrofísicas. La litología o el cambio en espesor de las capas, ayudan a interpretar los registros eléctricos. La intensidad del fracturamiento y las estructuras sedimentarias cuando es posible identificarlas ayudan a la interpretación de núcleos y registros de imágenes, esto último resulta de gran relevancia en este trabajo, ya que se llevó a cabo una interacción de estudios de campo, en un afloramiento de la Formación Orizaba con registros de imágenes de pared y núcleos de fondo.

Por lo anterior, es que fue ideado e impulsado este trabajo, a fin de colaborar en una excursión geológica planeada para el 47° Simposio Anual de la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA), realizado en Veracruz, Ver. Para contar con información suficiente para documentar esta tesis, visitamos en varias ocasiones el afloramiento, acudimos a la litoteca del Activo Veracruz de PEMEX Exploración y Producción, asistimos a dicha convención internacional, recopilamos información previamente publicada e inédita y realizamos trabajo de laboratorio.

De tal forma el método de trabajo utilizado para encontrar rasgos en afloramientos con analogías en núcleos convencionales y registros de imágenes, se siguió de la siguiente forma:

- a) análisis insitu de una sección de la Formación Orizaba en superficie (considerando la medición de la sección estratigráfica, descripción litológica, estructuras sedimentarias, ambiente de depósito y rasgos petrofísicos)
- b) análisis en laboratorio tanto de muestras de mano tomadas del afloramiento, como de láminas delgadas de las mismas muestras, con el fin de corroborar lo descrito en campo e incluir observaciones con mayor detalle
- c) análisis de láminas delgadas impregnadas con azul de metileno de las muestras del afloramiento, para identificar el tipo de porosidad al tiempo de cuantificarla
- d) comparar las observaciones de la sección aflorante estudiada de la Formación Orizaba con núcleos de fondo y registros de imágenes resistivas de la misma Formación, estableciendo analogías entre ellos.

Los objetivos para la realización de este proyecto fueron:

1. Describir a detalle una sección aflorante de la Formación Orizaba
2. Identificar el ambiente de depósito de dicha sección
3. Identificar los tipos de porosidad del afloramiento
4. Comparar rasgos de afloramiento, núcleos convencionales y registros de imágenes de pared de pozo, para establecer analogías
5. Proponer áreas en donde se puedan aplicar este tipo de estudios.



El enfoque de este estudio es complementario a todos los trabajos realizados en la región a sabiendas de que el desarrollo de la Industria Petrolera en la Cuenca Cenozoica de Veracruz se encuentra en una fase madura, aquí se han explotado hidrocarburos desde mediados del siglo pasado, incluso algunos campos están en proceso de cierre por disminución en la producción, en esta región, los principales campos productores de la Formación Orizaba cuentan ya con más de tres décadas de explotación. Por la necesidad de aumentar la producción y con la ayuda de nueva tecnología, en los últimos años se ha incrementado considerablemente la exploración en esta región. Así pues, el desarrollo petrolero está condicionado en gran parte a las predicciones geológicas de productividad de nuevos descubrimientos, de aquí la importancia de generar información o complementar los estudios existentes de la zona.

Por otro lado existe interés de aplicar tecnología de recuperación mejorada a los campos maduros en la Cuenca de Veracruz, por lo que será necesario construir modelos geológicos, identificar unidades de flujo y aplicar modelos de yacimientos dinámicos. En este trabajo se investigan algunos métodos que pueden aplicarse al estudio a detalle de afloramientos de calizas, con el fin económico antes mencionado.

## RESUMEN

En la localidad Nogales, Veracruz, se analizó una sección de la Formación Orizaba del Cretácico, ubicada en las Sierras Centrales del Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica. Esta misma Formación continúa hasta el Frente Tectónico Sepultado, por debajo de la Cuenca de Veracruz.

El análisis del afloramiento consistió en medir la sección estratigráfica, describir la litología tanto en campo como en el laboratorio de petrografía, para así definir el ambiente de depósito y finalmente realizar comparaciones con núcleos convencionales y con registros de imágenes de la misma Formación, extraídos del Frente Tectónico Sepultado.

El estudio de la sección indica, que el ambiente de depósito es de plataforma carbonatada, específicamente de laguna interna desde la parte profunda de ésta y hasta la zona de intermarea. La litología está esencialmente compuesta por calizas mudstone y wackestone con contenido de fósiles como foraminíferos y moluscos. Por otro lado el afloramiento exhibe una gran densidad de fracturamiento a diferentes escalas, a simple vista insitu y en láminas delgadas a través del microscopio, dando información de propiedades petrofísicas tan importantes como la porosidad y la permeabilidad. En láminas delgadas impregnadas, se identificó el tipo de porosidad y con el método *Limancera* se calculó la cantidad de la misma. Asimismo, utilizando un porosímetro, se obtuvo la porosidad.

Esto último, dio la pauta para pensar en las semejanzas que pudieran compartir tanto el afloramiento, los núcleos de fondo y las imágenes de pared de pozo. En principio, se habla de la misma formación tanto en superficie como en el subsuelo y con prácticamente los mismos patrones de deformación. En esta comparación no se logró establecer una relación de parámetros sedimentológicos, solo se obtuvo información de la petrofísica, esto debido a la escala que se utiliza en los registros de imágenes de pared de pozo.

Para tratar de hacer una mejor comparación, se extrapoló el método *Limancera* a una escala mayor, la del afloramiento, tratando de representar un registro en el mismo y así facilitar la comparación con un registro del subsuelo, al tiempo de ir comparando también los rasgos de los núcleos, cumpliendo exitosamente con el objetivo.



## I GENERALIDADES

### *GEOGRAFÍA Y FISIOGRAFÍA DEL ESTADO DE VERACRUZ*

#### I.1 Localización y extensión territorial

El estado de Veracruz se localiza en la porción oriental de la República Mexicana, su extensión territorial es de 79,410.05 km<sup>2</sup>. Por el norte limita con el estado de Tamaulipas, al este con el Golfo de México, al oeste con los estados de San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla, al sur y suroeste con Oaxaca y al sureste con Tabasco y Chiapas (*Fig. I.1*).



Figura I.1. Ubicación del estado de Veracruz (Monografía Geológico Minera del Estado de Veracruz, 1994).

#### **División municipal y población**

El estado de Veracruz está integrado por 207 municipios, siendo los más importantes y donde se concentra la mayor población Veracruz, Xalapa (capital del estado), Coatzacoalcos, Minatitlán, Poza Rica, Córdoba, Boca del Río, San Andrés Tuxtla y Orizaba.

De acuerdo al censo de población de 2005, esta entidad federativa tiene una población de 7,110,214 habitantes, que representa el 7.6% de la población total del país, con lo cual ocupa el tercer lugar a nivel nacional.

Su desarrollo agropecuario, petrolero e industrial ha favorecido el incremento de su población en regiones como Coatzacoalcos, Minatitlán, Poza Rica, Córdoba, Orizaba y la región de Los Tuxtlas.

#### I.2 Vías de comunicación

El estado de Veracruz posee una excelente infraestructura de comunicaciones al contar con 11,536 km de carreteras y 1,681 km de vías férreas, 3 puertos marítimos y 4 aeropuertos, que lo comunican con la capital de la República Mexicana, con el resto del país y con el mundo (*Fig. I.2*).

#### **Carreteras**

El estado cuenta con una red carretera cuya extensión es de 11,536 km. La carretera federal más importante es la autopista de cuota No. 150, que une las ciudades de México, Puebla, Córdoba y Veracruz. La carretera libre 150 de la ciudad de Puebla sigue hacia Tehuacán y de ahí penetra a Veracruz por la Sierra de Acultzingo, continúa a Ciudad Mendoza, Nogales, Río Blanco y Orizaba, en donde entronca con la carretera 193 con destino a Zongolica. Posteriormente, sigue por



Córdoba (en donde entronca con la 150 de cuota) para llegar a la ciudad de Veracruz, donde entronca con la carretera 180, que atraviesa totalmente la zona costera del Golfo de México, desde Tamaulipas hasta Yucatán.



Figura I.2. Vías de comunicación del estado de Veracruz (SCT)

### Ferrocarriles

La red ferroviaria en el Estado tiene una longitud de 1,681 km, distribuidos principalmente en la porción centro-sur. De la capital del país parte una vía férrea que penetra por el oeste a Veracruz, la cual se divide en dos líneas: la primera da acceso a Oriental, Perote, Xalapa, Paso de Ovejas, Cardel, Veracruz y Alvarado. La segunda se dirige al sureste por las localidades de Orizaba, Córdoba, Amatlán, Tierra Blanca, Tres Valles, Villa Azueta, Isla Juan Rodríguez Clara y El Juile.

El ferrocarril transísmico comunica al puerto de Coatzacoalcos en el Golfo de México con Salina Cruz en el Océano Pacífico. En el puerto de Coatzacoalcos hace contacto con los Ferrocarriles Unidos del Sureste, cuyo destino es la Península de Yucatán. En el norte de Veracruz hay un ramal de la línea que va a Tampico, el cual llega a la población de Ochentauno.

### Aeropuertos

Esta entidad cuenta con cuatro aeropuertos, tres de ellos clasificados como nacionales y uno internacional. El aeropuerto que presta servicio a nivel internacional es el denominado General Heriberto Jara, ubicado en la ciudad de Veracruz. Los que proporcionan servicio nacional se encuentran establecidos en Minatitlán, Poza Rica y Xalapa.



### Puertos marítimos

Veracruz posee un extenso litoral en todo el oriente de su territorio, lo cual le permite tener salida al Océano Atlántico mediante su infraestructura portuaria establecida en Veracruz, Coatzacoalcos y Tuxpan. El Puerto de Veracruz está activo desde la época de la Colonia y es el más antiguo y el de mayor importancia en el país debido al movimiento portuario que en él se realiza.

### 1.3 Clima regional

En Veracruz la variedad de climas es amplia, no obstante que el estado se localiza en la franja intertropical, debido principalmente a las diferencias de altitud, que van desde el nivel del mar hasta la máxima altura del país (5,610 msnm) en el volcán Pico de Orizaba.

Su ubicación geográfica le confiere características tropicales, pero éstas son modificadas en parte por la influencia de las serranías, fundamentalmente centro-oeste. Como consecuencia de lo anterior, los climas se distribuyen paralelos a la costa, en dirección noroeste-sureste, de la siguiente manera: cálidos, semicálidos, templados, semifríos y semisecos, en los cuales predominan las lluvias en verano.

### 1.4 fisiografía regional

El estado de Veracruz de acuerdo a la clasificación de Edwin Raisz, abarca áreas que corresponden a siete provincias o regiones fisiográficas del país, la llanura costera del Golfo Norte, Sierra Madre Oriental, Eje Neovolcánico, Sierra Madre del Sur, llanura costera del Golfo Sur, Cordillera Centroamericana y Sierras de Chiapas y Guatemala. Las más extensas en el territorio veracruzano son la llanura costera del Golfo Norte y llanura costera del Golfo Sur, que están dispuestas en forma paralela al Golfo de México y quedan interrumpidas por el Eje Neovolcánico y la sierra de Los Tuxtlas.

En el mapa geológico (*Fig. 1.3*) se muestra la ubicación del afloramiento de la Formación Orizaba en la zona de estudio, en la localidad de Nogales, Ver.

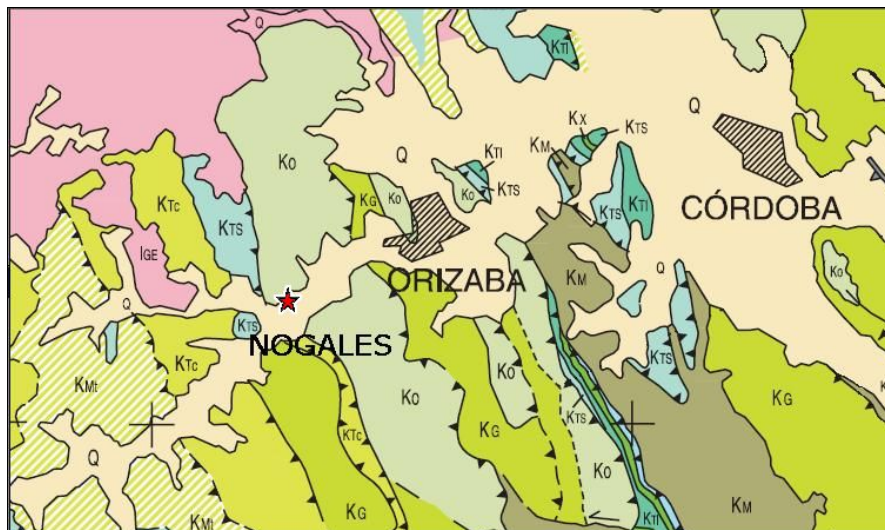


Figura 1.3. Ubicación del Afloramiento de la Formación Orizaba (Cortesía de PEMEX)

### 1.5 Hidrografía regional

El estado de Veracruz forma parte de cinco regiones hidrológicas (SRH) que comprenden las cuencas de varios ríos importantes (*Fig. 1.4*) por su longitud y su caudal; entre los cuales cabe mencionar los ríos Pánuco, Tuxpan, Cazonas, Nautla, Antigua, Jamapa, Papaloapan y Coatzacoalcos, todos con escurrimiento medio anual superior a los 40 m<sup>3</sup>/s, en su desembocadura. Por lo que respecta a los almacenamientos superficiales de agua dulce, el estado



cuenta principalmente con las lagunas de Catemaco, Chairel, Chila, Pueblo Nuevo, Camarones, Alvarado, Pajaritos y Ostión.

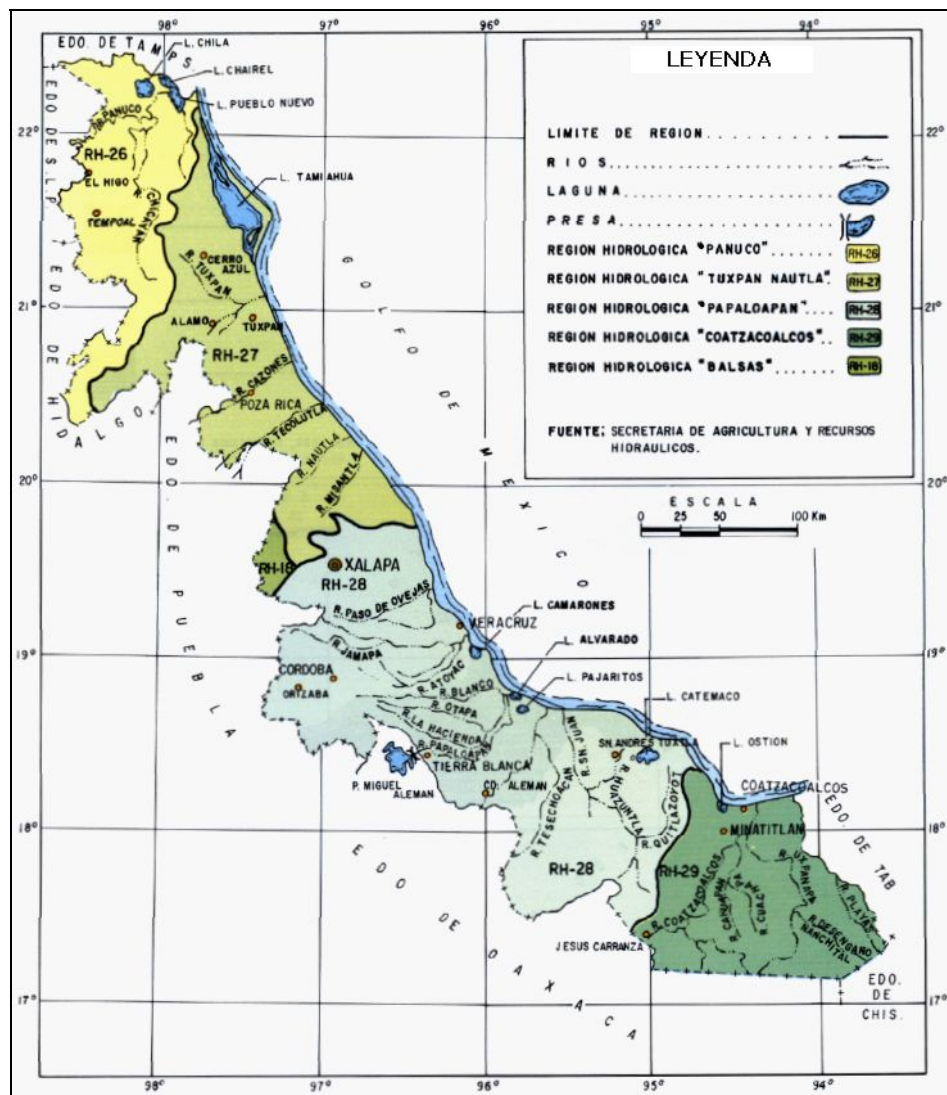


Figura I.4. Hidrología, aguas superficiales (COREMI, 1994).

### Aguas superficiales

**Región hidrológica Río Pánuco.** Por la extensión que abarca es una de las más importantes del país, ocupando el cuarto lugar, y por el volumen de sus escurrimientos el quinto. La parte que le corresponde a Veracruz se localiza en el norte e incluye una amplia zona del distrito de riego Río Pánuco, las Animas, Chicayán, Pujal Coy, asimismo; dentro del estado comprende parte de las cuencas del Río Moctezuma, Río Tamesí y Río Pánuco El gasto medio de esta región en Veracruz es de  $87.95 \text{ m}^3/\text{s}$ , valor que representa el 14.70% del gasto total del estado.

**Región hidrológica Tuxpan-Nautla.** Ocupa la porción noroeste del territorio veracruzano y está integrada por las cuencas de los ríos Nautla, Tecolutla, Cazones y Tuxpan, además de la laguna de Tamiahua. Los ríos señalados desembocan en el Golfo de México y el mayor número de éstos tienen su origen fuera de la entidad. La laguna de Tamiahua, una de las más grandes de la República Mexicana, se une con el Río Pánuco a través de los canales Chijol, Calabazo, Wilson y la llanura de Tampico Alto. La región Tuxpan-Nautla tiene un gasto medio de  $264,32 \text{ m}^3/\text{s}$ , que corresponden al 44.1% del gasto total en el estado.



**Región hidrológica Papaloapan.** Esta región abarca gran parte de la porción centro-sur de Veracruz, las corrientes que la integran tienen una disposición radial y paralela, controlada por algunas elevaciones de la Sierra Madre Oriental y el Eje Neovolcánico (el Cofre de Perote y el Pico de Orizaba), así como por otros aparatos volcánicos y Sierras plegadas, compuestas por rocas sedimentarias marinas, las cuencas que la conforman son Papaloapan y Jamapa. La primera es una de las tres más importantes del país, su corriente principal es el Río Papaloapan, tiene su origen en las serranías oaxaqueñas, donde los ríos Tonto y Santo Domingo son los formadores principales. El Río Jamapa, escurrimiento del cual toma el nombre la cuenca, nace en las faldas del Pico de Orizaba con la denominación de Pantepec. Esta región hidrológica reporta un gasto medio de 68.01 m<sup>3</sup>/s, es decir, el 11.37% del gasto total. En la zona norte de la región se encuentra establecido el distrito de riego La Antigua y Actopan, que se abastece de los ríos Jamapa, San Juan Pancaya, Santa María y Actopan.

**Región hidrológica Coatzacoalcos.** Corresponde a lo que geográficamente podría llamarse vertiente del golfo de la zona istmica, parte de la cual corresponde al sur de Veracruz. El Río Coatzacoalcos tiene su origen en la Sierra Chinampán, en el estado de Oaxaca, con el nombre del río del Corte. En sus inicios corre por una topografía accidentada que se suaviza conforme alcanza terreno hacia el golfo, dentro de su llanura aluvial la altitud no sobrepasa los 200 msnm; esta región es otra de las tres más importantes de nuestro país. La región comprende parte de las cuencas Tonalá, Lagunas del Carmen y Machona, se encuentran ubicadas en el litoral y en ellas desembocan diversas corrientes que provocan inundaciones en sus proximidades. Por su cercanía al mar sus aguas son salobres. El gasto medio de la región hidrológica es de 1.78 m<sup>3</sup>/s, que representa el 29.8% del gasto total del estado.

### **Aguas subterráneas**

En Veracruz existen diversas unidades geohidrológicas que en función de sus características físicas y estructurales han sido clasificadas según las posibilidades que presentan de almacenar aguas subterráneas susceptibles de aprovecharse para diferentes usos (*Fig. 1.5*).

A continuación se describe la capacidad de las diferentes unidades geohidrológicas de acuerdo a su permeabilidad.

#### **Unidad de roca con permeabilidad baja**

Se encuentra integrada por varias secuencias de lutitas y areniscas del Cenozoico, que datan desde el Paleoceno hasta el Oligoceno. Esta unidad se distribuye predominantemente en la provincia de la llanura costera del Golfo Norte y es a la vez la más extensa del estado. Los gastos que se pueden extraer son reducidos debido a que los estratos de lutitas y areniscas son impermeables. El comportamiento geohidrológico de la unidad debido a su baja permeabilidad es de una zona con alto índice de escurrimiento.

#### **Unidad de roca con permeabilidad media**

En ella se agrupan las intercalaciones de lutitas y areniscas del Mioceno y las rocas basálticas del Cuaternario, se localizan en la llanura costera del Golfo Norte y el Eje Neovolcánico. La cantidad de agua susceptible de extraerse es considerable. En los lugares donde la unidad está formada por rocas basálticas se le considera área de recarga, ya que por sus particularidades, extensión y posición topográfica permiten su infiltración.

#### **Unidad de roca con permeabilidad alta**

Está ubicada al occidente del puerto de Veracruz e integrada en mayor proporción por conglomerados medianamente consolidados del Cenozoico, fechados en el Plioceno. La capacidad que tiene para almacenar agua es considerable, sin embargo, el recurso ha sido utilizado de manera constante provocando sobreexplotación del acuífero.



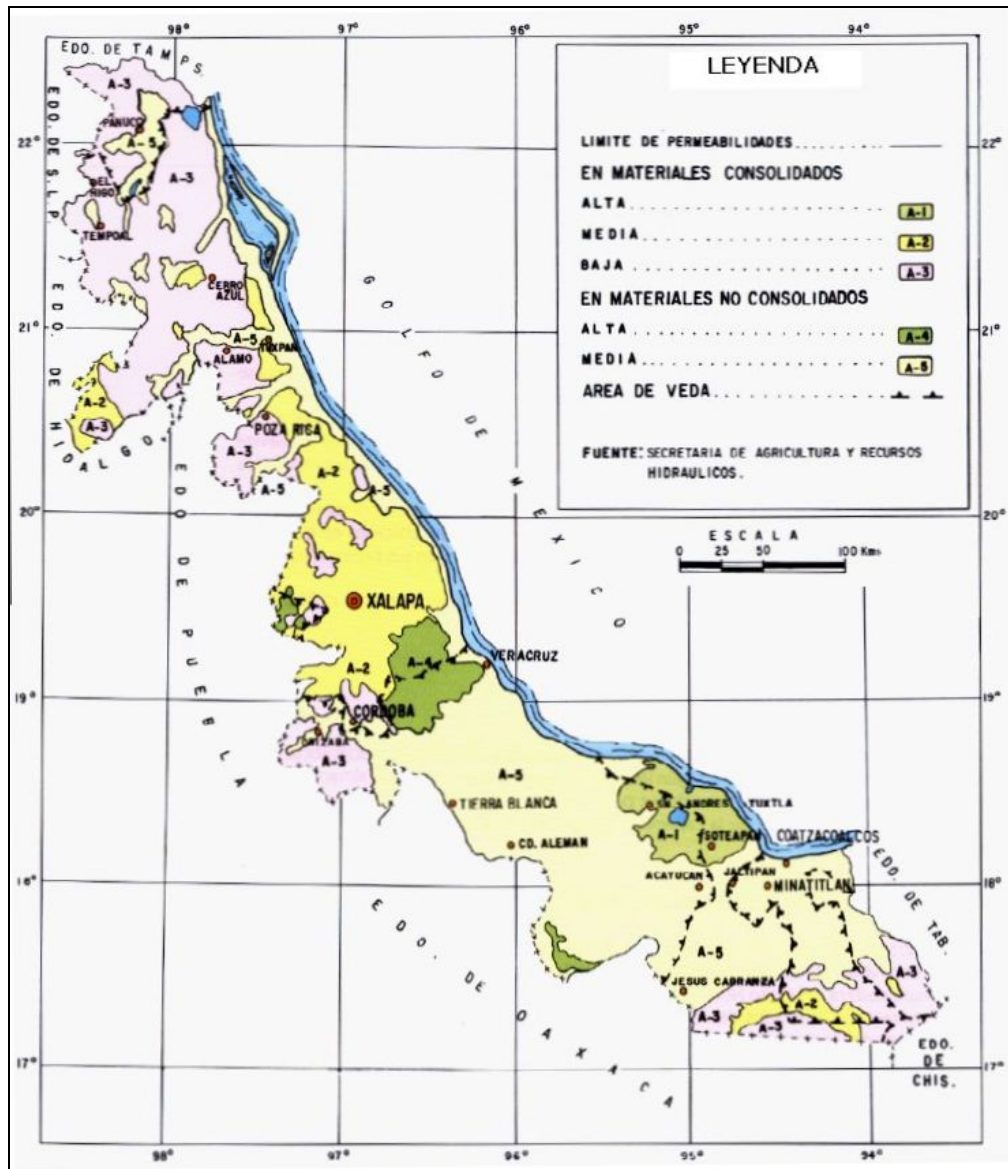


Figura I.5. Hidrología. Aguas subterráneas (COREMI, 1994).

## 1.6 Generalidades sobre la zona de estudio

### Localización de la zona de estudio

El afloramiento está ubicado a un costado de la carretera federal de cuota No. 150, a la altura de la ciudad de Nogales, Veracruz que pertenece al municipio con el mismo nombre; se encuentra en la región occidental montañosa del estado de Veracruz, esta localidad se ubica al Suroeste de la ciudad de Orizaba del mismo estado (Fig. 1.6). El asiento municipal en la ciudad de Nogales se localiza en 18° 49'N de latitud y 97° 10'W de longitud, con una altitud de 1,280 msnm, el municipio cubre un área superficial total de 77.32 km<sup>2</sup>. En el censo del INEGI del año 2005, el municipio reportó una población total de 31,818 habitantes.



Figura 1.6. Ubicación geográfica de la ciudad de Nogales, Ver. (Guía Roji, 1999).

#### Límites Políticos de Nogales

Al Norte limita con los municipios de Maltrata e Ixhuatlancillo, al Sur con Acultzingo y Soledad Atzompa. En el lado Este, los límites son con Río Blanco, Huiloapan de Cuauhtémoc y Camerino Z. Mendoza, y al Oeste sólo limita con el municipio de Maltrata.

#### Vías de comunicación en la zona de estudio

El acceso más importante que comunica a la ciudad de Nogales es la autopista de cuota No. 150, que une las ciudades de México, Puebla, Córdoba y Veracruz. Aunque para tránsitos más locales también se tiene la carretera libre 150 que va de la ciudad de Puebla sigue hacia Tehuacán y de ahí penetra a Veracruz por la Sierra de Acultzingo, continúa a Ciudad Mendoza, Nogales, Río Blanco y Orizaba, en donde entronca con la carretera 193 con destino a Zongolica. Posteriormente, sigue por Córdoba (en donde entronca con la 150 de cuota) para llegar a la ciudad de Veracruz, donde entronca con la carretera 180, que atraviesa totalmente la zona costera del Golfo de México, desde Tamaulipas hasta Yucatán.

#### Fisiografía local

El municipio de Nogales y el afloramiento motivo de esta tesis se encuentran comprendidos en la región fisiográfica de la Provincia de la Sierra Madre del Sur (Monografía Geológico Minera del Estado de Veracruz, 1994). La parte de esta Provincia (Fig. 1.7) que penetra en Veracruz (Sierras Orientales) es una zona montañosa que abarca desde la región de Orizaba, Veracruz, hasta Salina Cruz, Oaxaca y se extiende en el sur entre este puerto y el de Pochutla. La parte norte de esta Provincia Fisiográfica conocida como sierra de Zongolica es menos abrupta que el resto de la sierra, en ella predominan las rocas calcáreas del Cretácico que le dan afinidad con la Sierra Madre Oriental, presenta rasgos de karsticidad en su lado occidental, sus cumbres en general exceden los 2,000 msnm.

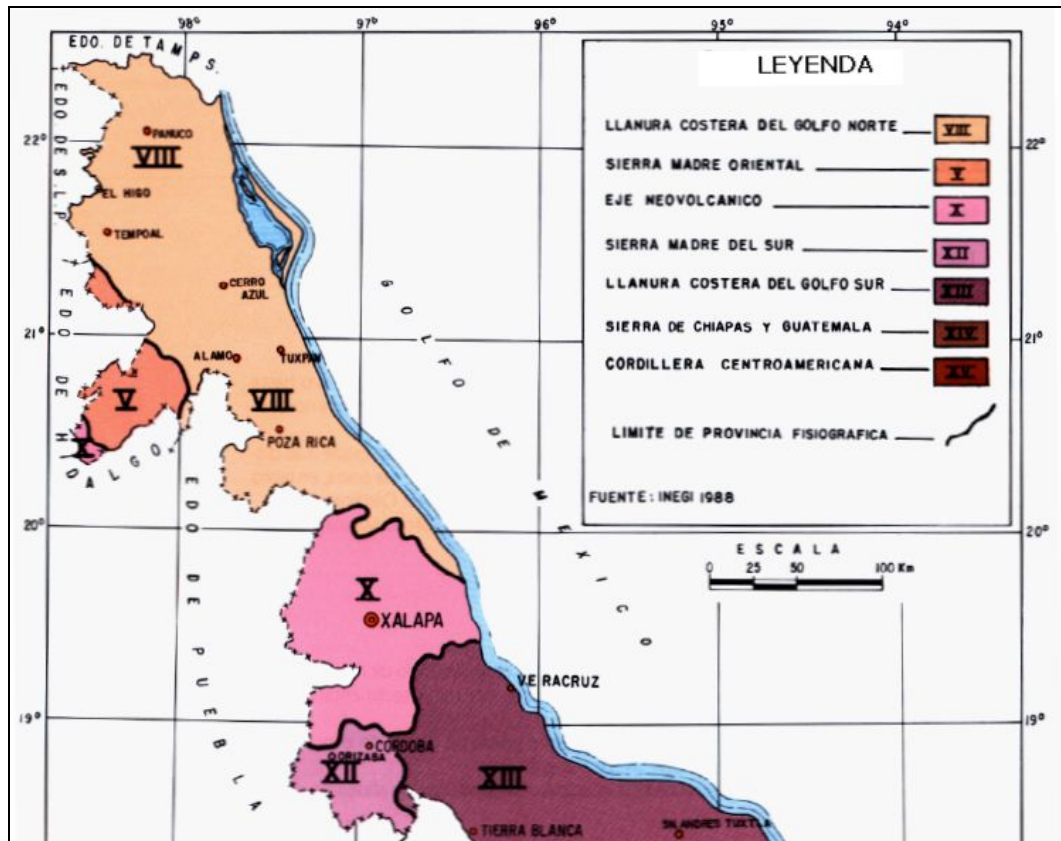


Figura I.7. Ubicación fisiográfica del afloramiento (XII) (COREMI, 1994).

### Hidrografía

El municipio de Nogales se encuentra regado por el río Nogales, tributario del Río Blanco. Aquí el agua abunda y se deja ver en los diferentes nacimientos como "El Ojo de Agua" y "El Nogales", éste último se localiza en la ciudad de Nogales, donde sus aguas dan lugar a una laguna que lleva el nombre del municipio y es uno de los principales centros recreativos familiares.

### Orografía

El municipio se encuentra ubicado en una zona montañosa del Estado, correspondiente a la unidad fisiográfica de las Sierras Centrales en la Sierra de Zongolica, y que pertenece al dominio paleogeográfico de la Plataforma de Orizaba.

### Clima

En los lugares con altitud promedio de 1,000 a 1,600 msnm (donde se ubica el municipio de Nogales) las características físicas favorecen el desarrollo del clima templado-húmedo-regular. La precipitación total anual en estas porciones fluctúa de 2,000 a más de 2,500 mm y la temperatura media varía de 18 a 22 °C.

### Flora

Los ecosistemas que coexisten en el municipio son el de bosque de pináceas con poblaciones de pino y encino.

### Fauna

En el municipio se desarrolla una fauna compuesta por poblaciones de conejos, ardillas, tlacuaches, mapaches, zorros y varias clases de aves.



## II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

### II.1 Geología General

La Cuenca de Veracruz se localiza en la porción central del Estado de Veracruz, incluyendo las partes orientales de los estados de Puebla y Oaxaca. La Cuenca de Veracruz como entidad tectónica sedimentaria se encuentra estrechamente relacionada con otras entidades, las Plataformas de Córdoba y de Orizaba, que la limitan hacia el poniente. En el noroeste de la Cuenca de Veracruz se ubica un cinturón plegado, que corresponde con la expresión superficial del levantamiento de La Sierra de Zongolica y la Cuenca de Veracruz, que corresponde con una cuenca sedimentaria ubicada en el frente de este cinturón deformado.

En esta región, desde el punto de vista petrolero son importantes tanto la Plataforma de Córdoba, como la Cuenca de Veracruz, siendo la primera una plataforma de sedimentación carbonatada que se desarrolló durante el Cretácico, y que queda expuesta a la erosión y es deformada por esfuerzos compresivos, principalmente durante la segunda parte del Paleógeno. Por otro lado, la Cuenca de Veracruz, pudo estar funcionando como unidad de sedimentación desde el Jurásico, puesto que existen evidencias estratigráficas en los bordes de la Plataforma de Córdoba, de esta edad; aunque por medio de los pozos exploratorios sólo se ha alcanzado la serie del Paleoceno. La Cuenca posee una secuencia sedimentaria de más de 10,000 metros de espesor hacia sus depocentros.

La serie estratigráfica de las Plataformas de Córdoba y Orizaba limita al oriente a través de las facies transicionales presentes a lo largo del Frente Tectónico Sepultado, el cual es la entidad tectónica que limita físicamente la Plataforma de Córdoba y la Cuenca de Veracruz. Desde el punto de vista petrolero, es en este Frente Tectónico donde se encuentran los campos petroleros más importantes. Por otro lado, en la cuenca cenozoica la intercalación de distintas litofacies de terrígenos es la que le confiere también importancia petrolera a la Cuenca de Veracruz, por ser yacimientos de gas.

Las historias sedimentarias y tectónicas de las Plataformas de Córdoba, Orizaba y de la Cuenca de Veracruz se encuentran relacionadas, por lo que las series estratigráficas presentan estrecha relación evolutiva.

El desarrollo de la sedimentación en la Cuenca de Veracruz tuvo lugar en ambientes de tipo batial y nerítico, propiciados principalmente por el desarrollo de un proceso de subsidencia flexural de cuenca de antepaís, como resultado de la deformación compresiva que afectaba las Plataformas de Córdoba y Orizaba durante el Paleógeno. Finalmente, hacia el Neógeno se depositaron sedimentos cada vez más someros hasta los dominios litorales y de planicie aluvial que caracterizan los depósitos pliocénico-pleistocénicos de la planicie costera de Veracruz. La serie sedimentaria es coronada por derrames volcánicos del Neógeno.

En cuanto a la estructuración de la Plataforma de Córdoba y de la Cuenca de Veracruz, ésta es el resultado de la deformación compresiva del Cretácico Superior-Eoceno que afectó la serie carbonatada de las Plataformas formando una serie de fallas inversas del tipo pliegues de propagación con dirección de transporte tectónico hacia el Este-Noreste. Una gran subsidencia en la Cuenca de Veracruz hace posible el depósito de un gran espesor de sedimentos, que finalmente es deformada levemente por una deformación compresiva (inversión) que llega a mantenerse hasta afectar las series miocénicas (Ortuño, et. al., 1999).

La Cuenca de Veracruz es una cuenca sedimentaria que se ubica en la margen suroeste del Golfo de México (*Fig. II.7*). La cuenca está limitada al norte por el Cinturón Volcánico Transmexicano, al oeste por el Cinturón Deformado de la Sierra de Zongolica, y hacia el sur por la Cuenca Salina del Istmo. La Cuenca de Veracruz está separada del Golfo de México por altos estructurales asociados a los Volcanes de los Tuxtlas y el alineamiento Alto de Anegada (Prost y Aranda, 2001).

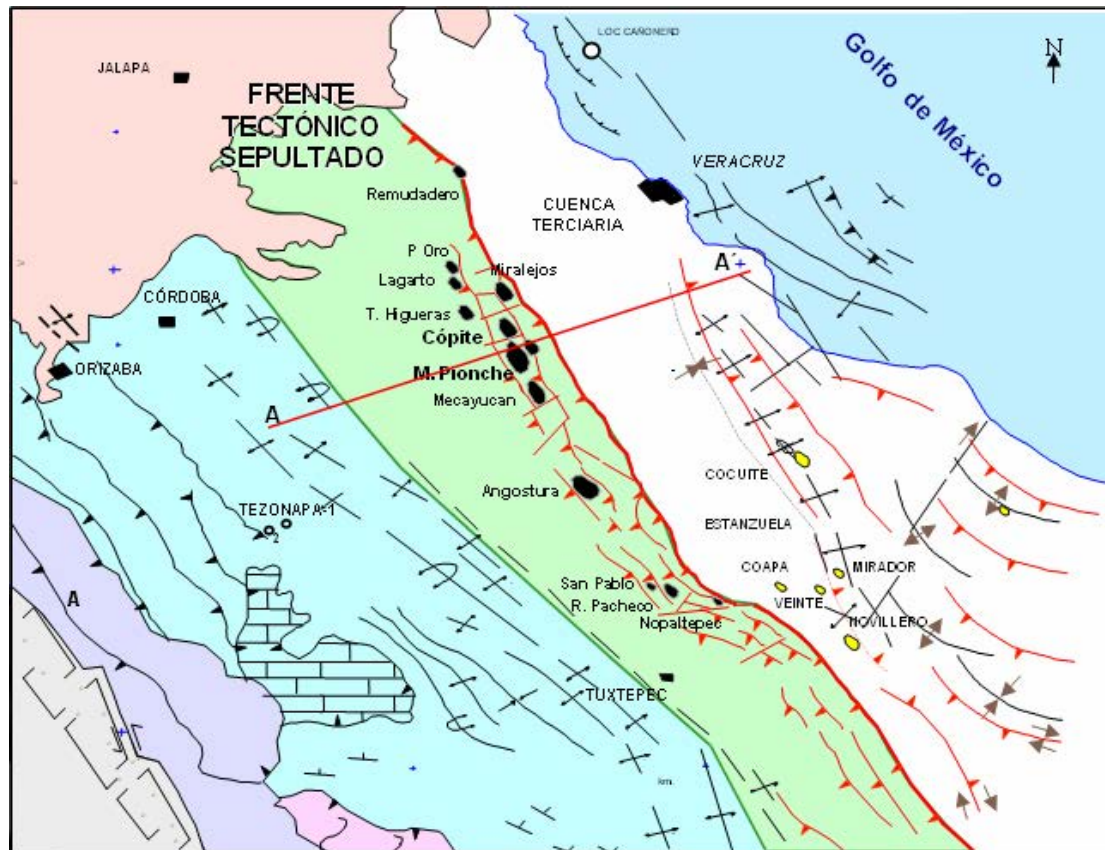


Figura II.1. Mapa de los límites geológicos de la Cuenca de Veracruz (Cortesía de PEMEX).

Hacia la parte noroeste de la Cuenca de Veracruz se ubica un cinturón plegado, que corresponde con levantamiento de La Sierra de Zongolica, que es la expresión superficial de este cinturón deformado. La Cuenca de Veracruz es una cuenca sedimentaria en el frente de este cinturón deformado y su espesor de rocas Cenozoicas sedimentarias está asociado a levantamientos verticales y a sistemas de fallas normales y laterales.

El desarrollo de la Cuenca de Veracruz de alguna manera relacionado a la apertura del Golfo de México, la que ocurrió en el Jurásico Tardío. En el Cretácico tardío, y en el Cenozoico Temprano la Orogenia Laramide produce deformación en dirección noroeste-sureste plegando la Sierra de Zongolica y su entorno. Esta Orogenia causó levantamientos que coincidieron con el desarrollo de la cuenca sedimentaria de Veracruz a lo largo del límite este del plegamiento; la subsidencia continuó hasta finales del Cenozoico y se acumularon secuencias de siliciclastos con espesores mayores a los 10,000 m. La deformación está asociada a la convergencia de las placas de Norte América y Farallón (Fig. II.5).

## II.2 Estratigrafía

En el área de estudio, se observan resultados provenientes desde el jurásico, de procesos relacionados con cambios relativos de forma cíclica del nivel del mar, además de cierta actividad tectónica. Las plataformas carbonatadas y las cuencas asociadas comenzaron a formarse en el Cretácico Temprano, es entonces que durante el Mesozoico, se constituyen los principales dominios paleogeográficos (Fig. II.2).

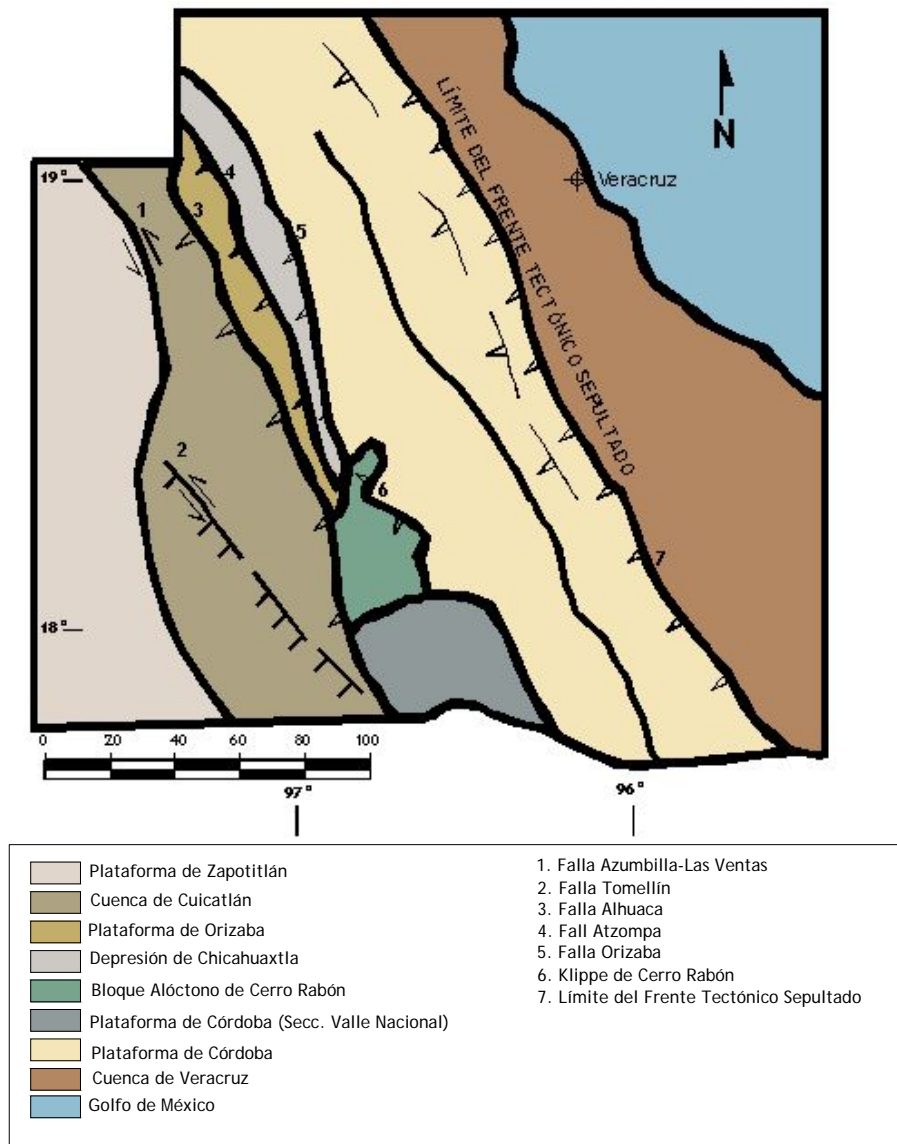


Fig. II.2. Dominios Estratigráficos y Paleogeográficos del área de estudio. Modificada de Toriz Gama, 2001.

Estos dominios a su vez, están constituidos por las formaciones que a través del tiempo geológico, fueron depositándose, formando así la llamada Sierra de Zongolica, el Frente Tectónico Sepultado y la Cuenca de Veracruz (*Tabla II.A*).

La estratigrafía a partir del Jurásico, está conformada por 12 Formaciones correspondientes al Mesozoico y 6 al Cenozoico, las cuales se muestran tanto en la tabla de dominios paleogeográficos, como en la tabla estratigráfica de la región. Así mismo, más adelante se describen sus principales características.



PERIODO	EPOCA	EDAD	SIERRA DE ZONGOLICA				FRENTE TECTÓNICO SEPULTADO		
			SIERRAS INTERNAS	SIERRAS CENTRALES	SIERRAS EXTERNAS				
			CUENCA DE CUICATLÁN	PLATAFORMA DE ORIZABA	MONOCLINAL DE USILA	DEPRESIÓN CHICAHUAXTLA		PLATAFORMA DE CORDOBA	
NEOGENO	PLIO	Placencian					PLIOGENO		
		Zanclean							
	MIOCENO	Tortonian					MIOCENO		
		Serravallian							
		Langhian							
		Burdigalian							
		Aquitanian							
PALEOGENO	OLIGOCENO	Chatiano	TEHUACAN						
		Rupelian							
		Phiboniano							
	EOCENO	Bartonian							
		Lutecian							
		Yprecian							
		PALEOCENO		Thanetian					
	Selancian				CHICONTEPEC		CHICONTEPEC		
	Danian								
	CRETÁCICO	SUPERIOR		Maastrichtian		MENDEZ	ATOYAC	MENDEZ	ATOYAC
Campanian								SAN FELIPE	
INFERIOR		Santonian	TECAMALUCAN	GUZ. PELÁGICA	GUZ. PLAT	GUZ. PLAT	TECAMALUCAN	GUZ. PLAT	GUZ. PLAT / GUZ. PELÁGICA
		Comanchian	MALTRATA						MALTRATA
		Cenomanian							
		Albian	TAMAULIPAS SUPERIOR	ORIZABA		MALTRATA ORIZABA	TAMAULIPAS SUPERIOR	ORIZABA	ORIZABA
		Aptian	CHIVILLAS SUPERIOR	UNIDADES DE CALIZAS Y DOLOMIAS		CRETÁCICO INFERIOR DE PLATAFORMA	TEMALIPAS INFERIOR	CRETÁCICO INFERIOR DE PLATAFORMA	CRETÁCICO INFERIOR DE PLATAFORMA
		Barrimian							
		Hauterivian							
		Valanginian	CHIVILLAS INFERIOR	XONAMANCA		XONAMANCA	XONAMANCA		XONAMANCA
JURÁSICO	SUPERIOR	Berriasian							
		Tithonian				TEPEXILOTLA			
	MEDIO	Kimmeridgian							
		Oxfordian							
		Callovian				TODOS SANTOS			
		Bathonian	COMPLEJO CUICATECO						
		Bajocian							
		Aalenian							
INFERIOR	Toarcian								
	Pliensbachian								

Tabla II. A Depósito de las formaciones, correspondientes a los diferentes dominios paleogeográficos. Modificada de PEMEX Exploración y Producción, Región Norte, 2001.

## Jurásico

### FORMACIÓN TEPEXILOTLA

Esta formación está compuesta principalmente por mudstone y calizas arcillo-arenosas de color gris oscuro a negro, con estratificación delgada a laminar; presenta lutitas negras carbonosas con materia orgánica. En los alrededores de Tepexilotla, Puebla, su espesor va de 100 a 150 m., su edad es Tithoniano. En cuanto al su ambiente de depósito es costero de profundidades neríticas de baja energía, de condiciones reductoras y de circulación restringida.

## Cretácico

### FORMACIÓN XONAMANCA

Es una serie sedimentaria vulcano-clástica carbonatada, constituida por calizas pelíticas, tobas, horizontes bentoníticos, litarenitas, andesito-dacitas gris verdoso y delgadas intercalaciones de argilitas grises; la estratificación es media. En los alrededores del poblado de Xonamanca, Veracruz, su espesor es de 400-500 m. La edad es Berriasiano-Valanginiano. Fue depositada en ambientes de aguas someras a profundas, de plataforma profunda con eventos volcánicos de tipo extrusivo en aguas de poca circulación.



### **FORMACIÓN TAMAULIPAS INFERIOR**

Está formada por mudstone-wackestone de color pardo y pardo oscuro, arcilloso, presenta compactación y fracturas, así como nódulos y lentes de pedernal, la estratificación varía de media a gruesa con intercalaciones arcillosas laminares. En el área de Zongolica el espesor se encuentra entre 200 y 300 m. La edad es Barremiano-Aptiano. Se considera que fue depositada en un ambiente de aguas profundas de plataforma externa, de libre circulación.

### **FORMACIÓN TAMAULIPAS SUPERIOR**

Se conforma por mudstone-wackestone de color pardo a pardo oscuro, arcilloso compacto con bandas y lentes de pedernal; la estratificación va de delgada a gruesa. Se encuentran abundantes bioclastos y clastos arrastrados por corrientes de turbidez. En el área de Zongolica, su espesor es de 200-300 m. La edad es Albiano-Cenomaniano. El ambiente es de plataforma externa de libre circulación, depositándose entre los altos de la plataforma.

### **FORMACIÓN ORIZABA**

Su litología es wackestone-packestone y grainstone de color gris claro y pardo cremoso de macro y microfósiles, alterna con dolomías de textura fina a media, los estratos son de espesor medio a gruesos. Hacia la región SE de Zongolica, presenta anhidritas en la base. El espesor varía de 1000 a 1500 m en el Cerro Escamela Orizaba, Veracruz. La edad es Albiano-Cenomaniano. El ambiente corresponde a plataforma interna carbonatada, donde la evolución de facies se desarrolla en zonas de submarea e intermarea. El dominio paleogeográfico es Plataforma de Orizaba - Plataforma de Córdoba.

### **FORMACIÓN TECAMALUCAN**

Esta formación presenta alternancia de mudstone de colores pardo y pardo oscuro a negro, arcilloso que gradúa a margas arenosas, lutitas de colores pardo y ocre laminares, areniscas calcáreas de grano fino; presenta también lentes y bancos carbonatados areno-arcillosos de estratificación gruesa. Su espesor en los alrededores de Tecamalucan, Veracruz, va de 300 a 400 m. La edad es Turoniano-Senoniano. Su ambiente de depósito corresponde con depósitos de plataforma externa profunda (pie de talud), donde los flujos de sedimentos de ambientes someros se deslizaron por efectos de turbidez, dejando como producto, mezclas de sedimento de diferentes ambientes y fauna, lo que originó estructuras de flujo, interdigitaciones y brechas.

### **FORMACIÓN AGUA NUEVA**

En el Cañón de la Borrega, presenta una secuencia calcareo-arcillosa, la cual se divide en dos miembros, el inferior está compuesto por calizas arcillosas con laminaciones de lutita; el superior está conformado por estratos delgados de wackestone. El espesor promedio es de 240 m. Su edad es Turoniano, aunque en algunas partes es Cenomaniano Superior-Turoniano. El ambiente de depósito es de plataforma externa de aguas profundas de baja energía con poca oxigenación, lo cual propició la preservación de material orgánico. Corresponde a una trasgresión a nivel mundial.

### **FORMACIÓN MALTRATA**

Su litología son calizas de color pardo y gris oscuro a negro muy arcillosas de estratificación delgada con abundantes bandas de pedernal. Su espesor en las proximidades del poblado de Maltrata, Veracruz, varía de 100 a 200 m. Su edad es Turoniano. Ambientes de aguas profundas con poca turbulencia y oxigenación en condiciones reductoras.





### FORMACIÓN GUZMANTLA

La secuencia esta caracterizada por mudstone-wackestone ligeramente arcilloso hacia la base, wackestone-packestone y grainstone pardo cremoso hacia la cima. Los estratos son de medianos a gruesos y en ocasiones de tipo masivo. Alterna con dolomías de textura fina a media, presenta horizontes arcillosos interestratificados. El espesor varía tomando en cuenta los diferentes ambientes de depósito, ya que el miembro basal o Facies miliólidos, tiene un espesor de 540 m, el horizonte con calizas de pedernal y fauna pelágica de 100 metros de espesor y las Facies Oolíticas con un espesor de 60 a 90 metros. (Viniegra, 1965), considera que si se toma en cuenta el espesor de estos tres cuerpos, la unidad Guzmantla alcanza los 1600 metros, quedando incluido el Turoniano-Coniaciano y probablemente el Santoniano. El espesor en pozos perforados en la Cuenca de Veracruz se estima en 1000 m. La formación Guzmantla en la parte baja del Turoniano consiste de una deposición en un ambiente de plataforma externa y para el Coniaciano Superior a Santoniano refleja un ambiente de plataforma interna con lagunas aisladas.

### FORMACIÓN SAN FELIPE

Secuencias de calizas arcillosas verde olivo con intercalaciones de lutita y bentonita verde olivo. En el Frente Tectónico Sepultado, su espesor es de entre 150 y 200 m. Su edad es Santoniano-Campaniano. Su ambiente de depósito es de aguas profundas cercano a un arco volcánico.

### FORMACIÓN MÉNDEZ

En esta formación se presentan alternancia de margas y lutitas de colores gris, gris verdoso y amarillo ocre con repentinos aportes de material piroclástico. En el área de Cerro Rabón, presenta cuerpos alternantes de wackestone-packestone de bioclastos, color pardo claro, de estratificación gruesa. En el área de la Estación Méndez, San Luis Potosí, el espesor es de 200 a 300 m. Su edad es Maestrichtiano-Campaniano. Su ambiente de depósito está asociado a flujos carbonatados provenientes de la plataforma y es de aguas profundas.

### FORMACIÓN ATOYAC

Conformada por Wackestone-packestone y grainstone de bioclastos, intraclastos y restos biógenos recristalizados. Alterna con dolomías de textura fina a media. La estratificación varía de media a gruesa. El espesor en los alrededores de Atoyac, Veracruz, va de 300 a 400 m. Su edad corresponde con el Maestrichtiano. Se caracteriza por un ambiente de plataforma interna carbonatada en condiciones de temperatura y salinidad favorables para el desarrollo de fauna.

## Cenozoico

### FORMACIÓN CHICONTEPEC

Es una secuencia tipo flysch, clástica, donde predominan areniscas de grano fino a medio y lutitas de color pardo y pardo grisáceo; la estratificación es delgada. Presenta cuerpos aislados de conglomerados y estratos carbonatados biógenos de estratificación media. En el área de la Presa de Temascal, Veracruz, varía de 200 a 300 m. La edad es Paleoceno. Los sedimentos fueron depositados por efectos de erosión de rocas carbonatadas expuestas durante la Orogenia Laramide en un ambiente de aguas profundas, lo cual, está asociado a flujos carbonatados biógenos provenientes de una plataforma deformada. Su dominio paleogeográfico es la Plataforma de Córdoba.



### FORMACIÓN VELASCO

Compuesta por lutitas verde olivo y pardo, en partes arenosas y margosas, con pequeños desarrollos arenosos de color plomo amarillento o plomo rojizo; alterna con areniscas de grano medio a grueso de cementante calcáreo arcilloso. Contiene laminillas de yeso y mica, entre los planos de estratificación de las lutitas. Los espesores encontrados en la superficie y en los pozos de la Cuenca de Veracruz, presentan secuencias mayores a los 1700 m, Pero no ha sido posible conocer el espesor real de la formación, pues siempre se encuentra bajo una superficie de erosión. La edad es de Paleoceno Inferior. Se interpreta que se acumuló en condiciones de baja salinidad y temperaturas constantes, en un ambiente marino nerítico que cambió a batial. Ocurrieron levantamientos (deformación) durante el depósito de ésta unidad.

### FORMACIÓN GUAYABAL

En su localidad tipo consta de lutitas calcáreas deleznales de color gris; pero en otras localidades se reporta que se compone de lutitas de color gris azul, que intemperizan en color gris a pardo claro; con intercalaciones de areniscas de grano fino a veces calcáreas; localmente presenta nódulos de siderita (típicos en esta Formación). En Poza Rica, Veracruz, presenta cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico; también se compone de margas de color verde olivo, con estructura nodular, y lutitas plásticas intercaladas ligeramente arenosas y de aspecto masivo. No se aprecia fácilmente la estratificación y pocas veces la estructura laminar, cuando tiene arenisca intercalada. El espesor es variable, va de 60 a 1200 m, aumentando de N a S. Su edad es de Eoceno Medio (Luteciano). Se depositó en mares tranquilos, de plataforma clástica, aunque, los cambios de espesor que presenta indican depósitos en cañón submarino con inclinación hacia el sur y con aportes de sedimentos del oeste.

### FORMACIÓN TANTOYUCA

Está constituida por areniscas y areniscas conglomeráticas de grano grueso y fino, con cementante calcáreo, también incluye secuencias arenosas-conglomeráticas. En algunas localidades contiene conglomerados y brechas con pedernal negro y fragmentos de caliza en color gris en diferentes tonos. También contiene areniscas de cuarzo de grano fino a grueso y areniscas conglomeráticas, con cementante calcáreo; no presenta estratificación bien definida. Las secuencias clásticas gruesas presentan intercalaciones de lutitas de naturaleza bentónica y margas arenosas, con escasos horizontes de brechas y conglomerados. También presentan arenas retrabajadas de la Formación Chicontepec, fragmentos de pedernal, y fragmentos de rocas volcánicas y metamórficas. Su espesor llega a alcanzar los 1000 metros. La edad es Eoceno Superior. En general se interpreta que el depósito ocurrió en una plataforma clástica, en condiciones de profundidad moderada.

### FORMACIÓN LA LAJA

La parte inferior de esta secuencia está compuesta de lutitas compactas de color gris con tonos azulosos y verdes; presenta intercalaciones de areniscas deleznales y algunos bloques de boundstone de corales. En la parte superior predominan areniscas de grano medio con horizontes de tobas. El espesor de esta formación varía entre 1,000 y 1,400 m. Su edad corresponde al Oligoceno Inferior. El ambiente de depósito corresponde a una plataforma clástica.

### FORMACIÓN ENCANTO

La componen secuencias alternadas de areniscas de grano fino a medio y lutitas arenosas, mal consolidadas de color gris y gris verdoso al fresco, y con tonos rojizos por intemperismo; se presenta en estratos con espesores entre 10 cm y 1 m. En la parte superior se encuentran intercalados algunos estratos de espesor medio de areniscas de grano grueso, con abundante matriz, y que están poco consolidadas y parcialmente cementadas. Debido al ambiente de



depósito, su espesor es variable y se encuentra en el rango de los 500 a los 800 m. La unidad corresponde al Mioceno Inferior. Se depositó en un ambiente marino de plataforma clástica.

#### **FORMACIÓN PARAJE SOLO**

Se compone por areniscas de grano grueso de color gris oscuro y pardo. Se encuentra interestratificadas con laminillas de arcillas de color gris azulado, ceniza volcánica y material lignítico. La parte inferior está constituida por areniscas compactas de grano grueso, interestratificadas con lutitas mal compactadas; son rocas de color gris al fresco y colores rojizos por intemperismo. Presenta algunos horizontes con abundantes microfósiles y otros con abundante materia orgánica leñosa (lignita). La parte superior se compone de areniscas con granulometría variable de color gris, con intercalaciones de lutitas de color gris oscuro carbonosa. El espesor de esta unidad varía entre 300 y 600 m. En un pozo perforado en la Cuenca Salina, en el pozo Arroyo Prieto-1, se cortó un espesor muy grande, de 1400 metros. Su edad corresponde con el Mioceno Debido a su contenido fosilífero y posición estratigráfica, se interpreta que su depósito está relacionado a facies deltaicas.

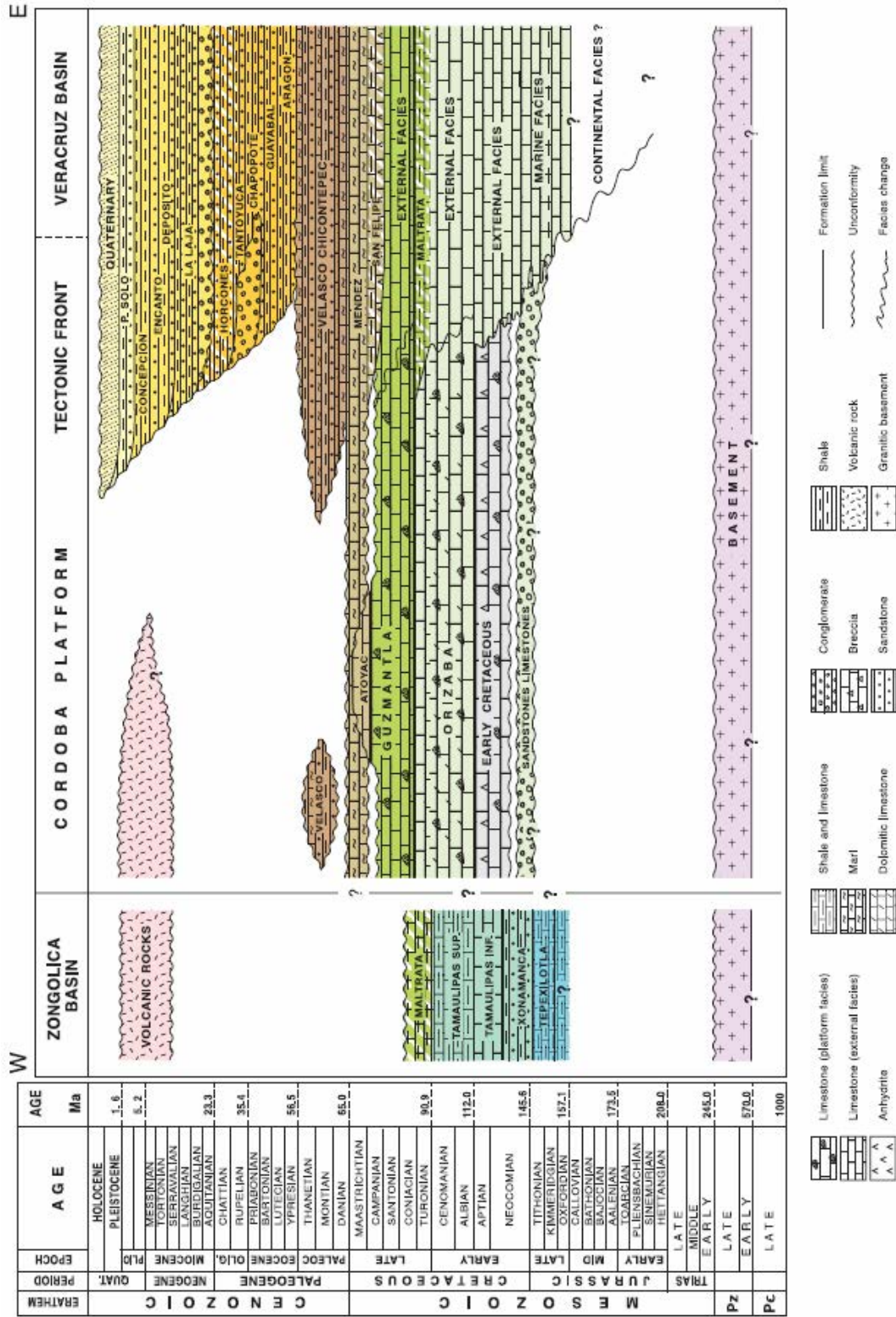


Figura II.3. Síntesis de la columna litostratigráfica (Ortuño-Arzáte et. al., 2003)



### II.3 Geología Estructural y Tectónica

La zona de estudio abarca diferentes unidades geológicas, las cuales guardan cierta relación tanto tectónica como estructural.

En la *figura II.4*, se muestra la distribución de los diferentes estilos estructurales que se presentan en la zona.

A manera de resumen se presenta la *tabla II.B*, donde se exhiben los diferentes estilos estructurales que se observan en la *figura II.4*. En esta tabla se abarca la edad en que ocurrieron, el escenario en que se llevó a cabo, el tipo de esfuerzo, la geometría resultante de éste, el tipo de roca afectada, y también los campos petroleros, que se ubican, en la zona.



Figura II.4. Diferentes estilos estructurales de la Cuenca Cenozoica de Veracruz (Tomado de PEP Guzmán, 2002)

En la región como resultado de la actividad tectónica, se distinguen tres unidades estructurales pertenecientes al Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica, la Cuenca de Veracruz y además, por debajo de esta, el Frente Tectónico Sepultado. La evolución tectónica del área de estudio, se trata a continuación.



Los eventos tectónicos en la zona comienzan en el Triásico, donde debido al flujo térmico se da el adelgazamiento de la litosfera (en el sitio ahora ocupado por el Golfo de México), causando que la litosfera se extendiera, produciéndose una zona de "rift", y se formaran pilares y fosas, que posteriormente fueron rellenados con sedimentos continentales de lechos rojos. Posteriormente las zonas de topografía baja fueron invadidas por aguas marinas y se desarrollaron condiciones de aguas someras, con la consecuente formación de evaporitas. Posteriormente se produce el rompimiento de la corteza y comienza la separación de las porciones continentales y la formación de una dorsal que evoluciona desde el Triásico hasta el Cretácico Temprano. La formación y desarrollo de plataformas carbonatadas se ve favorecida por invasiones mayores de los mares, depositándose rocas marinas sobre la sal y sobre los lechos rojos. A este evento le sucede una etapa de deformación compresiva que influye a toda la serie del Mesozoico, teniéndose manifestaciones hasta la serie cenozoica del Eoceno, pudiéndose recocer hasta las series del Mioceno (Ortuño et. al. 1999).

ESTILOS ESTRUCTURALES			
	Pliegues Cabalgantes	Estructuras Transpresivas	Estructuras Extensionales
Deformación	Orogenia Laramide	Evento Chiapaneco Strike slip-falla dextral	Deslizamientos por Gravedad
Edad	Eoceno Medio (65-40 m.a.)	Mioceno Medio-Tardío (de 14 a 7 m.a.)	Mioceno Tardío-Plioceno (7-4 m.a.)
Escenario o sistema	Cinturón plegado de la Sierra de Zongolica y Pliegues Sepultados de la Plataforma de Córdoba	Fajas plegadas en échelon en la Cuenca Terciaria de Veracruz	Subprovincia Extensional Neogena en plataforma continental y Cinturón de pliegues (Subprovincia Cordilleras Mexicanas) en talud continental
Esfuerzo	Compresivo con acortamiento horizontal dirección WSW-ENE y extensión vertical	Transpresivo con acortamiento horizontal dirección NNE-SSW	Deslizamientos por Gravedad genera extensión horizontal y acortamiento vertical
Geometrías	Pliegues recumbentes Pliegues por propagación Pliegues de caja Fault-bend-fold Duplex	Estructuras en flor Anticlinales recumbentes Fallas de rumbo Rasgos lineales Fallas inversas	Anticlinales roll over Rampas u homoclinales Cinturón de pliegues alargados y angostos
Elementos	Despegue regional Rampas y flats Pliegues cabalgantes Frente de cabalgaduras	Falla regional de rumbo Rampas de alto ángulo Fallas verticales profundas Vergencias en ambos sentidos	Falla lítrica Fallas normales Falla antitéticas Medio grabens
Rocas plegadas	J, K, Pe, Ei y Em	Mioceno, Oligoceno, etc.	Mioceno, Plioceno, Pleistoceno
Campos	Miralejos, Cópite, M. Pionche, Mecayucan, Angostura, Sn. Pablo, Nopaltepec, Rincón Pacheco, etc.	Cocuíte, Novillero, Playuela Lizamba, Mirador, Veinte, Coapa, Vistoso	Lankahuasa

Tabla 2.B



Durante el Cretácico Tardío-Eoceno, es identificada una etapa compresiva que, da como resultado la Sierra de Zongolica, resultado de la deformación de los dominios paleogeográficos: Plataforma de Zapotitlán, Cuenca de Cuicatlán, Plataforma de Orizaba, Depresión de Chichahuaxtla, Plataforma de Córdoba y Antefosa de Veracruz. Esta deformación se debe al evento tectónico denominado "Orogenia Laramide", el cual ocasionó una propagación compresiva de Suroeste a Noreste. La Sierra de Zongolica, consiste de tres unidades fisiográficas que coinciden con tres diferentes estilos tectónicos: Sierras Internas, Sierras Centrales y Sierras Externas. A continuación se describen brevemente estas unidades:

#### **Sierras Internas**

Las Sierras Internas corresponden al dominio paleogeográfico de la Cuenca de Cuicatlán. La amplitud de esta unidad varía de manera que se nota un ensanchamiento de 20 km en el Noroeste a 40 km hacia el Sureste, con una longitud de aproximadamente 140 km. Las Sierras Internas están fuertemente plegadas, su deformación es penetrante por lo que existe foliación, cataclasis y milonitización. Estas sierras son limitadas hacia el Oriente por la falla Coyomeapan-Huautla (por estudios realizados al parecer, es una falla inversa laramídica) y hacia el Poniente por la falla Tomellín.

#### **Sierras Centrales**

Las Sierras Centrales corresponden al dominio paleogeográfico de la Plataforma de Orizaba. Su amplitud y longitud aproximadas son de 30 y 200 km respectivamente. De Noroeste a Sureste esta unidad tiene tres zonas estructurales: la zona de pliegues de propagación de fallas (abanico inbricado compuesto por seis escamas con echados fuertes y vergencia hacia el Noreste), la zona de sobrecorrimiento de Cerro Rabón ( en su bloque bajo es un dúplex con una falla de techo en la cima del Cretácico Superior y la falla de piso en la cima del Cretácico Inferior) y la zona del monoclinal de Usila, deformación de sus estratos por plegamientos sobre una falla inversa de alto ángulo en el basamento.

#### **Sierras Externas (Plataforma de Córdoba)**

La mayor parte de estas sierras está formada por el dominio paleogeográfico de la Plataforma de Córdoba. Las Sierras Externas, corresponden con estribaciones de la Sierra de Zongolica, en general constituyen una tendencia estructural alargada, ligeramente convexa al Noreste, hacia donde generalmente los anticlinales que la forman tienen su flanco más pronunciado. Sus montañas más amplias y altas, están en el Noreste, mismas que en cuanto a elevación decrecen de 1400 a 300 metros a medida que se van acercando a la planicie costera del Golfo de México.

#### **Frente Tectónico Sepultado**

Existe un cambio transicional de las Sierras Externas al denominado Frente Tectónico Sepultado, correspondiente a una zona sin deformación. El Frente Tectónico Sepultado corresponde al dominio paleogeográfico de la parte Oriental de la Plataforma de Córdoba. Está compuesto cuando menos por tres escamas con vergencia hacia el Noroeste y con superficie de despegue en la base del Cretácico Inferior y, se caracteriza por fallas de empuje y pliegues asociados. Lo aún no estudiado a detalle es la transición de este frente y la Cuenca de Veracruz (*Fig.6*).

#### **Cuenca de Veracruz**

Posteriormente y como consecuencia de la deformación compresiva que afectó los diferentes dominios paleogeográficos, durante el Paleógeno, y que provocó el desarrollo de una subsidencia de tipo flexural se formó la Cuenca de Veracruz. La depositación se realizó a profundidades cada vez más someras, hasta los límites litorales y de planicie aluvial característicos de los depósitos pliocénicos-pleistocénicos de la planicie costera de Veracruz; la serie sedimentaria esta cubierta por derrames de origen volcánico del Neógeno.

El desarrollo de la Cuenca de Veracruz de alguna manera está relacionado a la apertura del Golfo de México, misma que ocurrió en el Jurásico Tardío. En el Cretácico tardío, y en el Cenozoico

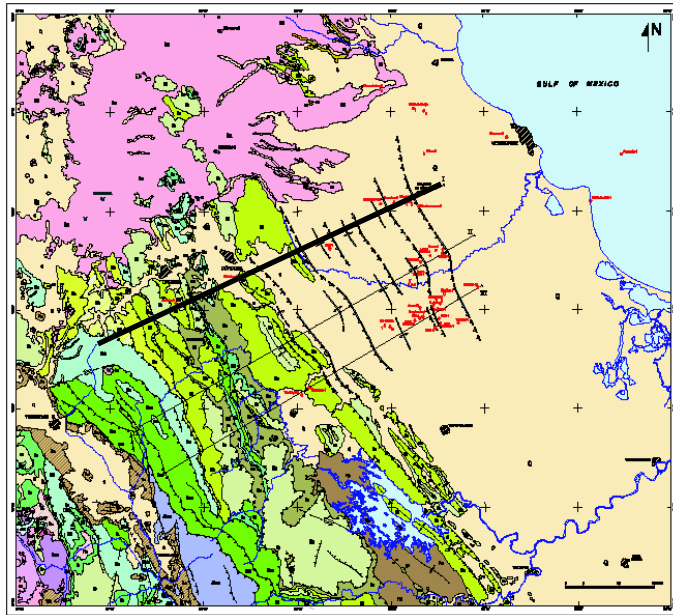


Temprano la Orogenia Laramide produce deformación en dirección noroeste-sureste plegando la Sierra de Zongolica y su entorno. Esta Orogenia causa levantamientos que coinciden con el desarrollo de la cuenca sedimentaria de Veracruz a lo largo del límite Este del plegamiento, la subsidencia continúa hasta finales del Cenozoico y se acumulan secuencias de siliciclastos mayores a los 10,000 m. La deformación laramídica está asociada a la convergencia de las placas de Norte América y Farallón (*Fig. II.5*).



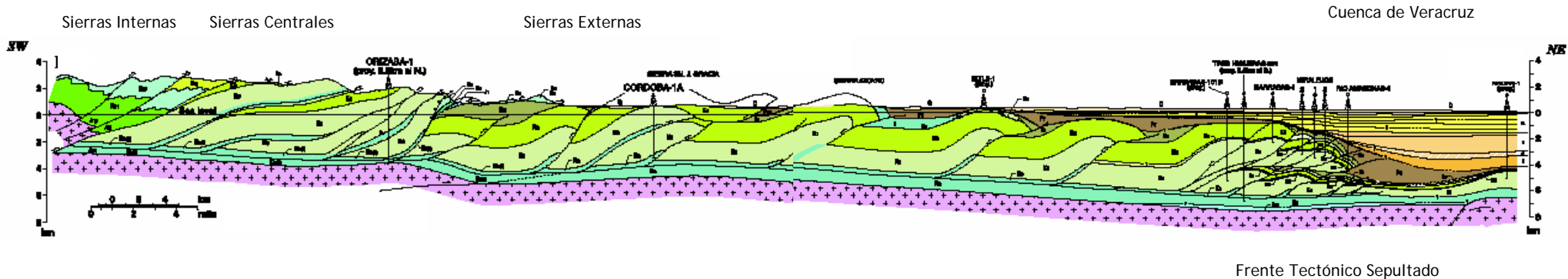
Figura II.5. Marco Tectónico y ubicación de las placas de Norte América y Farallón durante el Oligoceno, para la Cuenca de Veracruz (Tomada de Prost y Aranda, 2001).





Arriba:  
Figura II.6a.- Mapa de la zona de estudio donde se aprecia el transecto de la sección abajo mostrada, identificada por una línea negra gruesa (Ortuño-Arzate, et. al., 2003).

Abajo:  
Figura II.6b.- Sección estructural donde se aprecian las unidades que componen la Sierra de Zongolica, así como también se observa el Frente Tectónico Sepultado y la Cuenca de Veracruz (Ortuño-Arzate, et. al., 2003).





## II.4 Geología Histórica

En el **Jurásico medio (Calloviano)** las gigantescas cuencas salinas, que se ubicaban en los que es hoy el Golfo de México, sobre todo La Cuenca de Campeche, cubría la plataforma marina del mismo nombre hasta el área de Sigsbee Knolls; también hubo inundación generalizada en Tabasco, Chiapas y parte del extremo nor-occidental de Guatemala, y la región del Istmo incluyendo el área que comprende la Cuenca de Veracruz. La naturaleza salina de las aguas produjo efectos importantes en la morfología estructural de las rocas suprayacentes a grado tal que las provincias geológicas que contienen sal a nivel subsuelo son muy diferentes de las que no la contienen. Sobre las secuencias evaporíticas se acumuló en el jurásico tardío secuencias de calizas arcillosas, lutitas calcáreas y lutitas que corresponden con excelentes rocas generadoras de hidrocarburos.

Durante la primera parte del **Cretácico Inferior (Neocomiano-Aptiano)** ocurrieron depósitos de mar abierto en el antiguo Golfo de México (Formación Tamaulipas Inferior). Las condiciones de sedimentación cambiaron en el Cretácico, sobre todo en el **Aptiano** y el **Albiano Inferior**, existieron irregularidades en los fondos de los mares, que favorecieron las condiciones de cuenca profunda y que permitieron que el depósito de las rocas de esta edad, alcanzaran espesores considerables (lutitas Necoxtla).

En el **Albiano** se inició un movimiento ascendente de carácter epirogénico de toda la parte basal, lo cual se reflejó en el cambio de batimetría de los fondos marinos y ocasionó que la profundidad y el relieve cambiaran. El movimiento ascendente debió ser muy lento, porque el paso de rocas del **Albiano Inferior** a rocas del **Albiano Medio** (calizas Escamela), es transicional y apenas se percibe, pero se puede delimitar gracias a la presencia de miliólidos en algunos horizontes. Posteriormente las condiciones de sedimentación cambiaron, ya que prevaleció un ambiente de plataforma. Lo anterior no descarta la posibilidad de que la parte más alta de las calizas de la formación Maltrata, se depositaron en estos mares, no obstante que la formación en su mayor parte presenta una sedimentación rítmica, con rocas de colores predominantemente oscuros, mucho sílice y excelente estratificación.

Durante el **Cretácico Inferior** se formaron irregularidades en el piso marino de tal manera que prevalecían condiciones de cuenca profunda que favorecieron la depositación de sedimentos de grano fino (Lutitas Necoxtla y calizas Maltrata).

La posición original de las Formaciones cambió y modificó la tectónica, desde el **Jurásico** hasta el **Cretácico Superior**, con muchas fallas inversas y plegamientos en decollement. Esto afectó la sedimentación marina y de plataforma de los mares del **Cenozoico Temprano**, ubicados al oriente, donde se desarrolló la Cuenca de Veracruz.

Para el inicio del **Cretácico Superior** cambió de manera drástica el régimen de sedimentación en el oriente de México con el aporte de sedimentos detríticos provenientes del occidente en donde tenía lugar un levantamiento asociado a la actividad volcánica y plutónica. Durante esta época los mares se retiran paulatinamente hacia el oriente con deltas progradantes asociados.

Por otro lado, durante el **Cretácico Superior-Paleoceno** en el margen continental de la provincia del Golfo de México, la Sierra Madre Oriental siguió emergiendo por plegamiento y fallamiento, y al pie de la misma se formaban una serie de cuencas y subcuencas debido a la subsidencia del basamento hacia el Golfo de México. Estas depresiones marginales se hundían intermitentemente y se rellenaban con sedimentos provenientes de la Sierra Madre Oriental, depositándose en ambientes que variaban desde litorales hasta marinos someros y profundos, dependiendo de la actividad tectónica local dentro de un mismo patrón regional de deformación.



Durante el **Paleoceno** también hubo efectos por el levantamiento sur de la Sierra Madre Oriental originando una cuenca, al oriente, con depósitos de turbiditas encajonados dentro de la Antefosa de Soyaltepec. Estas rocas se depositaron inicialmente en aguas poco profundas, depositándose rocas calcáreas con fauna pelágica. Posteriormente con el azolve periódico, la batimetría y el ambiente deposicional fueron variando y se formaron zonas pantanosas marginales al mar.

Al final de la orogenia las arenas de playa de estos sedimentos del **Paleoceno** y toda la secuencia **Jurásica** y **Cretácica** fueron sometidas a esfuerzos compresionales, originando sistemas de pliegues recostados cortados por fallas inversas imbricadas en abanicos.

La Orogenia Laramide concluye en el Eoceno, posteriormente se presentaron hundimientos periódicos, tanto de la Cuenca como del Golfo de México, provocando que el material detrítico sedimentario continental y marino, azolvara la cuenca, para continuar con otra fase de hundimiento. Esto ocurrió en toda la periferia del Golfo durante el Cenozoico. Debido a lo anterior, también ocurrió un cambio ecológico marino, que se regía por la velocidad de hundimiento de las Cuencas Cenozoicas del Golfo de México.

En la provincia de la Cuenca de Veracruz su efecto es impresionante, y afecta la geomorfología de la Sierra Madre Oriental, ya que toda la provincia se elevó, y desde entonces ha sido tierra firme, hasta nuestros días.

Desde su elevación, la erosión ha sido el factor dominante que le ha dado su configuración actual. La erosión ha avanzado hasta una etapa madura, permitiendo a las montañas consistir en sierras continuas y otras aisladas.

Las secuencias del **Mioceno** están distribuidas ampliamente en toda la cuenca, con ligeras variaciones laterales de facies en algunas formaciones, caracterizándose por acumulaciones de abanicos submarinos en el **Mioceno Inferior** en gran parte de la Cuenca de Veracruz (*Fig. III. 7*). Durante el depósito de la formación Concepción Superior se registró la última trasgresión marina dejando como prueba sedimentos de aguas poco profundas, lo reflejan su litología y el contenido fosilífero de las formaciones suprayacentes.

Después de la elevación que formó la Sierra Madre Oriental, la erosión formó la Penillanura Cordillerana, la cual durante el **Mioceno** se elevó nuevamente, formando un bloque basculado con buzamiento hacia el Este, haciendo a la Sierra Madre Oriental parte de la margen oriental.

La placa continental en la región oriental, estuvo activa con repercusiones de transgresiones marinas, desajustes por compresión, tensiones, erosiones, vulcanismo, depósitos, lo señalan así las objetivas discordancias entre las rocas del Cenozoico, en la Región de la Llanura del Golfo.

Durante el **Cenozoico** los procesos geológicos, consistieron primordialmente en levantamientos de los fondos marinos y probablemente en movimientos tangenciales, manifestándose en el carácter de los sedimentos y en acentuadas discordancias.

La sal fue un factor importante en la tectónica del **Cenozoico**, aunado a esto la tectónica del sureste mexicano es muy compleja, independientemente del diapirismo de la sal en las secuencias mesozoicas que se formaron durante el **Cenozoico**; desde el **Paleoceno** hasta el **Oligoceno**, hubo movimientos originados probablemente por la plataforma de Yucatán, que su extremo meridional se movía, girando de este a noroeste y norte.

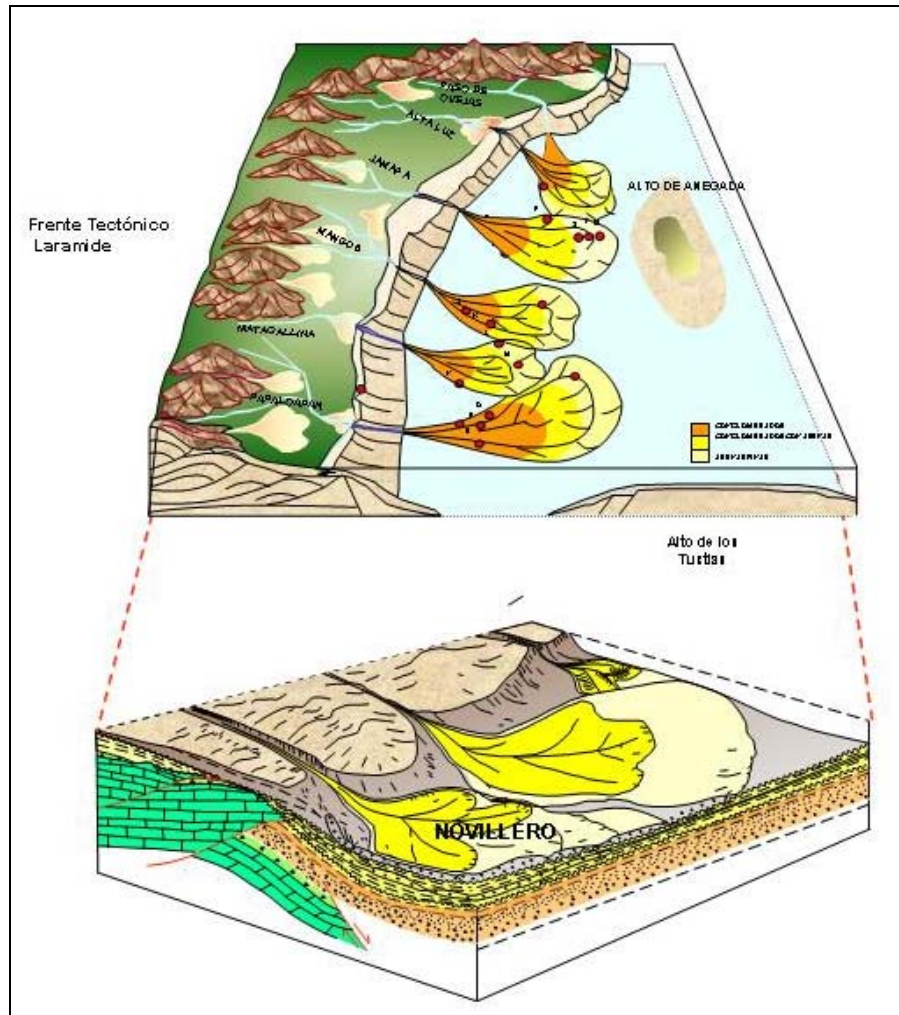


Figura II.7. Modelo Sedimentario del Mioceno Inferior (PEMEX, 2003)

La actividad plutónica en el área que ocupa el Estado de Veracruz fue muy incipiente durante el Cenozoico y sólo se reconocen plutones aislados al noroeste, en la región de Huayacocotla y en la región de Tatatila y Las Minas. En cuanto a la actividad volcánica comenzó a fines del Neógeno y continuó hasta el Cuaternario, originando depósitos que cubrieron gran parte de las porciones noroeste, centro y sureste de la entidad, en las regiones de Huayacocotla, Macizo de Teziutlán y Macizo de San Andrés Tuxtla, Veracruz.



### III. FORMACIÓN ORIZABA

#### III.1 Definición y Distribución (Localidad tipo)

Su **localidad tipo** se ubica en el cerro Escamela, ubicado cerca de la ciudad de Orizaba, Veracruz; su nombre fue designado así por Böse (1899) y después lo utilizó Viniegra (1965).

La facies Escamela (Albiano-Turoniano-Senoniano), se encuentra expuesta hacia el flanco Sur y Suroeste del Macizo de Teziutlán, al noroeste de Jalapa; también aflora en la cañada de Jilotepec en las proximidades de las comunidades de Tlacolucan y Huichila; donde existe una serie de calizas de estratificación gruesa, de 1 a 2 metros de espesor, de color gris claro a gris oscuro, casi blancas al intemperismo. Estas rocas se encuentran distribuidas desde Zongolica en el norte, hasta la Sierra de Tlacuilotécatl en el sur, encontrándose afloramientos representativos en la proximidad de la ciudad de Córdoba. Por debajo del relleno sedimentario de la Cuenca de Veracruz, al oriente del Frente Tectónico Sepultado, también encontramos esta formación, donde de hecho, es la porción productora de hidrocarburos. Otros afloramientos se ubican cerca de la ciudad de Orizaba, donde se componen de calizas de estratificación delgada, de 20 a 30 cm de espesor, descansando sobre las "Lutitas Necoxtla, hacia la falda oriental del cerro Escamela. En el camino de Cuetzala a Tlanepaquilla, sobre la sierra Tlacuilotécatl, se encuentra en contacto normal con la formación Maltrata (Viniegra, 1965). El afloramiento estudiado (*Fig. III.1*) se encuentra en la ciudad de Nogales, donde los estratos carbonatados son más gruesos, alcanzando espesores de más de dos metros.



Figura III.1. Afloramiento de la Formación Orizaba, en Nogales, Ver.

#### III.2 Litología y espesor

La serie Escamela comprende un cuerpo de calizas clásticas y biógenas, con una potencia mayor a los 2,000 metros, las que se encuentran expuestas en la sierra de Guzmantla, frente a la ciudad de Córdoba.



Los estratos en la secuencia, son de espesor variable, de delgados a gruesos; siendo más abundantes los estratos gruesos; estos se presentan dolomitizados hacia la base. La estratificación gruesa corresponde a una caliza oscura con rudistas, mientras que donde se tiene la estratificación delgada, se tienen calizas con miliólidos, en estas el color varía desde gris crema a un gris claro.

Estudios recientes realizados por PEMEX han documentado dos facies de la Formación Orizaba:

**Facies arrecifal:** Es caliza bounstone de rudistas, caprínidos y gasterópodos (*Actonoella* y *Nerínea*), en bancos de 2 a 4 metros de espesor, intercalados con capas gruesas de grainstone y packstone de intraclastos de oolitos y bioclastos.

**Facies Post-arrecifal:** Corresponde con la parte interna de la plataforma de Córdoba, y está formada por mudstone y wackstone de intraclastos y bioclastos, con estructuras sedimentarias primarias, con horizontes que contienen miliólidos, se tienen escasos bancos de rudistas, en capas de 20 cm a un metro de espesor. El carácter arrecifal de esta formación no permite apreciar un espesor constante; ya que se presenta masiva. En el cerro Escamela se han medido espesores que van desde los 200-400 metros, y en el pozo perforado de Actopan, se cortaron más de 600 metros.

### III.3 Relaciones estratigráficas

Esta Formación subyace a las calizas Maltrata y Guzmantla y suprayace al Cretácico Inferior. Su petrología y depósito son isócronos con las Formaciones Aurora, El Doctor y Morelos.

### III.4 Edad y correlación

En la parte media y superior del grupo Escamela, la presencia de microfósiles, similares a los de la Caliza Edwards o caliza Caprina de Texas, se hace presente, así como Radiolites.

Quizá la principal característica de la formación Orizaba sea la presencia fosilífera de paquiodontos y miliólidos de edad Albiano Medio. El Dr. F. K. G Müllerried, basándose en los fósiles que estudió, al sur y oeste del cerro de Orizaba, asignó a estas rocas una edad Albiano Medio, mientras que Bönet (1969), en la zonificación de la microfauna realizada, en la región de Orizaba, le asignó una edad Albiano-Cenomaniano.

### III.5 Ambiente de depósito

Tanto la macrofauna, como la microfauna, son bentónicos y constituyen, en sí una comunidad de aguas muy someras, intertropicales, casi sin terrígenos, con salinidad normal y bien oxigenada, es decir aguas limpias, de plataforma carbonatada.

### III.6 Importancia económica

El Frente Tectónico Sepultado y la Cuenca Cenozoica de Veracruz son las dos provincias petroleras que conforman al Distrito Veracruz de PEMEX Exploración y Producción. En el Frente Tectónico Sepultado la producción se concentra en 12 campos (Toriz Gama, agosto de 2001) y ésta produce aceite crudo, gas asociado, condensado y gas no asociado que proviene de dos tipos de rocas carbonatadas: calizas y dolomías de plataforma del Albiano-Cenomaniano y del Coniaciano-



Santoniano (Formaciones Orizaba y Guzmantla) y brechas carbonatadas de talud del Campaniano (Formación San Felipe) y del Mastrichtiano (Formación Méndez).

Cabe mencionar que la Formación Orizaba tiene importancia económica en sus afloramientos por las excelentes cualidades de sus rocas, para la fabricación de cemento y grava, por lo cual se han desarrollado muchas cementeras y canteras en la región, la Formación Orizaba también se caracteriza porque posee buenos acuíferos, que en el área de la ciudad de Orizaba aporta agua de buena calidad, con la que se produce cerveza.

### III.6.1 SISTEMA PETROLERO

#### Subsistema Generador

En la Sierra se han efectuado análisis geoquímicos a bitúmenes de chapopoteritas y a varias unidades de carácter generador, los cuales arrojaron datos que permiten establecer qué rocas siliciclásticas carbonatadas (lutitas calcáreas) son potencialmente generadoras; que pueden corresponder principalmente al Jurásico Superior. Se deduce que esta generación se efectuó en dos fases, una pre y otra postdeformacional, los bitúmenes de las Sierras Externas son correlacionables por biomarcadores con los aceites de los yacimientos del Frente Tectónico sepultado lo cual indica la continuidad de los sistemas petroleros mesozoicos hacia nuevas áreas de oportunidad. En el Frente Tectónico Sepultado los aceites de la porción norte fueron generados por rocas carbonatadas-evaporíticas del Cretácico Inferior-Medio. Los hidrocarburos de la porción sur proceden de una roca carbonatada siliciclástica del Jurásico Superior y/o Turoniano.

#### Subsistema Almacenador

Las rocas de carácter almacenador en la Sierra corresponden a la Formación Orizaba del Cretácico Inferior, Formación Guzmantla y de cuerpos de brechas de la Formación Tecamalucan del Cretácico Superior, estas rocas han sido severamente afectadas por procesos diagenéticos, modificando su naturaleza petrofísica. En el Frente Tectónico la producción de hidrocarburos proviene de dos ambientes de depósito principales: Plataforma Carbonatada y Talud, calizas y dolomías del Cretácico Medio y Superior y brechas carbonatadas del Cretácico Superior.

#### Trampa y Sello

Las trampas están constituidas por antiformal contra falla donde no es posible identificar su cierre, llegando los efectos de erosión hasta el nivel de las rocas almacén. En el Frente Tectónico Sepultado las trampas están formadas por anticlinales con cierre contra fallas de empuje, las cuales forman bloques cabalgantes que gradualmente descienden al Noreste.

Las rocas sello corresponden a facies arcillosas del Cretácico Superior (Formaciones Maltrata, Tecamalucan y Méndez), éstas se encuentran ampliamente distribuidas y se presentan intensamente erosionadas por lo cual esta discontinuidad limita las expectativas de producción en el sector central de la Sierra. El Frente Tectónico está constituido por cuerpos arcillosos carbonatados del Cretácico Inferior y Superior (local) y secuencia arcillosa del Cenozoico (regional).

#### Sincronía y Migración

En la Sierra de Zongolica los modelos geoquímicos realizados en las localidades de Chicahuaxtla y Chinene sugieren que existieron por lo menos dos etapas de expulsión de hidrocarburos, una anterior a la Orogenia Laramide (Aptiano-Cenomaniano) y otra posterior a esta. Los hidrocarburos generados en la primera etapa posiblemente se perdieron por la ausencia de trampas y los generados en la segunda etapa sólo podrían entramparse en las estructuras que conservaron la integridad de su sello. En la Faja Sepultada se establecieron tres etapas de expulsión, una fase temprana de aceite biodegradado, una segunda de aceite ligero y una tercera de gas.



### Principales campos comerciales

Los 12 Campos comerciales descubiertos en los carbonatos del Mesozoico (*Tabla III.1*), han producido un total de 72 MMB de aceite medio a pesado y 682 Bcf de gas amargo en 1999 (Guzmán, 1999). Los principales campos produciendo son Cópite, Matapionche y Mecayucan, pero estos campos han ido en decadencia por muchos años y ahora son maduros. Algunos han sido cerrados; otros están en proceso de cierre por la alta disminución en la producción. Debe señalarse aparte que aunque no muy prolífico, esta franja está ubicada entre dos de las provincias más prometedoras de carbonatos del Mesozoico de México: La Faja de Oro en Poza Rica al norte y la Reforma-Campeche hacia el Sureste.

Los principales Plays productores son Orizaba, Guzmantla Superior, Brechas San Felipe y Brechas Méndez.

Campos de carbonatos	Fecha de descubrimiento	Formación productiva	Gas o aceite
Matapionche	1974	Guzmantla y Brechas Orizaba	Gas Aceite
Mecayucan	1976	Guzmantla y Brechas Orizaba	Gas Aceite
Cópite	1974	Guzmantla y Brechas Orizaba	Gas Aceite
Angostura	1953	Brechas de Méndez	Aceite
Rincón Pacheco	1957	Brechas y Guzmantla	Gas
Miralejos	1977	Brechas y Guzmantla	
San Pablo	1956	Brechas y Guzmantla	Gas
Nopaltepec	1957	Brechas y Guzmantla	Gas
M. R. Aguilar	1976	Guzmantla	Aceite
Tres Higueras	1955	Guzmantla	Aceite
Plan de Oro	1973	Guzmantla	Aceite
Casa Blanca	1954	Guzmantla	Aceite

Tabla III.1. Campos en la dirección Tinajas (González Alvarado, J. 1977; PEMEX, 2005)

### III.6.2 PRINCIPALES CAMPOS PRODUCTORES

A continuación se describen las principales características de los tres campos petroleros más importantes y que además son representativos del área de estudio. En principio se indican algunos aspectos comunes para los tres campos, como la estratigrafía, la roca generadora y la roca sello y enseguida se abordan características particulares a cada uno de ellos.

#### Estratigrafía

Los pozos del campo Cópite han cortado sedimentos de plataforma del Cretácico Inferior, sedimentos de talud y cuenca en el Cretácico Superior, y terrígenos en el Cenozoico. En el Cretácico Inferior los sedimentos están constituidos por un wackestone que varía a packstone de color crema a gris claro, fracturados.

En el Cretácico Superior, la formación Maltrata se constituye de mudstone, wackestone y calizas arcillosas de color gris a gris oscuro, de facies de cuenca. Posteriormente, se depositó la formación Guzmantla Pelágica constituida por wackestone y packstone de color gris a gris claro, en ocasiones con horizontes de brechas, las cuales presentan buenas características como roca





almacenadora. Las facies de esta formación se consideran de plataforma externa. Sobreyaciendo a esta formación se encuentran las brechas constituidas por clastos de wackestone y packstone, de color crema, ubicados en la base de la formación San Felipe y presentando en la cima, calizas arcillosas de facies de cuenca. La culminación del Cretácico Superior es la Formación Méndez constituida por margas de color gris verdoso, mismas que van cambiando hacia la base a calizas arcillosas. Las facies son de cuenca con considerable aporte continental.

En el Cenozoico corresponde la Formación Velasco constituida por lutitas. Estas rocas están afectadas en su cima por la discordancia regional post-laramídica. Esta es la razón por la que hubo erosión o no depósito de sedimentos durante el Eoceno y Oligoceno.

La sedimentación se reanudó en el Mioceno Inferior con depósito de lutitas y algunos horizontes arenosos de grano fino a medio; en la *figura III.2* se presenta la columna geológica tipo.

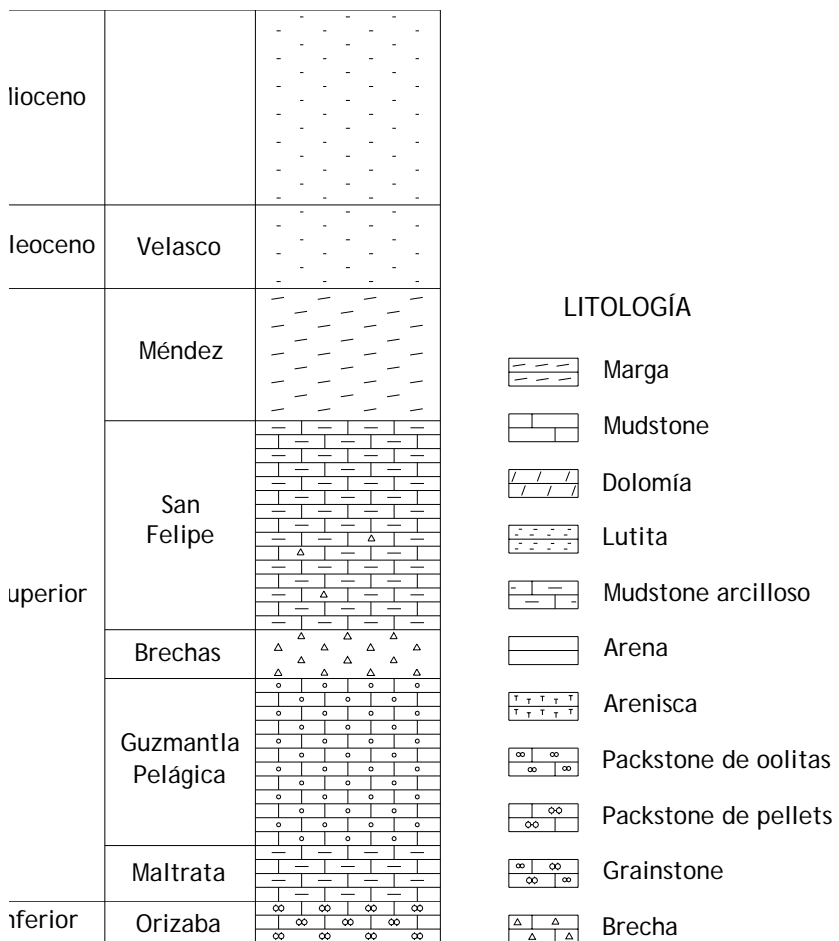


Figura III.2. Columna geológica tipo (Modificada de PEMEX).

**Roca generadora**

De acuerdo a los estudios geoquímicos realizados, se infiere que las rocas generadoras de aceite son las formaciones Tepexilotla del Jurásico Superior, cuerpos arcillosos del Cretácico Inferior y los horizontes calcáreo arcillosos de las formaciones Orizaba del Cretácico Inferior, y Maltrata del Cretácico Superior. Además, se infiere la generación de gas termogénico en los sedimentos del Paleogeno.



### Sello

Para las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior, representadas por la Formación Orizaba, los sedimentos calcáreo arcillosos de la Formación Maltrata actúan como roca sello. Para el yacimiento del Cretácico Superior, la roca sello se constituye por los sedimentos calcáreo arcillosos de la misma formación.

En el yacimiento del Mioceno, el sello son los cambios de facies a lutitas que se presentan tanto vertical como horizontalmente.

### III.6.3 CAMPO CÓPITE

El campo Cópite pertenece al activo Veracruz de la Región Norte. Se localiza en la porción central del estado de Veracruz, a 43 kilómetros al suroeste del puerto de Veracruz (*figura III.3*). Geológicamente, se encuentra ubicado en la plataforma de Córdoba, en el Frente Tectónico Sepultado.



Figura III.3. El campo Cópite se ubica a 43 Kilómetros al suroeste del Puerto de Veracruz (PEMEX, 1999).

Está formado por 3 yacimientos denominados Orizaba, Guzmantla y La Laja. El yacimiento Orizaba es productor de aceite en la formación Orizaba del Cretácico Inferior; el yacimiento Guzmantla es productor de gas y condensado en la formación Guzmantla Pelágica y en las brechas basales de la formación San Felipe del Cretácico Superior, y el yacimiento La Laja es productor de gas en la formación La Laja del Mioceno Inferior.

Hasta 1999, en el campo se habían perforado 25 pozos, de los cuales 17 se encuentran activos; es el campo de mayor producción de gas en el activo. La producción promedio diaria en diciembre de 1998 fue de 798 barriles de aceite y 62.5 millones de pies cúbicos de gas natural. La producción acumulada al 1 de enero de 1999 es de 3.3 millones de barriles de aceite, y 271.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sus reservas remanentes probadas de gas natural eran de 98.1 miles de millones de pies cúbicos y 1.9 millones de barriles de aceite (PEMEX, 1999).

### Geología estructural local

La estructura está formada por un anticlinal asimétrico con una orientación de noroeste a sureste, afectado en sus flancos por fallas inversas que cabalgan hacia el noreste. Dentro de la estructura



se presenta fallamiento de corrimiento lateral, que lo divide en 3 bloques principales. Tiene una longitud de 6 kilómetros de largo y 1.5 kilómetros de amplitud máxima, con una superficie de 13 kilómetros cuadrados. En la *figura III.4* se observa la configuración del Cretácico Superior (Brechas).

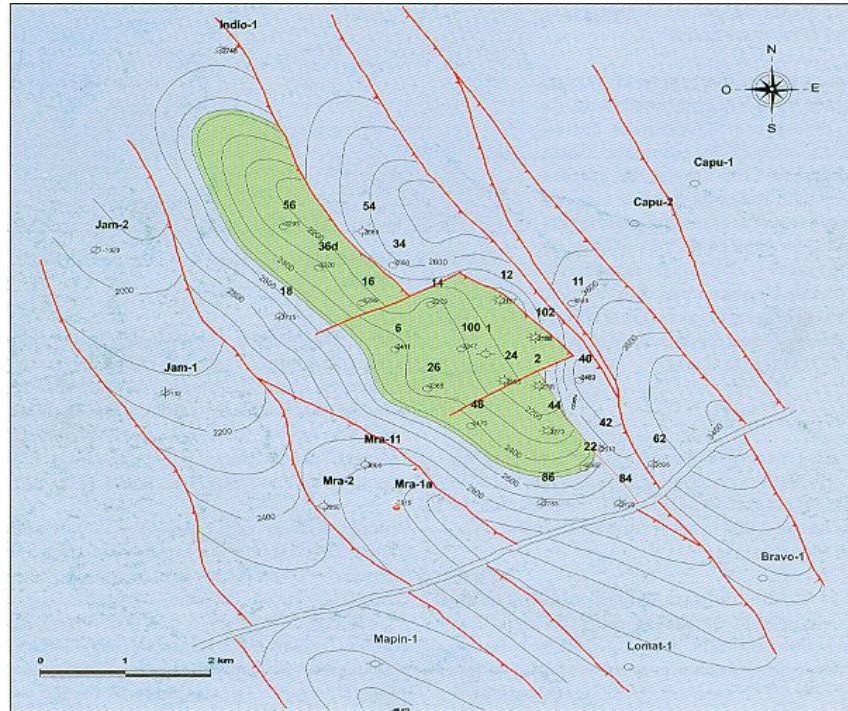


Figura III.4. Configuración estructural de la cima del Cretácico Superior, mostrándose en verde el área del yacimiento del campo Cópite (PEMEX, 1999).

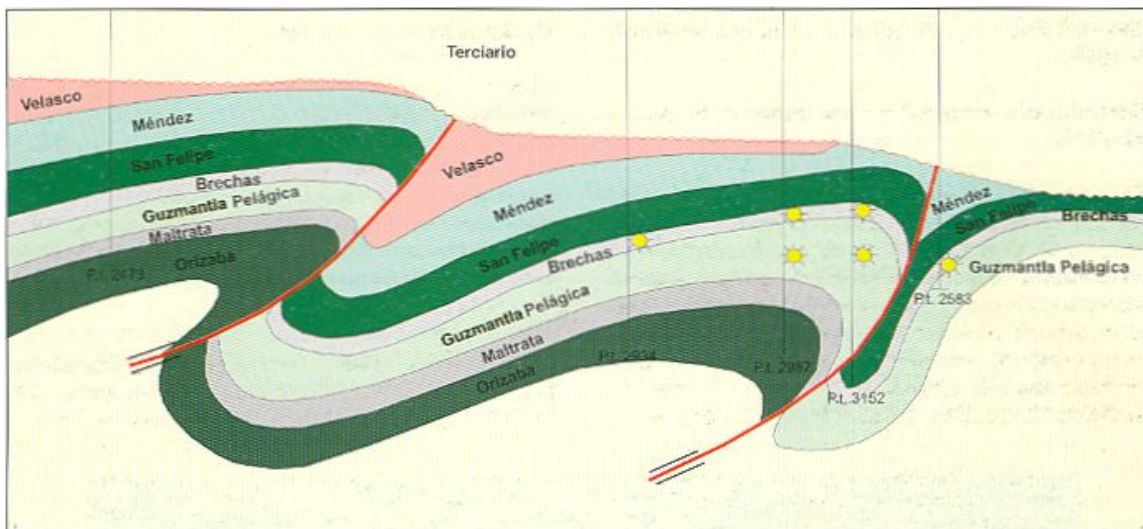


Figura III.5. Sección Estructural tipo del campo donde se observa la estructura afectada por el fallamiento inverso (PEMEX, 1999)

### Trampa

Para los yacimientos del Cretácico Inferior y Superior la trampa es de tipo estructural, formada por un anticlinal asimétrico orientado noroeste-sureste, y afectado en sus flancos por fallas



inversas y en su interior por fallas de corrimiento lateral.

Para el yacimiento del Cenozoico, la trampa es de tipo estratigráfico, formado por horizontes de arenas que se acuñan hacia el oeste, y cambian lateralmente hacia el este a lutitas.

### Yacimiento

El yacimiento principal se encuentra en rocas del Cretácico Superior. Constituido por brechas calcáreas de la formación San Felipe y Calizas de la formación Guzmantla Pelágica. Afectado por fracturamiento, principalmente en las zonas cercanas a las fallas. La porosidad promedio estimada en los registros geofísicos y en los núcleos, es de 12 por ciento y la permeabilidad de 17 milidarcies. La columna neta de gas es de 90 metros, y la saturación de agua de formación es del 30 por ciento, con una salinidad de 35,000 partes por millón.

El yacimiento se encuentra sujeto a un empuje por expansión de gas. La presión original fue de  $271 \text{ kg/cm}^2$  y ha declinado actualmente hasta  $109 \text{ kg/cm}^2$ .

El campo en el Cretácico Superior produce gas y condensado con una densidad de 56 grados API. La temperatura del yacimiento es de 88 grados centígrados.

El yacimiento del Cretácico Inferior se constituye hacia la base por carbonatos de plataforma los cuales han sido afectados por fracturamiento. La porosidad promedio es del 7 por ciento y la permeabilidad de 2 milidarcies. El espesor neto del yacimiento es de 60 metros. La saturación de agua es de 30 por ciento, con una salinidad de 45,000 partes por millón. El yacimiento se encuentra sujeto a un empuje por expansión de gas. La presión original fue de  $307 \text{ kg/cm}^2$  y actualmente es de  $70 \text{ kg/cm}^2$ .

Este campo en el Cretácico Inferior produce aceite negro con una densidad de 32 grados API. La temperatura del yacimiento es de 92 grados centígrados.

Los yacimientos del Cenozoico se constituyen de arenas siliciclásticas en una matriz arcillosa. La porosidad es 17 por ciento, con una saturación de agua de 31 por ciento. El yacimiento es de gas seco. La presión original fue de  $219 \text{ kg/cm}^2$ , y actualmente se encuentra agotado. La temperatura del yacimiento es de 58 grados centígrados.

### Reservas

El volumen original probado de aceite en el campo es de 27.3 millones de barriles, de los cuales se han producido 3.3 millones de barriles, esto representa un factor de recuperación del 12.1 por ciento. El volumen original probado de gas en el campo es de 440.8 miles de millones de pies cúbicos, habiendo producido 271.6 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 1999, Esto representa un factor de recuperación de 62.6 por ciento.

Las reservas remanentes probadas de hidrocarburos del campo al 1 de enero de 1999 eran de 1.9 millones de barriles de aceite y 98.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Con una producción promedio en 1998 de 63 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, el campo Cópita es actualmente el más importante en el Activo Veracruz y el cuarto en la Región Norte. Por lo mismo, se han dirigido esfuerzos con el propósito de mejorar la administración de sus reservas de hidrocarburos.

El plan de explotación del campo contemplaba la perforación adicional de algunos pozos de desarrollo, reparaciones mayores, además de reducir la contrapresión (PEMEX, 1999).



### III.6.4 CAMPO MATAPIONCHE

El campo de Matapionche está ubicado a 50 kilómetros hacia el suroeste de la ciudad de Veracruz, Ver. (Fig. III.6) en la provincia geológica Papaloapan. Fisiográficamente corresponde a la Planicie Costera del Golfo de México; geológicamente el campo está en la parte central del Frente Tectónico Sepultado, que se localiza en la parte oriental de la Plataforma de Córdoba y es el elemento más importante en la producción de hidrocarburos.

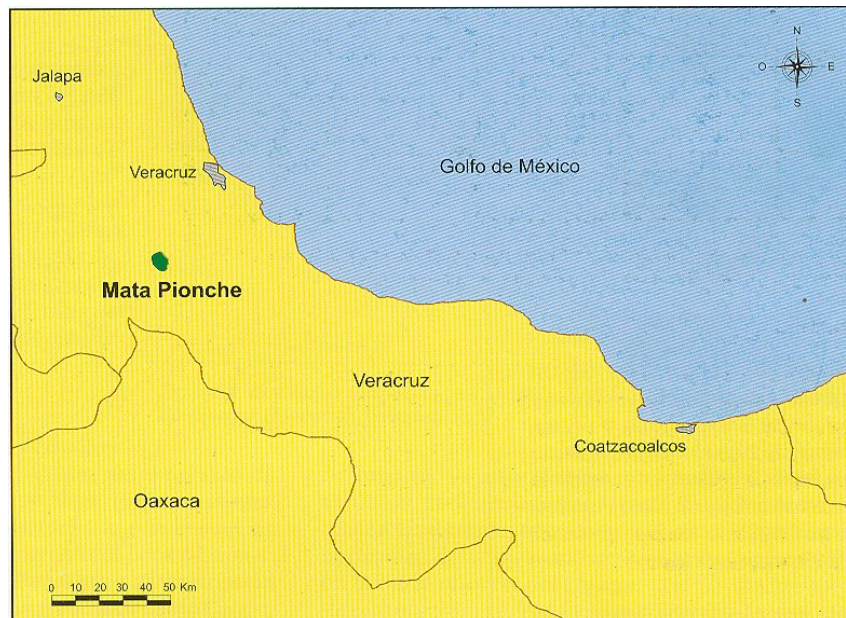


Figura III.6. El campo Matapionche se ubica hacia el suroeste del Puerto de Veracruz, Ver. (PEMEX, 1999).

En el campo de Matapionche, 62 pozos han sido perforados en el Cretácico Inferior de la Formación de Orizaba. De éstos, 55 eran inicialmente productores de aceite y 7 fueron agujeros secos. Esto indica que el campo está en un avanzado estado de desarrollo. Durante algún tiempo el gas ha sido extraído de la cima. Esto ha afectado el yacimiento de aceite reduciendo la presión y moviendo lentamente el contacto aceite-agua hacia arriba, por lo tanto inundando los intervalos que contienen aceite. El yacimiento de Orizaba ha sido caracterizado y delimitado, y actualmente está en un estado de simulación, que ha resultado en el entendimiento de su comportamiento. Hay otro yacimiento menos importante en el Cretácico Superior de las brechas de la Formación San Felipe, donde una pequeña cantidad de aceite y gas han sido producidos.

En el yacimiento Orizaba, la migración y entrapamiento de hidrocarburos fueron enormemente favorecidos por el arreglo de estratos y una composición litológica con buena porosidad y permeabilidad, de este modo permitiendo la separación gravitacional de hidrocarburos. Las etapas de re-migración de hidrocarburos más ligeros seguían, permitiendo su compartimentalización. Esto explica la diversidad de las densidades de aceite en el yacimiento Orizaba, donde hubo al menos dos etapas de migración del Paleoceno al Mioceno.

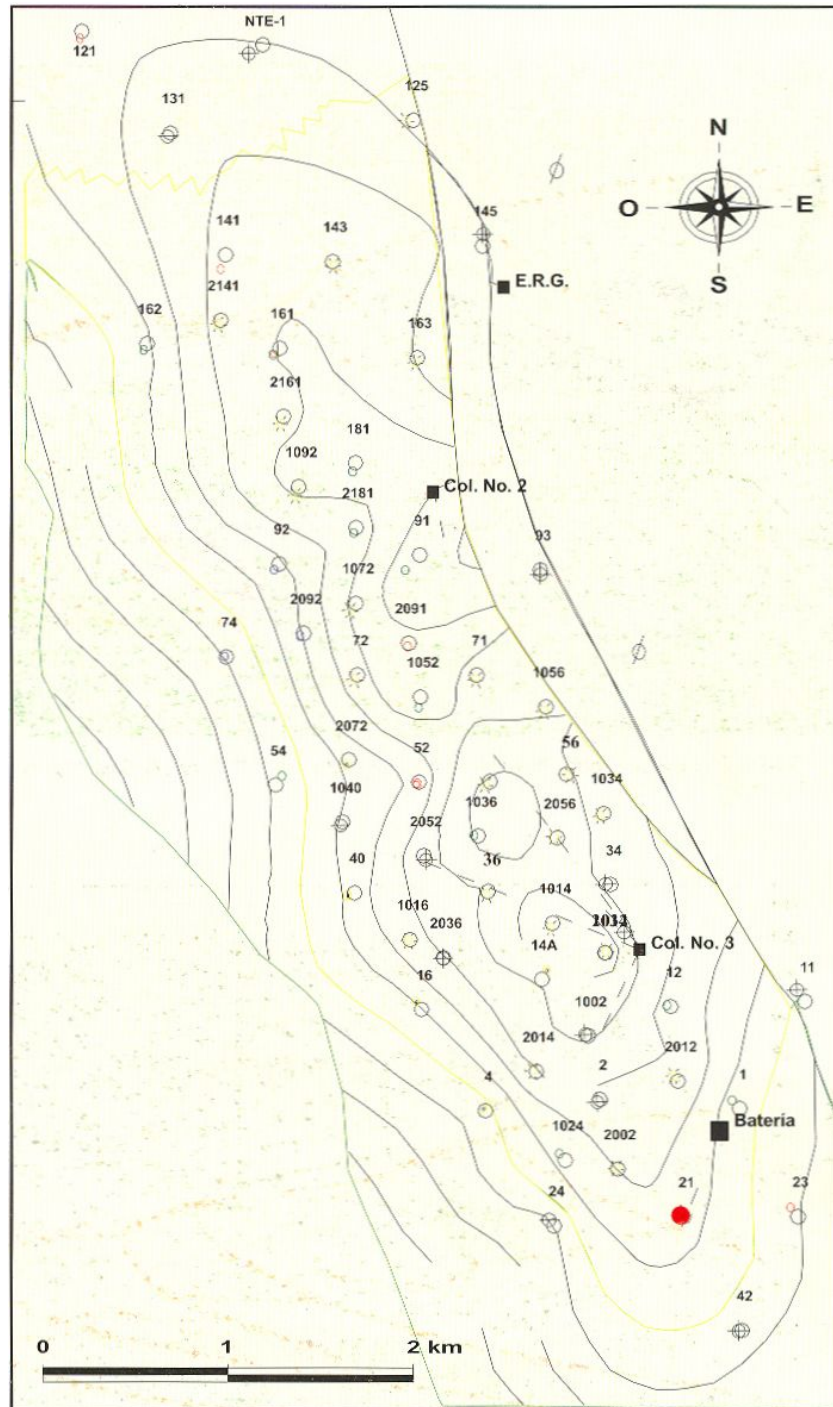


Figura III.7 Configuración estructural del campo Matapionche (Escala Alcocer; PEMEX, 1999).

### Trampa

La trampa es definida como una trampa combinada (Estratigráfica-Estructural) y consiste de un anticlinal asimétrico orientado NW-SE con su eje mayor aproximadamente de 8.7 km de largo, un eje menor de 2.5 kilómetros y unos 515 m de cierre estructural. Está limitado en sus flancos orientales y occidentales por fallas inversas que lo separan de los otros bloques que funcionan como yacimientos independientes.

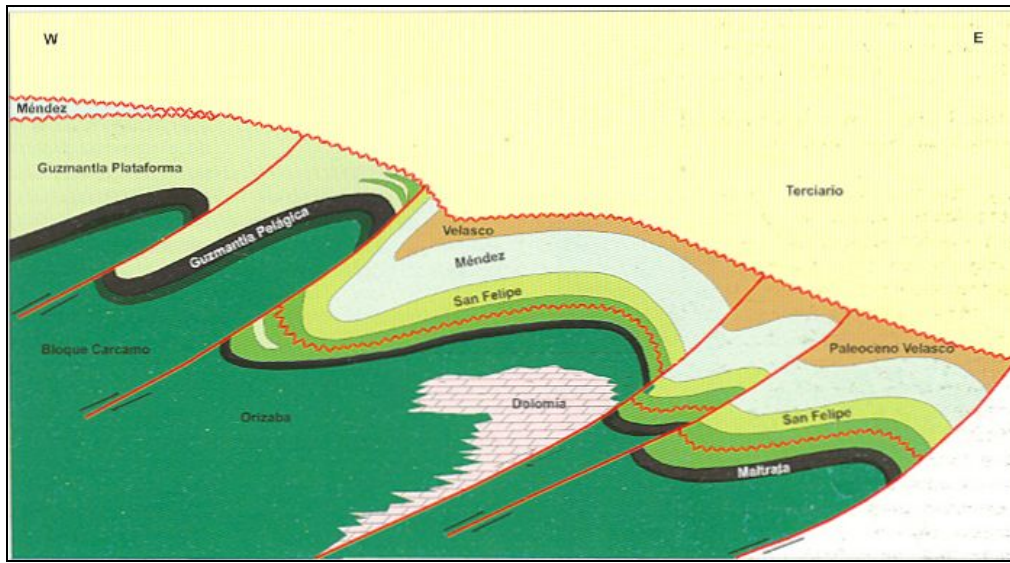


Figura III.8. Sección estructural donde se indican los patrones de fallamiento inverso que limitan el Campo Matapionche, (Escala Alcocer; PEMEX, 1999).

### Yacimiento

El yacimiento Orizaba tiene dos cuerpos. La cima consta de un grueso paquete de calizas con pequeñas variaciones laterales y verticales en la textura que van de mudstone a wackestone pelíticas hasta grainstones de miliólidos. El cuerpo bajo consiste en parte de calizas dolomitizadas y finas a dolomitas con una fábrica original de wackestone-packestone. La columna es afectada por procesos diagenéticos de compactación físicos y químicos semejantes a la cementación, recristalización, disolución, reemplazamiento y fracturación. Su porosidad total varía de 5 a 15 %, en general, con los grainstones de miliólidos y las dolomías son notablemente superiores en porosidad primaria y secundaria. El límite de porosidad es 5 %.

El yacimiento Orizaba tiene un comportamiento de porosidad doble que ha sido definido por petrofísica, análisis de núcleos y pruebas de presión. Tiene un acuífero activo y una cima de gas, produce en promedio 42°API (0.815) de aceite y gas húmedo con 0.67 gr/cm<sup>2</sup> de gravedad y de 1.67 a 2.03 % de contenido de H<sub>2</sub>S. La temperatura promedio del yacimiento es de 91°C con una presión actual de 297 kg/cm<sup>2</sup>.

### Reservas

El volumen original en el yacimiento Orizaba fue de 283.7 MMSTB de aceite y 717.5 MMMSCF de gas total (366.2 MMMSCF de gas disuelto y 351.3 MMMSCF de gas en la cima). Hasta 1999, 33.456 MMSTB de aceite con un factor de recuperación de sólo 11.8 % y 18.950 MMMSCF de gas de la cima con un factor de recuperación de apenas 5.39 % ha sido extraído (PEMEX, 1999). Dado la baja recuperación hasta la fecha, este campo pudiera considerarse para recuperación mejorada.

### III.6.5 CAMPO MECAYUCAN

El campo Mecayucan, pertenece al activo Veracruz de la Región Norte. Se localiza en la porción central del estado de Veracruz, a 55 kilómetros al suroeste del puerto de Veracruz (Fig. III. 9).

Geológicamente, se encuentra ubicado en la Plataforma de Córdoba, en el Frente Tectónico Sepultado. La roca almacenadora está constituida por sedimentos carbonatados del Mesozoico.

El campo se descubrió en 1976 y consta de 2 yacimientos. El primero es productor de aceite negro,



con una densidad de 32 grados API, en la formación Orizaba del Cretácico Medio. El segundo, es productor de gas y condensado, en las formaciones Guzmantla y San Felipe del Cretácico Superior.

El campo cubre un área de 16 kilómetros cuadrados, habiéndose perforado 24 pozos de los que 14 están en producción. En diciembre de 1998, la producción promedio diaria del campo alcanzó 391 barriles de aceite y condensado, y 26.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Al 1 de enero de 1999 se han producido 4 millones de barriles de aceite y 89.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sus reservas probadas remanentes de aceite son de 1 millón de barriles de aceite y 129.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.



Figura III.9. El campo Mecayucan productor de aceite y de gas y condensado, se ubica al suroeste del puerto de Veracruz, Veracruz (PEMEX, 1999).

### Geología estructural local

La estructura se compone de una serie de bloques limitados por fallas inversas, orientados de noroeste a sureste, profundizándose hacia el oriente. El campo Mecayucan se ubica en un anticlinal asimétrico, con un eje mayor de 6 kilómetros y uno menor de 4 kilómetros, delimitado por fallas inversas, como se puede observar en la *figura III.10*. La *figura III.11* es una sección que muestra la deformación que ha sufrido la estructura.

### Trampa

Ambos yacimientos presentan una trampa de tipo combinada. Para la Formación Orizaba se trata de una estructura con cambios litológicos donde las calizas evolucionan a dolomías. El yacimiento del Cretácico Superior se presenta en una trampa estructural con cambios de facies. La presencia de arcillas provoca una disminución en la porosidad efectiva.



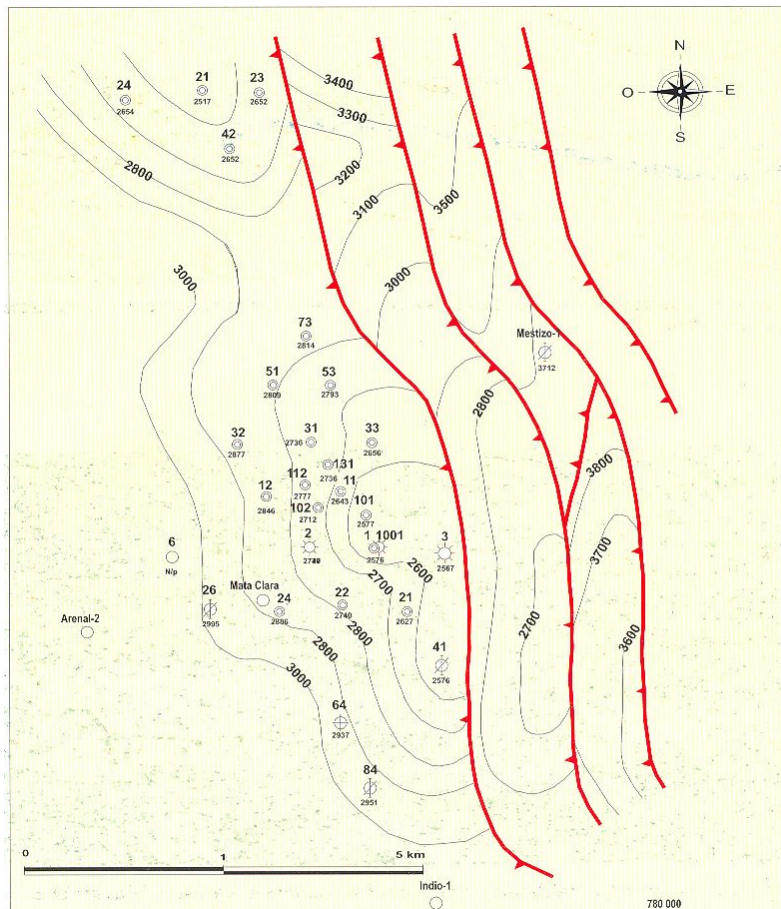
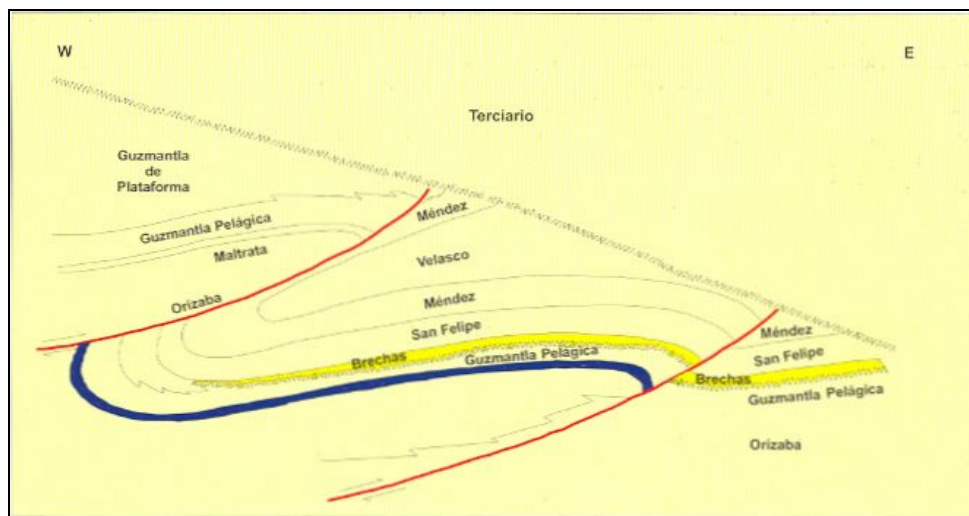


Figura III.10. Configuración estructural de la cima del Cretácico Inferior del campo Mecayucan (PEMEX, 1999).



La figura III.11. Sección estructural tipo del campo Mecayucan (PEMEX, 1999).

### Yacimiento

El yacimiento principal es la Formación Orizaba del Cretácico Inferior. La porosidad promedio es de 6 por ciento, con una permeabilidad promedio de 0.04 milidarcies. El espesor neto del yacimiento es de 30 metros, en tanto que su saturación de agua promedio de formación es de 35



por ciento, con una salinidad de 35,000 partes por millón. A este nivel, el campo produce aceite negro con una densidad de 32 grados API. La temperatura del yacimiento es de 96 grados centígrados.

Los mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento son la expansión de un casquete de gas y un acuifero activo. La presión del yacimiento, originalmente de 338 kg/cm<sup>2</sup>, ha declinado a 150 kg/cm<sup>2</sup>.

En el yacimiento del Cretácico Superior, la porosidad promedio es de 10 por ciento, con una permeabilidad promedio de 5 milidarcies. La densidad de los hidrocarburos es de 48 grados API, con una temperatura de yacimiento de 86 grados centígrados.

#### **Reservas**

El volumen original probado de gas en el campo es de 414.2 miles de millones de pies cúbicos, hasta 1999 se habían producido 89.9 miles de millones. Esta producción acumulada representa un factor de recuperación, al 1 enero de 1999, de apenas 21.7 por ciento.

El plan de administración consideraba como actividades futuras, la perforación adicional de algunos pozos, la reducción de la contrapresión y el mejoramiento de las técnicas operativas del campo (PEMEX, 1999).

#### **Recuperación mejorada para los campos Cópite, Matapionche y Mecayucan.**

Tomando en cuenta el bajo factor de recuperación en estos campos, se les podría considerar como candidatos para *técnicas de recuperación mejorada*. Para planear esta fase de la vida madura de estos campos, sería conveniente hacer modelos de yacimientos dinámicos, ajustándolos a la historia de producción de los fluidos de cada horizonte para luego predecir su comportamiento futuro, bajo varios esquemas de recuperación mejorada. Estos esquemas pudieran incluirse para modelarse la perforación de pozos intermedios, retrabajar los intervalos perforados, pozos horizontales, mantener la presión por inyección de agua o de gases (N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, CO<sub>2</sub>, etc.) o barrido del aceite por inyección de CO<sub>2</sub>. Para realizar estos modelos es muy importante tener un buen modelo geológico a detalle de cada yacimiento, incluyendo la identificación de las unidades de flujo, sus espesores, propiedades petrofísicas y sus respectivas variaciones laterales y verticales. Para llegar a tener estos modelos geológicos de unidades de flujo es imprescindible tomar en cuenta toda la información disponible, tanto de subsuelo en los campos, como de superficie en los afloramientos.



## IV. DETALLE SEDIMENTOLÓGICO Y PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN ORIZABA EN LA LOCALIDAD NOGALES, VER.

Tomando en cuenta el posible interés en aplicar métodos de recuperación mejorada en los campos maduros, para lo cual será indispensable contar con un modelo geológico a detalle y completo para el modelaje dinámico del yacimiento, se cree conveniente examinar a detalle los afloramientos de la formación para obtener el mayor provecho de la información geológica que contienen.

El estudio sedimentológico realizado en el afloramiento de la ciudad de Nogales, Ver. consistió en descripciones de rocas en el afloramiento, en muestras de mano y en láminas delgadas de las muestras seleccionadas. Además se llevó a cabo una medición a detalle de la secuencia de carbonatos que aflora en los cortes de la carretera. Con todo lo anterior se elaboró una sección perteneciente de la columna estratigráfica de la Formación Orizaba.

Por otro lado, el estudio petrofísico corresponde en primer lugar al análisis de láminas impregnadas obtenidas a partir las muestras de este afloramiento. También se hace una comparación entre estudios previos de porosidad llevados a cabo para PEMEX, en campos productores de la Formación Orizaba y los valores de porosidad obtenidos por un método experimental, desarrollado específicamente para complementar esta parte de la Tesis, y que sin embargo, de comprobarse su efectividad, resultaría un método efectivo para trabajos con presupuesto limitado o bien para proyectos académicos.

Utilizando los datos obtenidos en la observación de láminas delgadas se corroboró y completó la información recabada en campo y en muestras de mano, con lo que se tuvieron los elementos necesarios para la elaboración de la sección de la columna estratigráfica. A continuación se presenta un resumen de las descripciones hechas para las láminas con que se trabajó.

### IV.1 Sección Estratigráfica de la Formación Orizaba en la localidad Nogales, Ver.

En la localidad de Nogales, Veracruz, se analizó un afloramiento en las coordenadas UTM 14Q 693317, 2081841 que se aprecia descubierto gracias al corte carretero. Solamente pudimos estudiar una parte de este debido a que fue esta la sección que se encontraba libre de vegetación (*Fig. IV.1*).

El afloramiento se encuentra en una dirección NE 42° - SW 42°, la longitud horizontal de la sección analizada fue de aproximadamente 104 [m]. Sus capas tienen un echado promedio de 35 grados al suroeste, y la dirección del fracturamiento es prácticamente perpendicular a este echado (*Fig. IV.2*), aumentando la densidad de este fracturamiento de la base a la cima. A grandes rasgos, las rocas que componen a este afloramiento perteneciente a la Formación Orizaba, son calizas de plataforma (mudstone y wackestone principalmente), de color gris claro con algunas variaciones que se detallarán más adelante.

Al ir observando el afloramiento de base a cima, se fue haciendo una descripción litológica en el campo del mismo, midiendo cada una de las capas que lo conforman y sabiendo previamente que dicha sección se formó en un ambiente de plataforma. También se fueron recolectando muestras de cada una de las capas para su posterior análisis con microscopio estereoscópico.

El estudio con microscopio estereoscópico se llevó a cabo en el Laboratorio de Sedimentología y Paleontología de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, con el fin de afinar las observaciones hechas en el campo o, de corregir lo visto en el lugar del afloramiento.



Figura IV.1. Afloramiento de la formación Orizaba, en Nogales, Ver. Se aprecia el aumento de vegetación hacia la curva.



Figura IV.2. Echado de las capas y dirección del fracturamiento del afloramiento en estudio

Las medidas de las capas debían plasmarse a manera de columna estratigráfica, por lo que la sección se dibujó a escala de forma vertical y con la simbología idónea para simplificar las descripciones litológicas y paleontológicas, al tiempo de dar información suficiente e inmediata al observar la sección dibujada.

Como resultado del trabajo de campo, el análisis con microscopio estereoscópico y observaciones de láminas delgadas con microscopio petrográfico, se generó la Sección Estratigráfica (*Fig. IV.3*) de la parte expuesta de la Formación Orizaba, en la localidad de Nogales, Ver.

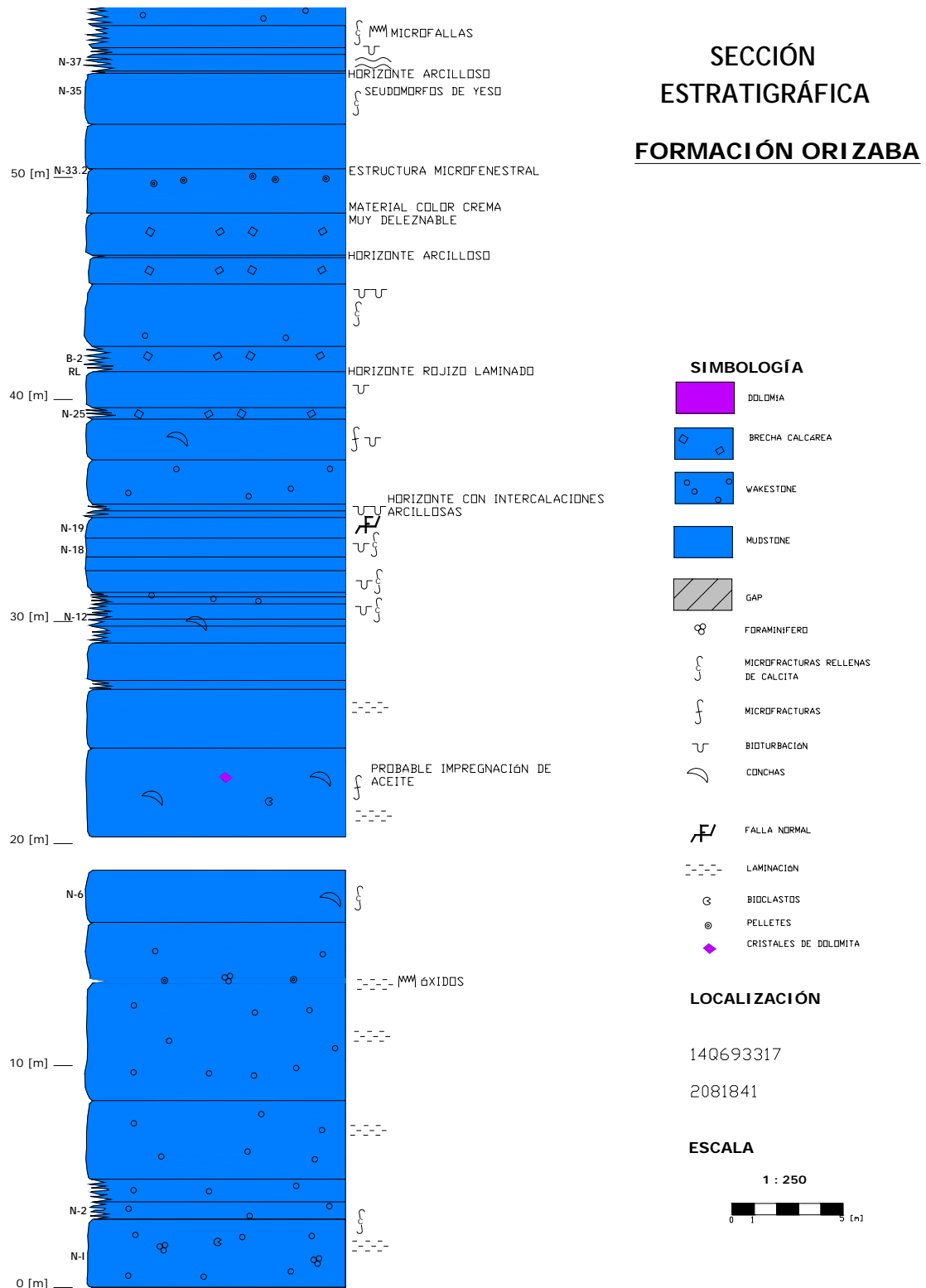


Figura IV.3. Sección Estratigráfica de una parte expuesta de la Fm. Orizaba, medida en la localidad de Nogales, Ver.



#### IV.2 Descripción de láminas del afloramiento estudiado.

Lámina N-1. Wackestone. Presencia de microfósiles (*Fig. IV.4b*), en su mayoría foraminíferos (aprox. 15%). Se observa una matriz de micrita, en donde destacan por su color más oscuro, abundantes pellets. Se encuentran abundantes fragmentos esqueléticos, algunos de conchas. Presenta fracturas rellenas de calcita (*Fig. IV.4a*).



Figura IV.4a. Lámina N1 Nx 5X

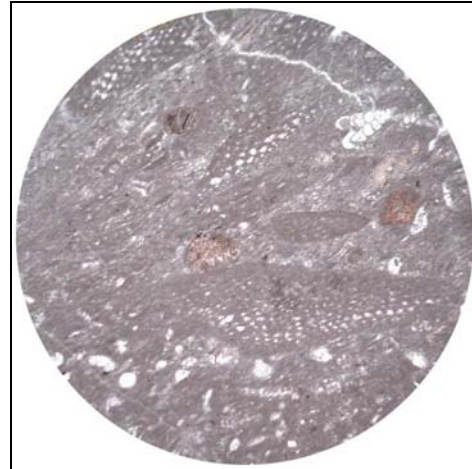


Figura IV.4b. Lámina N1 Nx 5X

Lámina N-6. Wackestone con fragmentos de bioclastos. Constituida en su mayoría por pellets (*Fig. IV.5a*), continúa la presencia de foraminíferos. Presenta microfallas que pueden observarse en la *figura IV.5b*. La *figura IV.5c* muestra un fósil que fue identificado como agonía, aunque cabe la posibilidad de que sea sólo el corte de un radiolario.



Figura IV.5a. Lámina N6 Nx 5X



Figura IV.5c. Lámina N6 Nx 5X

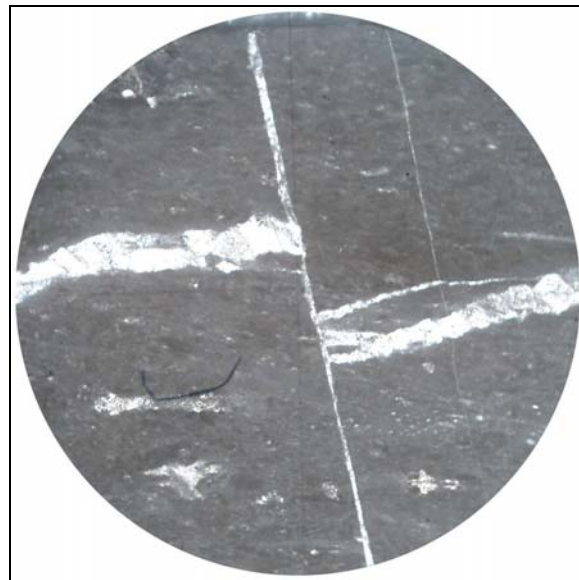


Figura IV.5b. Lámina N6 Nx 5X



Lámina N-9. Wackestone. Se encontró un reemplazamiento de micrita a pseudoespatita. Probable impregnación de aceite en fracturas y alrededor de fragmentos de conchas. Se aprecian algunos fantasmas de fragmentos de organismos (*Fig. IV.6*).



Figura IV.6. Lámina N9 Nx 5X

Lámina N-12 Wackestone con microfallas, microfracturas rellenas de calcita (*Fig. IV.7*). También se infiere reemplazamiento de organismos, ya que se aprecian algunos vestigios en las formas.

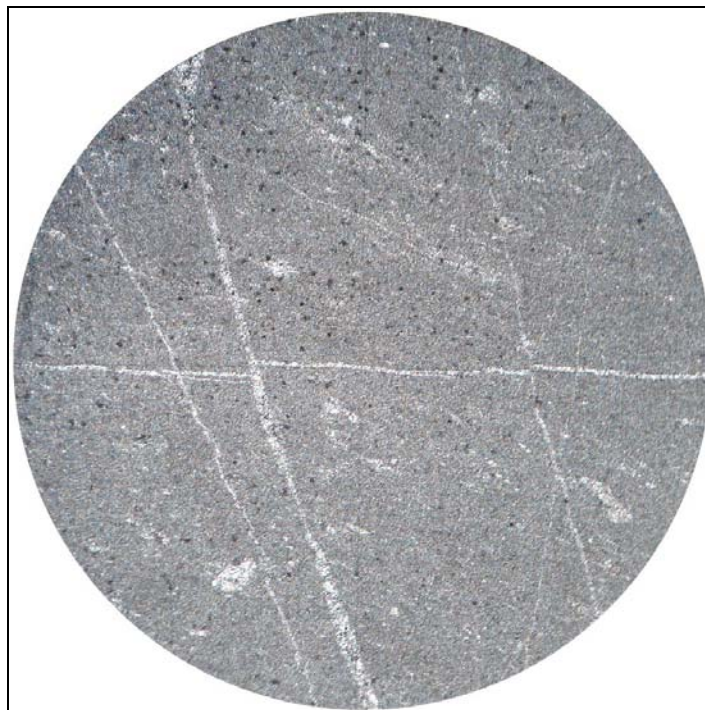


Figura IV.7. Lámina N12 Nx 5X



Lámina N-18. Wackestone. Abundantes miliólidos (Figura IV.8a), pelletes y fragmentos de moluscos. Además de la calcita que rellena las fracturas. Posible disolución y posterior relleno de espatita. Reemplazamiento de organismos inferido por la forma regular rellena de espatita (Figura IV.8b).

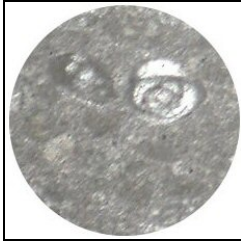


Figura IV.8a. Lámina N18 Nx 10X

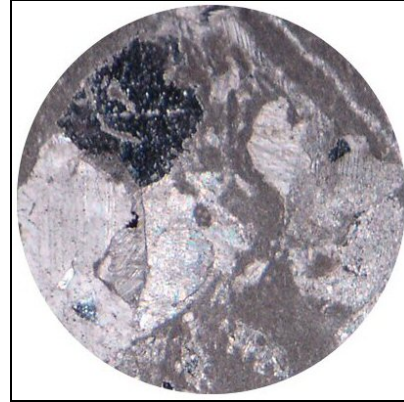


Figura IV.8b. Lámina N18 Nx 5X

Lámina N-19. Wackestone. En esta lámina se encuentran miliólidos (Figura IV.9a), pelletes y fragmentos de moluscos (conchas y gasterópodos que pueden verse en la figura IV.9b). Presencia de óxidos en microestilolitas y en intraclastos (Figura IV.9c). Microfracturas rellenas de calcita.

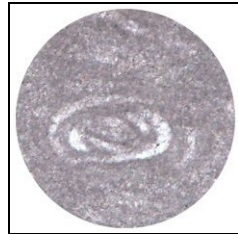


Figura IV.9a. Lámina N19 Nx 10X

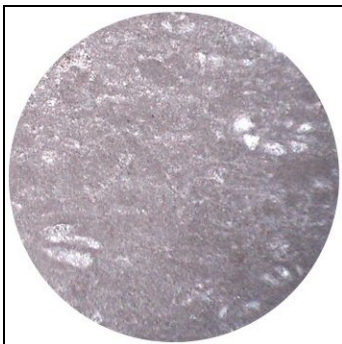


Figura IV.9b. Lámina N19 Nx 10X



Figura IV.9c. Lámina N19 Nx 5X





Lámina N-25. Brecha calcárea con porosidad entre clastos. Se observan algunos cristales de dolomita (Figuras IV.10a y IV.10b).

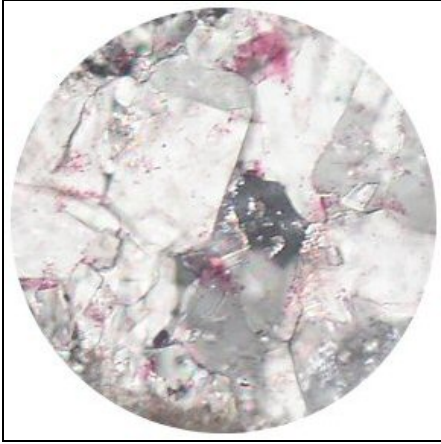


Figura IV.10a. Lámina N25 Nx 20X

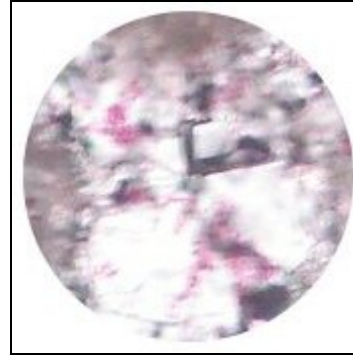


Figura IV.10b. Lámina N25 Nx 20X

Lámina N-33.2. Caliza pelletóide con estructura microfenestral, típico de lagunas (intramarea). Se observan pellets (*Figura IV.11a*) que están separados y con gran cantidad de espacios rellenos por micrita. Fracturas rellenas de calcita (*Figura IV.11b*).

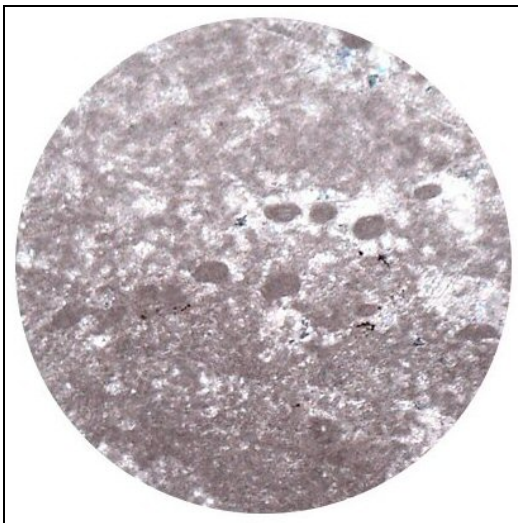


Figura IV.11a. Lámina N32.2 Nx 5X

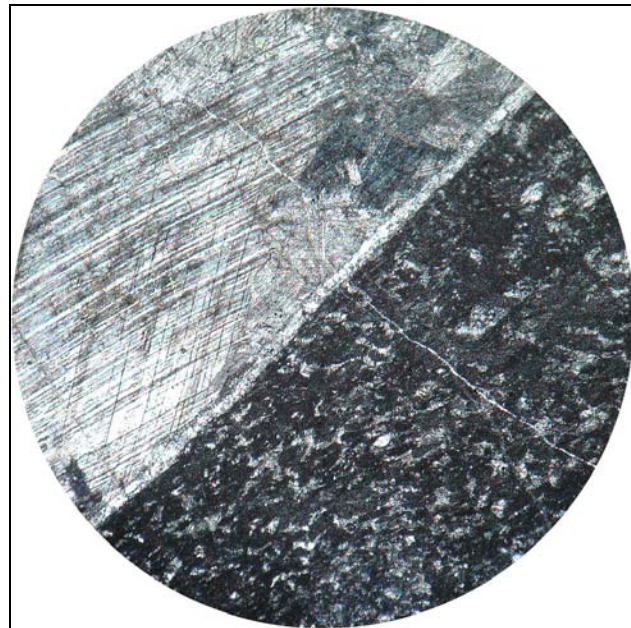


Figura IV.11b. Lámina N32.2 Nx 5X



Lámina N-35. Mudstone con pseudomorfos de yeso con microfracturas rellenas de calcita (*Figura IV.12a*). Presencia de intraclastos. Contiene algunos miliólidos y gasterópodos (*Figura IV.12b*).

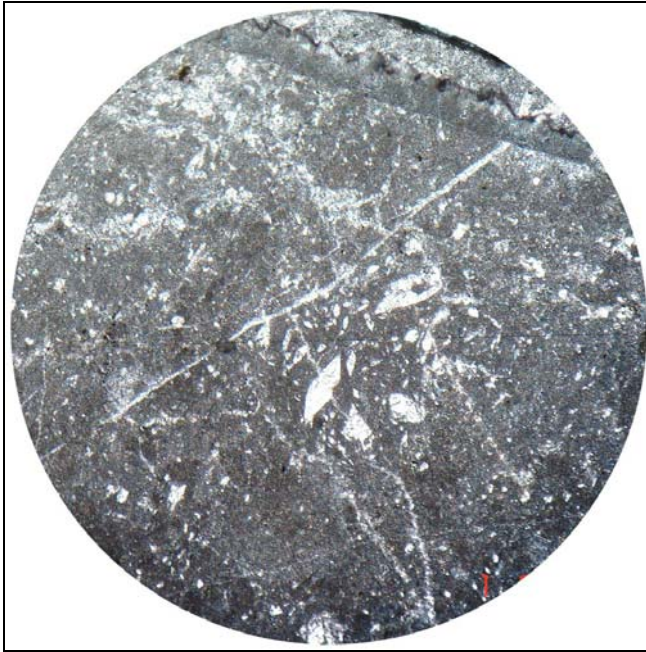


Figura IV.12a. Lámina N35 Nx 5X



Figura IV.12b. Lámina N35 5X

Lámina RL. Wackestone que presenta porosidad por disolución (*Figura IV.13a*). Se observan algunos moluscos (como el gasterópodo de la *figura IV.13b*) y escasos miliólidos. Fracturas rellenas de calcita (*Figura IV.13c*).

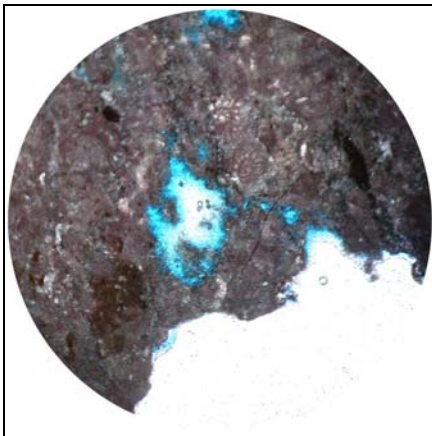


Figura IV.13a. Lámina RL



Figura IV.13b. Lámina RL

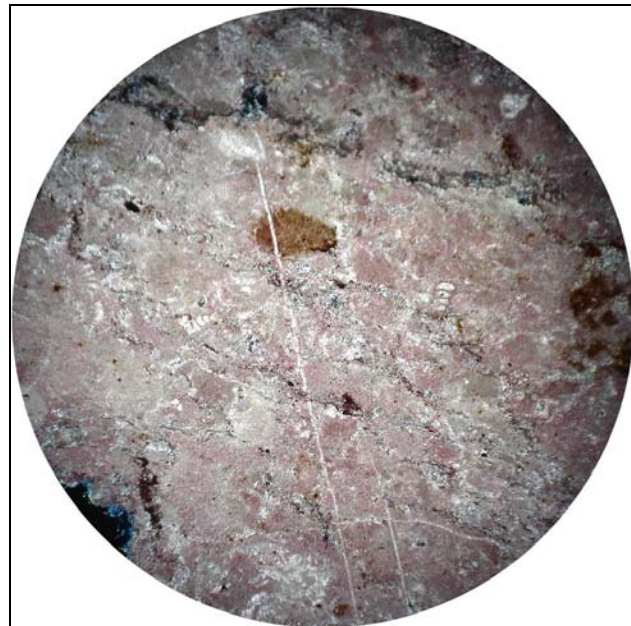


Figura IV.13c. Lámina RL



Lámina W- . Wackestone fracturado donde se observa la porosidad, ésta se genera de manera interconectada (*Figura IV.14*). También se observa reemplazamiento.



Figura IV.14. Lámina W- Nx 5X

Lámina B-2. Brecha que presenta porosidad originada entre fracturas y disolución, donde las microfracturas generan una interconexión entre vórgulos (*Figura IV.15*). Se observaron también algunos fragmentos de conchas.

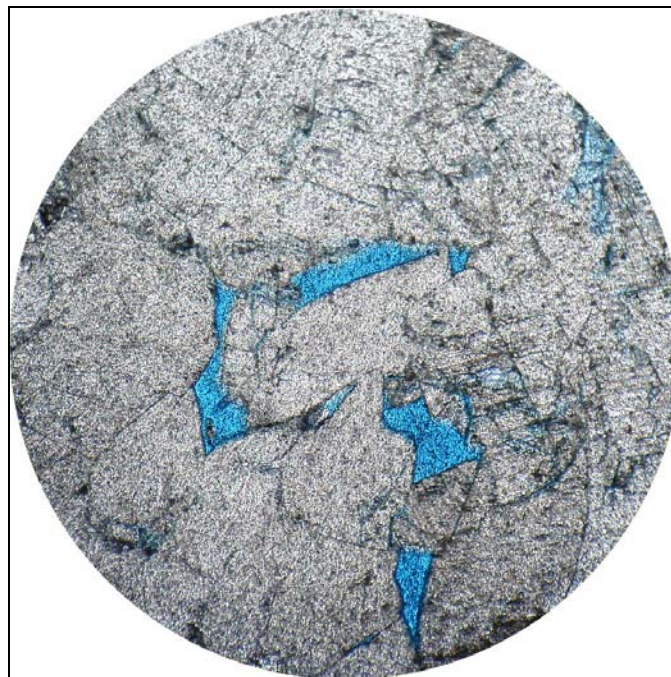


Figura IV.15. Lámina B-2 Nx 5X



## Interpretación

Tras analizar el afloramiento, las muestras extraídas del mismo y las láminas delgadas, se llegó a la conclusión de que se trata de un ambiente de plataforma, específicamente lagunar. Comenzando desde la base del afloramiento y hacia la cima, se encuentran evidencias de laguna profunda, hasta intermarea, además se infiere que en la parte superior, cubierta por vegetación, se encontrarían evaporitas, es decir, un ambiente de supramarea.

En la *figura IV.16*, se muestra dicha interpretación y a continuación un modelo paleoambiental (*Fig. IV.17*) de la Formación Orizaba en la localidad de Nogales.

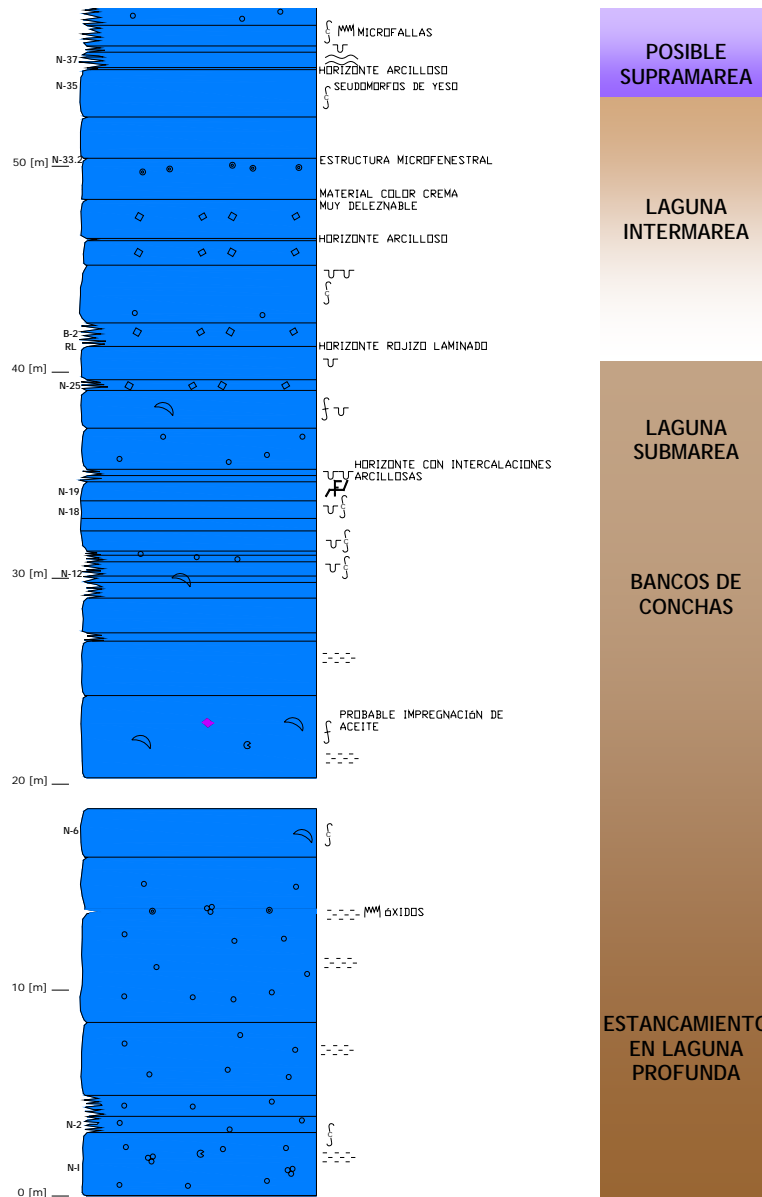


Figura IV.16. Interpretación de la sección analizada de la Formación Orizaba en Nogales, Ver.

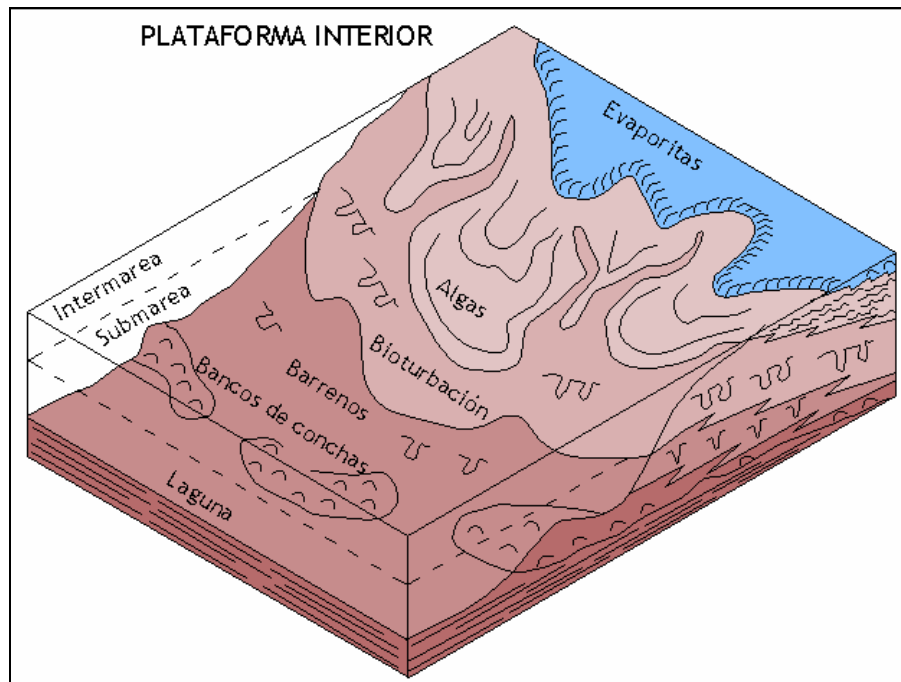


Figura IV.17. Modelo paleoambiental del afloramiento de la Formación Orizaba en Nogales, Ver. (Stabler, 2006).

### IV.3 Cálculo de la porosidad utilizando las láminas de la zona de estudio.

#### Láminas impregnadas.

Para identificar la porosidad en las muestras, fue necesario impregnar con azul de metileno las láminas delgadas. En principio, se intentó realizar en el taller de la Facultad de Ingeniería pero los resultados no fueron óptimos al no contar con la resina hepóxica ideal. Finalmente, se enviaron las muestras al laboratorio de paleontología de PEMEX en Poza Rica, Veracruz, donde se utilizó la misma técnica de impregnación de láminas delgadas que habíamos utilizado pero con la resina correcta. Esta técnica consiste en cortar una tableta de una muestra de mano, preparar la resina combinándola con un catalizador y con azul de metileno. El catalizador para que después la resina solidifique y el azul de metileno para darle color a la resina (la cual es incolora). La resina preparada se vacía a un pequeño envase de plástico, se sumerge la tableta de roca y se mete a una bomba de vacío. De esta forma, al exponerse nuevamente a la presión atmosférica se logra que los poros de la roca se rellenen por la resina entintada, para luego dar tiempo para que la resina solidifique. Ya que la resina se encuentra sólida, lo siguiente es elaborar a partir de esta tableta de roca impregnada de resina, una lámina delgada. Esto es, pegar la tableta a un portaobjetos (utilizando como pegamento la resina misma) y rebajar la tableta hasta aproximadamente 30 micras. Entonces es cuando al observar al microscopio petrográfico, la lámina presentará zonas en azul si cuenta con porosidad, ayudando esto a cuantificarla de manera acertada y a facilitar la identificación del tipo de porosidad.

#### III.3.1 Método Limancera para calcular la porosidad.

A continuación se detalla cómo se llevó a cabo el cálculo de la porosidad. El método utilizado fue denominado "Limancera" y puede considerarse una evolución del método de conteo de puntos utilizado para el cálculo de porcentajes, con la ventaja de que los cálculos necesarios son obtenidos con bastante exactitud gracias al software utilizado.



Sabemos que la porosidad de una roca se refiere al volumen ocupado por fluidos en relación al volumen total y la justificación para hablar de porosidad, es decir, de volumen a partir de un área, está basada en que si tomamos una roca y fabricamos en forma paralela tantas láminas delgadas como sea posible, tendríamos con ellas una vista tridimensional de esta roca, con lo que, al obtener un promedio de las áreas obtenidas para la porosidad en cada lámina, tendríamos un valor bastante aproximado a la porosidad real. Cabe señalar que en esta forma de cálculo puede existir un amplio margen de error, el resultado más aproximado al verdadero dependerá de la homogeneidad de la roca, para que esta pueda ser representada por un área tan pequeña como la observada a través de un microscopio, también debe tenerse un número considerable de muestras tomadas de la misma capa de la formación, estadísticamente es recomendable que el número de muestras sea igual o mayor a diez. Respecto a la aplicación estadística de este método debe señalarse que en este caso resultó imposible trabajar con un gran número de muestras, debido a que no se contaba con ellas, sin embargo, los resultados obtenidos fueron comparados con estudios realizados por PEMEX para la misma formación y se obtuvieron valores que cayeron dentro del rango de las porosidades dadas por estudios de Petrofísica, con lo que puede dársele validez al método empleado.

Para cada cálculo de porosidad se utilizó una imagen digital de una lámina delgada del afloramiento estudiado. Empleando un software de diseño (AutoCAD) se identificó el área total de la imagen (*Fig. IV. 18a*) y a continuación se trazó una curva cerrada sobre todas las fracturas encontradas, considerando a éstas como las principales generadoras de porosidad (*Fig. IV. 18b*). El programa calcula el área de las curvas trazadas y de esta manera, con una simple diferencia de áreas se puede calcular el porcentaje de área correspondiente en este caso a la porosidad de la roca.

Nótese que los valores se manejan en unidades lineales y cuadradas. El resultado invariablemente es obtenido en porcentaje, así que no es necesario asignar unidades específicas de longitud o de área, ya sea en metros o bien, las unidades de las imágenes digitales, los píxeles.

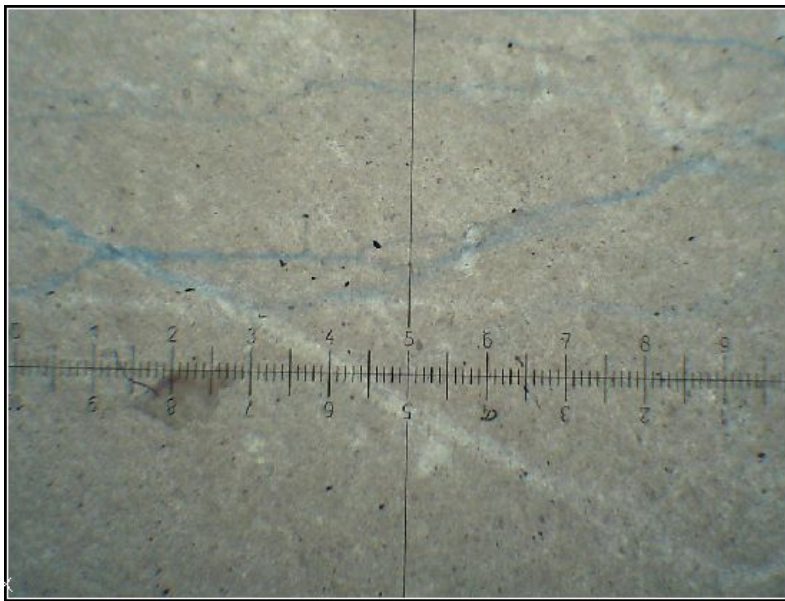


Lámina B2

Dimensiones de la imagen:  
960 x 720 [u]  
Área total: 691200 [u<sup>2</sup>]

Figura IV.18a. Lámina B2, utilizada para el cálculo de porosidad.

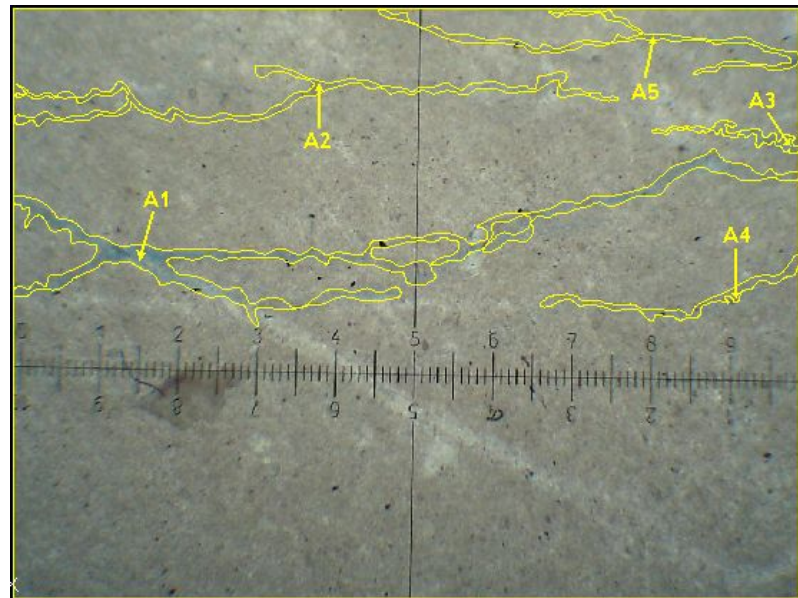


Figura IV.18b. Lámina B2, mostrando el área correspondiente a la porosidad.

Las áreas de las curvas cerradas trazadas son las siguientes:

A1 = 19554.826 [u <sup>2</sup> ]
A2 = 6877.766 [u <sup>2</sup> ]
A3 = 1482.667 [u <sup>2</sup> ]
A4 = 2734.407 [u <sup>2</sup> ]
A5 = 4093.336 [u <sup>2</sup> ]
Suma = 34743.002 [u <sup>2</sup> ]

Como el área total (691200 [u<sup>2</sup>]) es igual al 100%  
Entonces la suma de las áreas trazadas (34743 [u<sup>2</sup>])  
es igual al:

Porcentaje de porosidad B2= 5.026 %

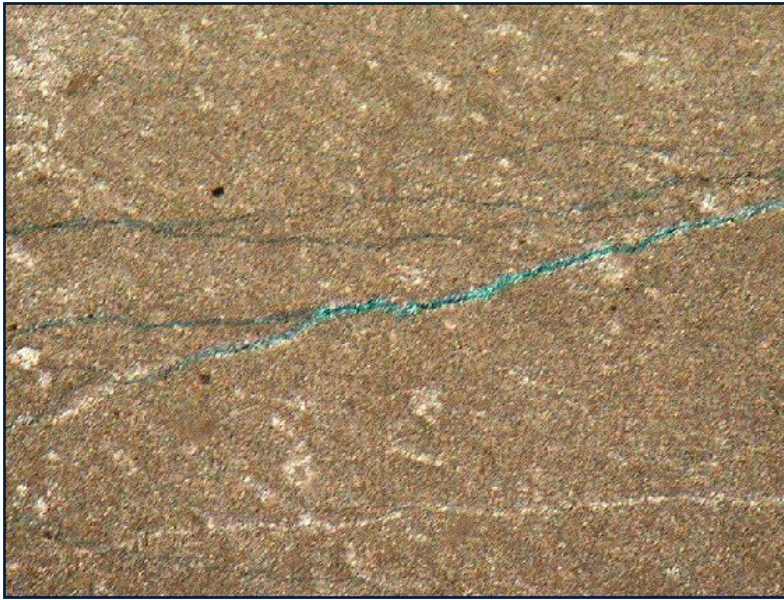


Lámina B2\_10x

Dimensiones de la imagen:  
720 x 540 [u]  
Área total: 388800 [u<sup>2</sup>]

Figura IV.19a. Lámina B2\_10x, utilizada para el cálculo de porosidad.

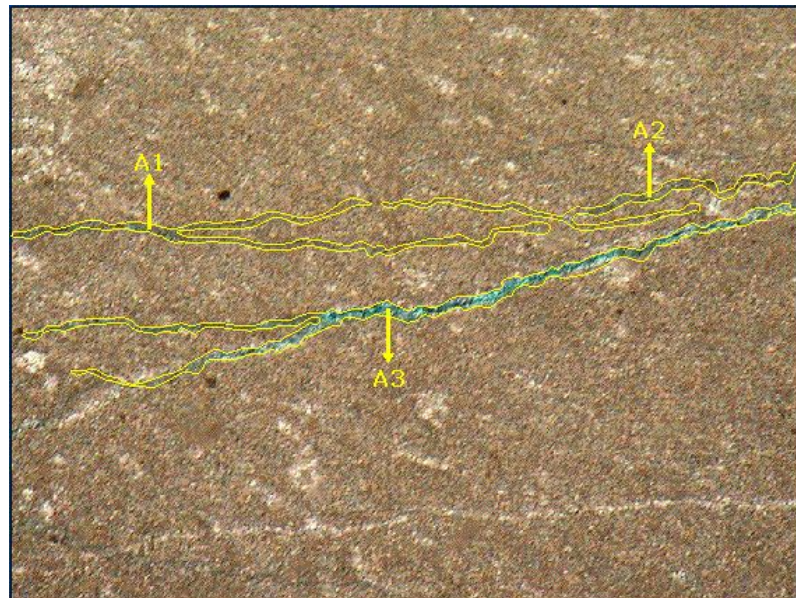


Figura IV.19b. Lámina B2\_10x, mostrando el área correspondiente a la porosidad.

Las áreas de las curvas cerradas trazadas son las siguientes:

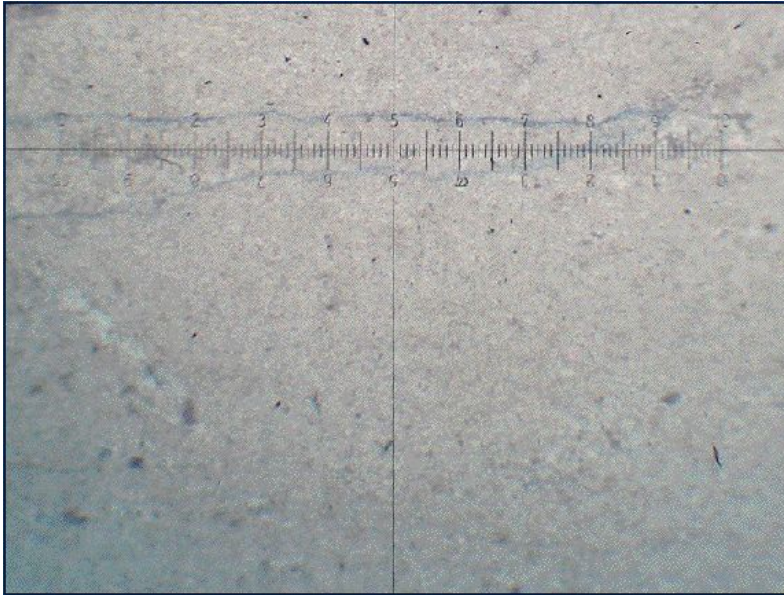
A1 = 3995.8355 [u <sup>2</sup> ]
A2 = 3070.0172 [u <sup>2</sup> ]
A3 = 7361.5566 [u <sup>2</sup> ]
Suma = 14427.41 [u <sup>2</sup> ]

Como el área total (388800 [u<sup>2</sup>]) es igual al 100%  
Entonces la suma de las áreas trazadas (14427.41 [u<sup>2</sup>]) es igual al:  
Porcentaje de porosidad = 3.71 %





Lámina N12\_10x



Dimensiones de la imagen:  
720 x 540 [u]  
Área total: 388800 [u<sup>2</sup>]

Figura IV.20a. Lámina N12\_10x, utilizada para el cálculo de porosidad.

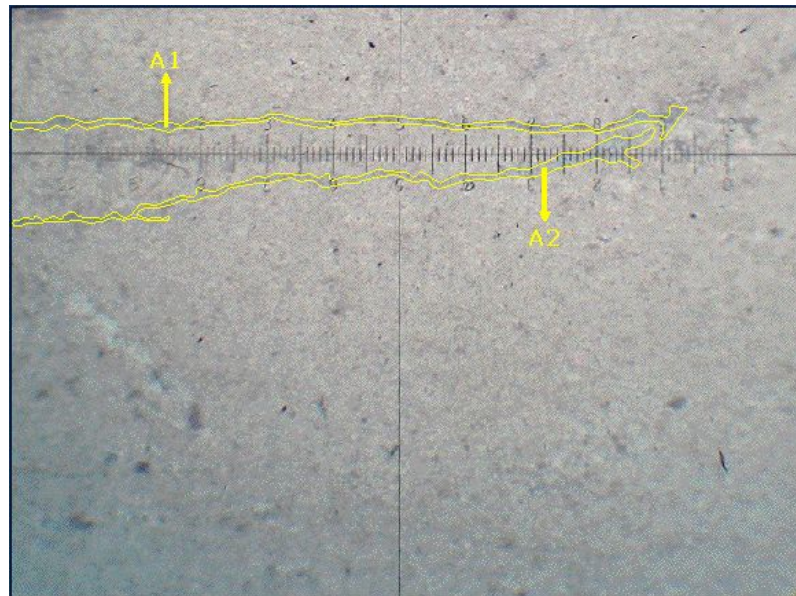


Figura IV.20b. Lámina N12\_10x, mostrando el área correspondiente a la porosidad.

Las áreas de las curvas cerradas trazadas son las siguientes:

$A1 = 3499.0119 [u^2]$
$A2 = 3997.1295 [u^2]$
Suma = 7496.14 [u <sup>2</sup> ]

Como el área total (388800 [u<sup>2</sup>]) es igual al 100%  
Entonces la suma de las áreas trazadas (7496.14 [u<sup>2</sup>]) es igual al:  
Porcentaje de porosidad = 1.93 %

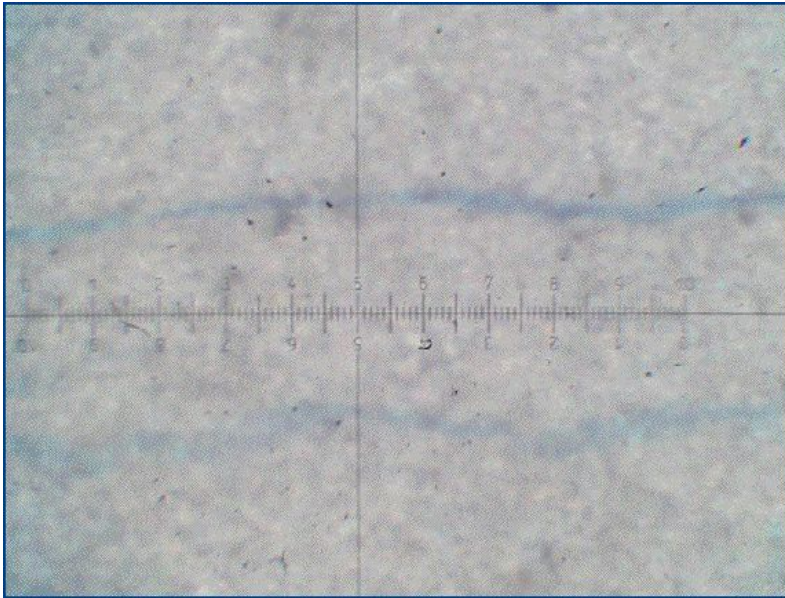


Lámina N12\_40x

Dimensiones de la imagen:  
720 x 540 [u]  
Área total: 388800 [u<sup>2</sup>]

Figura IV.21a. Lámina N12\_40x, utilizada para el cálculo de porosidad.

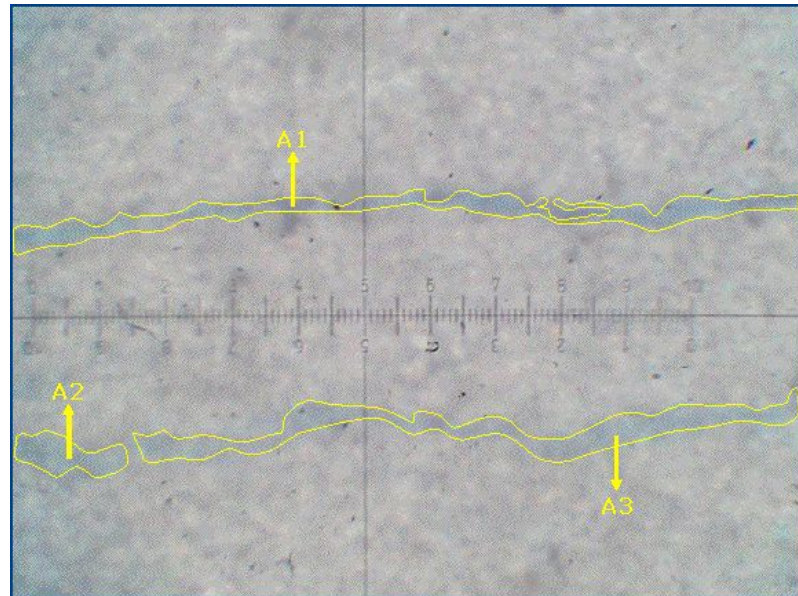


Figura IV.21b. Lámina N12\_40x, mostrando el área correspondiente a la porosidad.

Las áreas de las curvas cerradas trazadas son las siguientes:

$A1 = 9947.56 [u^2]$
$A2 = 2726.91 [u^2]$
$A2 = 10989.24 [u^2]$
$\text{Suma} = 23663.70 [u^2]$

Como el área total (388800 [u<sup>2</sup>]) es igual al 100%  
Entonces la suma de las áreas trazadas (23663.70 [u<sup>2</sup>]) es igual al:  
Porcentaje de porosidad = 6.09 %



Lámina RL\_10x

Dimensiones de la imagen:  
760 x 570 [u]  
Área total: 433200 [u<sup>2</sup>]

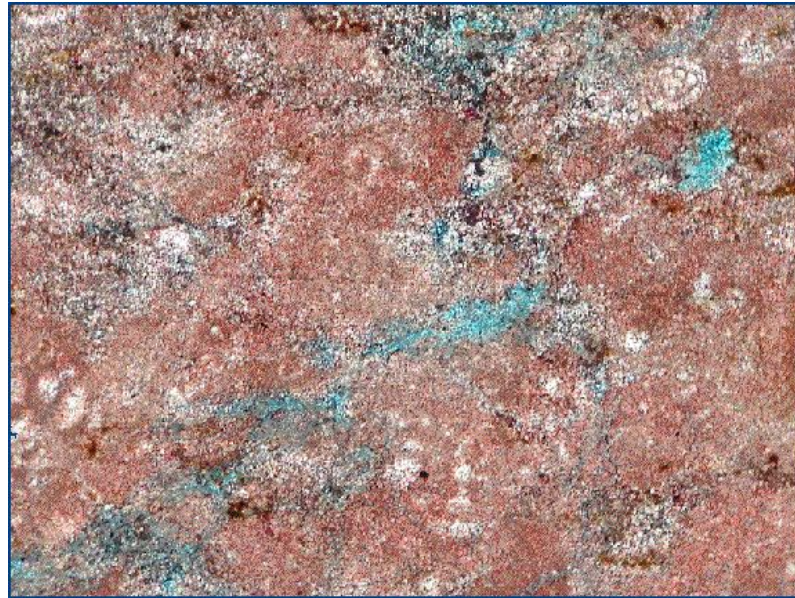
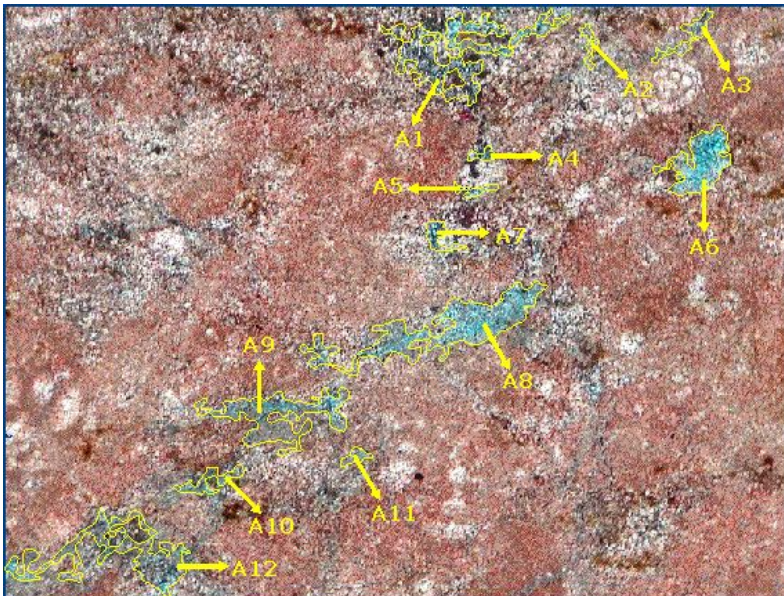


Figura IV.22a. Lámina RL\_10x, utilizada para el cálculo de porosidad.



Las áreas de las curvas cerradas trazadas son las siguientes:

A1 =	4495.21 [u <sup>2</sup> ]
A2 =	280.63 [u <sup>2</sup> ]
A3 =	659.06 [u <sup>2</sup> ]
A4 =	225.22 [u <sup>2</sup> ]
A5 =	260.64 [u <sup>2</sup> ]
A6 =	2421.36 [u <sup>2</sup> ]
A7 =	451.90 [u <sup>2</sup> ]
A8 =	5475.82 [u <sup>2</sup> ]
A9 =	3438.17 [u <sup>2</sup> ]
A10 =	654.96 [u <sup>2</sup> ]
A11 =	274.28 [u <sup>2</sup> ]
A12 =	3827.55 [u <sup>2</sup> ]
Suma =	22464.78 [u <sup>2</sup> ]

Figura IV.22b. Lámina RL\_10x, mostrando el área correspondiente a la porosidad.

Como el área total (433200 [u<sup>2</sup>]) es igual al 100%  
Entonces la suma de las áreas trazadas (22464.78 [u<sup>2</sup>]) es igual al:  
Porcentaje de porosidad = 5.19 %



Comparación de los valores de porosidad obtenidos utilizando este método con los valores arrojados por estudios de PEMEX (Fig. IV.23) para la misma formación:

En la figura IV.23 puede observarse que los valores de porosidad registrados para los principales campos productores de la Formación Orizaba caen en su mayoría entre el uno y el doce por ciento, de la misma manera que los valores obtenidos en las láminas mostradas anteriormente. Por otra parte, la figura IV.24 corresponde a una lámina de la misma formación, proporcionada por PEMEX y donde se aprecia la gran similitud con las láminas analizadas. Así mismo, aunque no incluimos estudios de permeabilidad para el afloramiento estudiado, podemos inferir que ésta podría ser similar a la que se muestra en la figura IV.23, por tratarse de rocas con porosidad parecida y de la misma formación.

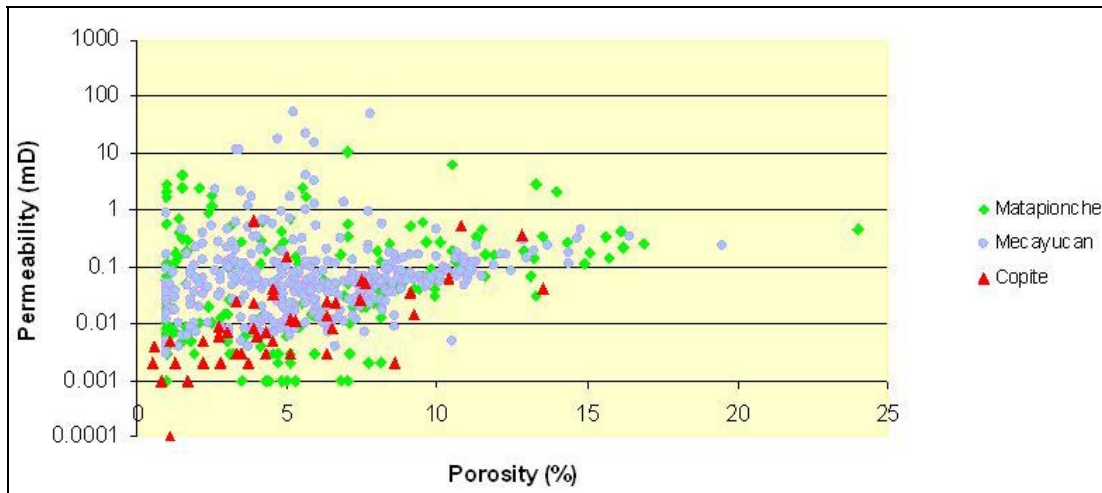


Figura IV.23. Diagrama de permeabilidad-porosidad en la Formación Orizaba (PEMEX).

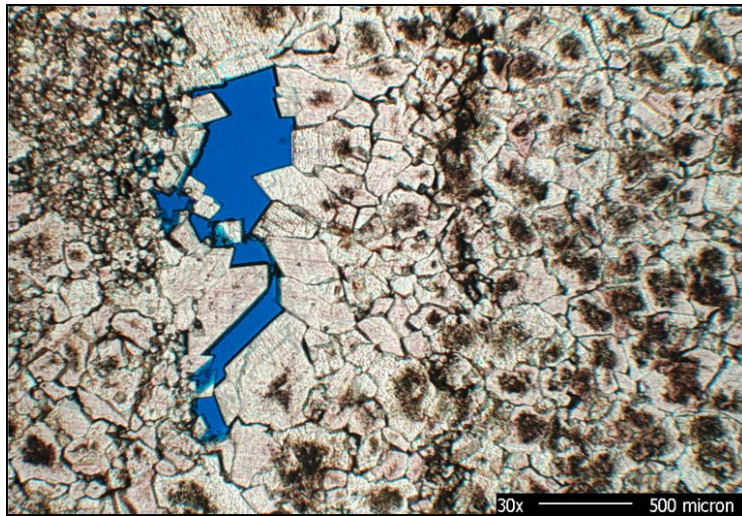


Figura IV.24. Lámina de porosidad obtenida de la Formación Orizaba (PEMEX).

### III.3.2 Cálculo de porosidad utilizando el porosímetro.

Se enviaron muestras irregulares de superficie (del afloramiento de Nogales, Ver.) al Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para determinar su porosidad. De esas muestras se cortaron pequeños trozos de roca para construir cuerpos geométricos dándoles forma de paralelepípedos y



de esta manera obtener el volumen bruto de roca, conociendo este parámetro se utilizó un porosímetro que utiliza el principio de la *Ley de Boyle*, para de esta manera obtener su volumen de grano y así calcular su porosidad.

Las muestras que se enviaron al IMP, así como su estado al corte se presentan en la siguiente tabla:

Muestra	Estado al corte
RL	Paralelepípedo
N-12	Paralelepípedo
B-2	Rota al corte

Los resultados de la porosidad obtenidos son los siguientes:

Muestra	Porosidad [%]
RL	1.8
N-12	2.0

Los resultados obtenidos pudieron haber sido más completos pero, debido a un mal muestreo de campo se encontraron restricciones. Las muestras tomadas del afloramiento fueron muy pequeñas por lo que no se pudieron tener las dimensiones adecuadas para realizar un análisis más preciso y con más información.

El informe original del estudio realizado por el IMP, se presenta en el *apéndice A*.

#### IV.3.3 Comparación entre valores de porosidad.

Dos de las tres muestras que presentaron porosidad, fueron sometidas a ambos análisis y la comparación queda de la siguiente forma:

Muestra	& Limancera [%]	& Porosímetro [%]
RL	5.19	1.8
N-12	6.09	2.0

En esta tabla se observa que existe un amplio margen de diferencia, lo cual puede ser justificado por lo ya expuesto y sabiendo que el método que utiliza un porosímetro es más preciso debido a que trabaja con cuerpos geométricos y mide volúmenes. Pero, por otro lado, una muestra como la B-2 que no pudo ser cortada en forma de paralelepípedo, no pudo ser sometida al análisis con el porosímetro. Esta muestra sin embargo, sí se pudo estudiar con el método Limancera.

Así que a manera de conclusión, un método puede ser complementario al otro y al tener láminas delgadas, estas no sólo se utilizan para cuantificar la porosidad sino también para realizar análisis petrográficos e identificar los tipos de porosidad.



## V LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE IMÁGENES DE PARED DE POZO Y LA INFORMACIÓN DE NÚCLEOS, AFLORAMIENTOS Y ESQUIRLAS.

Las imágenes de pared de pozo aportan dependiendo de su principio físico, información de rasgos geológicos a gran detalle, dando la posibilidad de evaluar formaciones con más información. Es por eso que en la industria petrolera esta tecnología, aunque costosa, es cada vez más utilizada.

En este capítulo analizaremos de forma general las imágenes de pared de pozo comenzando por la historia y evolución, su funcionamiento y aplicaciones pero, haciendo énfasis en los registros de imágenes de resistividad, debido a que son los que dan un mayor aporte geológico, además de que son estos los que hemos utilizado para dirigirnos hacia el objetivo de esta tesis.

### V.1 Descripción de las herramientas de registros de imágenes de pozo

#### HISTORIA

La evolución de los registros de imágenes de pared de pozo, son producto del también gran desarrollo de las computadoras. La tecnología para disponer de imágenes de pared de pozo, parte de la manipulación de herramientas con principios físicos de Óptica, Acústica y Eléctrica. Estos principios fueron encaminados de esta forma a la industria del petróleo por el deseo de visualizar las paredes de los pozos. Han sido desarrollados, de tal suerte que se nota un gran avance que permite contar con imágenes obtenidas a kilómetros profundidad y contar con más argumentos para realizar estudios geológicos más detallados del subsuelo, así como, identificar más fácilmente rasgos geomecánicos en las paredes de los pozos.

#### Mecanismos ópticos

Para obtener imágenes de pared de pozo, de los primeros mecanismos utilizados fueron las cámaras fotográficas. De hecho, la historia de los registros de imágenes de pozo se remonta hasta el año de 1904, cuando probablemente se publican por primera vez, una serie de fotografías del interior de un pozo en Baku en la región de Azerbaijan, Rusia (*Fig. V.1*) (Sorenson, 1998).

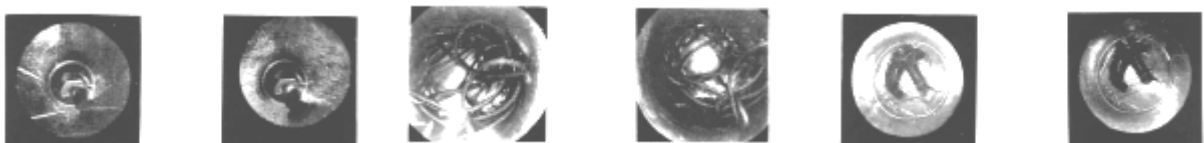


Figura V.1. Primeras imágenes de pared de pozo, tomadas con métodos ópticos.  
Lost Articles in Baku Oil Wells, 1904.

En 1958, estos dispositivos se implementaron de manera más encauzada, por Birdwell. Posteriormente se desarrollaron equipos para pozos petroleros cada vez más profundos, los cuales incluían cámaras estereoscópicas montadas sobre un sistema de empacadores que formaba una burbuja de lodo claro frente a las lentes (Mullins, 1966). Con esto se lograba obtener imagen y topografía de la pared del pozo y también de la tubería.



En la década de 1960, los intentos por conseguir imágenes de pared de pozo se vieron inclinados por el uso de cámaras de video.

### Mecanismos acústicos

En cuanto a estos mecanismos, un avance significativo fue cuando en 1968, trabajadores de Mobil Oil, desarrollaron el primer bore hole tele viewer (BHTV), la primera herramienta de generación de imágenes acústicas de alta frecuencia. El tele-observador utilizado por compañías de servicio, obtuvo gran popularidad y se aumentaron las aplicaciones como la de inspeccionar las tuberías (Glenn et. al., 1971). Posteriormente, la herramienta dejó de utilizarse en la industria del petróleo por generar imágenes de baja calidad y por utilizarse en la perforación con lodos de alta densidad. El desarrollo iniciado por Mobil Oil, fue continuado por Amoco, manteniendo algunos tele-observadores con fines de investigación (Dennis, pat. 1972). En la década de 1980, al buscar datos de mayor utilidad, se lograron avances de manera que la conversión analógica evolucionó a digital y el reprocesamiento, hasta las herramientas digitales de transductores enfocados de alta resolución; dispositivos que funcionan como transmisores y como receptores.

Antes de 1995, fueron introducidas otras herramientas de generación de imágenes acústicas, entre las que se incluyen el Barredor Acústico Circunferencial CAST de Halliburton y el generador de Imágenes Ultrasónicas de Pared de Pozo UBI de Schlumberger. Ambas herramientas con resoluciones similares a las de microrresistividad y con una cobertura perimetral del 100%, que además pueden utilizarse en lodos base aceite.

### Mecanismos eléctricos

Las imágenes eléctricas, surgen a mediados de la década de los 80's, como evolución de la tecnología del registro de echados. Las herramientas actuales utilizan arreglos bidimensionales de los electrodos, colocados sobre un patín, el cual se pone en contacto con la pared del pozo (Gianzero et. al., pat. 1984).

Schlumberger, fue la primera compañía en incursionar en estos dispositivos de generación de imágenes de microrresistividad, su primer herramienta fue la llamada Microbarredor de Formaciones FMS. Lo que se logró con esta herramienta fue incrementar el detalle en los análisis geológicos. La herramienta inicial contaba con solo dos patines, cubriendo únicamente el 20% de la pared del pozo pero, la tecnología se siguió desarrollando aumentando a cuatro patines y duplicando la cobertura perimetral. En 1991, se desarrolló el registro de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI, equipado con cuatro patines de generación de imágenes y cuatro aletas abatibles también de generación de imágenes, logró una cobertura perimetral del 80% en pozos de  $7^{7/8}$  pulgadas de diámetro.

El Bureau de Recherches Geologiques et Minières (BRGM) de Francia, 1989, desarrolló la herramienta ELIAS de dos pulgadas de diámetro, que contaba con 16 patines de generación de imágenes microeléctricas, y que logró una cobertura perimetral del 100% en pozos estrechos. En la década de los 90's, tanto Halliburton como Western Atlas lograron un 60% de cobertura perimetral en pozos de  $7^{7/8}$  pulgadas con herramientas de 6 brazos; EMI el generador de Imágenes Microeléctricas de Halliburton en 1994 y la herramienta de generación de Imágenes Acústicas y de Resistividad Simultáneas de Western Atlas en 1995, la cual incluía un sensor de generación de imágenes acústicas (Cheung, 2002).



## PRINCIPIOS FÍSICOS Y FUNCIONAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS DE REGISTROS DE IMÁGENES

### Mecanismos ópticos

Aunque las fotografías tienen una gran resolución, se tienen dos desventajas, una es que éstas se pueden analizar hasta después de revelar la película después de ser llevada a superficie y la otra, común a todos los mecanismos ópticos, es el hecho de que estos no pueden ver más que a través de fluidos transparentes. Sin embargo, son muy útiles para supervisar el estado de la tubería.

### Mecanismos acústicos

Todas las herramientas acústicas para obtener imágenes de pared de pozo, funcionan a partir del mismo principio físico. Éste, consiste en realizar cortos estallidos de energía acústica, los cuales son emitidos por un transductor, para viajar a través del fluido de perforación contenido en el pozo y, posteriormente, ser reflejados de manera parcial por la pared del pozo (Fig. V.2). En esta figura se muestra también, el sentido de rotación de la herramienta, movimiento con el que se logra cubrir totalmente la pared del pozo.

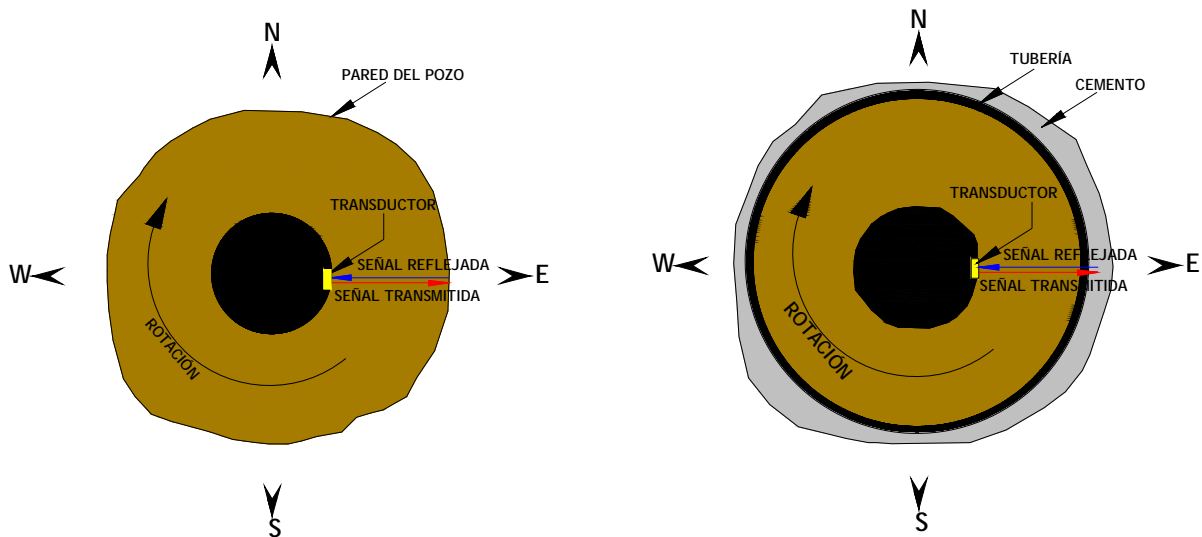


Figura V.2. Principio físico de los mecanismos ópticos en pozo abierto (izquierda) y pozo entubado (derecha).

Existen ciertas condiciones al momento de recibir el transductor el pulso reflejado. La geometría y la superficie de la pared del pozo, al haber sido realizadas por la sarta de perforación y quedar con rasgos propios de la perforación; así como, características inherentes a las herramientas y con origen netamente geológico como fracturas, estructuras vulgares, etcétera, lo que hacen es reducir la señal que se recibe y, con esto lograr características reconocibles en los registros. La geometría del pozo también puede influir en la excentricidad de la herramienta y provocar una inclinación de la misma, lo cual genera una pérdida enorme de señal, que a su vez produce bandas negras en los registros. También en los registros se pueden identificar cambios en la señal, producto de cambios litológicos y por el contraste acústico entre el fluido de perforación y las litologías atravesadas durante la perforación. La variación y absorción por partículas en el lodo y la pérdida debido a la





dispersión de energía, se da en lodos muy densos y de base aceite, lo que hace es atenuar la señal e incluso perderse (Bravo y Ramírez, IMP-2003).

## Mecanismos eléctricos

Al ser la herramienta FMI, de última generación en cuanto a herramientas de registros de imágenes eléctricas, así como la herramienta OBMI (a la que en su momento haremos referencia), es en la que nos basaremos para hacer la descripción.

La física de las herramientas de imágenes microeléctricas (FMI), está basada en el flujo de corriente entre los electrodos, emisor y receptor. Esta corriente viaja a través del fluido de perforación y, dependiendo de las características de la roca y del contenido de fluidos propios de la formación, experimenta variaciones de microrresistividad, las cuales son identificadas por los electrodos receptores.

La herramienta FMI, consiste de un componente de alta frecuencia, del cual depende la resolución tanto vertical como azimutal, al ser modulado por los cambios de microrresistividad de la roca frente a los electrodos. Las variaciones petrofísicas hacia el interior de la formación, son analizadas mediante un componente de baja frecuencia el cual es equiparado a un laterolog somero en cuanto a la profundidad de investigación (Bravo y Ramírez, IMP-2003). Durante la toma de los registros de imágenes eléctricas, son generadas corrientes directas creadas por la fricción que existe entre el patín y la pared del pozo, mismas que son eliminadas durante el procesamiento de datos.

Una sonda FMI, dispone de 192 electrodos al contar con un sistema de patines y aletas, con lo que se logró en la evolución de este tipo de herramientas aumentar la cobertura perimetral de la pared del pozo hasta en un 80%, la cual comenzó con el Microbarredor de Formaciones de dos patines, posteriormente el Microbarredor de Formaciones con 4 patines y finalmente la FMI con 4 patines y 4 aletas o alerones (Fig. V.3).

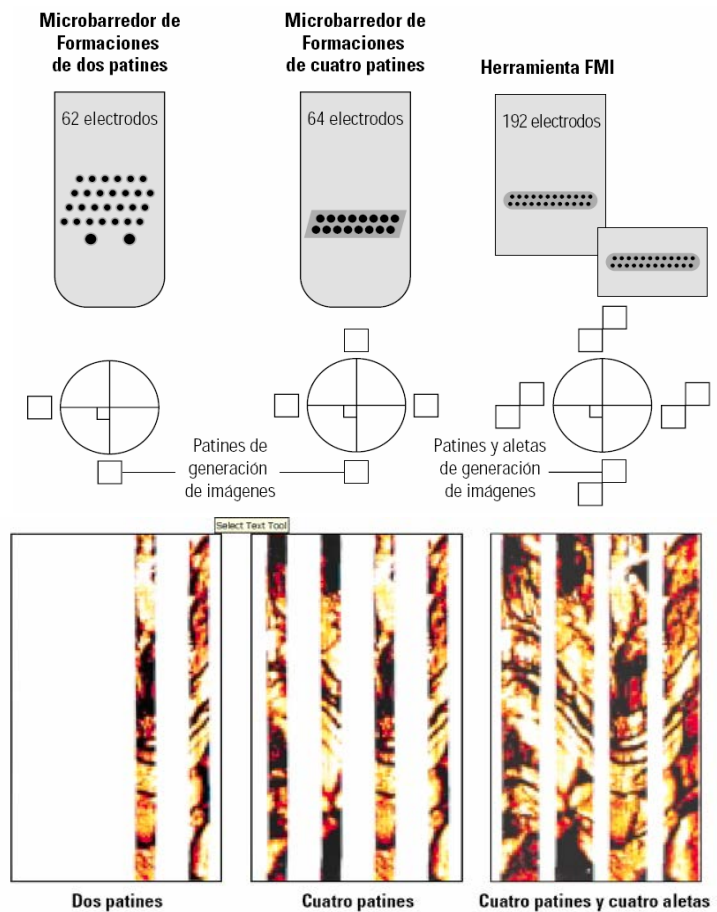


Figura V.3. Evolución de las herramientas de imágenes microeléctricas. Philip Cheung, Schlumberger, Oilfield Review, Primavera 2002.

En estas herramientas, cada electrodo, genera su propia curva y cuando uno de ellos falla, puede compensarse durante el procesamiento de generación de las imágenes. Cada uno de los electrodos, es capaz de obtener lecturas de 1 a 4095 mili-ohms (Laird. B Thompson, 2000).



Como en las imágenes ultrasónicas, cada dato recopilado, es ubicado en el espacio, con coordenadas X, Y, Z, con el fin de saber la orientación haciendo un símil con los núcleos convencionales pero en este caso ya sea en 2D e incluso 3D. Ya al contar con los datos, se

sigue un procesamiento no solo para obtener las imágenes, sino también para realizar correcciones y aumentar la calidad y la confiabilidad de las imágenes. Las correcciones son necesarias por varias razones, entre ellas están también las limitantes de la telemetría al emplear un sistema de cable, lo que no permite que todos los datos sean transmitidos hasta la superficie, lo que deja como resultado que solo una porción de la señal sea posible grabarla y procesarla.

La resolución de las herramientas de imágenes, se fundamenta en los patines y en el caso específico de la FMI, también en los alerones, ya que ambos cuentan con electrodos. La resolución de esta herramienta, es la habilidad de la misma de generar imágenes de los cambios microrresistivos en la formación. La resolución del FMI, es 0.2 [in], la cual es función de promedio de muestreo de los datos. Un postulado del procesamiento de señales, establece que un mínimo de dos muestras se deben adquirir en una distancia equivalente a la resolución de la herramienta, es decir, en este caso, por ser la resolución la herramienta de 0.2 [in], el promedio mínimo de muestreo deberá ser a cada 0.1 [in], tanto en dirección azimutal como vertical. Para lograrlo, es necesario contar con dos líneas de electrodos separados 0.2 [in] y con otra línea de electrodos debajo de la primera y lateralmente desplazados 0.1 [in]; de esta manera, el muestreo debe ser en la que un dato se adquiera cada 0.1 [in], con una velocidad máxima de registro de 1800 [ft/h] (Bravo y Ramírez, IMP-2003).

La compleja composición del sistema de la herramienta FMI, que no solo incluye la sonda, sino del que forman parte también el sistema de telemetría digital, inclinómetro, herramienta de correlación por profundidad, etc. (Fig. V.4), hacen que el procesamiento de datos sea más efectivo.

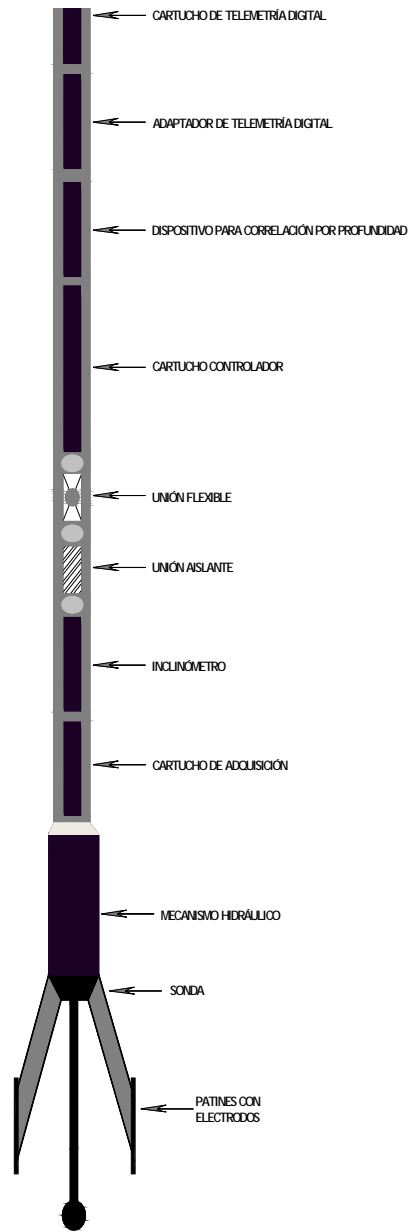


Figura V.4. Diagrama de la herramienta FMI.

El procesamiento de datos consiste primeramente en que la respuesta individual de los electrodos debe ser desplazada en profundidad, una distancia igual a la que separa la línea de electrodos superior de la inferior, en la que el electrodo está localizado. Para generar la imagen, se procesan los datos adquiridos como una matriz, con un elemento azimutal (dato



aportado por el inclinómetro) para cada electrodo y un elemento vertical para cada profundidad para la que las medidas son obtenidas.

Por otro lado, como se mencionó con anterioridad, hay ocasiones en que falla un electrodo, o la telemetría, etc., por lo que se puede emplear un método de igualación que lo que hace es compensar esas fallas por ganancias y desplazamientos de la media de los demás sensores, calculados en ventanas deslizantes. Otra opción es la utilización de métodos estadísticos para detectar o corregir electrodos que no estén operando. Estos desplazamientos, no consideran las variaciones de movimiento de la herramienta, por lo que es necesario calcular la profundidad efectiva de la medida de cada sensor, haciendo la doble integración de la aceleración de la herramienta y la correlación de la respuesta de dos líneas de electrodos adyacentes y recalculando la profundidad actual de la medida, lo cual es realizado de forma secuencial en el procesamiento (Fig. V.5).

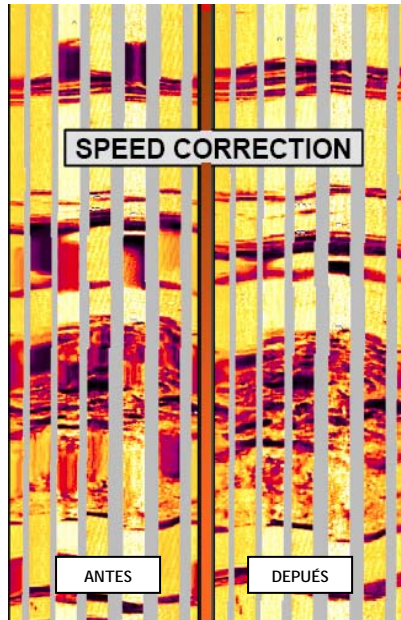


Figura V.5. Imágenes microeléctricas, mostrando un registro donde se aprecia el resultado después de la corrección por velocidad.

Para interpretar las imágenes es necesario utilizar clases de color. Para normalizar los límites de las clases de estos, se efectúa la normalización estática, donde todo el conjunto de datos se estila para definir las clases, y se aprecia al observar las variaciones de resistividad a gran escala y al presentar contrastes litológicos. También la normalización dinámica es aplicada, pero para apreciar variaciones en color reflejados en cambios litológicos y en la porosidad o en ambos

## V.2 Generalidades de los Registros de Imágenes

Hemos visto las principales herramientas para adquirir imágenes de pared de pozo, como son por medio de métodos ópticos, por mecanismos acústicos y utilizando sistemas eléctricos.

Con imágenes ópticas el análisis que se puede hacer es en base a la tubería o a la pared de la formación propiamente, pero con las limitantes que implica el tomar fotos o videos al depender de lodos transparentes. Las imágenes obtenidas por estos medios permiten examinar la tubería y evaluar su estado (Fig. V.6); por otro lado, en agujero descubierto, su utilidad es para identificar fracturas, planos de estratificación, etc., pero con la salvedad que no haya enjarre, ya que este, impediría que la formación fuera la analizada. Al brindar imágenes superficiales de la pared del pozo, las ventajas son en cuanto a apreciar problemas producto de la perforación y el estado de la tubería, así como, para ayudar al presentarse problemas con pescados en el interior del pozo, etc. Las aplicaciones de los sistemas ópticos para adquirir imágenes, aparte de ser útiles en la industria del petróleo



Figura V.6. Colapso del interior de un pozo. DHV Halliburton



(donde se ha visto el avance tecnológico más significativo), se extrapolan hacia otras áreas como son la minería y pozos para extracción de agua.

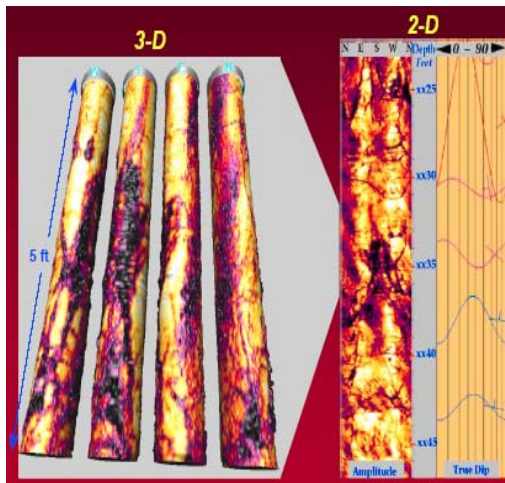


Figura V.7. Ejemplo de un denso fracturamiento en la formación 2D y 3D. CAST-Halliburton.

Las herramientas acústicas, aparte de aportar una gran resolución, también tienen la ventaja de cubrir la pared del pozo al 100%, dando así suficiente información para análisis tanto en agujero descubierto, como en entubado. Estas herramientas tomaron auge al no presentar problemas cuando se utilizan lodos base aceite, tomando así ventaja sobre los dispositivos eléctricos. En la perforación de pozos petroleros, que es en donde se les da uso a estos dispositivos, las aplicaciones en agujero descubierto, tomando en cuenta que las ondas acústicas viajarán en primera estancia a través del fluido de perforación y después por la parte más superficial de la pared del agujero, son que pueden dar información para identificar y caracterizar fracturas y planos de estratificación; cuando se trata de agujeros entubados, se evalúan cementaciones y tuberías. Asimismo podemos obtener muy buena información

de la geometría del pozo y algo por demás de gran utilidad es que se pueden generar imágenes tridimensionales (Fig. V.7).

Debido a la gran utilidad de las imágenes microeléctricas para obtener información geológica, es en éstas en las que más nos enfocamos.

### Fullbore Formation Micro Imager (FMI)

Las imágenes producidas por la herramienta FMI, son en lo general combinadas con un registro de echados, el cual no solo da la inclinación y orientación de las capas de la misma manera que se puede obtener en superficie, sino que también contribuye con la orientación e inclinación de fracturas como en un afloramiento se pueden medir.

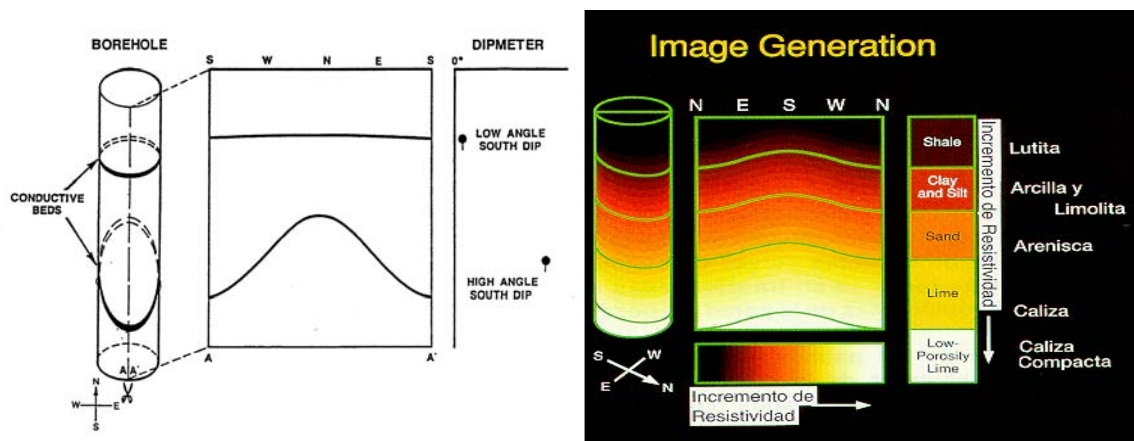


Figura V.8. Generación de imágenes orientadas y con inclinación (SPWLA, 2006).

Entonces al generar una imagen, ésta queda muy bien orientada, ya sea de forma azimutal o por cuadrantes y con una inclinación de 0° a 90°. En la *figura V. 8* de lado izquierdo, se



observa en el pozo que está representado por el cilindro (con una vista 3D), en la parte superior un corte que es una simulación de capas horizontales y en la parte inferior un corte oblicuo que representa capas inclinadas; estos cortes en el cilindro al ser este desdoblado para plasmarse en una figura 2D como estaría editado el registro, dejan como resultado de las

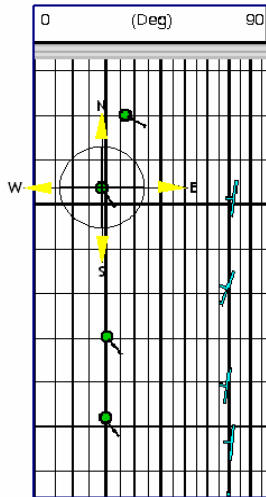


Figura V.9. Registro de echados.

capas horizontales, una línea recta y para las capas inclinadas una línea sinusoidal con la parte central hacia el norte y los flancos hacia el sur, como en el cilindro; en registro de echados simulado, se aprecia como la línea recta tiene una inclinación de  $0^\circ$ , ya que en este registro la inclinación crece de izquierda a derecha de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , lo que se representa por un círculo relleno, mismo que indica cuantos grados se inclina, gracias a la escala que generalmente es a cada  $5^\circ$ ; la orientación indicada por el segmento unido a cada círculo, se lee dependiendo hacia donde señale ésta, tomando como referencia los ejes coordenados (Fig. V.9). Finalmente como se aprecia en la parte derecha de la figura V.8, se consigue generar la imagen que, aparte de proporcionar la inclinación y dirección de las capas, también utiliza una paleta de colores para ayudar a identificar litologías o incluso fluidos, por medio del color que presenten. Los registros de imágenes se presentan en 2D, pero haciendo uso de softwares, se pueden crear imágenes tridimensionales como se muestra también en la figura.

Para saber si el material es conductor o resistivo, se utilizan tonalidades de colores, donde hacia los claros están los resistivos y hacia los oscuros están los más conductivos (Fig. V.10.A). La escala de colores se presenta en cada registro de imágenes, indicando hacia donde aumenta o disminuye

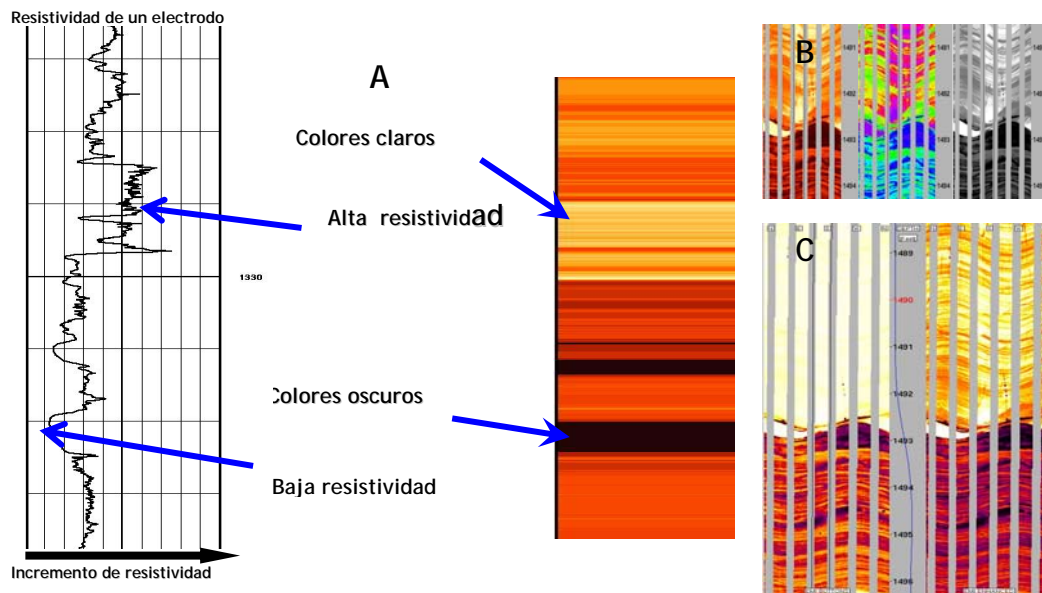


Figura V.10. A. Representación de un solo electrodo y las variaciones de colores en el registro de imágenes. B. Diferentes paletas de colores: escala amarillo-marrón, arcoiris y escala de grises de izquierda a derecha. C. Imágenes estática (izquierda) y dinámica (derecha). En B y en C, se observan unas líneas grises, son espacios no cubiertos por la herramienta.

la resistividad. Tratándose de litologías, podríamos generalizar que tengan un color oscuro, interpretaríamos que se trata de lutitas por conformarse principalmente por aluminosilicatos, los cuales son conductores, e irían aclarándose los colores a medida que el grano de la roca sea de mayor tamaño, tomando en cuenta a las rocas clásticas; para calizas, podemos decir



también de forma general que tienden hacia los colores claros, y éstos lo serán aún más si se trata de una caliza compacta (*Fig. V.8 derecha*). Al observar resistividades por medio de los colores en las imágenes, el agua tomaría colores oscuros y los hidrocarburos claros, por ser conductivo el primero y resistivo el segundo. Con la edición de imágenes se pueden resaltar diferentes aspectos, como simplemente cambios litológicos de forma muy burda, o al contrario, muy a detalle como laminaciones, fracturas, porosidad, etc.; esto se logra con diferentes atributos, ejemplo de ello es cuando se utilizan las paletas de colores (*Fig. V.10.B*). Para hacer énfasis en diferentes aspectos de la formación, también se utilizan imágenes estáticas y dinámicas. En las primeras las paletas de colores se aplican en todo el intervalo y son buenas imágenes para mostrar valores relativos de resistividad pero, pierden detalle de la imagen. Las segundas, se aplican las paletas de colores en el intervalo pero por partes, de tal forma que es bueno el detalle de la imagen, aunque se pierde el sentido del colorido relativo (*Fig. V.10.C*). Así, al contar con ambas imágenes (estática y dinámica), se cuenta con información para analizar la formación a diferentes escalas.

Las imágenes FMI, aunque sólo se adquieren cuando el fluido de perforación es conductor, da mucha información geológica y petrofísica de la formación y tiene la ventaja sobre las herramientas acústicas y ópticas, de penetrar a la formación y no ser tan superficial, de manera que las imágenes que se interpretan no son solo de la roca sino también de los fluidos que esta contiene. El detalle que se obtiene es bastante considerable al trabajar generalmente con escalas vertical y horizontal de 1:10 y 1:20, respectivamente.

### Oil Base Mud Imager (OBMI)

Debido a que la herramienta FMI, encontraba su máxima limitante al solamente funcionar con lodos base agua, hubo la necesidad de crear una nueva herramienta que pudiera adquirir imágenes aún cuando el lodo fuera base aceite o sintético.

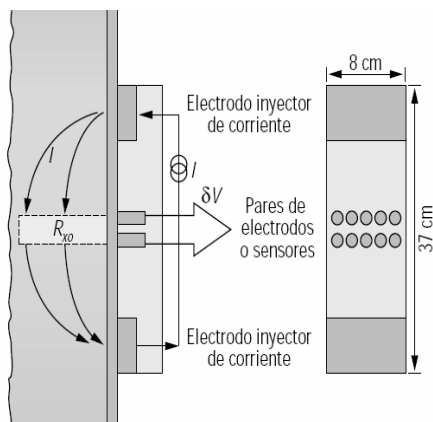


Figura IV.11. Diagrama del patín OBI.  
Philip Cheung, Schlumberger, Oilfield  
Review, Primavera 2002.

Para lograr generar imágenes micro-resistivas, la herramienta OBMI tiene la capacidad de medir resistividades en siemens por metro. Es decir, de cualquier forma se requiere de un medio conductor y, los lodos base aceite lo son por tener por mínima que esta sea, una cantidad de agua suficiente para esta herramienta. Para la generación de imágenes, este dispositivo emplea cuatro patines, los cuales inyectan a la formación una corriente alterna,  $I$ , entre dos electrodos inyectores de corriente ubicados por encima y por debajo de cinco pares de electrodos más pequeños. Para cada par de electrodos se deriva una  $R_{xo}$  (resistividad en la zona lavada) a partir del valor medido de diferencia de potencial ( $\delta V$ ) entre cada par, de una corriente  $I$  conocida y del factor geométrico de la herramienta:  $R_{xo} = k(\delta V / I)$  (*Fig. V.11*). Es importante

resaltar que en primera instancia existe una diferencia de potencial de cientos de voltios, por la alta impedancia originada por la película de lodo de alta resistividad y revoque de filtración que se encuentra entre el patín y la pared del pozo (Cheung, 2002). La resolución vertical de este sistema definida como la capa más delgada a la que se le puede medir su espesor, es de 3 cm., sin embargo existen problemas que conllevan a degradar la calidad de la imagen como el alejamiento (distancia entre el plano externo del sensor y la pared del agujero). Al ocurrir un alejamiento excesivo, en las imágenes se verían zonas de muy alta resistividad, las cuales aparecerían en blanco.



Al contar generalmente con imágenes microrresistivas adquiridas con lodos conductivos, hay características más fáciles de interpretar que cuando se adquieren con lodos no conductivos, como es el caso de fracturas. Al observarlas en una imagen FMI, veríamos una fractura abierta rellena de fluido de perforación, de color oscuro; si la imagen fuera OBMI esta fractura se vería clara, lo que podría causar confusiones al tratar de decidir si es una fractura rellena de minerales resistivos o del lodo de perforación. Así mismo, hablando de desventajas de las imágenes OBMI, refiriéndonos ahora a la resolución vemos difícil el realizar análisis estratigráficos detallados; no así cuando nos enfocamos a análisis estructural detallado, donde encontraríamos un mejor desempeño. Aún con algunas desventajas, es de hacerse notar que la brecha que existía al solamente poder obtener imágenes eléctricas de pared de pozo solo con lodos conductivos, ha sido cerrada, con la herramienta OBMI, contribuyendo en análisis sedimentológicos, estructurales, estratigráficos, etc.

### Logging While Drilling (LWD)

Las herramientas de generación de imágenes a las que nos hemos referido, como muchas otras, funcionan por medio de cable, es decir, las sondas que se bajan al pozo, transmiten la información por este medio (cable), lo que implica que, para correr estos registros es necesario sacar toda la sarta de perforación para luego introducir las sondas en el interior del agujero, quedándose ésta durante el tiempo que dure la operación, dependiente del control de presiones de la formación que el lodo de perforación sin fluir pueda proveer. Vemos entonces, que durante el tiempo que tarde toda la operación se detiene la perforación, se corren ciertos riesgos y la información se obtiene luego de que el intervalo a analizar fue perforado. Los resultados que se obtienen en general son bastante aceptables, pese a los problemas que las herramientas a cable puedan presentar, sin embargo, en la industria petrolera ya se cuenta con herramientas que en tiempo real suministran la información, es decir, se va registrando mientras se está perforando. Las técnicas para registrar mientras se perfora (LWD), contribuyen con la gran ventaja de conocer diferentes aspectos tanto geológicos como geomecánicos en tiempo real, brindando la oportunidad de atenuar problemas o de tomar mejores decisiones, mismas que pudieran ser cruciales.

Las herramientas LWD, utilizan la telemetría para transmitir datos a superficie. La transmisión de información vía inalámbrica es una diferencia importante en comparación con las herramientas que operan con cable. Para obtener información en tiempo real, es necesario contar con anchos de banda y muy altas velocidades de transmisión de datos. El sistema de telemetría MWD Pulse, por ejemplo, permite velocidades de transmisión de datos de hasta 12 [bps], con una transmisión continua de pulsos a través del lodo, con lo que es posible obtener registros en tiempo real con densidades de muestreo de datos muy semejantes a las herramientas a cable y a velocidades de penetración de 70 [m/h].

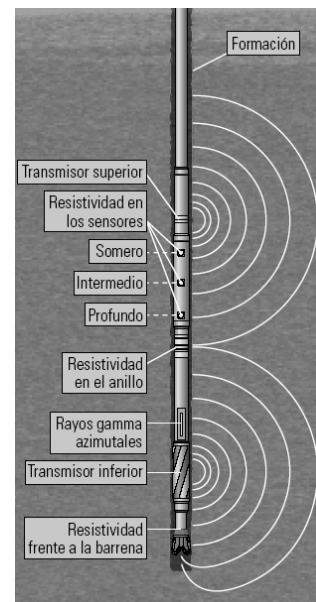


Figura V.12. Física de las herramientas GVR. Mitsuru Inaba, Schlumberger, Oilfield Review, Verano 2002.

En cuanto a la física de las mediciones de las herramientas GVR, mostrada en la *figura V.12*, se observan los toroides que tienen la tarea de suministrar un campo electromagnético alrededor de la herramienta. Se muestra también como los sensores detectan las intensidades del campo local generado por las diferentes conductividades de la formación. La corriente de los sensores es emitida cuando se disparan los transmisores superior e inferior en forma secuencial para



proporcionar mediciones de resistividad compensadas por efecto del pozo. Las resistividades medidas por los sensores somero, intermedio y profundo, por el anillo y por la barrena proveen cinco profundidades de investigación. Los sensores se encuentran fijados a un estabilizador de camisa removible. La medición de baja frecuencia tipo lateroperfil, requiere un lodo conductivo, sin embargo, se puede obtener la resistividad frente a la barrena también con lodos base aceite, siempre y cuando se mantenga el contacto con la formación (Mitsuru, 2003).

Las imágenes de resistividad LWD que se generan a partir de mediciones de baja frecuencia, tienen resoluciones de hasta 0.726 cm. y al tiempo que se generan imágenes, hay datos que se consiguen para calcular echados y para saber el posicionamiento del pozo, siendo esto de gran utilidad en la perforación direccional.

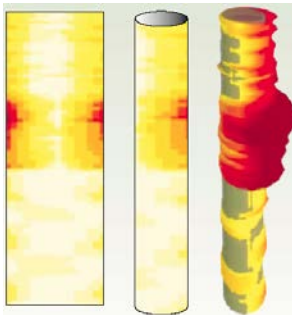


Figura V.13. Evolución de la generación de imágenes de pared pozo de 2D y 3D a imágenes 3D texturadas. Mitsuru Inaba, Schlumberger, Oilfield Review, Verano 2002.

Las imágenes de resistividad LWD, poseen suficiente calidad para realizar análisis estratigráficos, sedimentológicos, etc., pero la tecnología ha llegado más allá de solo obtener imágenes bidimensionales e incluso tridimensionales hasta generar imágenes texturadas como se observa en la figura V.13, con lo que las imágenes aumentan su calidad y con lo que se facilita la interpretación. Sin embargo, cuando se trata de hacer análisis estratigráfico e incluso estructural a mayor detalle, sobresale la resolución de las imágenes FMI, definiéndose incluso laminación en la figura V.14, en donde en la parte superior se aprecia inclusive, fino fracturamiento. No por esto deja de tener gran calidad la imagen LWD porque con este aporte la inclinación de los estratos es fácilmente medible, además en el caso de esta imagen, se identifica el buen funcionamiento de la herramienta al no presentar zonas en blanco (sin información), indicativo de que estos dispositivos al exponerse a condiciones muy difíciles en el interior de los pozos a varios kilómetros de profundidad, con altas temperaturas, altas presiones, con rotación y golpeteo con las paredes del pozo, etc.,

son eficaces y confiables. Por esto, los registros LWD, son de considerarse seriamente para reducir riesgos y costos sobre todo al perforar de manera no convencional.

## Aplicaciones

Las aplicaciones que tienen las imágenes eléctricas de pared de pozo son bastas, proporcionando por su resolución, buen detalle de rasgos geológicos. Al aprovechar sus beneficios, muchos aspectos se ven favorecidos.

Se realizan estudios estructurales detallados de fracturas, pliegues y fallas, con lo que se logra refinar interpretaciones sísmicas previas, pues se define de mejor manera la posición estructural del yacimiento brindando más información para un mejor mapeo del mismo, así como, obtener estimaciones más precisas en cuanto a reservas. Es común al referirnos a yacimientos hablar de trampas, las cuales generalmente combinan la parte estructural con la estratigráfica. Las imágenes microrresistivas, no sólo dan información para la parte estructural, sino que también contribuyen con evaluaciones

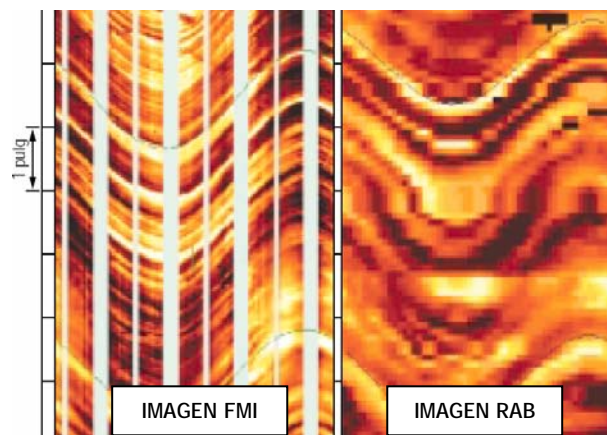


Figura V.14. Comparación entre imágenes FMI y RAB. Mitsuru Inaba, Schlumberger, Oilfield Review, Verano 2002.





estratigráficas y sedimentológicas. Por la información integral de que proveen, las imágenes eléctricas, ayudan en gran magnitud a identificar diferentes eventos sedimentarios que en su momento se dieron, sin dejar de lado los límites estratigráficos a gran detalle para auxiliar la interpretación de la historia sedimentológica. Factores diagenéticos como disolución, compactación, fracturamiento (con relleno de minerales o fluidos), cementación y otros tales como tamaño de grano, gradación, tipo de estratificación, etc., también pueden ser evaluados.

El análisis petrofísico, es otro uso en el que por su versatilidad este tipo de registros participa. Para interpretar de forma más apegada a la realidad, es necesario conocer aspectos geológicos que se sabe puedan encontrarse en el subsuelo. Para ello, por la gran resolución de las imágenes eléctricas, es común realizar comparaciones entre estas y núcleos de fondo, con los que se obtiene en muchos aspectos la mejor información del subsuelo. Contar con núcleos de fondo, es sin duda una enorme e insustituible ayuda; pero es sabido que obtenerlos resulta ser muy costoso, restringiendo así la práctica de extracción de los mismos. Gracias en gran parte a esto, es que las herramientas de generación de imágenes han evolucionado a pasos tan agigantados y con efectos sumamente positivos dentro de la industria del petróleo. De esta manera vemos que el hacer comparaciones de imágenes de pared de pozo con núcleos de fondo, tiene como objetivo primordial, el calibrar la apreciación visual para dar interpretaciones mucho más certeras. Será muy difícil sustituir un núcleo del subsuelo, al que no solo se le realiza un estudio petrofísico, sino que se aprovecha al máximo haciéndole también estudios petrológicos, palentológicos, etc., por incluso la gama de registros geofísicos con que ahora se cuenta (*Fig. V.15*). De cualquier forma es importante resaltar que con los registros de imágenes se pueden identificar e incluso cuantificar macroporosidad y en algunos casos si las fracturas interconectan poros, cuando son vórgulos por ejemplo.

Por otro lado, cabe señalar, que al hacer evaluaciones, se utiliza más información además de las imágenes. El arte de evaluar yacimientos, se vuelve menos complejo entre más información se posea. Por eso conviene correlacionar toda la información con la que se cuente y tratar de resolver problemas con estudios integrales.

A manera de resumen de las aplicaciones de las imágenes de pared de pozo, tomando en cuenta, las herramientas acústicas, resistivas, LWD y tanto lodos base agua como base aceite y sintéticos, se presenta la *tabla V.A*.

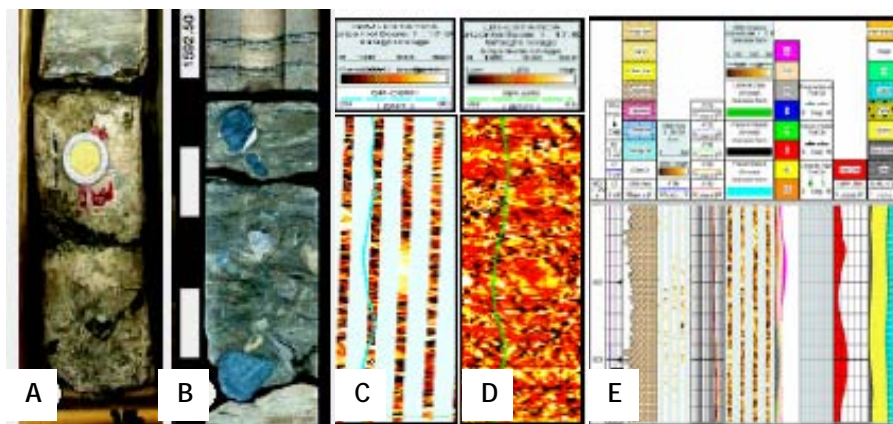


Figura V.15. Comparaciones entre núcleos de fondo (A y B) e imágenes eléctricas (C) y acústicas (D). (E) Registro geofísico compuesto.





### V.3 Información de núcleos, afloramientos y esquirlas.

Encontrar analogías entre registros de imágenes, afloramientos y núcleos de fondo, en principio suena muy coherente, puesto que un afloramiento es una parte de las rocas que se encuentran en el subsuelo y los registros de imágenes son evidencias de las características que presentan los cuerpos rocosos luego de que se ha perforado un pozo.

Tanto el análisis de afloramientos como el de núcleos de fondo, son fundamentales junto con estudios realizados a núcleos de pared y muestras de canal, considerando los métodos directos de exploración que son utilizados en la industria petrolera.

En los subtemas anteriores hemos abundado sobre los registros de imágenes de pared de pozo, por lo que en los próximos párrafos nos referiremos brevemente a los afloramientos y a los núcleos de fondo.

#### **AFLORAMIENTOS Y NÚCLEOS CONVENCIONALES.**

Para realizar estudios geológicos superficiales, es imprescindible recurrir a sitios donde se observen cuerpos rocosos, es decir, a afloramientos. No obstante, refiriéndonos a Geología superficial, en muchas ocasiones esto no es posible o se dificulta debido a que hay rocas que



Figura V.16. Analizando el afloramiento, Nogales, Ver.

no afloran o, que están cubiertas por vegetación, o que son de difícil acceso, o que están muy intemperizadas, etc. Pese a estas circunstancias, cuando se cuenta con afloramientos, se trata de sacar el mejor provecho, en principio con herramientas tan sencillas y fáciles de portar como pica, brújula, navaja, ácido clorhídrico, cámara fotográfica, entre otras, y se toman datos y se hacen descripciones de campo, etc., para su posterior análisis e interpretación en laboratorio y en gabinete, como lo realizado para elaborar éste documento, descrito en el capítulo IV. Como se percibe, la Geología superficial tiene tanto ventajas como desventajas, destacando en las ventajas el bajo costo, la facilidad con la que se toman datos, fotografías, muestras, etc., cuando los afloramientos y otros factores lo permiten. Cabe destacar también que buena parte de la interpretación a la que se llega, es inferida a partir de datos muy puntuales ya sea hacia el subsuelo o hacia los alrededores de la superficie misma. (Fig. V.16)

De forma concisa podemos decir que, el extraer un núcleo convencional del subsuelo implica operaciones tardadas como, hacer circular el lodo para mantener la estabilidad en el pozo, sacar toda la sarta de perforación para hacer los cambios necesarios de herramientas y volver a armar la sarta para proceder a cortar el núcleo. Los núcleos convencionales o de fondo, son recuperados por medio de un barril muestrero, el cual, en su interior va sujetando y protegiendo el núcleo mientras va siendo cortado por una barrena especial, generalmente de



dientes de diamante industrial. Al terminar de cortar los 9 metros de roca, se saca toda la tubería para así finalmente obtener el núcleo. Estos núcleos son la parte medular de los métodos directos para obtener información geológica del subsuelo. Si bien es cierto que extraer un núcleo continuo del subsuelo es sumamente costoso, lo cual va incrementándose con la profundidad y demanda operaciones tardadas, también es cierto que al mismo, se le logra fructificar toda la información a partir de todos los análisis que se le puedan realizar, sean estos paleontológicos, petrográficos, petrofísicos, etc. (*Diagrama V.1*). A diferencia de los afloramientos, los núcleos obtenidos de los pozos, dan información directa del subsuelo con la restricción quizá de sus dimensiones, donde el diámetro dependerá de la profundidad de donde se obtenga. A estos núcleos al salir del pozo se les orienta con una línea negra de lado izquierdo y una roja de lado derecho, identificando así la base y la cima del mismo. Es aquí donde comienza su análisis, para el cual, se utiliza la mitad del núcleo, siendo este cortado longitudinalmente, de manera que la otra mitad es preservada como testigo para posibles posteriores estudios.



Diagrama V.1. Secuencia de análisis realizados a núcleos convencionales.



## ESQUIRLAS

En la industria petrolera, se obtienen esquirlas o muestras de canal, las cuales son los recortes de la roca desquebrajada por la barrena al momento de perforar un pozo y, son llevadas a la superficie en suspensión por medio del lodo de perforación, para ser depositadas en un receptáculo de donde el geólogo de la unidad detectora de hidrocarburos las recolecta (las esquirlas) según el muestreo programado. Por medio de algunos datos y cálculos se sabe de que profundidad provienen los recortes que van llegando a la superficie.

Al obtener las esquirlas, estas son lavadas para su posterior análisis en la unidad detectora de hidrocarburos. En esta unidad, se hace un análisis rápido, debido a que la recuperación es continua. Cuando la muestra esta seca, se realiza un análisis con objetivos específicos. Para el caso de carbonatos, los objetivos son:

- Determinar los tipos de roca principalmente con base en la clasificación de Dunham.
- Estimar la porosidad.
- Identificar la presencia de fracturas ya sean, abiertas o cerradas.
- Ayudar a identificar intervalos con potencial almacenador.
- Obtener el índice de disolución.

Para llevar a cabo el análisis se utiliza básicamente un microscopio estereoscópico con luz reflejada. Al vaciar las esquirlas a un porta-muestras y observar al microscopio, generalmente con un aumento de 20X, se examinan los recortes y se llevan a cabo los objetivos antes mencionados. Se utiliza un punzón y HCl para facilitar el análisis.

Al momento de recuperar las esquirlas, una parte se destina para el análisis rutinario antes mencionado, otra para análisis más detallado en laboratorio y una más para su preservación. Para estos análisis se utilizan técnicas más sofisticadas y los estudios que se les hacen son básicamente paleontológicos, petrográficos y petrofísicos. El análisis paleontológico lo lleva a cabo un especialista, comúnmente un biólogo, con la ayuda de un microscopio estereoscópico de última generación y con analizador de imágenes; el análisis petrográfico, lo realiza un geólogo a través de un microscopio de luz transmitida y, finalmente, el análisis petrofísico, se realiza mediante técnicas de impregnación de resinas con tintes y con microscopio electrónico de barrido.



## VI ANALOGÍAS ENTRE IMÁGENES DE PARED DE POZO, RASGOS EN AFLORAMIENTOS Y NÚCLEOS DE FONDO

### VI.1 Analogías encontradas a partir de la sección estudiada con núcleos y registros de imágenes de la Formación Orizaba.

Tanto en los registros de imágenes de pared de pozo como, en el afloramiento y en los núcleos considerados para este trabajo, se aprecian enormes similitudes. Lo que más sobresale y que observamos a diferentes escalas, porque incluso en las láminas delgadas se identificó, es el intenso fracturamiento, causante de que la permeabilidad sea buena en la Formación Orizaba, aun cuando la porosidad es muy baja (*Fig. VI.1*). Estos rasgos que se observan pertenecen a la misma Formación pero, unos se aprecian directamente de un afloramiento (donde no hay fluidos, ni interés económico) y, otros de información del subsuelo (la cual se obtuvo por haber de por medio un interés económico); sin embargo, la primera sirve para darle más sustento a esa información del subsuelo. Es decir, -tomando en cuenta el enfoque petrolero- el analizar un afloramiento, no significa que se esté buscando directamente petróleo, pero sí, se pretende comprender mejor tanto la geología regional como, los factores que intervinieron en la formación de esos cuerpos rocosos y por supuesto, el comportamiento idealizado de las rocas en el subsuelo desde el punto de vista petrofísico, sedimentológico, estratigráfico, etc. En este caso en particular, comenzamos con el análisis del afloramiento para determinar el ambiente de depósito, sin perder de vista las características petrofísicas que en el se encontraban y pensando en que se realizaría una comparación con núcleos de fondo y registros de imágenes.



Figura VI.1. Fracturas observadas en registros de imágenes, núcleos convencionales, afloramiento y lámina delgada (de izquierda a derecha). Todos de la Formación Orizaba.

Haciendo énfasis en las fracturas, pero también en los echados, encontramos similitudes entre la información aportada por el registro de echados, los núcleos de fondo y lo visto en superficie en el afloramiento; con esto se concluye que el vector de esfuerzos regional es el mismo y que por lo consiguiente, tanto El Cinturón Plegado y Cabalgado de Zongolica (a donde pertenece el afloramiento), como el Frente Tectónico Sepultado (de donde se tomaron los registros y se extrajeron los núcleos), presentan características de deformación semejantes (*Fig. VI.2*). No obstante, con esto no se pretende decir que al utilizar registros de echados, núcleos y afloramientos solamente, se tenga la información suficiente para dar una explicación completa de la tectónica y la geología estructural de una región; pero sin perder el enfoque de este escrito, sí se logra dar a entender que sí se encuentran analogías lógicas entre observaciones de superficie y de subsuelo, con sus respectivas variaciones. También hay que decir que no es suficiente el analizar un solo afloramiento y una sola sección de un pozo, pues el estudio como en este caso toma tintes muy específicos; es necesario para adquirir mayor experiencia realizarlo en escenarios geológicos diversos tanto de subsuelo como de superficie.

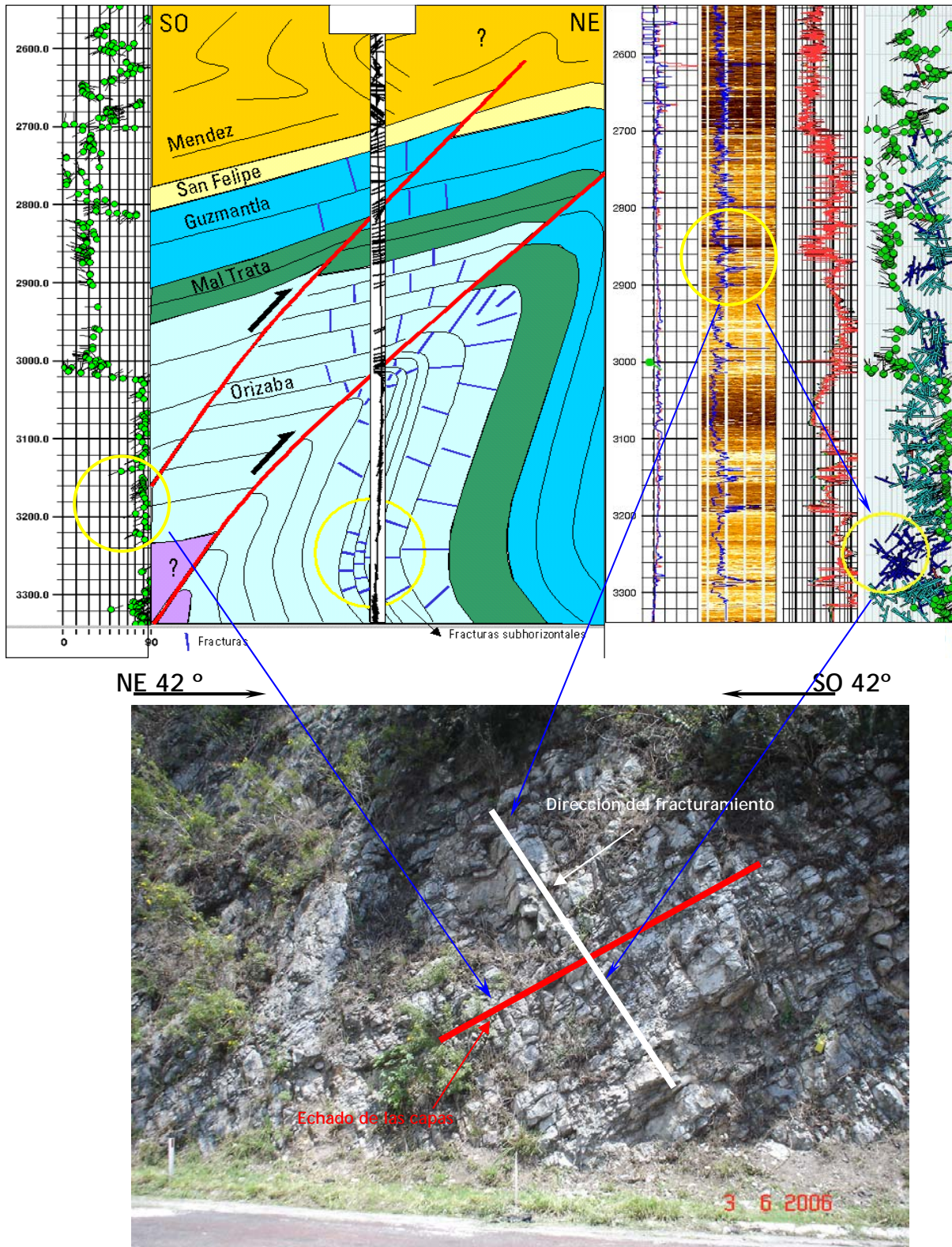


Figura V.2. Analogías entre registros de echados (con interpretación del subsuelo), núcleos convencionales y el afloramiento estudiado, haciendo énfasis en la inclinación de las capas y fracturas.



El registro de imágenes no da por sí solo la inclinación y dirección de las capas ni de las fracturas, sino que ayuda en gran medida a otro aspecto importante, la caracterización de las mismas. Es decir, con la perspectiva del factor económico, es necesario saber si las fracturas están abiertas o cerradas, sus dimensiones, que tipo de fluidos contienen, etc. (Fig. VI.3).

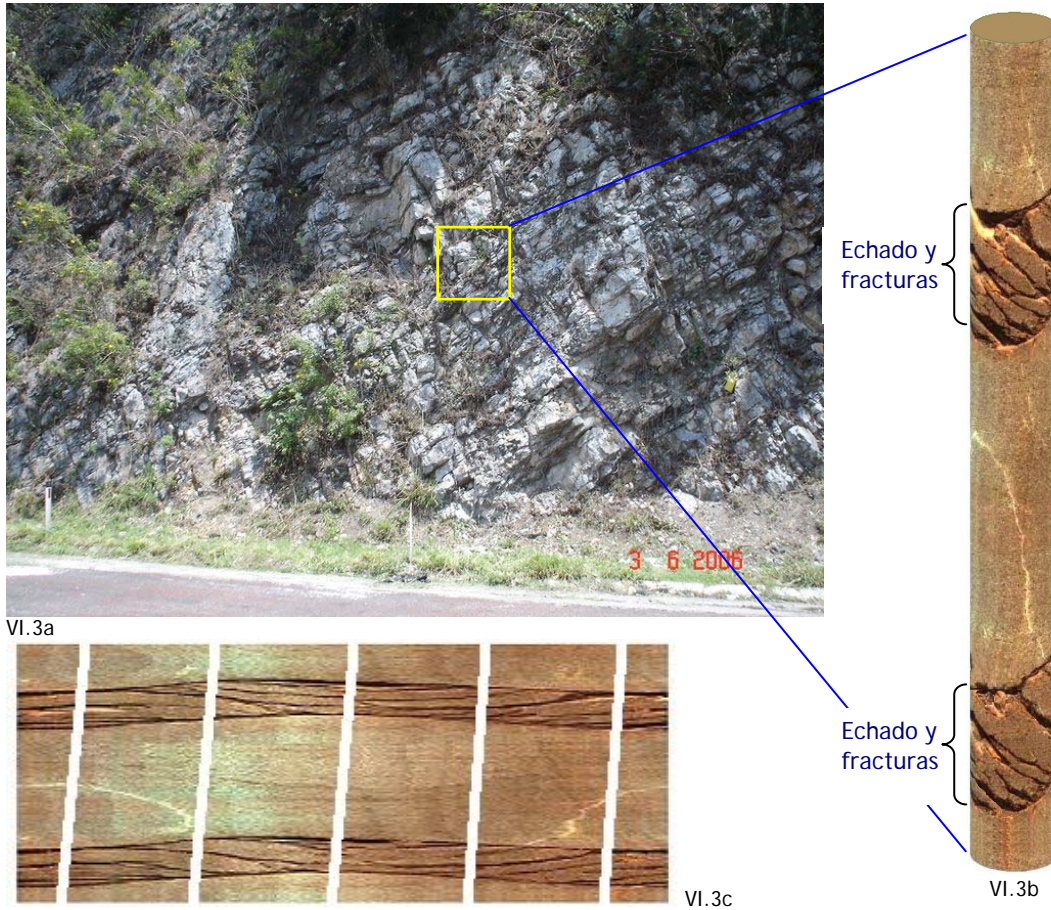


Figura. VI.3a. Fotografía tomada del afloramiento en Nogales, donde se aprecia claramente la dirección del echado y de las fracturas. Figura VI.3b. Dibujo de un núcleo idealizado a una escala real de la formación, mostrando el echado y las fracturas. Figura VI.3c. Registro de imagen idealizado de la formación en el mismo lugar del núcleo, considerando el cambio de escala.





Los registros de alta resolución como FMI/OBMI son utilizados también para definir límites de capas. Para alcanzar mayor resolución, se aplica la técnica SHARP, SHARP Lite, con la que en función de los valores de resistividad, se define un número finito de electro-facies. A continuación se asignan valores de registros petrofísicos convencionales (GR, RHOB, NPHI, etc.) a cada una de estas electro-facies, obteniéndose "registros cuadrados" de alta resolución para los mismos. Con estos registros cuadrados, se obtiene una serie de registros reconstruidos, después de haber sido sometidos a una convolución de respuesta geométrica de las herramientas reales. Estos registros reconstruidos se comparan con los reales y la cantidad y espesor de las capas se ajusta para minimizar la diferencia entre curvas reconstruidas y reales medidas. Es importante para evitar errores, la experiencia del analista, buena comunicación con los intérpretes de la región y calibrar la respuesta con la información disponible para desarrollar un modelo que se ajuste a las formaciones evaluadas (Saldungaray et. al. 2006). En la *figura VI.4*, abajo, derecha, se observa un ejemplo de registros cuadrados (sharpening) de curvas de resistividad profunda (AO90) y de rayos gamma (GR).

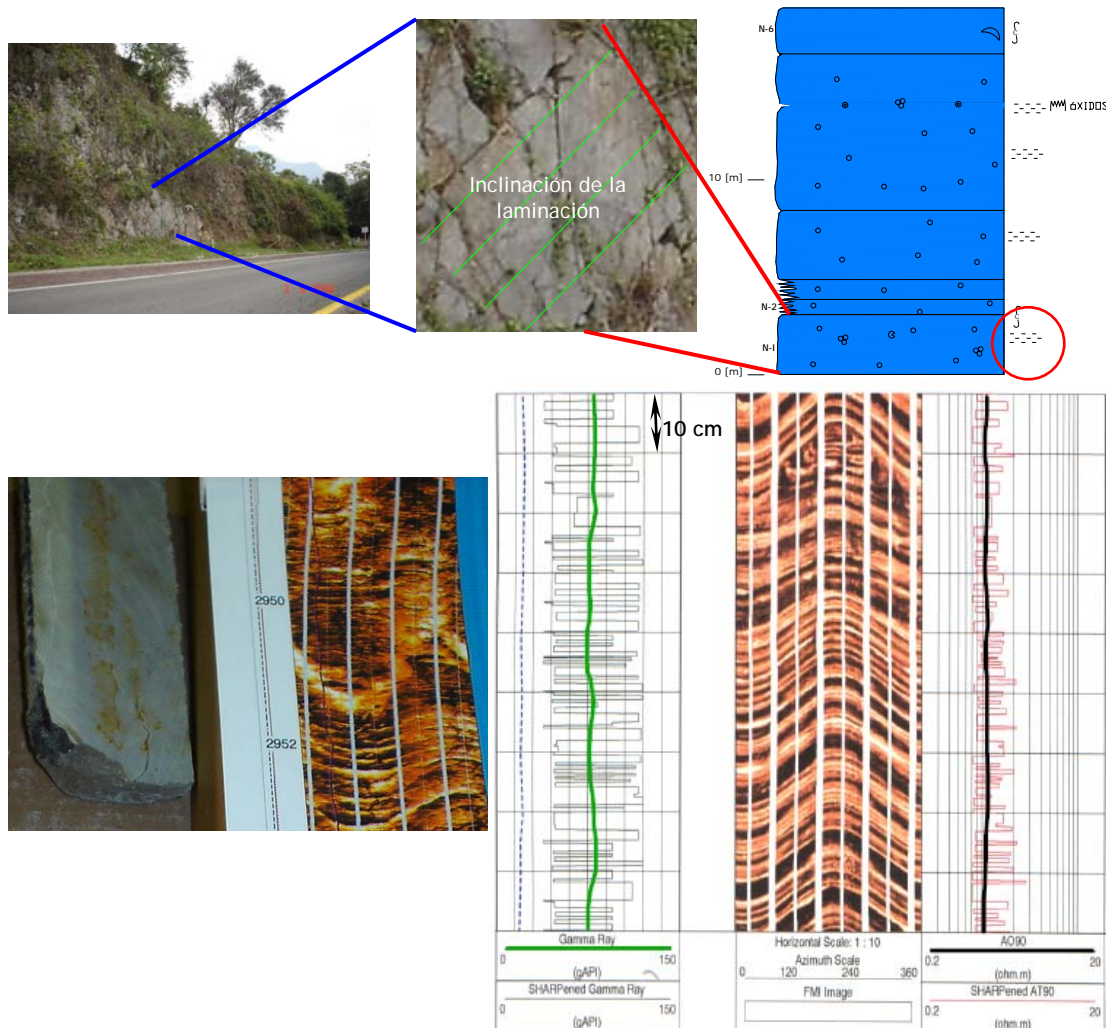


Figura VI.4. Arriba, laminación encontrada en el afloramiento, no apreciable en las fotografías pero, registrada en la sección estratigráfica medida. Abajo izquierda, se observa laminación tanto en el núcleo como en el registro; abajo derecha, laminación identificada con la combinación de registros de imágenes y la técnica SHARP, SHARP Lite (Schlumberger, SPWLA 2006).

En el afloramiento, sobre todo hacia la base (parte profunda de la laguna), se observaron laminaciones, mismas que por la resolución pobre de las fotos no se aprecian, pero que se registraron en la sección estratigráfica medida (*Fig. V.20*. Arriba). Dichas laminaciones al encontrarse en el subsuelo, pudieran ser detectadas por medio del uso de herramientas de alta



resolución como FMI y OBMI (Fig. V.20 Abajo, derecha). En superficie, la laminación tiene cierta inclinación por lo que al observarla a través de un registro de imágenes, tomaría prácticamente la misma apariencia que en el registro de imágenes presentado en la figura V.20 abajo derecha. En núcleos también se puede distinguir laminación como es el caso de la figura V.20 abajo izquierda, donde además se presenta a lado el registro tomado del lugar de donde se extrajo el núcleo de la Formación Orizaba. Esto habla por sí solo de otra de las analogías entre rasgos en afloramientos y en el subsuelo. Cabe resaltar que en el registro de alta resolución se logran identificar incluso capas de menos de 1 cm de espesor, es decir, la resolución es bastante buena.

Continuando con características observables en registros de imágenes, es posible, encontrar capas sub-verticales. Se distingue la inclinación tan pronunciada por una figura sinuoide con la cresta y su valle muy separados. En el frente tectónico sepultado, por la deformación predominantemente ocasionada por esfuerzos compresivos, es factible encontrar capas con inclinación casi vertical, como se observa en la figura VI.5, de lado izquierdo, se tiene la interpretación de la zona donde se perforó un pozo y de donde se obtuvo el registro que se encuentra a lado. Apoyando dicha interpretación, se presenta también el registro de echados, el cual, detectó inclinaciones de más de 70 grados

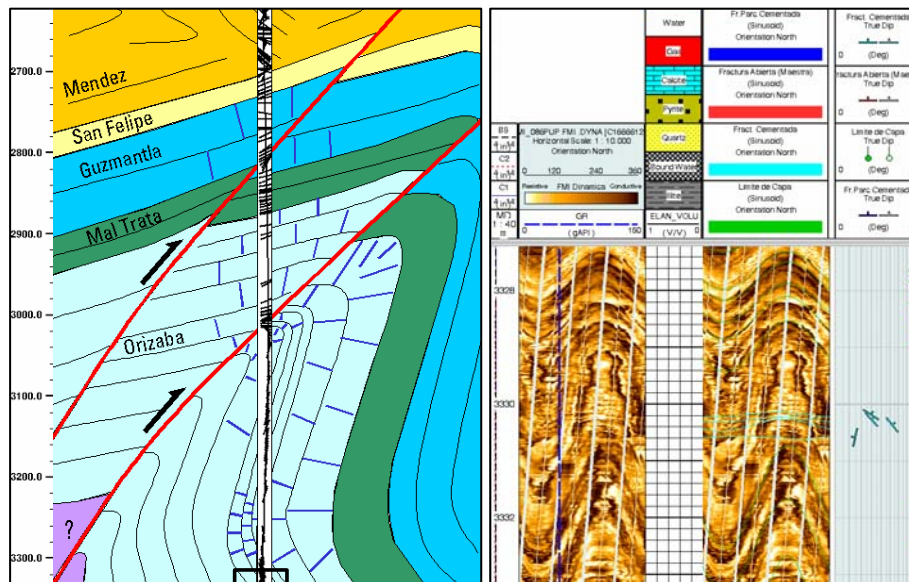


Figura VI.5. Registro de imágenes donde se observan capas sub-verticales con echado al NE, pertenecientes a la formación Orizaba. Fausto Vázquez, 2006.

En la misma Formación Orizaba, por debajo de la Cuenca de Veracruz, se legan a presentar rasgos de calizas bioclásticas masivas como se muestra en la figura VI.6. A éstas calizas, por el hecho de ser masivas, no se les puede medir una inclinación, si no hasta encontrar límites de capa o laminaciones claras. En esta sección de registro, no se observan fracturas, pero sí, porosidad vugular, en cuanto a características petrofísicas. Refiriéndonos al tipo de ambiente, probablemente podría tratarse de calizas de slump.

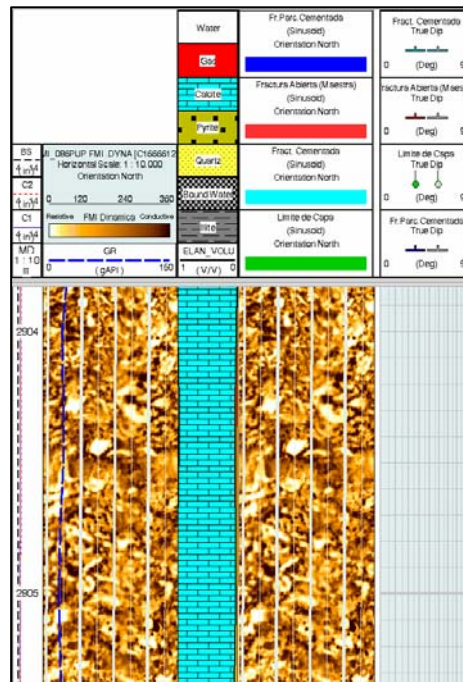


Figura VI.6. Fm. Orizaba, calizas bioclásticas de aspecto masivo, posible packstone-grainstone bioclástico. Chitale, 2006.

## VI.2 Otras características de los registros de imágenes.

Haciendo uso de registros de imágenes se puede identificar una gran cantidad de rasgos sedimentológicos, estructuras sedimentarias, aspectos petrofísicos, etc. Las siguientes figuras son solo ejemplos de algunos de estos rasgos que con la ayuda de los registros de imágenes resistivas se aprecian, resolviendo de esta manera, el problema de no contar con núcleos, o de no poder obtener núcleos de más de 9 metros y, por supuesto, resolviendo también problemas que con los registros convencionales no se podía (Fig. VI.7, VI.8 y VI.9). Los registros de imágenes, no se toman en cualquier pozo, ni a lo largo de todo éste. Estos registros se corren solo en pozos con ciertas complicaciones en tramos elegidos de forma conveniente, sobre todo cuando se trata de zonas con poca o nula exploración, puesto que el costo de los registros no convencionales es más alto.

Es necesario por tratarse de interpretaciones de apreciación visual, preponderar la importancia de que se calibre ésta (la apreciación visual) con observaciones de núcleos y registros de imágenes (preferentemente del mismo lugar) en principio, pero como se expuso anteriormente, también con rasgos en afloramientos, donde con mayor facilidad y con mucho menor costo, se pueden observar características muy semejantes a las del subsuelo, con sus diferencias claro está, pero como se mencionó anteriormente, las rocas aflorantes, son una parte de las que se hallan en el subsuelo.



## CONCLUSIONES

1. Este trabajo es un ejemplo de los métodos sedimentológicos y petrográficos que se pueden aplicar para describir a detalle los rasgos en una formación carbonatada para aportar información a modelos geológicos de yacimientos.
2. Se identificó el ambiente de depósito como plataforma carbonatada interna, particularmente una secuencia parcial de depósitos de laguna profunda a somera.
3. Se identificó la porosidad principalmente por fracturamiento (a diferentes escalas) y se compararon los valores por dos métodos, uno utilizando un nuevo método: Limancera, el cual utiliza un software de diseño y otro por medio del porosímetro. Se distinguen facies de baja porosidad (1 - 6%), pero se observa que la producción se basa en el intenso fracturamiento.
4. Se logró establecer una comparación entre núcleos de fondo, afloramiento y registros de imágenes de pared de pozo, destacando las propiedades petrofísicas como porosidad por fracturamiento como las más reconocibles en los tres elementos de comparación. Realizando este tipo de análisis, las interpretaciones de datos de subsuelo se hacen más confiables.
5. Los registros de imágenes de pared de pozo, se ven restringidos por las escalas al referirnos a la microporosidad y a rasgos biológicos como barrenos y conchas, los cuales no son identificables con esta técnica.

## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda considerar como alternativa este trabajo para elaborar modelos geológicos, con el fin de integrar mayor y mejor información dirigida a estudios del subsuelo.
2. Al estudiar zonas nuevas o hacer uso de nuevas herramientas para recuperar imágenes de pared de pozo, se recomienda recurrir a afloramientos de las formaciones de donde se extraigan núcleos convencionales e imágenes de pared de pozo y, comparar los rasgos observados en cada uno de ellos para calibrar las apreciaciones visuales. Esto dará mayor confiabilidad a los registros de imágenes.
3. En ausencia de núcleos convencionales, se recomienda hacer uso de núcleos de pared con los mismos objetivos y en su defecto con muestras de canal, observadas con microscopio estereoscópico de alta resolución y microscopio petrográfico.
4. Cuando se trate de características no apreciables con estas técnicas, se recomienda recurrir al microscopio electrónico de barrido.



## BIBLIOGRAFÍA

- Bravo-Almazán A. R., H. Ramírez, 2003  
"Registros de Echados e Imágenes Eléctricas de Pared de Pozo", Instituto Mexicano del Petróleo, Inédito.
- Böse, E., (1899)  
Geología de los alrededores de Orizaba, con un perfil de la vertiente oriental de la Mesa Central de México, Boletín 13, Instituto Geológico de México. Original no consultado.
- Bourke et. al., (1989)  
Original no consultado, citado en Bravo-Almazán, 2003.
- Cheung P., Hayman A., Laronga R., Cook G., Fluornoy G., Goetz P., Marshall M., Hansen S., Lamb M., Li B., Larsen M., Orgren M., Redden J., 2002  
"Imágenes Claras en Lodos Base Aceite", Schlumberger, Oilfield, Review, Primavera de 2002, Vol. 13, No. 14, págs. 2-27.
- Chitale, V., Escamilla, G., Saldungaray, P., Nieto, F., Dubost, F., 2006  
"Carbonate petrophysics using advanced Technologies", Halliburton Logging Services & Schlumberger Oilfield Services; Short Course SPWLA 2006, Veracruz México.
- COREMI, 1994  
Monografía Geológico Minera del Estado de Veracruz, Consejo de Recursos Minerales, Coordinación general de Minería, secfi, 1ª EDICIÓN, México.
- Eguiluz de Antuñano, S., Aranda, G., Marte, R., (2000),  
Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México; Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, v. 53, 2000.
- Ferket, H., Ortuño Arzate, S., Roure, F., Swennen, R., (2003)  
Lithologic Control on Matrix Porosity in shallow marine Cretaceous reservoir limestones: a study of the Peñuela Reservoir outcrop Analogue (Cordoba Platform, southeastern, Mexico), in C. Bartolini, R Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean; Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 283 - 304.
- Guía Roji de Carreteras de México, 1999.
- Gianzero et. al., pat. (1984)  
Original no consultado, citado en Bravo-Almazán, 2003.
- González, A., (1976)  
Resultados obtenidos en la exploración de la Plataforma de Córdoba y principales campos productores, II Simposium de geología del subsistema, Superintendencia General de Exploración, Poza Rica Ver.
- González-García, Holguín-Quñones, (1991)  
Las Rocas Generadoras de México, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Boletín 42, 1, 9 - 22.



- Hidalgo-Caraveo, F., 2006  
"El sistema petrolero de la Cuenca de Veracruz", Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería UNAM.
- INEGI, 2005  
[www.inegi.gob.mx](http://www.inegi.gob.mx) .
- Jeffreys, 1910,  
Original no consultado, citado en Hidalgo-Caraveo, 2006.
- Kennedy, M., C., 2002  
"Solutions to problems in the analisis of well logs in carbonate rocks", in M. Novell and N. Perkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Explication No. 13, p. 61 -73.
- Meneses-Rocha, J., (1997)  
Geologic Field Trip to Zongolica Fold and Thrust Belt; Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Inédito.
- Mitsuru, I., McCormick, D., Mikalsen T., Nishi, M., Rasmus, J., Rolher, H.; Tribe, I., 2003  
"El auge de las imagines de la pared de pozo", Schlumberger, oildfield Review, verano 2003. p. 24 - 39.
- Ortuño-Arzate, S., Ferket, M., Cacas, C., Swennwn, R., Roure, F., (2003)  
Late Cretaceous carbonate reservoirs in the Córdoba Platform and Veracruz Basin, eastern México, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum Gulf of México and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 476 - 514. Original no consultado.
- PEMEX Exploración y Producción, (1999)  
Hydrocarbon Reserves of México, Vol. II, Mayor Oil and Gas Fields of México.
- Ríos Macbeth, F., (1952)  
Estudio geológico de la región de los Tuxtlas en "La Cuenca de Veracruz Papaloapan", publicación especial No 1, 50 aniversario, Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, 1999, p. 63 a 155.
- Rodríguez-Figueroa, D., J. Toriz-Gama, J. Banda Hernández, J. Meneses-Rocha, 1997  
"Hydrocarbon Habitat in the Zongolica Sector of the Sierra Madre Oriental, in Oil and Gas Exploration Production in Fold and Thrust Belts", Second Joint AAPG/AMGP Conference, Febrero, 1997, Veracruz, México.
- Saldungaray Pablo, 2006  
"Principios de Evaluación e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos", Schlumberger, Curso Pre-congreso SPWLA 2006, Veracruz, México.
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes, 2006  
[www.sct.gob.mx](http://www.sct.gob.mx).
- Stabler C., 2006  
"Carbonate Outeroops of the Orizaba Area, Veracruz basin México"; Field trip guide book, SPWLA International Convention, Veracruz México.



- Tarango, G., (1971)  
Bosquejo geológico de las vecindades del área de la ciudad de Córdoba Ver., Memorias excursión geológica No. 2, PEMEX, Inédito. Original no consultado.
- Vázquez, C. E., 2001  
"Sistemas Petroleros de la Cuenca de Veracruz", PEMEX exploración y Producción, Activo Integral Veracruz. Original no consultado.
- Viniegra-Osorio F., (1950), Breve análisis geológico de la llamada Cuenca de Veracruz, en "La Cuenca de Veracruz Papaloapan", publicación especial aniversario, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 1999, p. 315.



	<b>INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO</b> <b>LAAI 150301 LABORATORIO DE ANALISIS INTEGRAL</b> <b>DE MUESTRAS DE ROCA</b>	 "CALIDAD INTERNA, PROYECCIÓN GLOBAL"
--	---	---

<b>INFORME DE ENSAYOS</b>		
CLAVE: S – 150301 - 014	FECHA: 31-Ene-07	HOJA 1 DE 2

<b>DATOS DEL SOLICITANTE</b>	
SOLICITANTE: Dr. Pedro Anguiano Rojas	
PROYECTO: D.00377.02.002	
UBICACIÓN: Edif. 5 Cub. 007	TEL: 9175 6392

Se recibieron siete muestras irregulares para determinarles porosidad y presión capilar, la relación de las muestras recibidas y su estado al cortarlas se muestra en la Tabla 1.

De las muestras irregulares recibidas se cortaron pequeños trozos de roca para construir cuerpos geométricos dándoles forma de paralelepípedos y de esta manera obtener el volumen bruto de roca, conociendo este parámetro se utilizó un Porosímetro que utiliza el principio de la Ley de Boyle, para conocer su volumen de grano y de esta manera calcular su porosidad.

Los cuerpos geométricos se muestran mediante fotografías de las Figuras 1 a la 6

En la Tabla 2 se muestran los resultados de porosidad obtenidos a condiciones de laboratorio.

La Presión Capilar se obtuvo con una celda en la que se inyecta mercurio a diferentes presiones para obtener de esta manera una curva completa.

En las Tablas 3 y 4 se muestran los datos de Presión vs. Saturación de las muestras PG7 y Peñuela 1, en donde se puede observar que fue muy poco el mercurio que admitieron las muestras, derivado del carácter compacto de las mismas y por ende a su baja permeabilidad. En las Figuras 7 y 8 se puede observar el comportamiento de las muestras al inyectarles mercurio.

<b>OBSERVACIONES:</b>	
<b>DOCUMENTOS QUE SE ANEXAN:</b>	
<b>REALIZO LA PRUEBA:</b>	<b>RESPONSABLE DE LABORATORIO</b>
Ing. Alfonso Ortiz Díaz	Ing. Alfonso Ortiz Díaz



Este informe no debe ser reproducido, excepto en su totalidad, sin la autorización por escrito del laboratorio  
 Este informe solo afecta a las muestras reportadas y sometidas a prueba  
 El laboratorio esta en la mejor disposición de recibir comentarios o sugerencias del servicio proporcionado.  
 PROCESO PS-LA PROPORCIONAR  
 SOLUCIONES DE LABORATORIO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO  
 Eje Central Lázaro Cárdenas Norte No. 152  
 Col. San Bartolo Atepehuacán,  
 MEXICO, D.F. C.P. 07730

PS-LA-F15 Rev. 4 PS-LA-04-01-01





	<b>INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO</b> <b>LAAI 150301 LABORATORIO DE ANALISIS INTEGRAL</b> <b>DE MUESTRAS DE ROCA</b>	 "CALIDAD INTERNA, PROYECCIÓN GLOBAL"
---	---	--

<b>INFORME DE ENSAYOS</b>		
CLAVE: S - 150301 - 013	FECHA:	HOJA 2 DE 2

**TABLA 1**  
**RELACIÓN DE MUESTRAS RECIBIDAS Y SU ESTADO AL CORTE**

MUESTRA	ESTADO AL CORTE
PEÑUELA 2	PARALELEPÍPEDO
P.G. 7	PARALELEPÍPEDO
RL	PARALELEPÍPEDO
N-9	PARALELEPÍPEDO
B-2	ROTA AL CORTE
PEÑUELA 1	PARALELEPÍPEDO
PEÑUELA 4	PARALELEPÍPEDO

**TABLA 2**  
**RESULTADOS DE POROSIDAD**

MUESTRA	IDENTIFICACIÓN DEL LAIMR	POROSIDAD (%)
P. G. 7	1	6.0
PEÑUELA 2	2	2.3
RL	3	1.8
N-9	4	2.0
PEÑUELA 4	5	2.4
PEÑUELA 1	6	2.7

Este informe no debe ser reproducido, excepto en su totalidad, sin la autorización por escrito del laboratorio

Este informe solo afecta a las muestras reportadas y sometidas a prueba

El laboratorio esta en la mejor disposición de recibir comentarios o sugerencias del servicio proporcionado.

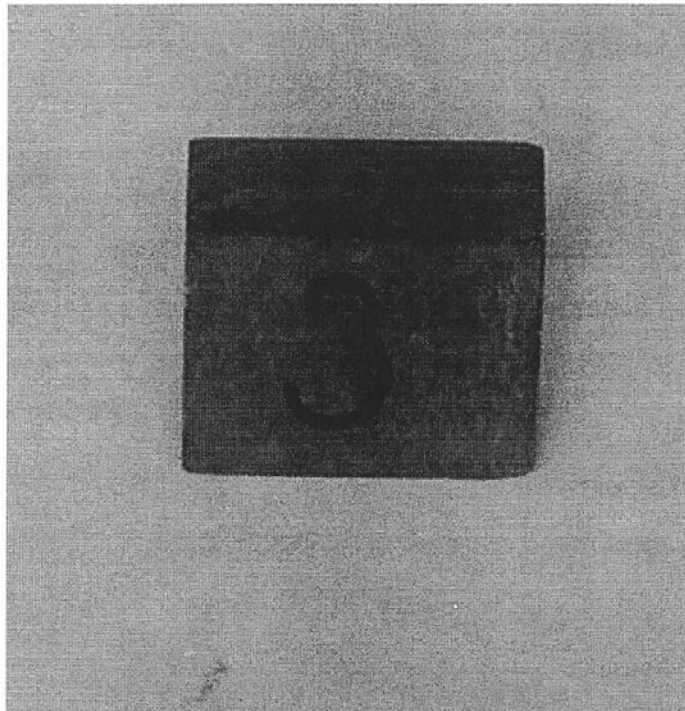
PROCESO PS-LA PROPORCIONAR  
SOLUCIONES DE LABORATORIO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO  
Eje Central Lázaro Cárdenas Norte No. 152  
Col. San Bartolo Atepehuacán,  
MEXICO, D.F. C.P. 07730

PS-LA-F15 Rev. 4 PS-LA-04-01-01



	<p><b>INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO</b> <b>LAAI 150301 LABORATORIO DE ANALISIS INTEGRAL DE MUESTRAS DE ROCA</b></p>	 "CALIDAD INTERNA, PROYECCIÓN GLOBAL"
--	---	---

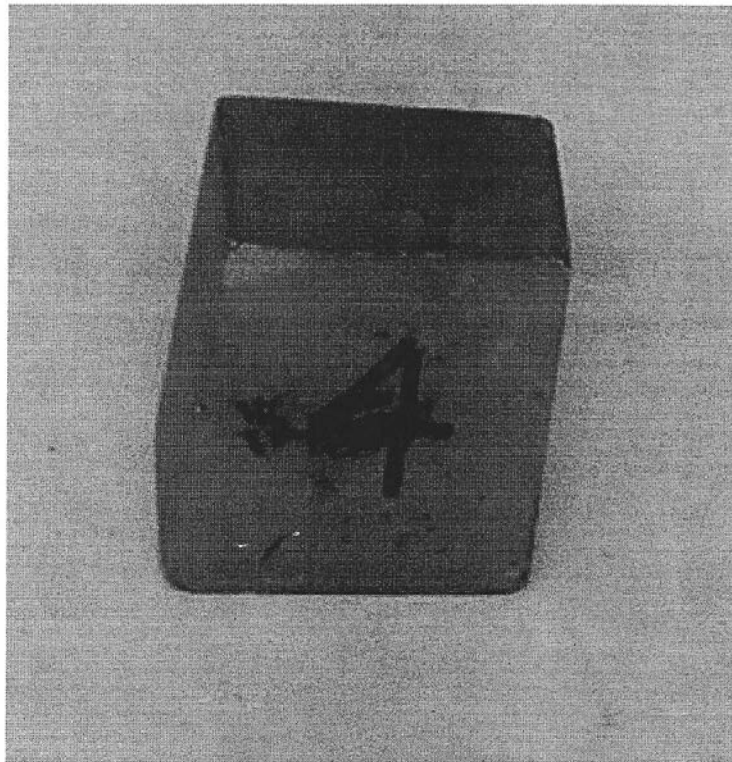


**FIG. 3 MUESTRA R L**

Este informe no debe ser reproducido, excepto en su totalidad, sin la autorización por escrito del laboratorio  
Este informe solo afecta a las muestras reportadas y sometidas a prueba  
El laboratorio esta en la mejor disposición de recibir comentarios o sugerencias del servicio proporcionado.  
PROCESO PS-LA PROPORCIONAR  
SOLUCIONES DE LABORATORIO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO  
Eje Central Lázaro Cárdenas Norte No. 152  
Col. San Bartolo Atepehuacán,  
MEXICO, D.F. C.P. 07730

PS-LA-F15 Rev. 4 PS-LA-04-01-01



**FIG. 4 MUESTRA N 9**

Este informe no debe ser reproducido, excepto en su totalidad, sin la autorización por escrito del laboratorio

Este informe solo afecta a las muestras reportadas y sometidas a prueba

El laboratorio esta en la mejor disposición de recibir comentarios o sugerencias del servicio proporcionado.

PROCESO PS-LA PROPORCIONAR  
SOLUCIONES DE LABORATORIO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO  
Eje Central Lázaro Cárdenas Norte No. 152  
Col. San Bartolo Atepehuacán,  
MEXICO, D.F. C.P. 07730

PS-LA-F15 Rev. 4 PS-LA-04-01-01