



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y
PETROFÍSICA DE UN POZO EXPLORATORIO DE
UN SECTOR DE REFORMA, TABASCO.**

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:

ADÁN GONZÁLEZ NAYELI
JIMÉNEZ BERNAL FABIÁN TIZOC



DIRECTOR: INGENIERO JAVIER ARELLANO GIL

MEXICO, D.F.

AGOSTO 2008.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-714

SRITA. NAYELI ADÁN GONZÁLEZ

Presente

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

**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UN POZO
EXPLORATORIO DE UN SECTOR DE REFORMA, TABASCO**

- RESUMEN**
- I INTRODUCCIÓN**
- II MARCO GEOLÓGICO**
- III MARCO ESTRUCTURAL**
- IV SISTEMA PETROLERO**
- V PETROFÍSICA**
- VI INTERPRETACIÓN**
- VII EVALUACIÓN VOLUMÉTRICA**
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- IX BIBLIOGRAFÍA**

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”

d.C. Universitaria, D. F. a 12 de junio de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. FABIÁN TIZOC JIMÉNEZ BERNAL
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-713

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

**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y PETROFÍSICA DE UN POZO
EXPLORATORIO DE UN SECTOR DE REFORMA, TABASCO.**

- RESUMEN**
- I INTRODUCCIÓN**
- II MARCO GEOLÓGICO**
- III MARCO ESTRUCTURAL**
- IV SISTEMA PETROLERO**
- V PETROFÍSICA**
- VI INTERPRETACIÓN**
- VII EVALUACIÓN VOLUMÉTRICA**
- VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- IX BIBLIOGRAFÍA**

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 12 de junio de 2008
EL DIRECTOR

MTRÓ. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*Sr.

Dedico este trabajo:

A mis padres y hermanos quienes por su confianza, apoyo incondicional, esfuerzos brindados y sabios consejos, a lo largo de mis estudios he logrado cumplir esta meta.

Gracias por que se que han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme, para que fuera una persona de provecho y que sobre todo, me enseñaron a no rendirme, a continuar superándome y a no valer de nadie, siendo esto para mí el mejor legado.

También quiero agradecer a José Ricardo por apoyarme y compartir conmigo los buenos y malos momentos durante todo este tiempo, por ser tan paciente y por permitirme ser parte de tu vida ¡mil gracias!, esperando de todo corazón que tú también logres tus metas muy pronto.

A mis amigos quienes me han apoyado y han hecho más corto mi estancia en la universidad.

A Fabián por confiar en mí y ser paciente conmigo.

A mis profesores por compartirme sus experiencias y sus conocimientos.

A todos muchas Gracias.

Con cariño Nayeli.



Con todo cariño

A mis padres Ángel y Leonor por el amor y apoyo moral que siempre he recibido de ustedes y con el cual he logrado culminar mi esfuerzo, terminando así mi carrera profesional, que es para mí la mejor de las herencias.

A Claudia mi esposa, que gracias a su apoyo y alegría, jamás encontraré la forma de agradecer el que me haya brindado su mano en las derrotas y logros de mi vida, haciendo de este triunfo más suyo que mío por la forma en la que guió mi vida con amor y energía.

A mi hija Valeria con todo el amor del mundo quien por ella he culminado uno de mis sueños.

A mis Hermanos Armando, Jorge, Flor, Jesús, Citlalli, Tomas, Marta. A mis amigos Yazmín, Moramay, Berenice, Estela, Alejandro, Rogelio y a todos mis sobrinos quienes jamás encontraré la forma de agradecer el cariño, comprensión y apoyo brindado en los momentos buenos y malos de mi vida, hago este triunfo compartido, sólo esperando que comprendan que mis ideales y esfuerzos son inspirados en cada uno de ustedes.

Al Ing. Jorge Huescani por su apoyo incondicional y ayuda para el buen término de esta tesis.

Al Ing. Juan Carlos Cruz Ocampo por su amistad y apoyo.

A Nayeli por su amistad y todo el apoyo incondicional para el buen término de esta tesis

A dos grandes amigos, Jesús y Pamela por todo el apoyo que han brindado a mí familia este triunfo es parte de ustedes, gracias por todo.

Por último quiero dar las gracias a todos aquellos que me han devuelto una sonrisa, a todos aquellos que me ofrecieron su apoyo y ayuda en tiempos difíciles, a mis amigos y compañeros; Maricela, Omar, Elidee, Osiris, Juan E, Eric J, Adrian, Rodrigo, Francisco S, Eduardo, Juan Z. Hugo C., Brenda, Ricardo, Alfonso, Eric P, Antonio P, Leonardo, José U, Mario, Orlando, Hugo Alejandro, Víctor L. En respuesta de eso cuenten con un gran amigo.

.....Fabián

AGRADECIMIENTOS:

Para poder realizar esta tesis de la mejor manera posible fue necesario el apoyo de muchas personas a las cuales queremos agradecer ya que nos ayudaron de forma directa o indirectamente.

En primer lugar al Ingeniero Javier Arellano Gil por su valiosa colaboración en la dirección y accesoria de esta tesis.

Al Ingeniero Eduardo Reyes Teojares por todo su tiempo y paciencia para asesorarnos en la parte de interpretación y reservas.

De igual manera a nuestros sinodales los Ingenieros: Héctor Luís Macías González, Martín C. Vidal García, Noé Piña Santillán y al M. en C. Emiliano Campos Madrigal por su disponibilidad para la revisión y corrección de esta tesis.

Así mismo al Ingeniero Gildardo Guerrero subgerente del área de reservas por brindarnos su apoyo así como la autorización del uso de la información de esta tesis, de la misma forma queremos agradecer al Ing. Bernardo Martell por el apoyo brindado para la realización de la estancia en el Activo de Exploración de la Región Sur en PEMEX y al Ingeniero. Refugio Delgado por habernos brindado información sobre la zona de estudio.

Y sobre todo queremos agradecer a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, ya que este trabajo no pudo haberse realizado sin la formación que recibimos durante estos cinco años y muy especialmente a todos los profesores que contribuyeron realmente a esta formación.

Gracias.

INDICE

| Tema | Página |
|---|---------------|
| Resumen. | 1 |
| 1 Introducción | |
| 1.1 Localización | 3 |
| 1.2 Objetivos | 5 |
| 1.3 Metas | 6 |
| 1.4 Antecedentes | 6 |
| 2 Marco Geológico | |
| 2.1 Marco geológico Chiapas-Tabasco | 9 |
| 2.2 Sedimentología | 9 |
| 2.3 Estratigrafía | 14 |
| 2.4 Marco tectónico regional | 20 |
| 2.5 Marco tectónico Chiapas-Tabasco | 23 |
| 2.6 Geología histórica | 25 |
| 3 Marco Estructural | |
| 3.1 Marco Estructural del Sureste | 40 |
| 4 Sistema petrolero | |
| 4.1 Definiciones básicas del sistema petrolero | 45 |
| 4.2 Acumulación de los hidrocarburos | 52 |
| 4.3 Generación de los hidrocarburos | 53 |
| 4.4 Sistema petrolero regional de la Cuenca del Sureste | 55 |
| 5 Petrofísica | 62 |
| 5.1 Parámetros Petrofísicos | 69 |
| 5.1.1 Porosidad | 69 |
| 5.1.2 Permeabilidad | 71 |
| 5.1.3 Saturación de fluidos | 72 |
| 5.1.4 Resistividad | 73 |
| 5.1.5 Factor de formación y R_w | 74 |
| 5.1.6 Presión Capilar | 76 |
| 5.1.7 Volumen de arcillas | 76 |
| 5.2 Parámetros petrofísicos del Pozo NAFA 01 | 77 |

| | |
|--|-----|
| 6 Interpretación | |
| 6.1 Muestras de Núcleos | 78 |
| 6.2 Resultados del Pozo NAFA 01 | 80 |
| 6.2.1 Marco estructural | 80 |
| 6.2.2 Sistema petrolero del pozo NAFA 01 | 83 |
| 6.2.3 Interpretación Petrofísica del pozo NAFA 01 | 83 |
| 6.2.4 Reservas del pozo NAFA 01 | 87 |
| | |
| 7 Evaluación Volumétrica | |
| 7.1 Conceptos básicos. | 89 |
| 7.1.1 Volumen original de hidrocarburos | 90 |
| 7.1.2 Volumen original de hidrocarburos total | 91 |
| 7.1.3 Volumen original de hidrocarburos no descubierto | 92 |
| 7.1.4 Volumen original de hidrocarburos descubierto | 92 |
| 7.1.5 Recursos petroleros | 92 |
| 7.1.6 Recursos prospectivos | 93 |
| 7.1.7 Recursos contingentes | 94 |
| 7.2 Reservas | 94 |
| 7.2.1 Reservas probadas | 95 |
| 7.2.2 Reservas no probadas | 96 |
| 7.2.3 Reservas desarrolladas | 97 |
| 7.2.4 Reservas no desarrolladas | 97 |
| 7.2.5 Reservas probables | 97 |
| 7.2.6 Reservas posibles. | 98 |
| 7.3 Reservas de México | 99 |
| 7.3.1 Reservas remanentes totales | 100 |
| 7.3.2 Reservas remanentes probadas | 102 |
| 7.3.3 Reservas remanentes probadas desarrolladas | 104 |
| 7.3.4 Reservas probadas no desarrolladas | 105 |
| 7.3.5 Reservas probables | 106 |
| 7.3.6 Reservas posibles | 107 |
| 7.4 Reservas de las Cuencas del Sureste | 108 |
| 7.5 Expectativas futuras | 110 |
| | |
| 8 Conclusiones y recomendaciones | |
| 8.1 Conclusiones | 111 |
| 8.2 Recomendaciones | 114 |
| | |
| 9 Bibliografía | 115 |

RESUMEN

Las Cuencas petroleras del Sureste Mexicano cubren una extensión aproximada de 65,100 km², incluyendo su porción marina, es una región donde se han realizado trabajos exploratorios desde 1905 y continúan en la actualidad con un buen nivel de éxito. A partir de la década de los setentas, estas cuencas han sido las principales productoras de aceite y gas en México, con una extracción diaria de aproximadamente 2, 500, 000 barriles de aceite crudo que constituyen el 96% de la producción diaria en promedio de México (PEMEX, 2008). La Provincia de Chiapas-Tabasco-Comalcalco cubre un área de 13,100 km², es productora principalmente de aceite ligero y gas asociado y sus yacimientos se encuentran en rocas calcáreas del Jurásico Superior y del Albiano-Cenomaniano.

En este trabajo de tesis se hace un bosquejo general de las características geológicas, estratigráficas, sedimentológicas, petrofísicas, además del sistema petrolero y reservas de la provincia Chiapas-Tabasco, tomando como referencia al Pozo NAFA 01, pozo exploratorio descubridor de un yacimiento que incorporó reservas en el año de 2007.

En relación a la estratigrafía, en el área de Chiapas-Tabasco la secuencia estratigráfica comprende rocas que varían en edad desde el Calloviano hasta el Mioceno Superior y está muy ligada con la evolución geológica del Sureste Mexicano, que inicia su apertura con la fragmentación y disgregación de Pangea. La sedimentación en las zonas de depresión empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, posteriormente, durante el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico que cubren una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, por lo tanto la litología consiste en una secuencia evaporítica principalmente de sal en un ambiente lagunar, en el Oxfordiano, los depósitos son predominantemente de dolomías y anhidritas que constituyen depósitos tipo sabkha; durante el Kimmeridgiano la sedimentación fue de calizas en bancos oolíticos de plataforma interna y en el Tithoniano la litología es de calizas arcillosas de mar profundo. Para el Cretácico inferior existe sedimentación de calizas de mar abierto fracturadas, brechas depositadas en el talud y calizas de ambiente de plataforma de la Formación San Ricardo; para el Albiano-Cenomaniano y en el Cretácico Superior la litología consiste en calizas de mar abierto fracturadas, brechas y calizas de plataforma de las formaciones Cantelhá, Agua Nueva, San Felipe y Formación Méndez. El Paleógeno, concretamente para el Mioceno medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un décollement al nivel de la sal Calloviana; la sedimentación en este tiempo consistió en lutitas con intercalaciones de areniscas, dolomías y areniscas arcillosas, y finalmente en el Neógeno la litología consiste en clásticos terrígenos de mar profundo de las formaciones Paraje Solo, Tierra Colorada y Filisola. En cuanto a las características estructurales del área, se reconocen 5 etapas geodinámicas diferentes que afectaron el área, la primera etapa, tuvo efecto en el Jurásico Medio-Superior y corresponde con la apertura de la región como cuenca sedimentaria en un contexto de margen de rift. La segunda etapa, tuvo lugar en el Cretácico y corresponde al enfriamiento lento y progresivo de la corteza mediante un mecanismo de flexión de gran amplitud. La tercera etapa, ocurrió en el Paleógeno y originó el levantamiento del Macizo de Chiapas al Sur y la formación de una antefosa por compensación isostática en Chiapas y en Tabasco. La

cuarta etapa, ocurrió en el Mioceno lo que originó la Cuenca Central por movimiento diferencial de bloques. La quinta y última etapa tuvo lugar en el Plio-Pleistoceno, se individualiza estructuralmente la Cuenca de Comalcalco, también por movimiento diferencial de bloques, en un contexto amplificado de la subsidencia tectónica.

A pesar de todos los eventos geodinámicos descritos, solo se reconocen dos principales estilos de deformación; el primero, más antiguo y profundo es resultado de esfuerzos compresivos subhorizontales que originó un plegamiento y fallamiento inverso, y el más joven y somero es producida también por compresión pero en sentido vertical, lo que originó deformación con extensión; por lo que se tienen sistemas de fallas normales e intrusiones salinas. En relación al sistema petrolero, en las Cuencas del Sureste de México se han identificado tres subsistemas generadores, en orden de importancia son: las calizas arcillosas con alto contenido orgánico, de ambiente reductor del Tithoniano que generó aceite y gas de diferentes calidades que se explica por la variación de gradiente geotérmico. En la porción sur de la cuenca y al oriente de la Sierra de Chiapas se identifica el segundo subsistema asociado a fuentes cretácicas de facies de plataforma carbonatada-evaporítica, cuyo potencial generador es sustancialmente más bajo, genera aceites que van de 27° a 51° API. El tercero, identificado en la Subcuenca de Macuspana, produce gas a partir de plantas superiores del Cenozoico, sus rangos de madurez son moderadamente bajos. Las rocas almacenadoras se encuentran en varios niveles la columna estratigráfica de la cuenca; calizas oolíticas del Kimmeridgiano; Brechas y turbiditas de talud y cuenca del Cretácico Inferior; calizas de plataforma, talud y cuenca del Cretácico Albiano-Cenomaniano; brechas de talud, flujos turbidíticos intracuenca del Cretácico Superior, y arenas costeras y deltaicas del Cenozoico. Los sellos de los yacimientos Jurásicos son las calizas arcillosas del Tithoniano; para los yacimientos del Cretácico son calizas impermeables y zonas no fracturadas echado arriba dentro de las mismas secuencias, así como lutitas del Paleógeno; en tanto que los sellos de los almacenes Cenozoicos son cuerpos tabulares de lutitas intercalados en las secuencias Neógenas y cambios laterales de facies almacenadoras a sello echado arriba. Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de un yacimiento son la porosidad, la saturación de fluidos y la permeabilidad; estos parámetros se obtuvieron de manera directa, mediante estudios de núcleos o se dedujeron a partir de las características de la formación medidas directamente o con las herramientas de registros geofísicos de pozo, la cual determina cuantitativamente y cualitativamente las propiedades de las rocas y los fluidos presentes de la misma. Para el pozo NAFA 01 la densidad de matriz obtenida para las dolomías fue de 2.83 gr/cm³, el Rw utilizado fue de 0.016 Ωm, con una temperatura superficial de 25° C, porosidad de 5% y saturación de agua del 12%, en el intervalo 5570–5640, dando como resultado un intervalo saturado de aceite y gas. Las Cuencas del Sureste tienen una producción acumulada de 39,615 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, una reserva remanente de 23,785 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y con un recurso prospectivo total de 18 mil 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se tienen documentados 5,387 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; esto representa 30% del potencial registrado en 456 oportunidades exploratorias, el 70% restante se encuentra en proceso de documentación. Con respecto a la reserva probada recuperable del Pozo NAFA 01 es de 7.419 miles de millones de barriles, con un volumen de aceite recuperable en superficie de 25.965 millones de barriles y una reserva posible (3P) recuperable en superficie de 58.387 millones de barriles. La reserva 1P de gas natural fue de 21.6 miles de millones de pies cúbicos, con un volumen original 3P de 641.8 miles de millones de pies cúbicos de gas.

INTRODUCCIÓN

1.1 Localización.

El área de estudio se encuentra localizada en el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, en la zona conocida como Cinturón de pliegues y Cabalgaduras Reforma Akal, que se encuentra entre los estados de Tabasco y Chiapas en lo que PEMEX ha denominado Región Sur (Figura 1.1.1); geológicamente hablando está entre las Cuencas de Macuspana y Comalcalco, al sur está limitada por el Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras de la Sierra de Chiapas y al norte por la Costa del Golfo de México.

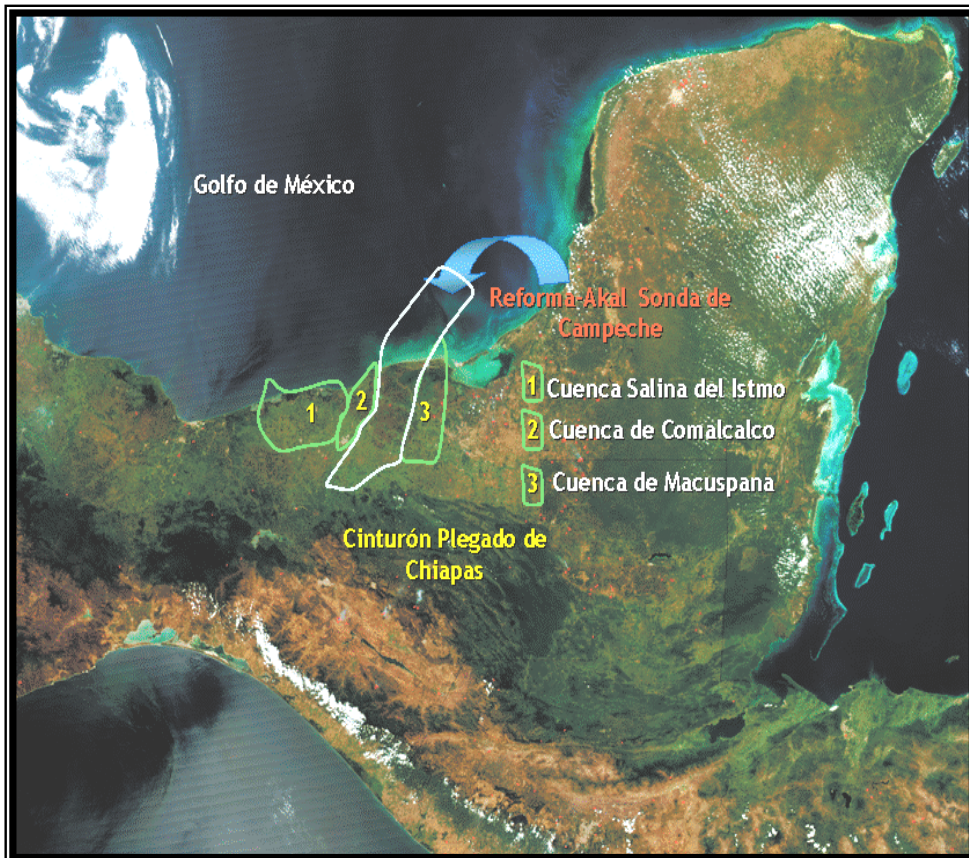


Figura 1.1.1 Cuencas petroleras del sureste mexicano entre las que se encuentra Reforma-Akal (Tomada de Delgado, 2007).

El área total cubre aproximadamente 9000 km² y en particular el pozo petrolero NAFA01 se encuentra en el Municipio de Comalcalco con coordenadas UTM:
Y = 2000 396.00 m, X= 476,869.00 m (Figura 1.1.2).



Figura 1.1.2 Localización del área de estudio (Tomada de la carta topográfica del INEGI).

El área de Chiapas-Tabasco se ubica dentro de la provincia geológica de la planicie costera del Golfo de México (Figura 1.1.3); en el subsuelo se tienen secuencias de carbonatados en el Cretácico, evaporitas en el Jurásico y terrígenas del Cenozoico. La zona de estudio se encuentra en la planicie costera en el sur de la provincia tectónica de Reforma-Akal.



Figura 1.1.3 Provincia geológica planicie costera del Golfo de México (Modificado de Delgado, 2006).

La orografía en esta zona está representada por una gran planicie costera, que en los límites con el estado de Chiapas tiene sus elevaciones principales que no sobrepasan los 40 metros sobre el nivel del mar en el que destacan los cerros Coconá, Azufre, Quemado, Ixtapangajoya, también existe una subprovincia denominada Llanuras y Pantanos Tabasqueños, la cual comprende en su totalidad los municipios de Cárdenas, Centro y Cunduacán.

Con respecto a la red hidrográfica regional se tiene que los principales ríos son el Usumacinta, Mezcalapa y Grijalva; los cuales constituyen las corrientes más importantes que surcan el sureste de México.

El Río Mezcalapa bordea por el poniente y por el Norte el área de Reforma, su curso se encuentra orientado de Sur a Norte. El Nuevo río Mezcalapa se divide hacia el este en dos corrientes, el Río González que después de recorrer unos 50 kilómetros hacia el oriente, cambia su curso hacia el Noroeste para desembocar en la Laguna de Ponyusú y el Río Mezcalapa que sigue su curso hacia el este hasta la Ciudad de Villahermosa, donde empieza a desviarse hacia el Noroeste y después de unirse con los Ríos Chilapa y Usumacinta, adquiere una dirección prácticamente hacia el Norte hasta desembocar en el Golfo de México. Las afluentes principales del Río Mezcalapa son los Ríos Sayula, Platanar, Pichucalco y Teapa o de la Sierra.

Las aguas de los ríos La Sierra y Mezcalapa, se unen a 4 kilómetros de la Ciudad de Villahermosa, en un lugar llamado Las Cruces como afluentes del Río Grijalva; los ríos están comunicados superficialmente con el acuífero en cuestión por medio de cuatro subcuencas.

1.2 Objetivo general.

Este trabajo tiene como propósito fundamental estudiar las características geológico-petroleras del área de Chiapas-Tabasco donde se localiza el pozo NAFA 01 dentro del sector de Reforma.

1.2.1 *Objetivos particulares:*

- Conocer, analizar y describir las principales características geológicas de la región Chiapas-Tabasco, relacionadas con el sistema petrolero.
- Describir la importancia de los registros geofísicos de pozo que nos ayudan a determinar las zonas productoras.
- Determinar las propiedades petrofísicas de las rocas almacenadoras del pozo exploratorio NAFA 01, dentro del sistema petrolero.
- Conocer el potencial petrolero del yacimiento.

1.3 **Metas.**

- ✓ Por medio del conocimiento geológico y de los análisis petrofísicos se pretende conocer las expectativas económicas petroleras futuras del pozo.
- ✓ Describir el potencial comercial de hidrocarburos en las secuencias carbonatadas naturalmente fracturadas y dolomitizadas en el Cretácico Albiano-Cenomaniano y del Neocomiano, en el área de estudio.
- ✓ Realizar una evaluación volumétrica y cuantificar sus reservas.

1.4 **Antecedentes.**

La historia petrolera del Sureste de México se inicia con “La Mina de San Fernando” descubierta por Don Manuel Gil y Sáenz, que en 1883 recuperó aceite de esa localidad, cercana al poblado de Tepetitán, Tabasco; en ese mismo año el Dr. Simón Sarlat entonces gobernador del estado de Tabasco, perforó un pozo de 27.4 metros de profundidad en el anticlinal Sarlat, obteniendo en 1886 una producción de aceite ligero en volúmenes no comerciales.

Los primeros estudios geológicos formados del Sureste de México fueron publicados en la primera mitad del siglo XX por Böse (1905), Villarello (1909), Burckhardt (1930), Gibson (1936), Álvarez (1949) Viniegra (1950) y Oñate (1950). Posteriormente, Castillo-Tejero (1955) y Contreras (1959), sintetizaron la estratigrafía y la geología histórica del área.

La existencia de grandes yacimientos de petróleo es el motivo por el cual el sureste mexicano ha sido estudiado desde el punto de vista geológico apoyándose con datos sísmicos 2D y 3D, así como con la perforación de cientos de pozos.

El área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, empezó a ser explorada con fines petroleros desde inicios del siglo XX, aunque los primeros descubrimientos comerciales se dieron en la década de los cincuentas asociados a las rocas del Cenozoico.

Hacia 1930, con base en estudios de gravimetría, se perforo el pozo Jalpa 1, que resulto productor no comercial de aceite en rocas del Mioceno; posteriormente, con sismología de reflexión se descubrieron los campos Cenozoicos de Mecocacán, Tupilco, Santuario, Tintal, Alameda, Caracolillo y Marañón.

Después de 1938 Petróleos Mexicanos realizó intensas campañas de exploración y como resultado de su trabajo, descubrió un gran número de campos en la Cuenca de Salina, Macuspana y Comalcalco.

Durante 1969, los trabajos exploratorios que se realizaron empezaron a cambiar debido a que había fundamentos para buscar nuevos yacimientos a mayor profundidad, en las secuencias Mesozoicas.

Los estudios geológicos y geofísicos realizados en el Norte de Chiapas y Sur de Tabasco permitieron descubrir una serie de estructuras en las cercanías de Reforma, Chiapas, que recibieron los nombres de Sitio Grande y Cactus (Meneses, 1980), este autor consideró desde el principio en las exploraciones de Chiapas, que las rocas Mesozoicas fueron muy importantes para la exploración; sobre todo, por la evidencia de reflejos sismológicos que permitían la presencia de rocas más densas en el área de Reforma, por lo que se argumentaba y ponderaba la presencia de una excelente columna geológica como la expuesta en la Sierra de Chiapas, que debería encontrarse en el subsuelo, para entonces se conocía varios puntos a favor de la geología de Chiapas, como son:

-
- 1.- La existencia verificada en campo, de numerosas chapopoterias en el frente de la Sierra de Chiapas y en las cercanías de Reforma.
 - 2.- La pequeña producción obtenida de rocas calcáreas Mesozoicas en el pozo Cerro Nanchital 1, perforado en 1960.
 - 3.- La existencia de rocas calcáreas del Albiano-Cenomaniano en la Sierra de Chiapas que algunos geólogos habían determinado como semejantes al Abra de la región de Tampico.
 - 4.- La disposición estructural de plegamientos frontales de la Sierra, que muestran una orientación NW-SE, con tendencias a sumergirse hacia la planicie.
 - 5.- La presencia de un reflector sísmico de alta velocidad en los prospectos Sitio Grande y Cactus.

Con estos datos, el 13 de febrero de 1971, se inició la perforación del pozo Sitio Grande 1, que alcanzó la cima en el Cretácico Superior a 3674 metros de profundidad. El pozo terminó como productor con una producción de 2670 barriles por día de aceite y 156.7 millones de metros cúbicos diarios de gas.

El 22 de agosto del mismo año se inició la perforación del Cactus 1 que terminó como productor de aceite y gas, con un volumen de 640 barriles por día de aceite y 39.5 millones de metros cúbicos diarios de gas.

Estos pozos marcaron la pauta para el hallazgo de nuevos yacimientos petroleros de México, en las Cuencas del Sureste, al comprobar que, en la planicie costera, eran accesibles mediante la perforación las calizas Mesozoicas similares a las expuestas en la Sierra de Chiapas. En 1972 se intensificó la exploración hacia el sur y hacia el norte de esas localizaciones donde se descubrió un gran número de campos productores en rocas del Mesozoico, dando lugar al famoso “boom” petrolero, de finales de los setentas y principios de los ochentas del siglo pasado.

2. MARCO GEOLÓGICO.

2.1 Marco geológico regional de Chiapas-Tabasco.

En el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, los esfuerzos compresionales que actuaron al principio del Cenozoico y el flujo de un horizonte profundo de sal del Calloviano, dieron lugar a grandes anticlinales fallados y también cabalgados, con potencial de contener hidrocarburos, que comprenden dos de las provincias productoras más grandes de México (Sonda de Campeche y Chiapas-Tabasco) y que aportan más del 90% de la producción diaria de aceite en el país.

En la provincia petrolera de Chiapas-Tabasco sus principales plays son en el Kimmeridgiano y en el Cretácico, donde la dolomitización y el fracturamiento han mejorado la calidad de la roca almacenadora de los yacimientos. Su contraparte costa fuera es conocida como Sonda de Campeche, una de las provincias petroleras más ricas en el mundo.

El área de Chiapas-Tabasco, también descrita como pliegues de Villahermosa (García, 1994), es la continuación en el subsuelo, de la Sierra Chiapas hacia el noreste. En el pasado, esta provincia también fue llamada horst de Villahermosa o Alto de Villahermosa (Santiago, 1980). Las cuencas vecinas (Macuspana al este y Comalcalco al oeste), fueron depresiones que separaron al alto de Villahermosa por fallas normales que cortan el basamento, y esto es lo que delimita al horst.

Los pliegues de Villahermosa están desarrollados en secuencias de carbonatos del Mesozoico y Paleógeno equivalentes en el tiempo a las facies de plataforma carbonatada que afloran en la Sierra de Chiapas y la plataforma de Yucatán (Michaud, 1987).

2.2. Sedimentología.

Jurásico

En general puede decirse que la secuencia de depósito del Mesozoico es principalmente transgresiva, ya que una gruesa secuencia evaporítica (sal y anhidrita) subyace a un cuerpo de 220 metros de limolitas de color gris oscuro, lutitas del mismo

color y escasas intercalaciones de calizas de color café oscuro; sobreyace a esta capa 136 metros de lutitas grises, calcáreas, en alternancia con areniscas del mismo color, estas rocas están cubiertas por la secuencia clástica continental de la Formación Todos Santos, y constituye la única evidencia en el subsuelo, de que en la zona se pueden encontrarse estratos marinos más antiguos que el Jurásico Medio.

En el área de Chiapas-Tabasco, durante el Calloviano y Oxfordiano (Figura 2.2.1), se acumuló una alternancia de dolomías y anhidritas cuyo depósito continuó hasta la base del Kimmeridgiano; estas secuencias forman parte de la plataforma Jurásica, que constituyen la prolongación de las facies evaporíticas del Oxfordiano-Calloviano; la parte más joven del Kimmeridgiano está formada por calizas de plataforma en las cuales es común encontrar cuerpos de packstone y grainstone oolítico.

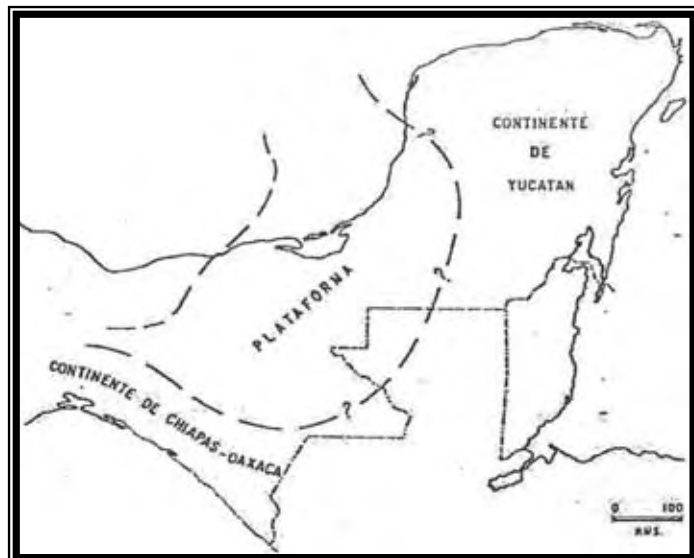


Figura 2.2.1 Esquema paleogeográfico del Calloviano-Oxfordiano (Tomado de Oviedo, 1996).

La transgresión Jurásica continuó durante el Tithoniano y buena parte de la plataforma carbonatada fue cubierta por un mar más profundo, que favoreció el depósito de calizas arcillosas, con un alto contenido de materia orgánica.

En la porción central de la cuenca se acumuló al mismo tiempo sedimentos de grano fino, abundante materia orgánica principalmente de tipo algáceo con cantidades subordinadas de material leñoso y carbonoso; hacia las márgenes se incrementa la cantidad de material amorfo, maderacio, y sopropélico.

Cretácico

En el Cretácico las zonas continentales que quedaban, fueron cubiertas por el mar, desarrollándose una extensa plataforma que rodeaba un área en la que se formaron calizas de talud y de mar abierto.

Para el Cretácico inferior, la mayor parte de la plataforma fue de tipo evaporítico y esto generó la interstratificación de anhidrita y dolomías típicas de ambientes someros y cálidos. En el frente de la plataforma se localizan calizas y dolomías con buena porosidad y permeabilidad, en tanto que al Noreste de Tuxtla Gutiérrez, el aporte de terrígenos del macizo granítico provocó la formación de una secuencia clástica que fue depositada en ambientes costeros. En el área de mar abierto predominaron los depósitos de fangos calcáreos, que al litificarse formaron calizas mudstone y wackestone características de ambientes profundos, en estratos delgados, con bandas y nódulos de pedernal; la región de mar abierto más cercano a la plataforma está formada por dolomía.

En el Albiano se redujo el depósito de evaporitas de la plataforma y prevaleció el depósito de carbonatos, con ausencia de las facies clásticas terrígenas en el frente del Macizo Granítico.

En el Cenomaniano la plataforma fue transgredida de tal manera que los depósitos de mar abierto cubrieron la parte norte de la Sierra de Chiapas.

Durante el Cretácico Superior la transgresión se prolongó así; durante el Turoniano la zona de mar abierto se extendió al sur, avanzando sobre la plataforma del Jurásico, este movimiento transgresivo cubrió con depósitos de aguas profundas a la porción noroccidental de la Sierra de Chiapas, también influyó en la plataforma de Yucatán, donde se desarrolló un cuerpo de más menos 100 metros de espesor, de calizas oscuras, laminares con microfósiles plantónicos, características de calizas de aguas profundas.

Paleógeno

Durante el Paleógeno se depositaron sedimentos de ambientes batiales, características de facies de talud y cuenca, predominando en el Paleoceno lutitas oscuras ligeramente calcáreas.

En el Eoceno se depositan lutitas calcáreas, mudstones, calizas arcillosas y margas, con abundante fauna plantónica y rica en materia orgánica (Figura 2.2.2).

Durante el Oligoceno predominó el depósito de lutitas que eventualmente evolucionan a lutitas arenosas (Figura 2.2.3).

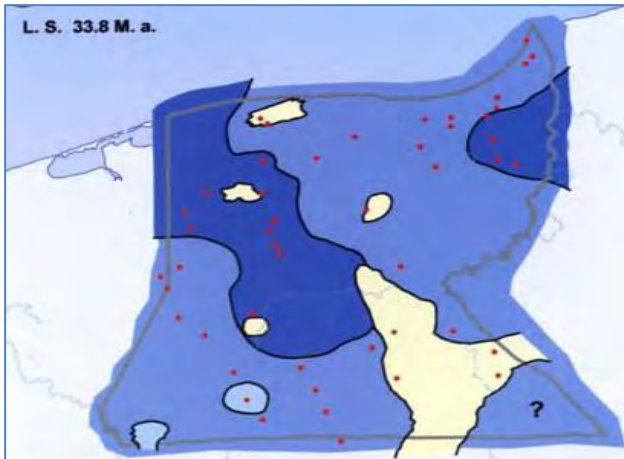


Figura 2.2.2 Ambientes batiales con depósitos de lutitas en talud y cuenca con abundancia de fauna y ricas en materia orgánica (Tomado de Chávez, 2005).

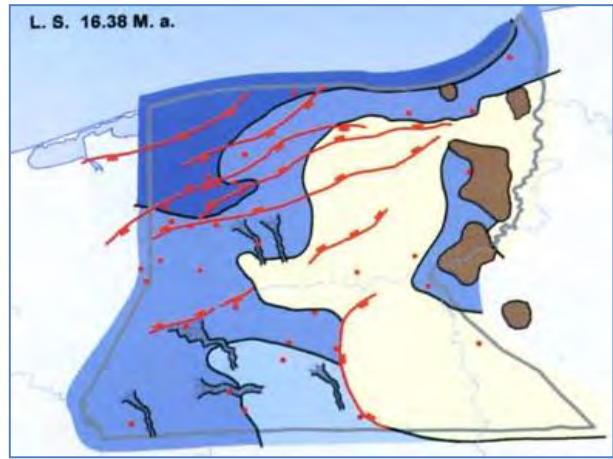


Figura 2.2.3 Distribución de lutitas fosilíferas en ambientes de talud medio-inferior, inicia el depósito de limos y arenas muy finas en complejos progradantes (Tomado de Chávez, 2005)

Neogéno

Las rocas del Neógeno fueron depositadas en ambientes de plataforma de externa a interna y transicionales, evolucionando en el Pleistoceno a ambientes continentales fluvio-deltaicos (Figuras 2.2.4 a 2.2.8).

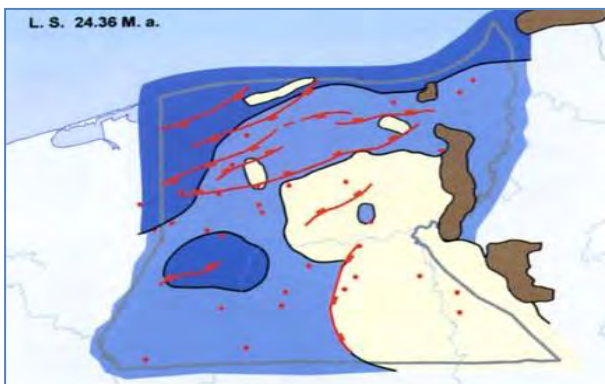


Figura 2.2.4 Distribución de lutitas calcáreas de talud inferior-medio; se tienen zonas expuestas a la erosión en la cima del oligoceno (Tomado de Chávez, 2005).

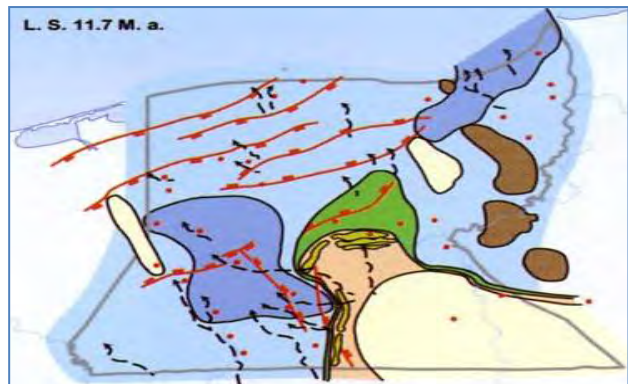


Figura 2.2.5 Avance de la plataforma por fuerte caída en el nivel del mar lo que originó la intercalación de lutitas y arenas turbidíticas de facies deltaicas al centro suroeste (Tomado de Chávez, 2005).

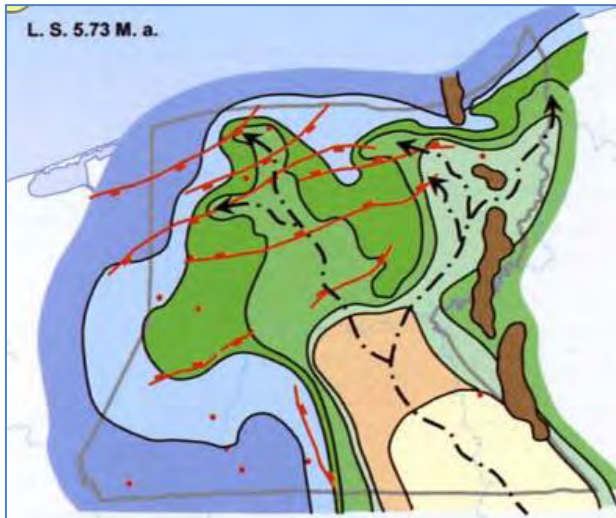


Figura 2.2.6 Distribución de facies arcillosas y limos arcillosos con abundante bioturbación y materia orgánica, contiene intercalación de arenas de plataforma y turbiditas. Ambientes desde plataforma muy somera (transicional-nerítico interno) hasta cuenca (batial medio superior) (Tomado de Chávez, 2005).

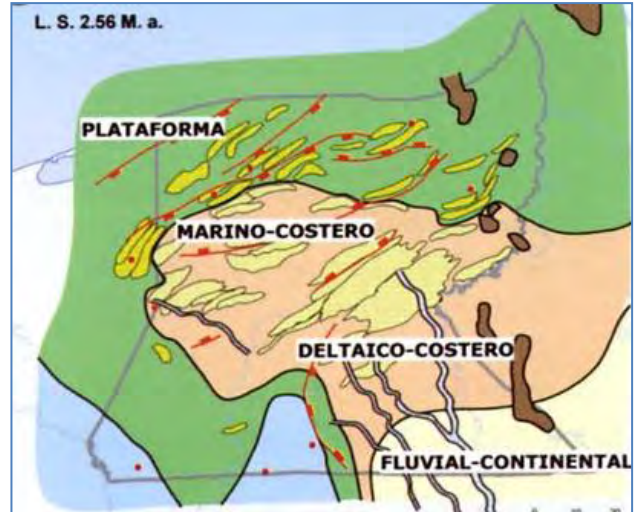


Figura 2.2.7 Plataforma interna con depósito de arenas fluviales y deltaicas con lutitas intercaladas, también se tienen limos en la planicie de inundación y amplio desarrollo de barras marinas (Tomado de Chávez, 2005).



Figura 2.2.8 Secuencias limo-arcillosas en ambientes transicionales interna-media, con una franca implantación de los ambientes deltaicos en la mayor parte del área, en la porción sur-occidental todavía prevalece los ambientes batiales (Tomado de Chávez, 2005).



Para el Mioceno medio las litologías corresponden a lutitas con intercalaciones de areniscas, mientras que para el Mioceno Superior y Plioceno se incrementa gradualmente el depósito de areniscas; en Pleistoceno los siliciclásticos llegan a ser dominantes con solo escasas intercalaciones de limolitas y lodolitas. Las granulometrías de las arenas varían desde muy grueso a gravillas (facies proximales

de frente montañoso) hasta muy fino (facies distales de turbiditas de aguas profundas). Las características sedimentológicas vistas como uno de los controles principales de las rocas almacenadoras del área, se asocian a tres grandes sistemas depositacionales:

- a) Turbiditas de terrígenos del Neógeno, las cuales se pueden separar en los diferentes sistemas de grandes abanicos submarinos y de turbiditas en minicuenas.
- b) Deltas expandidos del Mioceno Superior-Plioceno Inferior-Tardío con depósitos que llegan hasta el borde de la plataforma, incluyendo sistemas relacionados con procesos fluviales y marinos someros.
- c) Brechas de carbonatos del Eoceno producto de flujos calcáreos de plataformas pre-existentes depositadas en ambientes terrígenos de aguas profundas.

2.3 Estratigrafía.

La columna estratigráfica del área Mesozoica Chiapas-Tabasco comprende una secuencia sedimentaria que varía de edad desde el Jurásico Medio hasta el Holoceno.

Jurásico Medio (Calloviano, Evaporítico)

Consiste en depósitos evaporíticos, principalmente de sal acumulados durante la apertura del Golfo de México; la cual puede ser contemporánea a la sal Laguán depositada durante el Calloviano en la región norte del Golfo de México (Salvador, 1987); tiene un espesor aproximado de 1000 metros.

Jurásico Superior (Oxfordiano, dolomías y anhidritas)

Está constituido principalmente por anhidrita nodular con porciones micríticas dolomitizadas (microdolomia), micritas con pseudomorfos de yeso e incipiente dolomitización, depositados en un ambiente de “sabkha” (facies de supramarea); tiene un espesor aproximado de 500 metros.

Jurásico Superior Kimmeridgiano (Calizas en bancos oolíticos).

La base del Kimmeridgiano es una alternancia de dolomitas y anhidritas que constituyen la prolongación de las facies evaporíticas, la cercanía del continente de Yucatán aporta terrígenos rojizos que se encuentran interestratificados en los carbonatos, estos terrígenos son más abundantes hacia la base de la columna; la parte más joven consiste en calizas que forman bancos oolíticos en un ambiente de plataforma interna, alcanza un espesor del orden de los 700 metros; en algunos lugares del área productora estas calizas están completamente dolomitizadas.

Jurásico Superior (Tithoniano, calizas arcillosas).

Consiste en calizas arcillosas depositadas en el mar profundo con un alto contenido de materia orgánica, principalmente de tipo algáceo, con cantidades subordinadas de material leñoso y carbonoso; hacia los márgenes se incrementa la cantidad de material amorfo, maderaceo y sopropelítico. El espesor para el área de Chiapas-Tabasco va de 660 metros reduciéndose a 84 metros en el área de Cobo-Xicalango, donde además las calizas tienen un mayor contenido de arcilla.

Cretácico Inferior (calizas de mar abierto fracturadas, brechas y calizas de plataforma)

Consiste en calizas de tres facies, una depositada en ambientes marinos profundos que se encuentran naturalmente fracturadas, la segunda son brechas depositadas en el talud y como flujos turbidíticos distales; la tercera es de calizas de ambiente de plataforma de la Formación San Ricardo. Las calizas de cuenca fracturadas han sido productoras y alcanza un espesor de los 950 metros.

- *Formación San Ricardo (Jurásico Superior–Cretácico Inferior).*

Es una importante secuencia sedimentaria dentro del sistema petrolero, que de acuerdo con Bello (1991), está constituida principalmente por anhidrita nodular

con porciones micríticas dolomitizadas (microdolomia), micritas con pseudomorfos de yeso e incipiente dolomitización, depositados en un ambiente de “sabkha” (facies de supramarea). En el Tithoniano están formados por sedimentos de microdolomías y mesodolomías, micritas, micritas fosilíferas, depositados en un ambiente lagunar, mientras que en las facies de inframarea somera, los sedimentos están constituidos por micritas fosilíferas arcillo-limosas provenientes del ambiente lagunar. Las características litológicas del Cretácico Inferior corresponden a dolomías micro y criptocristalinas, variando a mesocristalinas, así como packstone de pellets y grainstone de pellets, oncolitos y bioclastos.

Albiano-Cenomaniano (calizas de mar abierto fracturadas, brechas y calizas de plataforma)

Consiste en calizas de un ambiente de mar abierto, calizas brechoides depositadas en el talud y como flujos detríticos de flujo próximos y distales, así como calizas de un ambiente de plataforma; el espesor es del orden de los 1,050 metros, pertenecen a la Formación Cantelhá.

- ***Formación Cantelhá (Albiano-Cenomaniano).***

Está constituida por wackestone de bioclastos y foraminíferos bentónicos, wackestone y packstone de foraminíferos bentónicos y bioclastos, y mudstone parcialmente dolomitizado, también presenta estratos de packstone recristalizado de intraclastos, pellets y bioclastos; la unidad cambia lateralmente a facies postarrecifales constituidas por floatstone de rudistas en matriz de packstone a grainstone de intraclastos y bioclastos

Cretácico Superior (calizas de mar abierto fracturadas, brechas y calizas de plataforma)

Consiste en calizas fracturadas de un ambiente de mar abierto, que cambia de facies a flujos de brechas depositadas en talud y de calizas de un ambiente de plataforma, su espesor es del orden de los 750 metros. Existen tres formaciones, características del

Cretácico Superior sobrepuestas que a continuación se describen de la más antigua a la más joven: Formación Agua Nueva, Formación San Felipe y la Formación Méndez.

- Formación Agua Nueva (Turoniano)

El Cretácico Superior está constituido por packstone a wackestone de bioclastos, peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados, en su cima, se tienen intercalaciones de packstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, que cambian lateralmente a rudstone de rudistas y corales principalmente, así como brechas gruesas en una matriz con fauna planctónica.

- Formación San Felipe (Santoniano-Conociano)

Está constituida por mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, ligeramente arcilloso, en partes dolomitizado, con escasas microestilolitas selladas por calcita, con pobre a regular impregnación de aceite pesado en porosidades de tipo intergranular, móldica, y en fracturas, con delgadas intercalaciones de horizontes de bentonita y fragmentos de pedernal; la Formación San Felipe fue depositada en un ambiente de cuenca.

- Formación Méndez (Maastrichtiano-Campaniano).

Está formada por lutitas arenosas calcáreas, que alternan de mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos que contienen delgados estratos de margas rojizas, con escasas microfracturas y también está constituida por wackestone-packstone de bioclastos e intraclastos con poca impregnación de aceite. Se caracteriza por cuerpos bien definidos de marga rojiza, dura, con intercalaciones de mudstone brechoso. La formación Méndez representa las rocas carbonatadas más superiores del Cretácico y por su litología y contenido faunístico se interpreta como facies de mar abierto; su espesor varía de los 100 a los 250 metros.

Paleógeno (arcilloso)

Está formado por un potente cuerpo de lutitas con intercalaciones de arena, hacia la parte inferior, se observan tres cuerpos de areniscas, el Eoceno Medio e Inferior

consistente de lutitas con delgadas intercalaciones de calizas y dolomías, el Oligoceno está constituido por un potente cuerpo de lutita bentonítica y delgadas areniscas arcillosas; su espesor varía de 1,860 metros a los 800 metros.

Neógeno (arcillo arenoso)

Esta constituido de clásticos terrígenos arcillo-arenoso depositados en un mar profundo. El Neógeno comprende el Mioceno, Plioceno, Pleistoceno y Holoceno. Su máximo espesor es del orden de los 3200 metros y sus formaciones son Paraje Solo, Tierra Colorada y Filisola.

- *Formación Paraje Solo (Plioceno).*

Esta formación se compone de una alternancia de lutitas, areniscas, lutitas arenosas y calcáreas de color gris verdoso a gris oscuro, de suaves a semiduras. Las areniscas son de grano grueso y gradúan en ocasiones a gravilla de cuarzo, se presentan también cuerpos de arena de grano fino a medio color gris claro, y capas de areniscas cementadas por material calcáreo con presencia de material carbonoso y fragmentos de moluscos. El espesor de esta formación es muy variable y estratigráficamente es difícil separarla de la Formación Filisola, que se encuentra subyaciéndole, pues sus características litológicas son muy similares, requiriéndose el criterio micropaleontológico para hacer dicha diferenciación.

- *La Formación Tierra Colorada (Pleistoceno).*

Estratigráficamente pertenece al Pleistoceno, está constituida por depósitos de lutitas ricas en limonita, mineral que les imparte un color rojo característico; este paquete forma lechos intercalados con capas de arena, gravas de cuarzo y caliza; estos materiales se encuentran muy intemperizados por la acción del clima subtropical a la cual han estado sujetos.

En la figura 2.3.1 se presenta la columna Estratigráfica típica del área Chiapas-Tabasco.

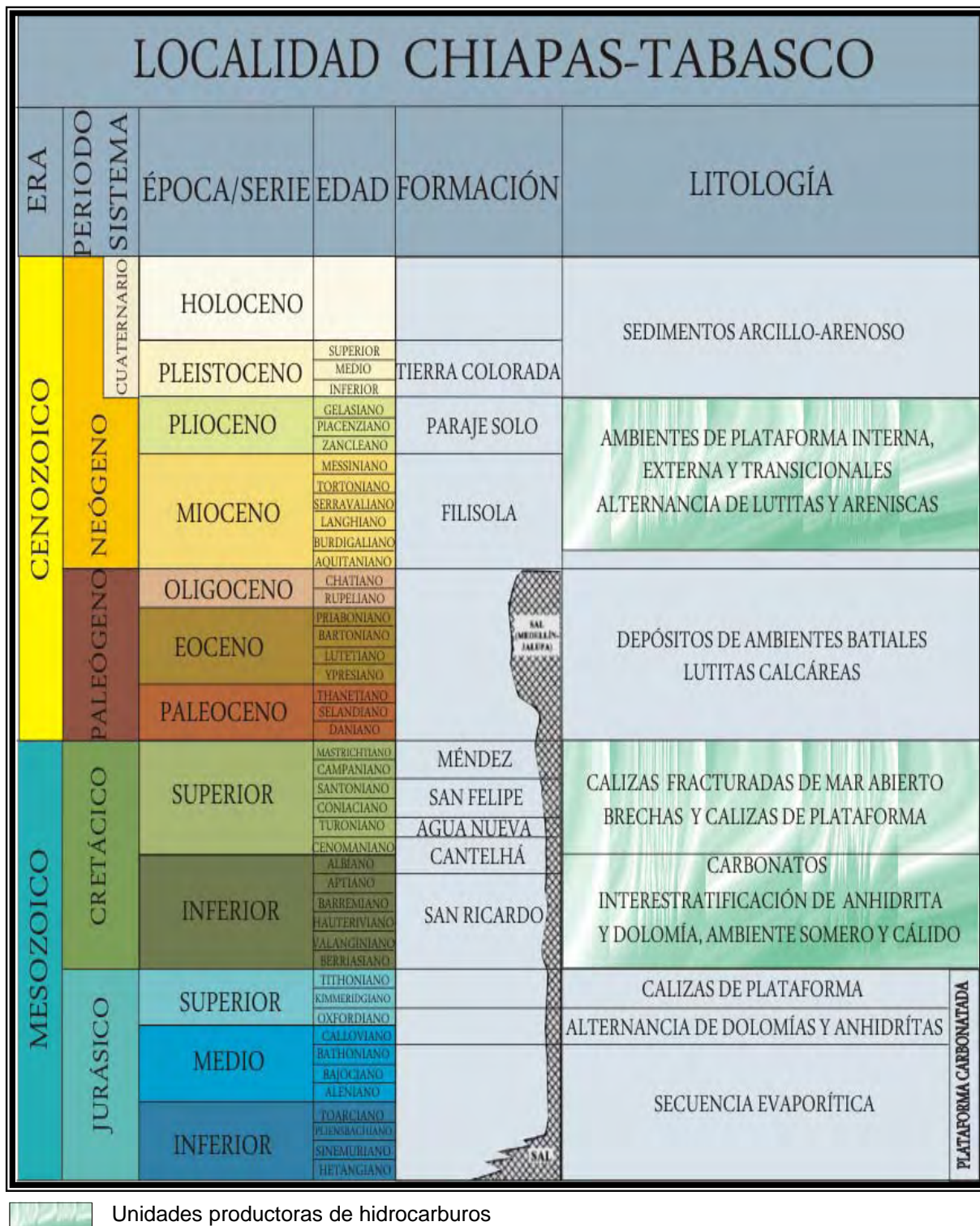


Figura 2.3.1. Cronoestratigrafía de la Zona Chiapas-Tabasco (Modificada de Santiago et al, 1984).

2.4 Marco tectónico Regional.

El Sureste de México fue una región tectónicamente activa desde el Jurásico, lo que originó una fuerte complejidad estructural y una sedimentación irregular, su evolución tectónica puede ser resumida en los siguientes 5 eventos principales.

- El primer evento es la etapa de Rifting en el Golfo de México en el que ocurrió en distintas fases relacionadas con la apertura del Thetis durante el Triásico, la apertura del Atlántico y el Golfo de México durante el Jurásico, este último evento involucró el basamento y produjo una serie de horsts y grabens que controlaron la sedimentación (Meneses, 1991). En esta etapa se desprende Yucatán de la margen Noroccidental de la costa de Norteamérica y se traslada hacia el Sur e iniciándose al mismo tiempo el emplazamiento de corteza oceánica en el centro del Golfo de México (Pindel, 1985). Durante el Calloviano (164 m.a.) se tiene los primeros depósitos marinos sobre el borde meridional de Yucatán, depositándose principalmente evaporitas dentro de las que abunda la sal, está fue depositada a lo largo del eje de la cuenca de Chiapas y ha sido el despegue primario durante la deformación del cinturón plegado de Chiapas; debido a la distribución regional de la sal, su espesor y sus características geomecánicas jugó un papel importante en la evolución tectónica de la región.

- El segundo evento se dio durante el Oxfordiano, la rotación y la extensión oblicua de Yucatán que continuó hacia el sureste; se generaron profundos grabens y medios grabens, que controlaron el depósito sedimentario con extensas cuencas intercomunicadas con un basamento de poca altura, desarrollándose un extenso depocentro que se ensanchó hacia el noroeste dentro de la bahía de Campeche creando condiciones para el desarrollo de rocas generadoras en el Sureste de México, con una extensión aproximada de 500 kilómetros. Durante el Jurásico Tardío, continúa la expansión oceánica en la parte central del Golfo de México, se desarrolló un movimiento transcurrente en el margen lateral del sistema Tampico-Misantla; la topografía remanente de horst y grabens, como resultado de una fase temprana de rifting, se preservó hasta el Jurásico Tardío y Cretácico Inferior, controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas (Batolito de Tuxpan, plataforma de la Faja de

Oro) y cuencas tales como Tampico, Misantla, Cuicatlan y Chiapas. Durante este periodo el movimiento y levantamiento a lo largo de la transformante de Chiapas, causó una divergencia entre Yucatán y Chiapas, permitiendo el flujo de agua marina del pacífico; también se inicia la colisión del Bloque Chortis en el sur de México, por lo que se originó una fuerte superficie de traslape de sedimentos del Santoniano.

- El tercer evento fue en el Paleógeno, fue compresivo y se relaciona con la Orogenia Laramide que ocurrió durante el Cretácico Superior y Cenozoico inferior (144-66 m.a.), en el cual se produjeron pliegues con un relieve suave con orientación noroeste-sureste, este evento continuó en el Sureste de México hasta fines del Oligoceno, que también dio lugar al depósito de una secuencia de rocas sello de ambientes profundos, relacionado con el levantamiento del Macizo de Chiapas al Sur y la formación de una antifosa por compensación isostática en Chiapas y en Tabasco.
- El cuarto evento ocurrió en el Mioceno Medio-Tardío al Plioceno Superior con la Orogenia Chiapaneca, la cual reactivó las estructuras ya formadas dándoles un carácter de tectónica transgresiva y salina debido a que los pliegues despegan desde los estratos de sal; esta deformación es la más importante porque es responsable de la gran mayoría de las trampas petroleras en anticlinales encontradas en el área.
- El quinto y último evento se dio a partir 5.73 millones de años, en el que ocurrió el desarrollo de un importante sistema de fallamiento normal como consecuencia de un deslizamiento gravitacional; por consiguiente entre 5.73 millones de años y 2.56 millones de años coexisten tanto la deformación compresiva como la extensional, al igual que se individualiza estructuralmente la Cuenca de Comalcalco, también por movimiento diferencial de bloques.

Los procesos de deslizamiento gravitacional son los causantes de que se individualizaran (a partir de una superficie de despliegue regional los 2 principales depocentros para la captación de sedimentos siliciclásticos del área: las Subcuencas

de Comalcalco (que se abre al Golfo de México) al norte y la de Macuspana al Oriente (que colinda con la plataforma de Yucatán).

En la Subcuenca de Comalcalco se ha identificado que grandes masas de sal Jurásica jugaron un papel muy importante en su génesis y evolución, ya que ellas han sufrido movimientos importantes y en diferentes tiempos originaron cambios de nivel del mar ocasionando en algunos sectores porciones someras de la carpeta sedimentaria, permitiendo así la creación de espacios necesarios para la depositación de los grandes volúmenes de sedimentos terrígenos provenientes del sur.

Se interpreta que la Subcuenca de Macuspana está íntimamente relacionada con la deformación plástica de gruesas secuencias arcillosas del Oligoceno y Mioceno, debido al desarrollo de fallas de crecimiento (por deslizamiento gravitacional) y la importante acumulación de sedimentos provenientes del sur que provocaron la evacuación de la arcilla y la formación de grandes cuerpos, cuyas simetrías van desde crestas diapíricas hasta domos relativamente suaves. Todo ello para permitir la acumulación de gruesos espesores de terrígenos del Plioceno.

Los dos eventos compresionales de diferentes tiempos, en conjunto dieron origen a un gran cinturón de pliegues y cabalgaduras en el cual se encuentran las principales trampas estructurales de edad Mesozoica del Sureste Mexicano donde se encuentran las reservas más importantes del país hasta hoy descubiertas; por otro lado, los procesos de deslizamientos gravitacional provocaron la formación de grandes fallas de crecimiento, donde se acumularon importantes secuencias arenosas que formaron las trampas estratigráficas y combinadas, en el cual se alojan los yacimientos Cenozoicos.

En la Figura 2.4.1 se muestra la distribución de los principales elementos estructurales del Sureste Mexicano.



2.4.1. Principales estructuras geológicas del Sureste de México (Tomado de Meneses, 2001).

2.5 Marco tectónico Chiapas-Tabasco.

El área Mesozoica de Chiapas-Tabasco forma parte de un cinturón plegado alojado dentro de las cuencas Cenozoicas del Sureste, cuya sedimentación y deformación están controladas por elementos tectónicos de la Plataforma de Yucatán al Norte y el Macizo Granítico de Chiapas y la Plataforma Chiapaneca al Sur.

Se considera que el depósito de las primeras rocas marinas ocurrió durante el Paleozoico sobre un basamento de naturaleza ígnea y metamórfica, completándose la columna en el Triásico, Jurásico, Cretácico y Cenozoico, sin embargo para el área de estudio no hay reportes de haber perforado rocas Paleozoicas pero a la vez estas afloran al sur en las proximidades de la frontera con Guatemala; en el área de estudio la secuencia sedimentaria de interés inicia con depósitos marinos a partir del Oxfordiano.

Las interrupciones y variaciones en el tipo de facies y deformaciones que afectan a la columna sedimentaria se atribuyen a los eventos diastróficos de la Orogenia Laramídica en el cierre del Cretácico e inicios del Paleogéno, a la perturbación Cascadiana de fines del Mioceno y al evento Chiapaneco del Plioceno; éstos dos últimos originaron los plegamientos con anticlinales y sinclinales estrechos y recortados, asociados a sistemas de fallas normales e inversas; todo esto fue modificado posteriormente por sistemas de fallas normales y laterales (Santiago, 1984).

El área de Chiapas-Tabasco corresponde a un horst o pilar estructural, cuyas fallas están afectadas mayoritariamente a rocas Cretácicas las cuales en general, buzcan al Noroeste y están cubiertas por secuencias Cenozoicas, considerándosele como una continuación de los plegamientos del anticlinorio Norte de Chiapas, cuyas culminaciones ocurren en las áreas donde se localizan los campos petroleros Complejos Bermúdez, Cactus y Sitio Grande. Sus límites son elementos estructurales y fisiográficos denominados Falla Frontera y Cuenca de Macuspana al Oriente; al poniente la Falla Comalcalco y domos en la Cuenca Salina; al sur se ubican los primeros plegamientos frontales y al norte la plataforma continental del Golfo de México (Figura 2.5.1).

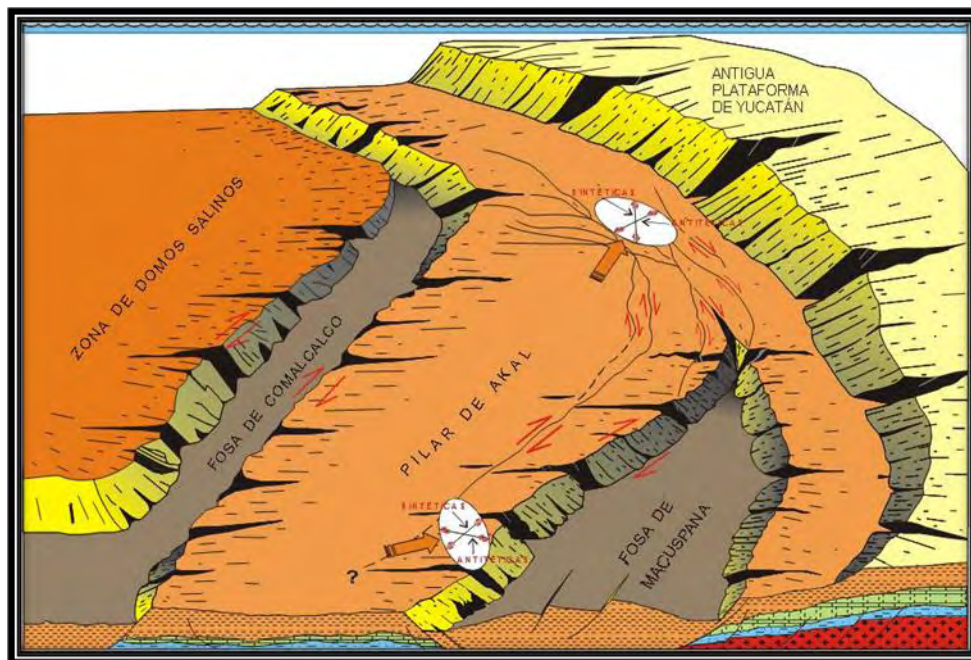


Figura 2.5.1 Unidades estructurales mayores del Sureste de México (Ángeles-Aquino, 1992).

2.6 Geología Histórica.

La evolución geológica del Sureste Mexicano está involucrada en el contexto regional del Golfo de México, que inicia su apertura con la fragmentación y disgregación de Pangea. La sedimentación en las depresiones continentales empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, después de lo cual, en la parte topográfica más baja, se produce una invasión de aguas marinas provenientes del Pacífico que fueron cubriendo de forma progresiva una extensa zona de bajo relieve con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca.

Desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide, evento tectónico que formó la Sierra Madre Oriental; durante el resto del Paleógeno la sedimentación clástica se fue alojando en grandes depocentros que formaron cuencas sedimentarias al frente de la Sierra Madre Oriental y en las porciones sur y suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chiapas aportó un gran volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque Yucatán continuaba el depósito de carbonatos de plataforma somera.

En el Mioceno medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, que formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un décollement al nivel de la sal Calloviana; posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el N-NW cuando la sal se movilizó formando domos y diapiros.

El cambio de posición de la masa de sal generó nuevos depocentros y minicuenas, controlados por fallas normales convergentes hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste.

El movimiento gravitacional de los depósitos Cenozoicos causó finalmente inversión tectónica en las cuencas Neógenas, siendo esta más evidente en la Cuenca de Macuspana (Padilla y Sánchez, 2007).

Rift Triásico Superior-Jurásico Medio, apertura del Golfo de México.

La fragmentación y separación inicial de Pangea en el área que hoy ocupa el Golfo de México; está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por grabens estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991); la posición estratigráfica de los lechos rojos en el Golfo de México meridional sugiere que su edad de depósito varía desde el Triásico Tardío hasta después del Calloviano, lateralmente equivalentes y arriba de la sal Calloviana. Esto probablemente se debió a un depósito contemporáneo de la sal en la cuenca, mientras que en los bordes de la misma se depositaban lechos rojos.

El proceso tectónico de separación de Pangea prevaleció hasta el final del Jurásico Medio, pero quizá alcanzó el inicio del Jurásico Superior (Oxfordiano inferior), época en la cual la sedimentación continental estuvo totalmente controlada por procesos tectónicos que originaron deformación con extensión. No se tiene documentado que haya ocurrido sedimentación marina en la parte que hoy ocupa el Golfo de México en el Triásico Tardío-Jurásico Medio, pero sí se conoce con certeza que al occidente estaba ocurriendo sedimentación marina contemporánea y continental, que muy probablemente, el mar inició su avance hacia el Proto-Golfo de México desde el Pacífico a través de la parte central, en lo que hoy es la zona de frontera entre los estados de Zacatecas y San Luis Potosí, donde se han encontrado amonitas del Triásico Superior de las Formaciones Zacatecas y Ballena.

El avance transgresivo de las aguas del Pacífico hacia el oriente o del Atlántico hacia el poniente fue invadiendo el área del actual Golfo de México para formar extensos cuerpos de aguas hipersalinas, con una circulación sumamente restringida en un clima de tipo desértico, lo que favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México. Según Salvador (1991), la etapa inicial de la fragmentación y separación de Pangea para formar el Golfo de México duró del orden de unos 46 millones de años, desde el Triásico Tardío (210 m.a.) hasta el Jurásico Medio Tardío (169 m.a.) (Salvador, 1991b) (Figura 2.6.1).

Es muy probable que durante la etapa temprana del proceso de rifting, la corteza continental sólo haya estado sujeta a hundimientos lentos y a ensanchamiento de los sistemas de grabens que poco a poco fueron inundados por las aguas del Pacífico o del Atlántico.

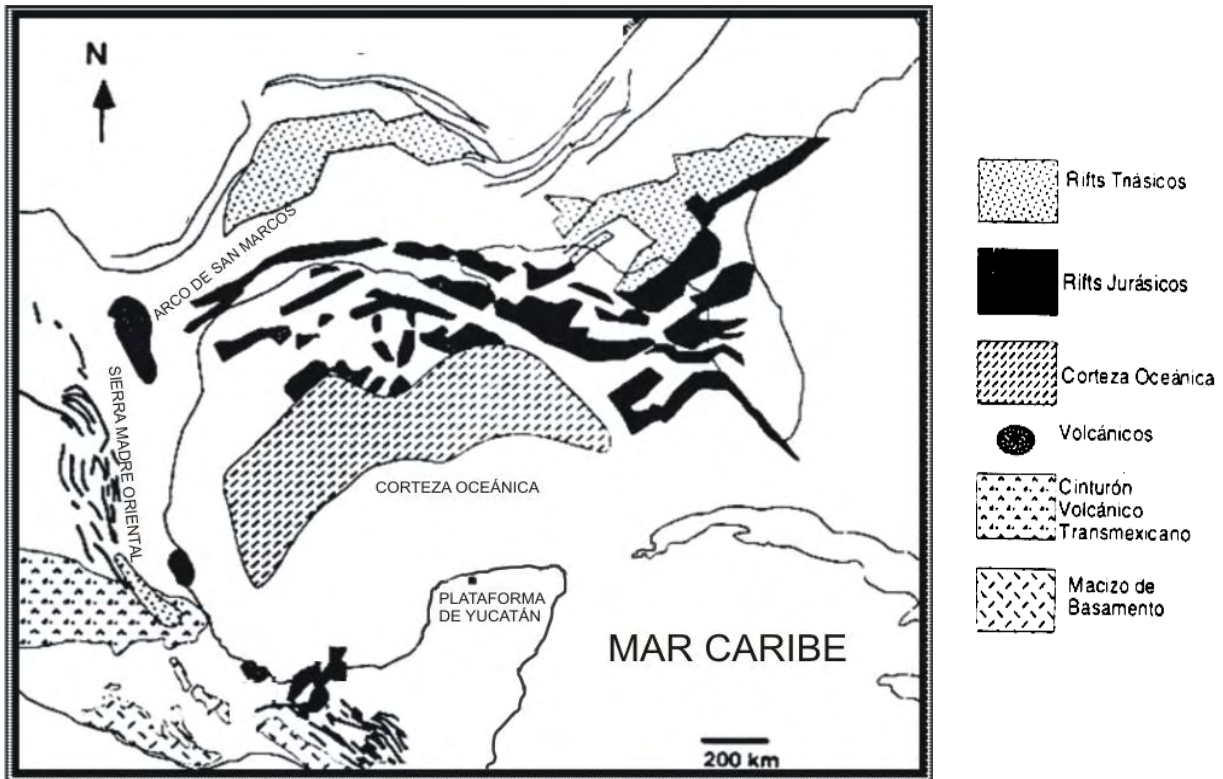


Figura 2.6.1 Mapa regional que muestra la ubicación de los rift (Tomado de Oviedo, 1996).

La evidencia geológica con que se cuenta en la actualidad indica que toda la sal del Golfo de México se depositó durante el Calloviano (164-159 m.a.) (Salvador, 1991b), en una gran cuenca de miles de kilómetros cuadrados, que hoy se encuentra dividida en dos partes, una al norte y otra al sur por una franja en donde no hay sal, de orientación aproximada este-oeste ubicada en la porción central del Golfo (Figura 2.6.2). Tal división sugiere que tuvo que existir en esa parte del Golfo una zona más alta y estrecha, asociada con la presencia de una cresta oceánica donde ocurrió la generación de corteza oceánica que indujo el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur durante el Jurásico Medio y Tardío, que separó las dos masas de sal, en la cual la meridional se movió hacia el sur junto con Yucatán (Humpris, 1979; Salvador, 1987, 1991c).

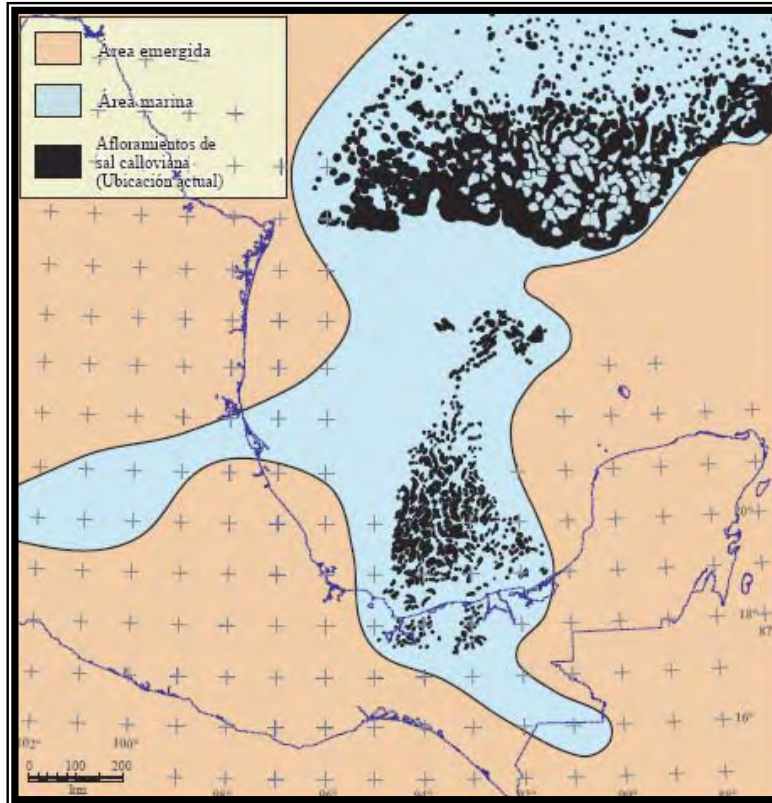


Figura 2.6.2 Paleografía del Jurásico Medio en el área del Golfo de México. En negro se muestra la distribución actual de la sal depositada durante el Calloviano. La sal se encuentra en el subsuelo del área marina en dos masas, una septentrional y otra meridional, separadas por una franja sin sal. Las costas fronterizas del país se muestran como referencia (Tomado de Padilla y Sánchez, 2007).

Aunque el proceso de rifting fue lento, el depósito de la sal fue relativamente rápido pues se realizó en un lapso de aproximadamente cinco millones de años, durante el Calloviano; es posible suponer que la región del Proto-Golfo debió haber tenido un relieve muy suave y una subsidencia muy lenta, mientras que horizontalmente se movió muy rápido, tal como lo evidencian las condiciones requeridas para el depósito de este tipo de evaporitas.

En cuanto a la edad de la sal, la mayoría de los autores (Humpris, 1979; Salvador, 1991c; Pindell, 1993) asignan al Calloviano todas las masas que existen en el Golfo de México, pero es sabido que se tienen diferentes edades y posiciones estratigráficas para la sal autóctona en diferentes localidades, siendo más antigua hacia el centro de la cuenca y más joven hacia el borde de la misma, en donde también varía su litología a otro tipo de evaporitas.

La masa con mayor sal se depositó primero en la parte central del ancestral Golfo de México, pero posteriormente, a medida que la invasión por aguas marinas iba progresando, se desarrollaron en sus bordes de plataforma, en donde la circulación del agua era muy restringida y estaba limitada hacia el mar por largas barras de oolitas, que se extendían cientos de kilómetros cuadrados alrededor del Golfo, condiciones que favorecieron el depósito de otras masas de sal en las zonas lagunares que bordeaban la cuenca. En el Sureste Mexicano las barras de oolitas Jurásicas tienen una distribución extensa (Figura 2.6.3) y se han identificado claramente porque son las rocas productoras de hidrocarburos en campos gigantes como Samaría y Sitio Grande (Santiago, 1980).

El proceso tectónico de rifting que dio paso a la apertura del Golfo de México terminó al fin del Calloviano, después de lo cual, durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del protogolfo de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991c; Winker, 1988; Williams, 2001). Este período se caracteriza por el depósito de clásticos en las zonas litorales, por la abundancia de carbonatos en las plataformas y por el depósito de menores espesores de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas en las zonas de cuenca.

Estas asociaciones litológicas formaron bandas concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México (Salvador, 1991b), al mismo tiempo que los bloques de basamento emergidos formaban las paleo islas; en el occidente del protogolfo de México continuaban afectando la sedimentación de la región, siendo el mayor aporte de clásticos los provenientes del área del Bloque Yucatán y del noroeste; sin embargo se tiene documentado que esas áreas positivas se fueron reduciendo por un proceso de subsidencia lenta y continua que prevaleció durante todo el Kimmeridgiano (Salvador, 1991c) (Figura 2.6.3).

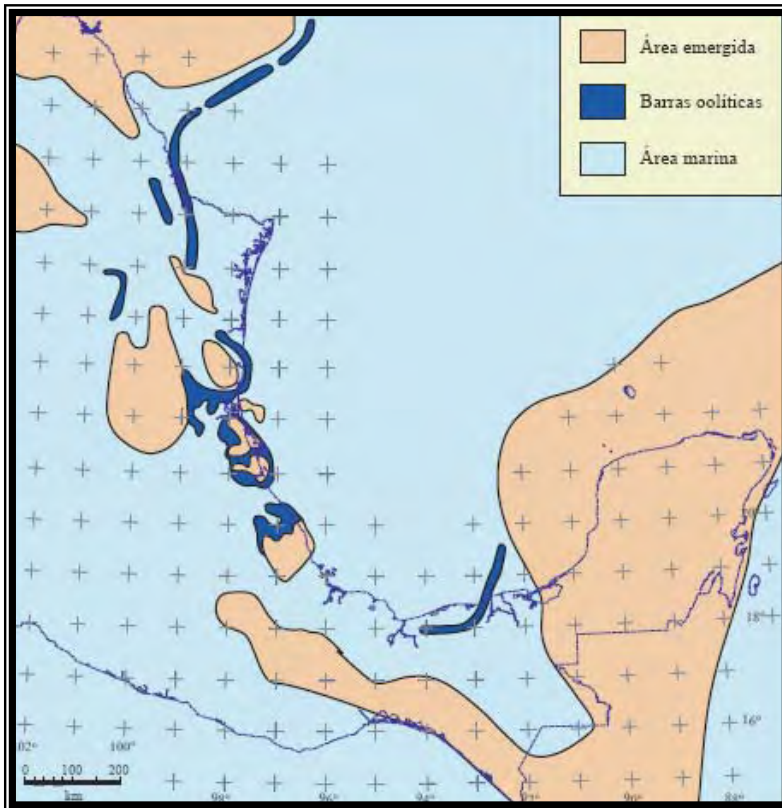


Figura 2.6.3 Paleografía del Kimmeridgiano temprano del sector oriental y sureste de México; para este tiempo la actividad de la Falla Transformante Tamaulipas–Oaxaca ya habían cesado su movimiento lateral y tanto el Macizo de Chiapas como el Bloque Yucatán ocuparon desde entonces la posición que tienen hoy. Las costas y fronteras del país se muestran como referencia (Tomado de Padilla y Sánchez, 2007).

Jurásico Superior-Cretácico Superior.

Para el Tithoniano, la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por el ambiente sedimentario y un clima templado. Los horsts formados en el basamento premesozoico que bordeaban la parte occidental del Golfo de México permanecieron emergidos, aportando sedimentos clásticos cada vez en menores cantidades a medida que el relieve topográfico disminuía.

En las áreas costeras de estas islas continuó el depósito de rocas clásticas, también se formaron grandes lagunas litorales y de barras oolíticas en los extremos de las plataformas.

En el suroeste del Golfo de México también se desarrollaron amplias plataformas someras que se extendían hasta el Macizo de Chiapas y el occidente del Bloque Yucatán, este último continuaba aportando clásticos. En las plataformas se depositaron grandes volúmenes de carbonatos y probablemente, también algunos

depósitos de sal en la parte noroccidental del Macizo de Chiapas (Viniegra, 1971), aunque no se tiene evidencia concluyente al respecto. Las condiciones de estabilidad tectónica y climática fueron máximas, favoreciendo así la proliferación de vida y por lo tanto la perforación de rocas generadoras de hidrocarburos. En este período se depositaron en la cuenca lutitas muy ricas en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de carbonatos, que es la roca generadora de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos que existen en el Golfo de México, especialmente en el Sureste Mexicano (González y Holguín, 1992) (Figura 2.6.4).

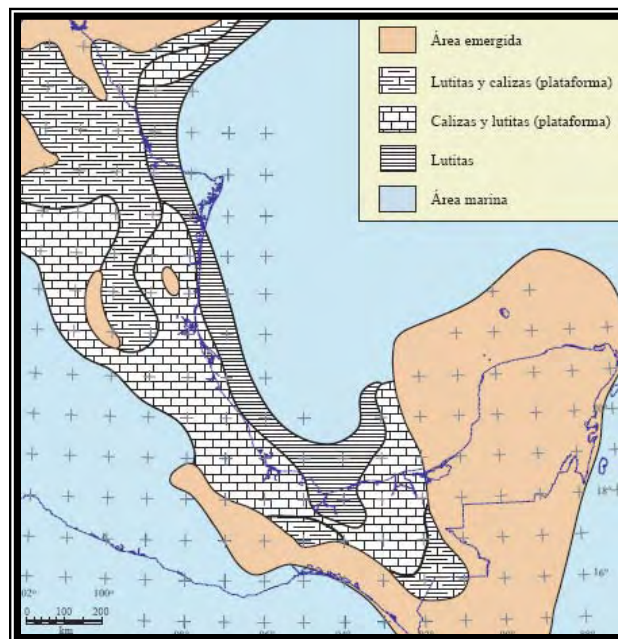


Figura 2.6.4 Paleografía del Tithoniano superior. Nótese la gran extensión de las áreas de plataformas someras, en donde ocurrió el depósito de rocas ricas en materia orgánica que constituyen la principal roca generadora de hidrocarburos en el Golfo de México (Tomado de Padilla y Sánchez, 2007).

La estabilidad tectónica fue tan grande que las rocas depositadas conservaron características litológicas muy similares en toda la cuenca del Golfo de México; por otro lado las islas que bordeaban el occidente del Golfo todavía estaban emergidas y continuaban aportando sedimentos clásticos a las zonas litorales, mientras que en las plataformas predominaba el depósito de calizas arcillosas con abundantes concreciones fosforíticas ricas en fósiles. En el Sureste Mexicano las condiciones de depósito fueron similares a las anteriores (Quezada, 1984).

Hacia fines del Tithoniano continuaba la gran invasión de los mares en el Golfo de México (Salvador, 1991b), (Figura 2.6.4), por lo que el espesor de las rocas del Tithoniano no es uniforme y varía considerablemente como ocurre en el sur del estado de Tabasco.

Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano; el área de las ya extensas plataformas seguía incrementándose y enormes volúmenes de carbonatos fueron depositados sobre la mayor parte de México. De hecho puede decirse que las condiciones tectónicas de estabilidad del Tithoniano se extendieron hasta todo el Neocomiano, con la diferencia de que la proporción de lutitas intercaladas en las calizas de inicios del Cretácico fueron decreciendo hasta casi desaparecer a fines del Valanginiano.

Los espesores de las calizas y lutitas depositadas durante el Berriasiano y el Valanginiano, raramente exceden los 500 metros en el noreste, centro y sureste de México.

En el suroeste del Golfo de México, en las Sierras de Zongolica y Chiapas, en la cadena plegada y sepultada de Reforma-Akal, la sedimentación de carbonatos continuó como ocurrió desde principios del Cretácico y no existe en la columna sedimentaria evidencia alguna de una elevación súbita del nivel del mar. Por otro lado, las largas franjas de arrecifes que se habían venido desarrollando en los bordes de los altos de basamento desde el Neocomiano, continuaron desarrollándose en el occidente y oriente del Golfo de México.

Después del Aptiano, durante el Albiano y el Cenomaniano, continuó la subsidencia general del Golfo de México, a una velocidad aproximadamente constante en toda la cuenca.

El espesor de los cuerpos arrecifales depositados en este lapso indica que la velocidad de subsidencia fue mayor que aquella del Neocomiano. Las áreas que muestran alguna diferencia notable en el sur de México, como por ejemplo las plataformas de Artesa y Mundo Nuevo, estuvieron afectadas por el desalojo de sal Calloviana que generó elevaciones del fondo marino, que a su vez causaron claras discordancias regionales en el Sureste Mexicano (Angeles, 1992).

El Turoniano marca otro cambio importante en los patrones de sedimentación del Golfo de México, porque termina el predominio del depósito de carbonatos. Este cambio fue más evidente en las porciones occidental y noroccidental de la cuenca, pero no lo fue tanto en la parte meridional de la misma, en donde la sedimentación de carbonatos continuó prácticamente invariable hasta el término del Cretácico. Durante esta época, en las plataformas se depositaron capas delgadas de calizas y lutitas (Formaciones Indidura y Guzmantla), mientras que en la cuenca se depositaban calizas con abundantes nódulos y capas de pedernal (Formaciones Agua Nueva y Maltrata), con delgadas intercalaciones de bentonita (Salvador, 1991b).

Para el fin del Período Cretácico, durante el Campaniano y el Maestrichtiano, aumentó el aporte de sedimentos clásticos provenientes del oeste de México, mientras que en el occidente del Golfo de México la subsidencia aumentó y se depositaron gruesos espesores de margas y lutitas de la Formación Méndez (Figura 2.6.5).

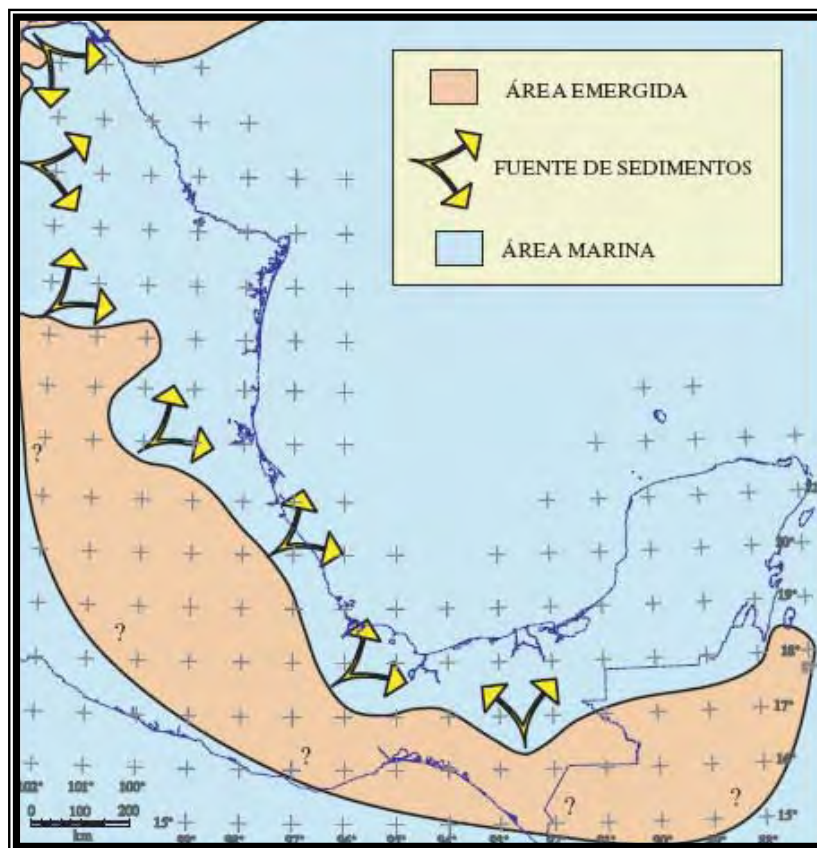


Figura 2.6.5 Paleografía del Turoniano-Maestrichtiano. El aporte de sedimentos del occidente y del sur se incremento y cambio definitivamente el patrón de depósito de carbonatos clásticos, esta condición se mantuvo hasta el Cenozoico (Tomado de Padilla y Sánchez, 2007).

Paleógeno

La primera colisión entre Chortis y Chiapas (Figura 2.6.6), dio por resultado el primer cabalgamiento y levantamiento del macizo de Chiapas (Carfentan, 1981). La colisión en esta primera etapa fue relativamente suave y episódica, evidencias en el cambio de régimen se tienen en la Sierra de Chiapas, donde la formación Ocozuntla representa, localmente frente al macizo de Chiapas, un cambio brusco en las condiciones de plataforma del Cretácico Tardío.

Durante este tiempo los efectos iniciales de compresión incipiente y el peso litostático de la columna sedimentaria ya depositada provocaron el primer emplazamiento importante de masas salinas alóctonas, cabe señalar que la sal ya se había movido en una etapa autóctona durante el Oxfordiano, dando origen a almohadillas y rodillos lo que influenció la distribución de las facies oolíticas del Kimmeridgiano en combinación de la geometría del rift y sus altos de basamento asociado; sin embargo el movimiento de la sal durante el Paleógeno fue de mayores dimensiones.

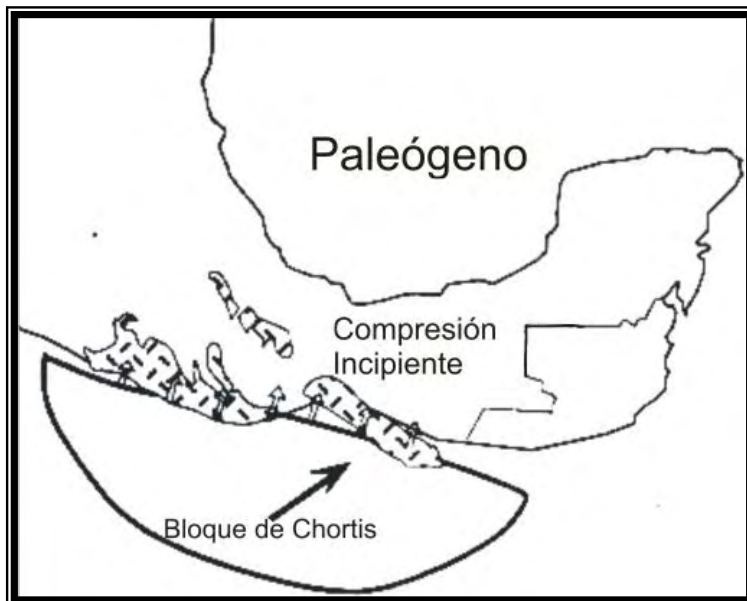


Figura 2.6.6 Colisión Cretácico Tardío - Paleógeno sobre el margen Pacífico. (Tomado de Oviedo, 1996)

El origen de las Cuencas del Sureste está íntimamente ligado con la Sierra de Chiapas y con la Cadena Plegada de Reforma-Akal.

A principios del Paleógeno, el Macizo de Chiapas continuaba emergido en su parte sur, mientras que sobre las rocas carbonatadas marinas (de plataforma en Chiapas y de cuenca en Campeche) de su parte norte, se depositaban gruesas secuencias de clásticos con espesores que varían de 2,500 metros en la zona de Campeche, hasta cerca de 3,000 metros en Chiapas. De acuerdo con Ambrose *et al.* (2003), durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en todo el Sureste Mexicano, aunque en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un depocentro en donde se depositaron gruesas secuencias de arcillas. Al mismo tiempo, sobre la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal se depositaron espesores menores de arenas y arcillas, mientras que en el área de Comalcalco-Salina del Istmo comenzó la movilización hacia el norte, de grandes volúmenes de sal en forma de almohadillas y “*rollers*” (Angeles Aquino *et al.*, 1992).

Los mismos patrones sedimentarios continuaron hasta el Mioceno temprano, pero en el Mioceno medio (Serravaliano, 12.0 m.a.) ocurrió la máxima etapa de deformación que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de décollement en la cima de la sal Calloviana y una convergencia hacia el norte. Sánchez-Montes de Oca (1980) denominó a esta orogenia como Evento Chiapaneco, durante este evento el Macizo de Chiapas también se acortó, por lo que García-Molina (1994) considera que existe otro nivel de despegue profundo dentro del bloque de basamento. Hacia fines del Mioceno e inicios del Plioceno, después de la deformación compresiva del Evento Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal Calloviana en la misma dirección (Figura 2.6.7).

El gran aporte de clásticos provenientes del Macizo de Chiapas durante el Plioceno y el Pleistoceno, causó el depósito de varios kilómetros de espesor de sedimentos, cuya sobrecarga empezó a generar grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con sus bloques caídos hacia el norte. La orientación de las fallas sintéticas es casi perpendicular a la dirección de los pliegues formados durante el Evento Chiapaneco. En la Figura 2.6.8 se ilustra de manera esquemática la relación tectónica entre las estructuras compresionales del Evento Chiapaneco, el desalojo de la sal y la estructuras extensionales asociadas.

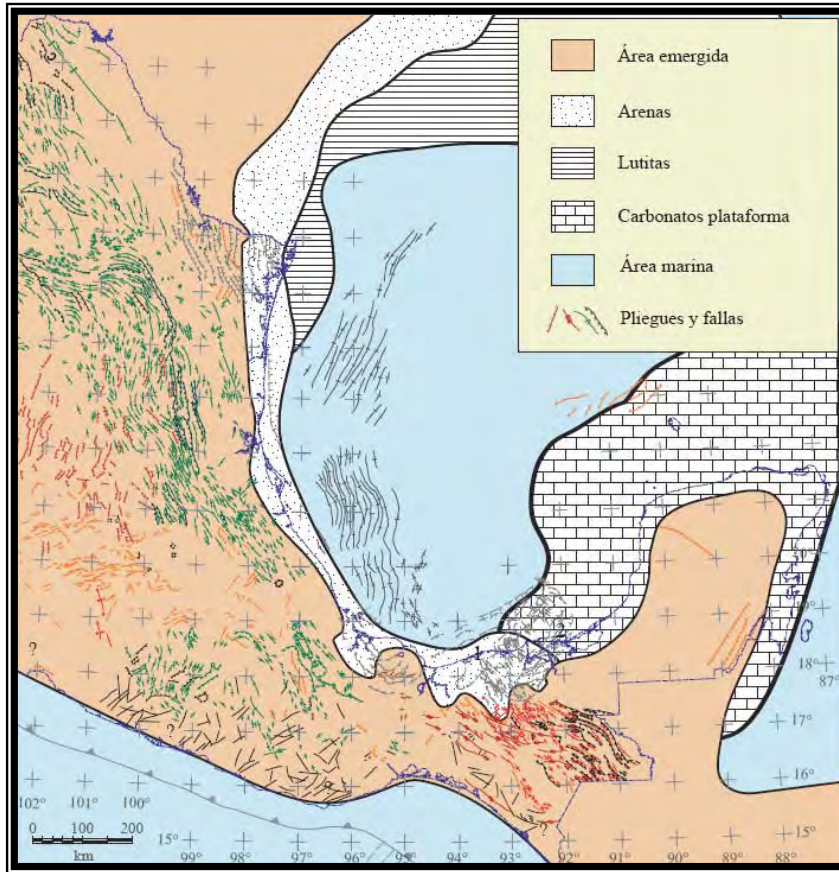


Figura 2.6.7 Paleografía del Pleistoceno Tardío. En este tiempo ya había ocurrido el basculamiento hacia el norte de la cadena Sierra de Chiapas-Reforma Akal por el desalojo de sal Calloviana y se habían formado las cuencas Comalcalco-Salina del Istmo y Macuspana (Tomado de Padilla y Sánchez, 2007).

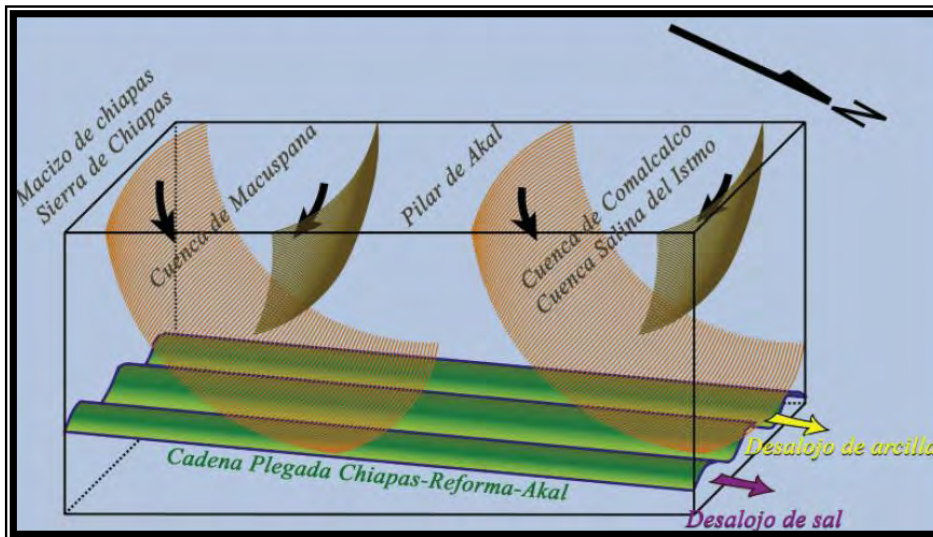


Figura 2.6.8 Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspana y Comalcalco producto del movimiento de la sal y de un deslizamiento gravitacional (Tomado de Padilla y Sánchez, 2007).

Las mayores fallas normales lítricas del Plio-Pleistoceno se formaron en las cuencas de Macuspana y de Comalcalco-Salina del Istmo, mientras que espesores menores de sedimentos clásticos fueron depositados también sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal; una diferencia notable entre estas cuencas consiste en que, mientras en la cuenca de Comalcalco-Salina del Istmo se desalojaba sal (Ricoy, 1989), en la de Macuspana se desalojaba arcilla (Ambrose *et al.*, 2003). En las secciones geológicas regionales de la Figura 2.6.9 se muestran las estructuras de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y Macuspana, así como las estructuras de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal. Las secuencias depositadas en la cuenca de Macuspana estuvieron bajo un régimen de extensión desde el Mioceno tardío hasta el Pleistoceno, tiempo en el que sufrieron una inversión tectónica (Ciclo Cascadiano según Sánchez-Montes de Oca, 1980), que formó los pliegues anticlinales que hoy constituyen las trampas de los yacimientos de esta zona (Ambrose *et al.*, 2003).

En la Figura 2.6.10 se interpretan los pliegues característicos de inversión tectónica en el área del Campo José Colomo. También en las Cuencas de Comalcalco y Salina del Istmo se sabe que ocurrió inversión tectónica, pero no se han publicado los datos correspondientes. Finalmente, también se tienen documentados otras etapas de deformación del Sureste Mexicano durante el Neógeno (Figura 2.6.11), que ocurrieron en el siguiente orden:

- 1.-*Plegamiento y fallamiento de la Cadena Plegada y Cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal durante el Mioceno medio (Figura 2.6.11b), con un despegue al nivel de la sal del Calloviano y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas.*
- 2.-*Basculamiento, hacia el noreste, de la cadena plegada durante el Mioceno tardío.*
- 3.-*Depósito de gruesos espesores de arcillas durante el Mioceno tardío.*
- 4.-*Deslizamiento gravitacional de la columna Paleógena tardía sobre las arcillas miocénicas.*
- 5.-*Formación de la cuenca de Comalcalco durante el Plioceno (Figura 2.6.11c).*
- 6.-*Formación de la cuenca de Macuspana en dos etapas: las fallas que la limitan al sureste y al noroeste se formaron durante el Plioceno y las fallas oblicuas escalonadas este-oeste se formaron durante el Pleistoceno y hasta el Reciente (Figura 2.6.11c). En ambos casos las arcillas del Mioceno favorecieron el décollement que afecta la columna sedimentaria.*

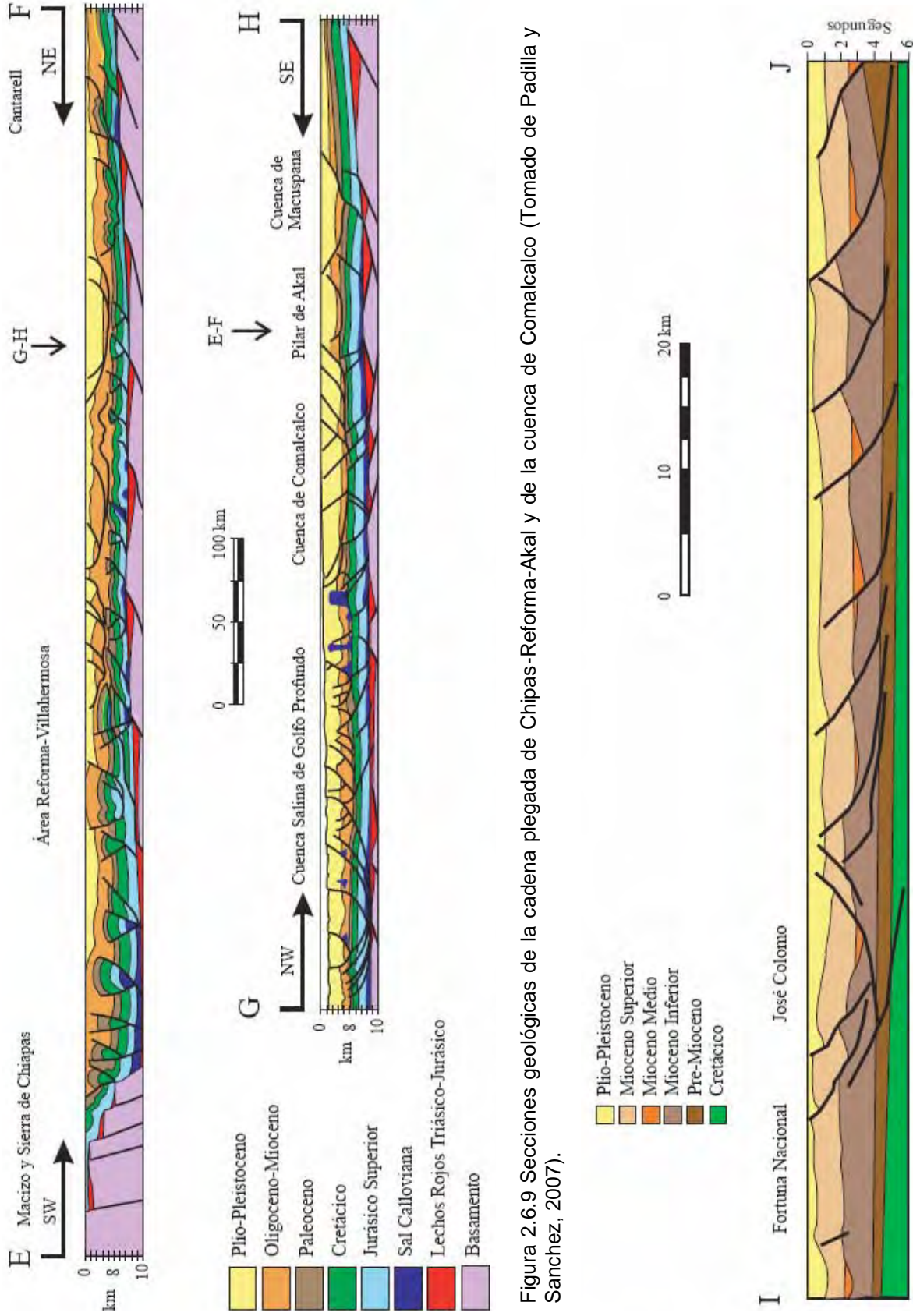


Figura 2.6.9 Secciones geológicas de la cadena plegada de Chipas-Reforma-Akal y de la cuenca de Comalcalco (Tomado de Padilla y Sanchez, 2007).

Figura 2.6.10 Sección geológica de la Cuenca de Macuspiana (Tomado de Padilla y Sanchez, 2007).

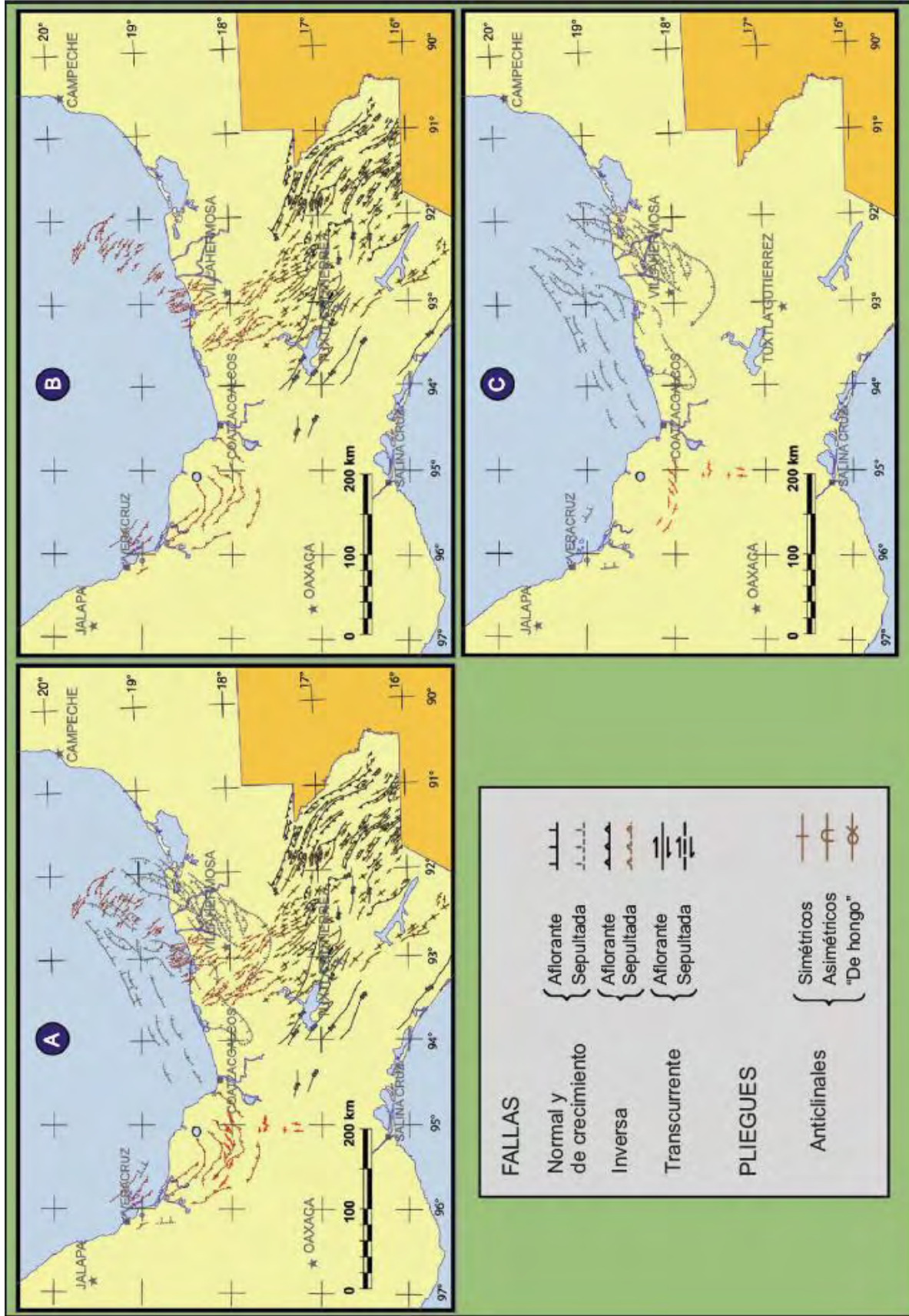


Figura 2.6.11 Estructuras Cenozoicas del Sureste Mexicano. Las estructuras con línea discontinúa están en el subsuelo. A) Todas, B) Pliegues y falla compresionales Miocénicas, C) Fallas extensionales y pliegues compresionales del Plio-Pleistoceno (Tomada de Padilla y Sánchez, 2007).

3. MARCO ESTRUCTURAL

3.1 Marco Estructural de las Cuencas del Sureste.

La disposición estructural de la secuencia deformada por compresión (Figura 3.1.1) tiene su origen en la fase tectónica del Mioceno Medio-Superior, la cual actuó con dirección SW-NE. Se reconocen dos principales familias de deformación: La más antigua y profunda es resultado de esfuerzos de compresión subhorizontales y la más joven y somera es producida también por compresión pero en sentido vertical, lo que origina deformación con extensión. La primera se asocia al Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras desarrollado a partir de un despegue entre la secuencia de evaporitas y de calizas del Jurásico Tardío afectando a rocas del Mesozoico y Paleógeno; en estas estructuras están los principales campos de la región, se caracteriza por las relaciones pliegues-fallas (Figura 3.1.1)

Los estilos estructurales reconocidos en el subsuelo por medio de sismica muestran una dependencia estrecha con el tipo de litología, sus variaciones y con su ubicación respecto a los principales elementos tectónicos de la cuenca; sus geometrías análogas pueden ser observadas en los afloramientos de la Sierra de Chiapas. En un contexto regional, la compresión en sentido horizontal inició a fines del Cretácico Superior y se reactivó durante el Mioceno medio-tardío, evento que definió los rasgos de las estructuras plegadas y falladas. La familia más joven es extensional resultado del deslizamiento gravitacional, es de edad Plio-Pleistocénicas y se caracteriza por importantes sistemas de fallas normales que representan los límites de las subcuencas Cenozoicas (Figura 3.1.2).

En esta última fase de deformación los estilos predominantes son fallas de geometrías lítricas con plegamientos “roll-over” asociados, fallas de crecimiento y fallas asociadas a montículos arcillosos o intrusiones salinas; es importante señalar la presencia de una superficie regional de desacoplamiento que separa al sistema extensional del compresivo, este despegue se extiende por toda el área de estudio y se aloja entre los sedimentos arcillosos del Oligoceno-Eoceno. La tectónica salina tuvo una participación predominante y activa en toda la cuenca ya que grandes masas de sal fueron

evacuados desde la parte inferior de las rocas del Oxfordiano hacia las porciones superiores de la carpeta sedimentaria, alojándose aleatoriamente en diferentes niveles de la misma (Figura 3.1.3). La sal ha sido cortada en muchos pozos en relación con el cinturón plegado del Mesozoico, afectado también a las subcuencas Cenozoicas en las subcuencas Salinas del Istmo, Comalcalco, Huimanguillo y norte de Macuspana.

Hacia las porciones central y sur de la Subcuenca de Macuspana se documentó el proceso de evacuación de arcilla, la cual se movilizó desde las secuencias del Oligoceno y Mioceno, influyendo fuertemente en las geometrías (se le asocian acuñamientos y truncamientos) de las rocas Plio-Pleistocénicas (Figura 3.1.4). El movimiento de la sal y de la arcilla jugó un papel muy importante sobre todo donde se acumularon importantes espesores de sedimentos desde el Plioceno hasta el Holoceno. Los volúmenes de sal o arcilla movilizadas durante esta etapa controlaran directamente las dimensiones de los depocentros y sus rellenos sedimentarios, en las minicuenas.

A partir del comportamiento estructural sedimentario y estratigráfico de las columnas Cenozoicas se identifican 4 provincias plenamente distinguibles entre sí, estas son:

La Subcuenca de Comalcalco, Salina del Istmo y Macuspana, esta última se puede dividir en 2: porción Noreste y Suroeste ubicados en Huimanguillo y el Alto de Jalpa respectivamente (Figura 3.1.5).

Estas subcuencas Cenozoicas interactúan en el Sur con el cinturón de pliegues y Cabalgaduras (de las cuales es sustrato) que es la franja morfotectónica de dimensiones regionales, cuya expresión superficial es la Sierra de Chiapas, cuyas secuencias sedimentarias penetran en el subsuelo por buzamiento hacia el Noroeste y están cubiertas por la secuencias Cenozoicas y Plataforma de Yucatán al Oriente, formada por rocas calcáreas, evaporitas del Mesozoico y Cenozoico poco deformadas

En el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, las estructuras son de tipo anticlinal elongado y cóncavo, generalmente están limitadas en forma irregular por fallas de tipo lateral asociados con procesos de contracción y extensión por lo que también tienen fallas normales e inversas de segundo orden, de diferentes saltos verticales, que las dividen en bloques de diferentes tamaños.

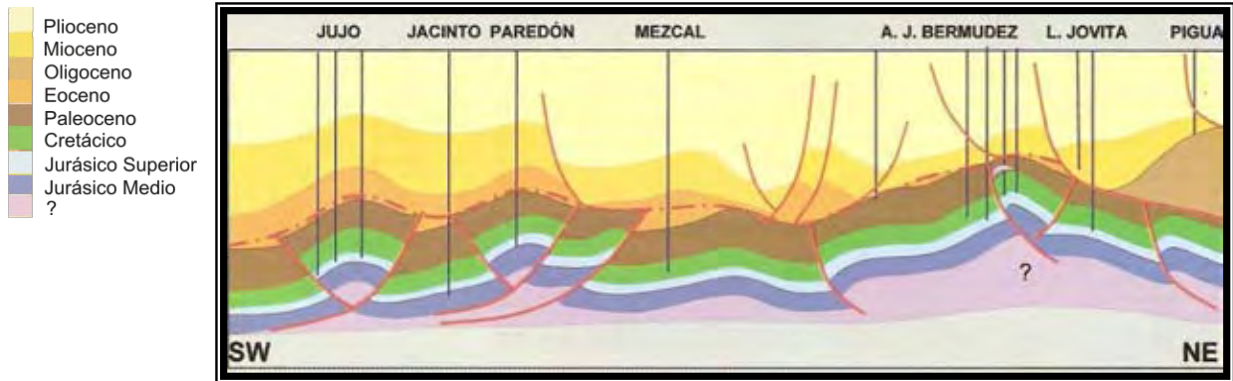


Figura 3.1.1 Familias estructurales de las Cuencas del Sureste, enfatizando el sistema compresivo formador del Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras separadas por despegue regional (línea discontinua) (Tomado de Chávez, 2005).

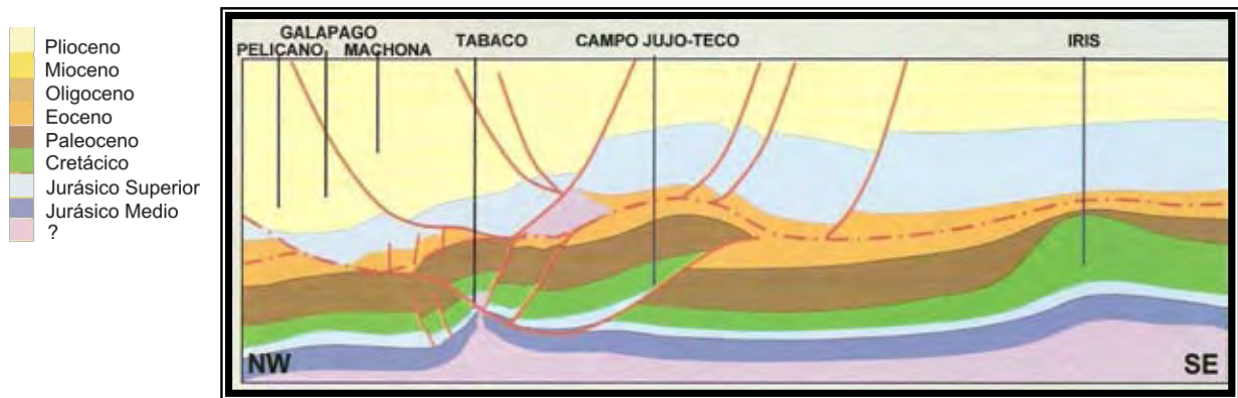


Figura 3.1.2: Familias estructurales de la Cuenca del Sureste, se muestra el sistema extensional producido por deslizamiento gravitacional (línea discontinua), (Tomado de Chávez, 2005).

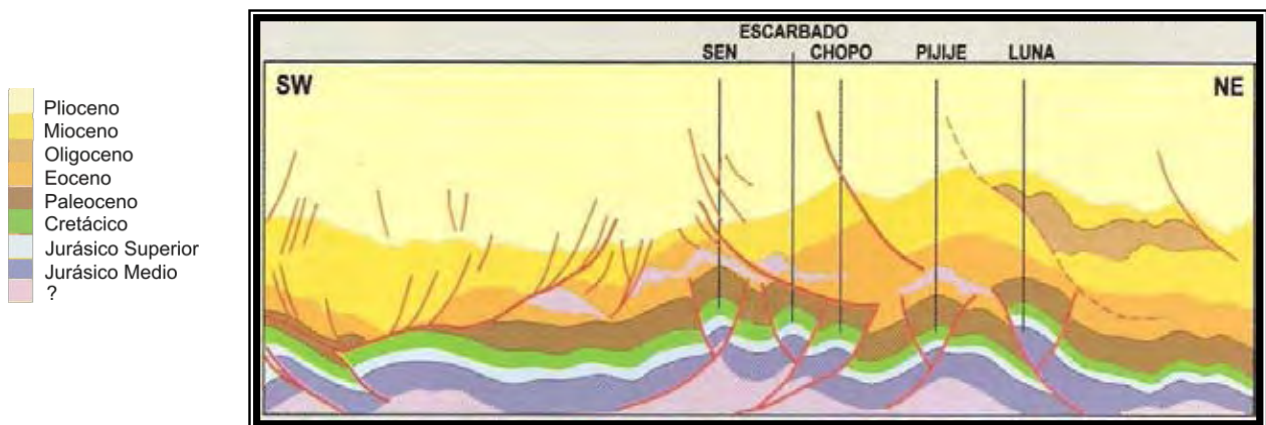


Figura 3.1.3 Estructuras asociados al movimiento de la sal, la cual ha sido muy activa en la Cuencas del Surestes, ya que grandes masas de sal se han movilizadas, quedando aisladas en diferentes niveles de la columna estratigráfica (Tomado de Chávez, 2005).

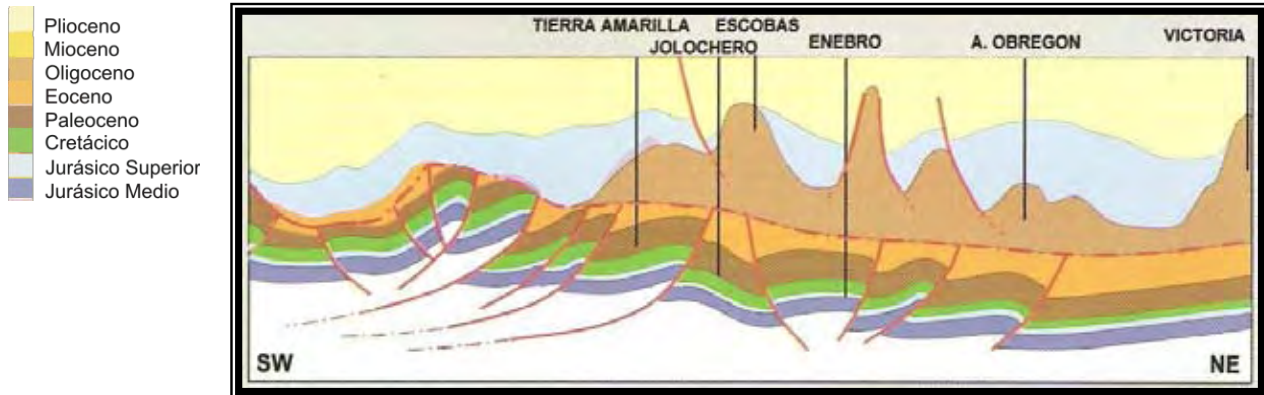


Figura 3.1.4 La evacuación de arcilla ha sido muy importante en el origen y evolución de la Subcuenca de Macuspana, donde son comunes los domos y diapiros (Tomado de Chávez, 2005).

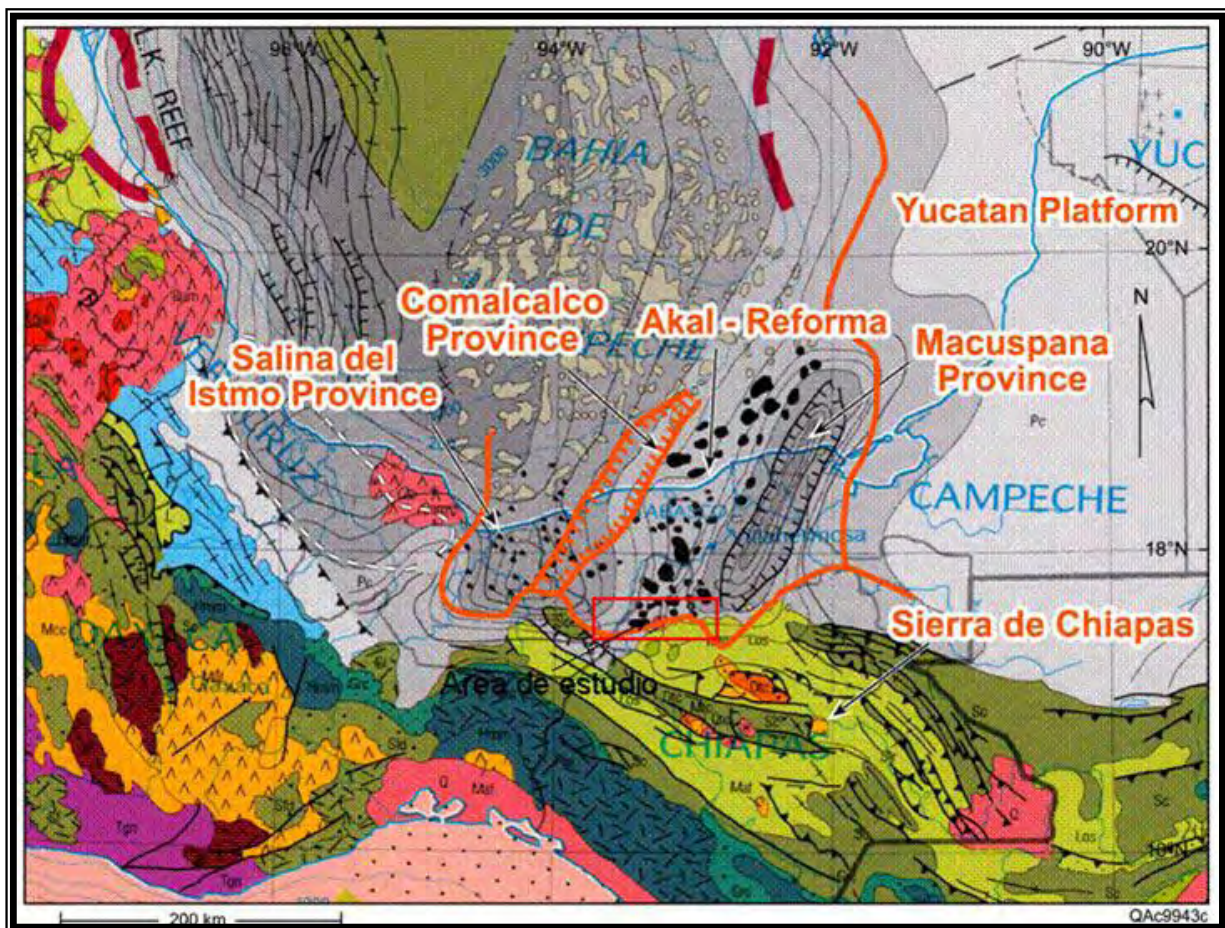


Figura 3.1.5: Principales elementos que conforman en la geología estructural de la región (Tomado de PEMEX, 2000).

Con base en el tipo de fallamiento y a los estilos de plegamientos se estima que el origen de las estructuras se debe a fallamiento lateral y a intrusiones de masas salinas profundas; la forma alargada y la orientación que guardan los ejes de algunas de ellas, muestra una estrecha relación con el origen con la Sierra de Chiapas. Se interpretan varias fases de deformación desde el Jurásico hasta el Reciente, los primeros fallamientos fueron originados antes del Jurásico Tardío, después por la orogenia Laramídica y Cascadiana, posteriormente por la orogenia “Chiapaneca” del Plioceno, siendo modificados después por intrusiones de masas salinas debido a carga de los depósitos clásticos del Cenozoico.

La actividad tectónica de la región, atribuida a la Orogenia Laramídica, ocurrió durante el Cretácico Tardío-Paleogeno y consistió en esfuerzos de tipo horizontal que originara pliegues y fallas inversas. Las fallas normales periféricas que se hallan en el margen sur de la megacuenca del Golfo de México se produjeron por el relajamiento de esfuerzo compresional y por efectos de gravedad en el Mioceno Tardío, Plioceno y en el Cuaternario (Figura 3.1.6).

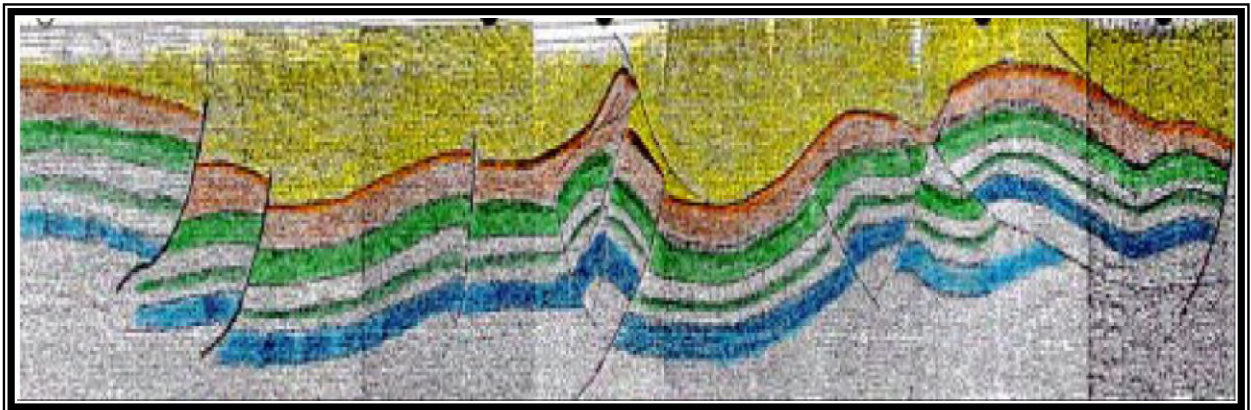


Figura 3.1.6: Sección sísmica regional en tiempo, con interpretación de horizontes: amarillo, Mioceno; anaranjado, Oligoceno; café, Eoceno-Paleoceno; verde claro, Cretácico superior y medio; verde oscuro, Cretácico Inferior, y azul, Jurásico del Área Mesozoica Chiapas-Tabasco (Tomada de Delgado, 2006).

4. SISTEMA PETROLERO.

4.1 Definiciones básicas del Sistema Petrolero.

En la exploración petrolera, las tareas más difíciles corresponden con la selección de un sector de las cuencas en donde hay que explorar, ya que en todos los casos implica una fuerte inversión económica, por lo tanto, es importante familiarizarse con los términos del Sistema Petrolero, ya que facilita el manejo y los planteamientos de las estrategias exploratorias para seguir precisando los problemas a resolver y los objetivos a alcanzar. El sistema petrolero no sólo nos ayuda a entender y modelar las relaciones entre los procesos de generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos en un área específica, sino que además puede ser muy útil para diferenciar y jerarquizar las áreas petroleras a explorar y proponer localizaciones exploratorias evaluando el riesgo de la perforación.

El petróleo se forma a partir de la materia orgánica acumulada y preservada en las cuencas sedimentarias, las cuales son depresiones formadas en la corteza terrestre por diversos procesos geológicos que después son rellenadas por sedimentos terrígenos, carbonatos, sílice, sales, etc. que, con el paso del tiempo geológico y de acuerdo al tipo de sedimentos antes señalado se convierten en rocas clásticas, carbonatadas o mixtas, por efecto de la presión, la temperatura, y otros factores propios de la parte más externa de la corteza terrestre es decir diagénesis (Figura 4.1.1); cabe señalar que en una cuenca sedimentaria pueden existir uno o más sistemas petroleros, ya que coexisten varios tipos de rocas.

Un sistema petrolero es un sistema natural que comprende todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite o gas exista en la naturaleza. El concepto de sistema petrolero, ha evolucionado desde la década de los años setentas y los elementos clave que la definen son la roca generadora, roca almacén, sello, trampa, sincronía, y migración; sin embargo estos elementos deben compartir la relación apropiada espacio-tiempo para permitir que los hidrocarburos, se preserven y se acumulen de forma comercial y no comercial, es decir que exista sincronía (Figura 4.1.1).

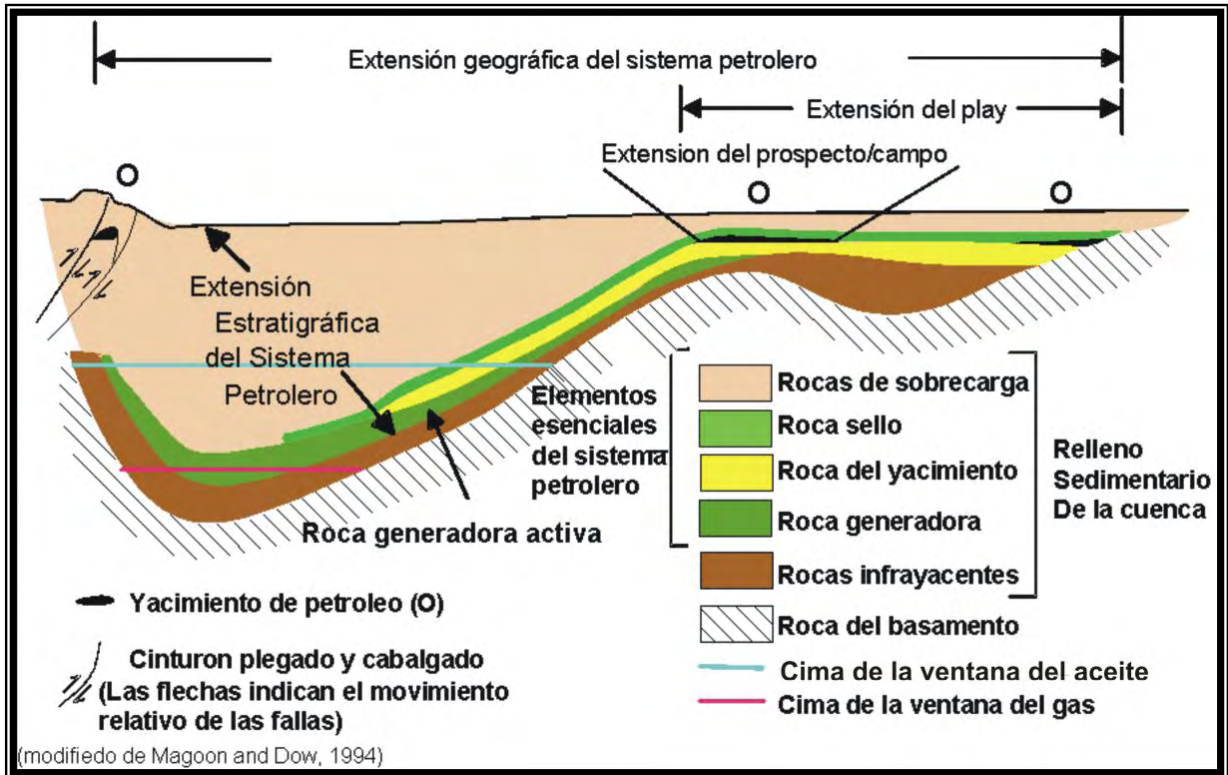


Figura 4.1.1. Cuenca sedimentaria esquemática, donde se tiene a los componentes del Sistema Petrolero (Modificado de Magoon y Dow, 1994).

Demaison y Huizinga (1991), aportaron nuevos conceptos en el estudio sistemático del sistema petrolero y propusieron dividirlos en dos subsistemas fundamentales generador y almacenador.

1.- El subsistema generador se conforma por las tres partes siguientes:

- a) El depósito, la preservación y la litificación de sedimentos ricos en materia orgánica.
- b) La generación de hidrocarburos en el interior de la roca generadora.
- c) La expulsión de hidrocarburos (aceite o gas) de la roca generadora.

Para esto la roca generadora debió haber estado sometida a un incremento térmico de más de 50 °C, durante un lapso de tiempo geológico para alcanzar la madurez termal y poder generar aceite, gas, ambas o nada. A su vez debe cumplir con tres requerimientos geoquímicos: cantidad, calidad y madurez. También se puede catalogar como: potencial, activa, inactiva o agotada; esto se define con base en datos analíticos básicos de pirólisis, ópticos y extractos de materia orgánica, bitumen, kerógeno o hidrocarburos.

2. El subsistema almacenador está constituido por:

- a) Migración primaria y secundaria.
- b) Roca sello.
- c) Trampa.
- d) Roca almacenadora con espacios porosos efectivos.

a) Migración primaria y secundaria de hidrocarburos

La migración es el movimiento de los hidrocarburos (aceite o gas) desde que se forman hasta que se almacena en una trampa o hasta que llegan a la superficie continental o en los cuerpos de agua, una vez expulsados de la Roca Generadora, los fluidos se mueven más libremente por flotación (empuje), y como los hidrocarburos son más ligeros que el agua, son capaces de desplazar el agua hacia abajo y moverse hacia arriba. La migración secundaria se da primero verticalmente hasta que una falla, una discordancia o cambio de facies, ocasionen que el movimiento ocurra en una dirección oblicua o hacia la zona de menor presión. La migración de petróleo dentro de la red de capilares y poros, se realiza en presencia de un fluido acuoso, esto es favorable ya que prácticamente todos los poros de las rocas sedimentarias con potencial petrolero en el subsuelo, se encuentran saturados con agua. La migración puede ocurrir a través de un fluido activo, agua u ocurrir independientemente de la fase acuosa por desplazamiento o por difusión; puede existir una sola fase (aceite y gas disueltos en agua) o un sistema multifásico de fluidos (fases separadas de agua e hidrocarburos), (Tissot y Welte, 1984).

Se le denomina migración primaria al desprendimiento de compuestos de petróleo de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores, se involucra también al transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos del lecho generador de grano fino. La migración secundaria ocurre cuando el aceite expulsado del lecho generador pasa a través de los poros más amplios de la unidad de roca más permeable (England, 1994). La diferencia entre migración primaria y secundaria no se fundamenta en distintos procesos de movimiento, sino en su localización en los poros de diferentes tamaños, en la litología y en la velocidad de desplazamiento. Por otro lado, la dismigración es la pérdida de hidrocarburos de una trampa que pueden formar

manifestaciones superficiales. El peso específico del gas y del aceite es menor que la de las aguas de formación, es por esto que los yacimientos de gas y aceite se encuentran principalmente en altos estructurales, donde las rocas (de porosidad y permeabilidad adecuada) están cubiertas por una roca sello (densa y relativamente impermeable) como evaporitas, lutitas, calizas arcillosas o lutitas calcáreas. La roca sello, es la que condiciona el cierre de las trampas formadas en arenas lenticulares, arrecifes y acuñamiento de unidades de roca más permeables y porosas; estas se conocen como trampas estratigráficas de petróleo (England, 1994), al igual que las trampas estructurales, las trampas por variación de permeabilidad requieren de un sello efectivo.

b) Roca sello

Es la que determina la extensión geográfica del sistema petrolero, la migración termina cuando se tiene la presencia de sellos (rocas impermeables) con comportamiento mecánico plástico. Los mejores sellos son los hidratos de gas, la sal y las evaporitas, pero las más comunes son las lutitas, lutitas calcáreas, calizas arcillosas o margas; estas son rocas compactas sin fracturas abundantes. Las trampas regularmente tienen sellos, en su parte superior y en su parte lateral aunque en algunos casos hay también un sello interior. Los sellos son de tres tipos: Sellos Capilares, Fallas sello, Sellos de Presión.

- Sellos Capilares. Una característica importante en los sellos capilares es el gradiente de flotación, el cual se define como la diferencia de presiones entre el agua y los hidrocarburos, a mayor diferencia de presiones mayor será la fuerza de empuje de flotación:

$$\Delta Flotación = \Delta Presión de Agua - \Delta Presión de Aceite$$

La resistencia es igual a la presión capilar y depende del tamaño de la garganta de poro. Si la flotación es mayor que la resistencia entonces el hidrocarburo migrará, por el contrario, si la resistencia es mayor que la fuerza de flotación entonces el hidrocarburo no puede migrar y existe un entrampamiento, es decir, hay un sello.

Una de las fuerzas resistivas de flotación es la tensión interfacial hidrocarburo-agua y es provocada por la interacción entre ambos fluidos.

La mojabilidad es otra fuerza resistente a la flotación, la cual es provocada por la interacción roca-fluidos; cuando la roca está parcialmente mojada por aceite, entonces la presión de desplazamiento disminuye.

- Fallas Sello. Las fallas funcionan como roca sello cuando:
 - ✓ Las fallas yuxtaponen litologías permeables con impermeables.
 - ✓ La falla está cubierta con un material impermeable.
 - ✓ Existe la presencia de fenómenos diagenéticos a lo largo de la falla, como la recristalización.
 - ✓ Hay cizallamiento a lo largo de la falla y hay zonas de alta presión.
 - ✓ Los echados de las unidades cruzan la falla.

Sin embargo, cuando estas condiciones no se presentan, las fallas pueden funcionar como excelentes rutas de migración si yuxtaponen litologías permeables o al crear redes de fractura.

- Sellos de Presión. Son más comunes a una profundidad mayor a los 3,000 metros y la presión raramente excede de 1 psi/ft. Estos sellos de presión pueden ocurrir en cualquier edad geológica, sin embargo son más comunes en el Cretácico y en el Cenozoico. Comúnmente están limitados por fallas aunque no es una condición indispensable. Los sellos de presión son muy importantes debido a que se caracterizan porque pueden soportar grandes volúmenes de hidrocarburos que no contienen agua libre, la desventaja es que estos sellos tienen que ser efectivos para que no haya fuga de los hidrocarburos.

c) Trampas

Son los arreglos de rocas en el subsuelo donde existe una disposición geométrica convexa de la roca almacenadora (que comúnmente son areniscas, carbonatos (calizas o dolomías), u otras rocas que puedan estar fracturadas; en menor proporción se tienen brechas volcánicas o conglomerados. La roca sello forma parte de la trampa y es la que favorece la acumulación del petróleo e impide que este se escape hacia arriba o hacia los lados. La capacidad máxima de almacenamiento de una trampa está

dada por el volumen entre su punto más elevado y el plano de derrame en el fondo; pueden formarse por la actividad tectónica (fallas, pliegues, etc.), por patrones del depósito sedimentario (estratigráficas), por procesos de disolución efectiva o por fracturamiento. Las trampas pueden ser de tres tipos: Trampas Estructurales, Trampas por variación de permeabilidad, dentro de estas están las estratigráficas y las trampas mixtas que incluyen las hidrodinámicas.

- Trampas Estructurales: Se producen como resultado de la deformación por la acción de sistemas de esfuerzos, las más comunes son:
 - ✓ **Anticlinales**, Típicamente contienen un cierre múltiple cuando son doblemente buzantes (Figura 4.1.2 a).
 - ✓ **Fallas**, Pueden estar contra el cierre del bloque alto o del bloque bajo tanto en fallas normales (Figura 4.1.2 b), como en fallas inversas y fallas laterales.
 - ✓ **Las trampas dominadas por pliegues**, generalmente se forman por mecanismos tectónicos de deformación que ocurrieron después de la sedimentación, pero también los hay como producto de la sedimentación como ocurre en las estructuras “rollover”, las cuales se deben a hundimientos gravitacionales y a compactación, en sitios donde ocurre una lenta tasa de sedimentación. Los pliegues pueden estar o no relacionados con fallas, y estas no necesariamente tienen que estar dentro del yacimiento.
 - ✓ **Las trampas dominadas por Falla**, son muy importantes por su efecto para formar sellos o rutas de migración de los hidrocarburos; pueden actuar como sellos superior, inferior o lateral. Las trampas dominadas por fallas se clasifican de acuerdo al tipo de fallas que las afectan, pueden ser:
 - Trampas por fallas normales, que son las más comunes y ocurren en áreas de sedimentación rápida.
 - Trampas por fallas inversas, que pueden estar asociadas a fallas de alto o bajo ángulo y no producen trampas dominadas exclusivamente por fallas debido a la propagación de pliegues; si no que también las fallas laterales pueden formar trampas petroleras en donde ocurre contracción que genera pliegues y fallas inversas.

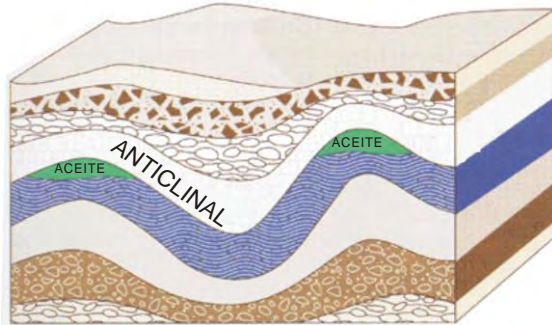


Figura 4.1.2 a: Trampa tipo anticlinal

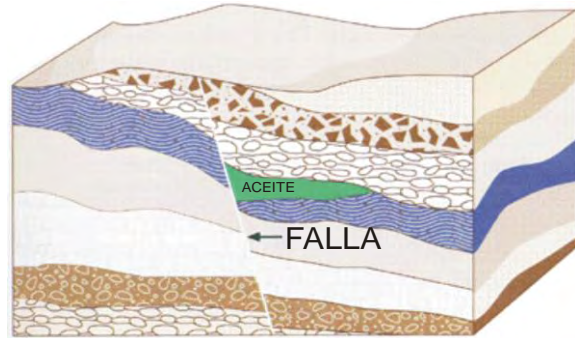


Figura 4.1.2 b: Trampa por falla

Otras trampas petroleras estructurales muy importantes son las que se forman por el movimiento de la sal o la arcilla, las que en su desplazamiento forman domos, diapiros u otras formas que se originan por materiales sedimentarios de baja densidad. (Figura 4.1.2 c).

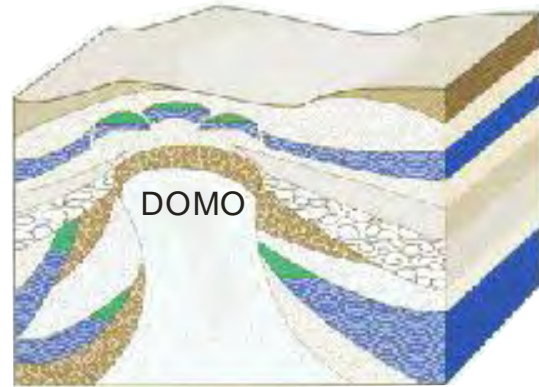


Figura 4.1.2 c Trampa por domo.

- Trampas estratigráficas.

Las trampas por variación de permeabilidad, que incluyen a las trampas estratigráficas son producto de cambios laterales en la litología o en la calidad del almacén; se generan por pérdida de permeabilidad, con esto se forma una barrera natural que impide el movimiento de los hidrocarburos (Figura 4.1.3).

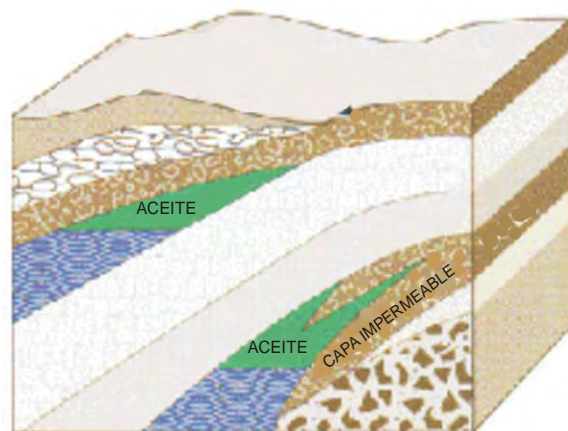
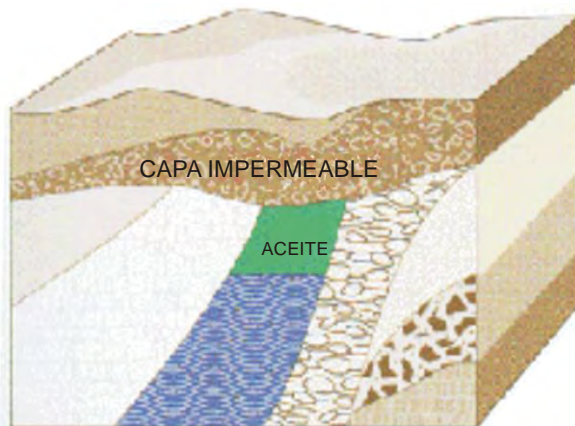


Figura 4.1.3 Trampas estratigráficas.

La clasificación de las trampas estratigráficas se basa en la pérdida de la porosidad, pudiéndose tener los siguientes casos:

- ✓ **Trampas estratigráficas primarias o por depósito**, se producen por cambios durante la sedimentación contemporánea y no están asociadas a discordancias. Las principales trampas estratigráficas primarias se forman por cambios laterales texturales durante el depósito y por relieves sedimentarios sepultados.
- ✓ **Trampas estratigráficas secundarias**, son producto de la diagénesis o de las discordancias; de alteraciones post-depositacionales que pueden crear rocas almacenadoras o sellos por diagénesis de lo que anteriormente fueron rocas permeables. Las discordancias son superficies de erosión o no depósito que separan rocas antiguas de rocas jóvenes.
- ✓ **Las trampas estratigráficas asociadas a discordancias angulares**, son las más comunes aunque también pueden corresponder a discordancias basales, que se forman por el sepultamiento de paleo-elevaciones continentales o erosión o no depósito que sobrepone rocas de diferentes edades.

- Trampas Hidrodinámicas.

En las trampas Hidrodinámicas, el ángulo del contacto raramente excede 10 grados, y existe un régimen hidráulico. Una variación en el contacto agua-aceite puede modificar sustancialmente el volumen de hidrocarburo en ella (aumenta o disminuye).

d) Roca almacenadora.

La roca almacenadora es aquella que almacena el petróleo, este se acumula en los poros de la roca; la porosidad puede ser primaria o secundaria. Los poros deben estar ubicados en grandes volúmenes de roca para que se pueda acumular cantidades importantes de fluido; además, tanto en la trampa como a lo largo de los conductos de migración (desde la roca generadora) se requiere de suficiente permeabilidad efectiva.

4.2 Acumulación de los hidrocarburos.

Las acumulaciones de petróleo se localizan por lo general en rocas permeables y porosas, que es el caso de las areniscas donde el tamaño de grano es relativamente

grueso y con poca (o nada) matriz o materia orgánica insoluble; también los carbonatos de alta energía pueden tener buena porosidad, y las rocas con porosidad secundaria. Es poco probable que las grandes cantidades de petróleo encontradas en estas rocas almacenadoras, se hayan originado ahí mismo a partir de materia orgánica ya que los compuestos fluidos de petróleo se generan en cantidades apreciables únicamente a través de la acción geotérmica del kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente se encuentra en rocas sedimentarias de grano fino, donde es usual que residuos orgánicos insolubles permanezcan en la roca generadora con poca o ninguna alteración (Tissot y Welte, 1984).

El petróleo se acumula en la trampa petrolera a través de la migración secundaria en rocas porosas (permeables), que reúnen las condiciones de una trampa (forma convexa hacia arriba), que dispone arriba y a los lados de una roca sello relativamente impermeable. Existe una distinción entre las trampas estructurales y estratigráficas, las estratigráficas se originan principalmente por las características de depósito, mientras que las estructurales se relacionan con los fenómenos tectónicos (Tissot y Welte, 1984).

La mayoría de las acumulaciones de petróleo se ubican en yacimientos de rocas clásticas como areniscas y carbonatos y en menor proporción se encuentran en calizas compactas fracturadas, rocas ígneas y metamórficas las cuales tienen una menor intervención. La porosidad en un yacimiento de aceite o gas se encuentra en términos generales dentro del intervalo de 5 a 30%.

4.3 Generación de los hidrocarburos.

Después de conocer los principales factores que pueden originar la existencia del sistema petrolero, es necesario describir como se forman los hidrocarburos, de acuerdo a la teoría Engler (1911), en donde pasa de la diagénesis y catagénesis a la metagénesis; estas son etapas consecutivas de alteración dentro del ciclo del carbón, que de manera irreversible generan cambios en la composición de la materia orgánica acumulada en las rocas generadoras que entran en los procesos de maduración térmica.

1ª etapa.

La diagénesis se refiere a la etapa más temprana de alteración y cambios en la materia orgánica, en la que los restos de organismos acuáticos y terrestres se alteran y se degradan por procesos biológicos y químicos de baja temperatura, esta alteración inicia en la columna de agua y se extiende por sedimentos no consolidados y rocas sedimentarias no muy compactadas (Horsfield y Rullkötter, 1994). Permanecen los constituyentes de tipo ceras, grasas y otras materias estables, solubles en aceite; en esta fase se forma una sustancia insoluble denominada kerogeno y gas biológico o biogénico que en muy pocas ocasiones se preserva.

2da etapa.

La catagénesis es la etapa principal de formación del petróleo a partir de la transformación kerógeno, se caracteriza por la ocurrencia de reacciones de maduración de primer grado, donde la cinética es determinada por la estructura del kerógeno y su grado de deformación en el tiempo geológico; a condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO₂ de los compuestos con grupos carboxílicos, y H₂O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso. La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas (protopetróleo) y todos los aceites que forman los yacimientos petroleros. La temperatura juega un papel muy importante dentro de la ventana de generación de gas y aceite catagénicos o térmicos. Los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclizan para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

3ra etapa.

La metagénesis es la etapa de transformación de la materia orgánica ubicada entre la catagénesis y el metamorfismo de la secuencia sedimentaria, esta fase se caracteriza por la generación de gas de alta temperatura (metagénético), formando exclusivamente gas metano.

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes. La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo), como se muestra en la tabla 4.3.1.

| Aceite crudo | Densidad (g/cm ³) | Densidad (grados API) |
|--------------------|-------------------------------|-----------------------|
| Extrapesado | >1.0 | 10.0 |
| Pesado | 1.0 - 0.92 | 10.0 - 22.3 |
| Mediano | 0.92 - 0.87 | 22.3 - 31.1 |
| Ligero | 0.87 - 0.83 | 31.1 - 39 |
| Superligero | < 0.83 | > 39 |

Tabla 4.3.1 Clasificación de petróleo crudo de acuerdo a su densidad y grados API

En los yacimientos de México se explotan tres variedades de petróleo crudo (Tabla 4.3.2).

| TIPO | CARACTERISTICAS |
|----------------|---|
| Itsmo | Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso. |
| Maya | Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso. |
| Olmecca | Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso. |

Tabla 4.3.2 Tipos de aceite crudo que se produce en los campos petroleros mexicanos.

4.4 Sistema petrolero de las Cuencas del Sureste.

Dentro del Sistema Petrolero de las Cuencas del Sureste de México se han identificado tres subsistemas generadores, los cuales están en orden de importancia por el volumen generado de la siguiente manera:

El primero corresponde con calizas arcillosas con alto contenido orgánico, formadas en un ambiente reductor en el Jurásico Superior (Tithoniano).

En la porción sur de las cuencas y al oriente de la Sierra de Chiapas se identifica el segundo subsistema asociado a secuencias cretácicas de facies de plataforma carbonatada–evaporítica.

El tercero, identificado en la subcuenca de Macuspana, generó gas a partir de materia orgánica procedente de plantas superiores del Cenozoico, sus rangos de madurez son moderadamente bajos. Las rocas almacenadoras se encuentran en casi toda la columna estratigráfica de la cuenca: calizas oolíticas del Kimmeridgiano; brechas y turbiditas de talud y cuenca del Cretácico Inferior; calizas de plataforma, talud y cuenca del Cretácico Superior; brechas de talud, flujos turbidíticos intracuenca del Cretácico Superior, y arenas costeras y deltaicas del Cenozoico (Figura 4.4.1).

Cuenca de Macuspana–Comalcalco.

En la cuenca de Macuspana, las principales rocas generadoras corresponden a las lutitas y calizas arcillosas con gran cantidad de materia orgánica del Jurásico Superior, Tithoniano, y posiblemente del Kimmeridgiano, las cuales alcanzaron la presión y temperatura adecuada para la generación de hidrocarburos durante el Cenozoico.

Las rocas almacenadoras corresponden a las Formaciones Amate Inferior y Superior del Mioceno Superior, Encajonado, Zargazal del Mioceno Medio y Belén Inferior y Superior del Mioceno Inferior. La Formación Amate consiste de una secuencia de lutitas con intercalaciones de arenisca de grano fino a medio, depositadas en ambiente nerítico interno medio en el cual se tiene la mayor producción de gas, el espesor de esta unidad fluctúa de 700 a 2000 m.

La Formación Amate superior ha sido uno de los principales objetivos de la perforación, ya que es una formación productora tanto en la cuenca Salina del Istmo como en la Cuenca Macuspana, y tiene producción de gas seco en sus facies arenosas.

Las Formaciones Encajonado y Zargazal del mioceno y Belen Inferior y Superior del Mioceno Superior, están representadas por una secuencia de areniscas de grano medio a grueso con delgadas intercalaciones de lutitas.

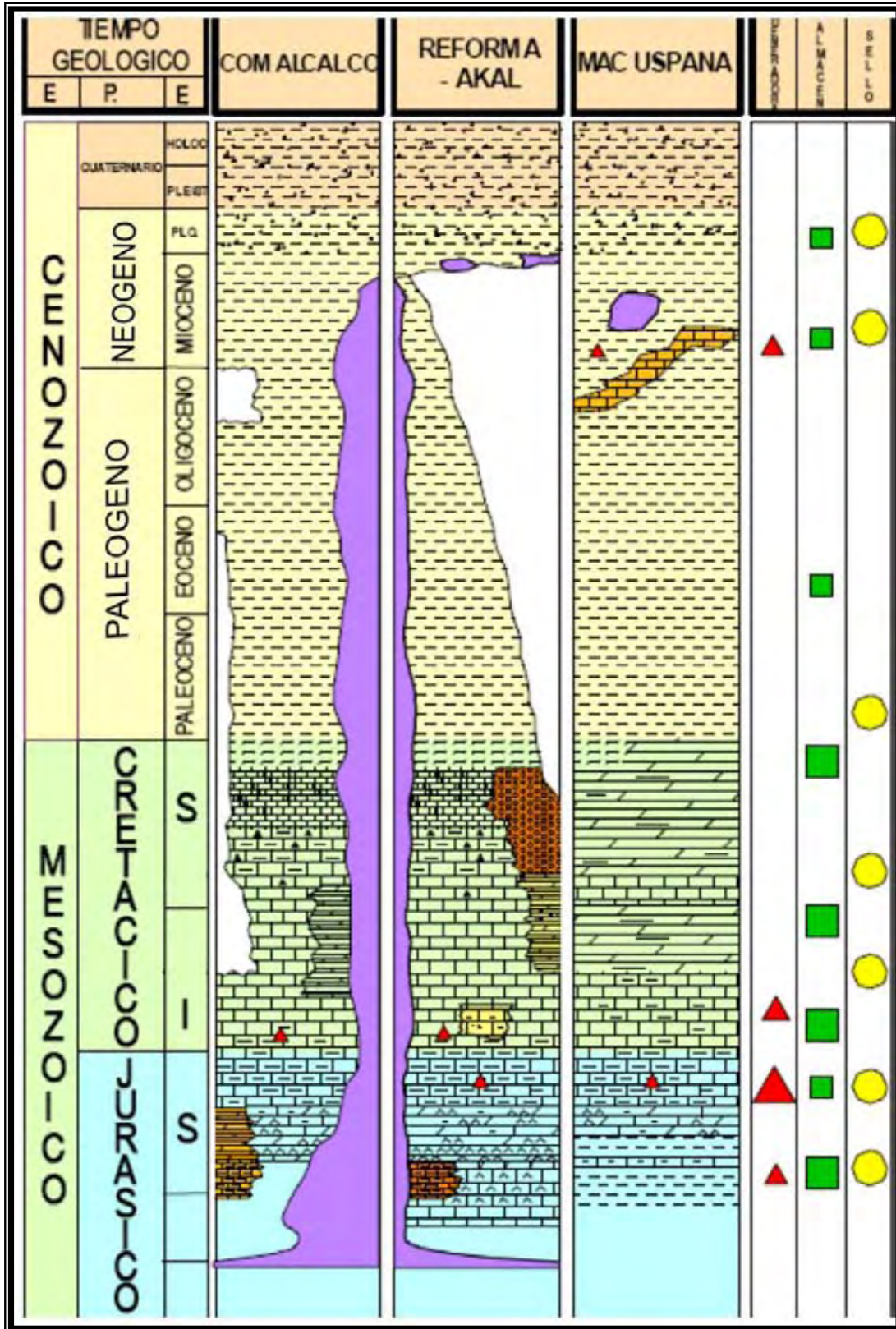


Figura 4.4.1 Columna estratigráfica tipo de las Cuencas del Sureste, diferenciada por las tres grandes áreas que la conforman. Se indican las principales rocas generadoras, almacenadoras y sello (Tomada de Ramírez, 1999).

La Formación Belén produce gas seco, la Formación Zargazal presenta yacimientos de aceite en la parte correspondiente a la Cuenca Salina del Istmo; en la Cuenca de Macuspana solo presenta objetivos potencialmente atractivos que no han resultado productores debido a que los cuerpos arenosos no tienen los volúmenes necesarios para ser económicamente explotables.

La Formación Encajonado presenta areniscas con gas en el límite de la base de la formación Zargazal.

Las rocas sellos son las lutitas y areniscas arcillosas del mismo Mioceno y del Plio-Pleistoceno.

Las trampas de los yacimientos están asociadas principalmente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas. Las trampas estructurales son de tipo anticlinal, a consecuencia de los plegamientos del área y a la asociación de las intrusiones de masas salinas, con las deformaciones dómicas que caracterizan a tales estructuras. Las trampas estratigráficas se encuentran representadas por acuíferos de arenas y discordancias.

La migración de hidrocarburos ocurre principalmente desde el Mioceno en un movimiento ascendente desde el Tortoniano hasta alcanzar los horizontes almacenadores del Cretácico Inferior y Superior.

En mejores condiciones de porosidad y de permeabilidad, los hidrocarburos migran entonces en sentido transversal y vertical, hasta saturar al 100% parte de las trampas en el ámbito regional, hecho que generalmente ocurre desde el Plioceno.

Cuenca Comalcalco.

Las rocas generadoras corresponden al Tithoniano y están constituidas por una caliza arcillosa con alta cantidad de materia orgánica de tipo II, una segunda roca generadora se ha identificado solo por la relación de esteranos y terpanos en la porción sur y comprende una secuencia calcáreo-evaporítica del Cretácico Inferior también con kerógeno tipos I y II, y finalmente en la porción SE tiene una asociación a una roca generadora de ambiente marino deltaico del Mioceno inferior con kerógeno tipos III y II.

Cuenca de Chiapas-Tabasco.

El área de estudio donde se encuentra el Pozo NAFA 01 está dentro de la Cuenca de Chiapas-Tabasco. Las principales rocas generadoras corresponden a las lutitas y calizas arcillosas con gran cantidad de materia orgánica del Jurásico Tardío, Tithoniano y en menor proporción del Kimmerdigiano, las cuales alcanzaron la presión y temperatura adecuada para la generación de hidrocarburos durante el Paleógeno y Neógeno.

En la región de Chiapas-Tabasco las rocas arcillo-calcáreas oscuras del Tithoniano son las que presentan las mejores características para la generación de hidrocarburos, debido a su alto contenido de materia orgánica, de tipo sapropélico, tiene condiciones adecuadas para generar hidrocarburos líquidos y al potente espesor que presentan ya que en ocasiones alcanzan los 660 m; a estos parámetros se debe a la gran generación de aceite existente en el área, los sedimentos están formados según Bello y Guardado (1991), por microdolomías y mesodolomías, micritas, micritas fosilíferas, depositadas en ambiente lagunar, mientras que en la fases de inframarea somera los sedimentos están compuestos por micritas fosilíferas arcillo-limosas proveniente de ambiente lagunar.

El gradiente geotérmico, relativamente bajo en el área, nos permite encontrar acumulaciones de aceite a más de 5200m, lo que nos indica que la roca generadora se encuentra en un grado de madurez adecuado para la generación de hidrocarburos líquidos.

En la región de Chiapas-Tabasco las rocas almacenadoras son del Cretácico y Jurásico Tardío, son de naturaleza calcárea, fundamentalmente dolomías, calcarenitas y micritas; todas ellas con evidencias claras de fracturamiento, algunas veces intenso. Hacia la porción sur del área, sus espesores rebasan los 3000 m, concordando con los reportados en la Sierra de Chiapas. Hacia el norte se reduce ya que los espesores fluctúan entre los 1200 y 300 m.

El ambiente de depósito varía entre cuenca y plataforma, incluyendo facies transicionales correspondientes al borde de la plataforma, por lo que en algunos casos

se ha determinado a manera de lentes la presencia de brechas de calcarenita y calcirudita, particularmente en las áreas donde se ubican los campos de Cunduacan, Cactus, Sitio Grande, Copano, Chiapas, Sunuapa y Muspac.

Las rocas del yacimiento se distribuyen en casi toda la región, con excepción de la parte norte de la misma, en donde, debido al cambio de condiciones de depósito de plataforma a cuenca, la porosidad primaria desaparece como es el caso del área Arrastradero.

Las excelentes características de roca almacén que presentan los carbonatos masivos Mesozoicos, se desarrollaron como resultado de dolomitización por reflujo y dolomitización secundaria, aunada al intenso fracturamiento y al hundimiento profundo que favoreció un rápido relleno terrígeno de sedimentos del Cenozoico Tardío.

La porosidad primaria de acuerdo con los registros geofísicos varía de 1 a 25% y en promedio es de 8%; es de tipo intergranular, intercristalina y en cavidades de disolución principalmente. Por lo general, la porosidad se incrementa por el fracturamiento intenso de las rocas.

La permeabilidad de las rocas almacenadoras es muy variable van desde 7800 md/m hasta 10 md/m, sin embargo y los valores bajos en la permeabilidad se incrementan por el intenso fracturamiento que exhiben las rocas almacenadoras.

En la región de Chiapas-Tabasco el sello está constituido por rocas arcillosas del Cretácico Tardío (Formación Méndez) y las lutitas del Cenozoico son los sedimentos que constituyen el sello de los yacimientos, el espesor de la Formación Méndez varía de 60 a 420 m, por lo que es de suponerse que estas rocas descansan sobre la secuencia calcárea del Cretácico Tardío (Formación San Felipe y Agua Nueva) mediante discordancias paralelas.

La naturaleza arcillosa de la secuencia cenozoica y su actitud discordante sobre todo en la porción sur, constituye un sello adicional de los yacimientos cretácicos. El espesor de este sistema es potente, llegando a rebasar los 5000 m, pero su distribución es irregular. Las trampas son principalmente estructurales de tipo

anticlinal, alargándose de forma dómica, esto es consecuencia de los plegamientos del área y a la asociación de las intrusiones de masas Salinas, con orientaciones en sus ejes de NW-SE y paralelas al anticlinorio de la sierra de Chiapas, del cual constituyen sus buzamientos hacia el NW.

En la mayoría de los casos, en dirección NW no se aprecian los sinclinales respectivos entre los anticlinales, si no que forman grupos de 3 a 4 separados entre si por fallas normales e inversas. Este ordenamiento estructural permite tener verdaderos complejos productores.

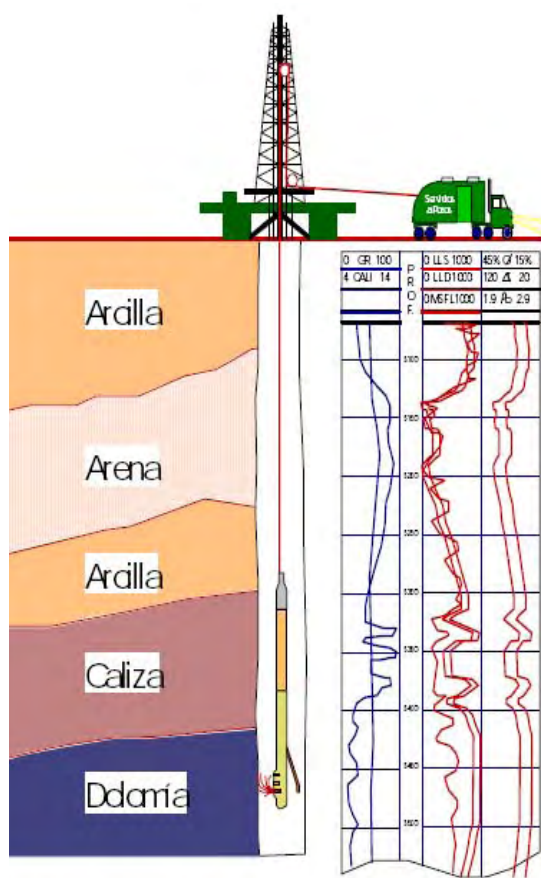
En segundo lugar, las trampas estratigráficas se encuentran representadas por acuñamientos de arena y por discordancias angulares.

La generación de los aceites del subsistema Tithoniano inicia al sur de la cuenca a fines del Cretácico Superior y alcanza hasta el Mioceno Superior al norte. La expulsión sigue un patrón muy similar, en el Oligoceno-Mioceno al sur, y durante el Mioceno-Plioceno al norte de la cuenca. Las rutas de migración son predominantemente verticales hasta el llenado de las trampas cercanas durante el Mioceno, posteriormente se tiene migración lateral durante el Plioceno para saturar las menos próximas.

El Sistema Petrolero funciona eficientemente generando y reteniendo hidrocarburos, en gran parte de la cuenca, las trampas se formaron antes de la expulsión y fueron adecuadamente cargadas. El grado de preservación del petróleo tiene un bajo riesgo.

5. PETROFÍSICA.

La petrofísica es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo y de geología, la cual determina cuantitativamente o cualitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma, así como la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado; debido a que los pozos exploratorios tienen muy poca información del yacimiento, esta situación demanda un programa bien estructurado de registros geofísicos de pozo que ayuda a obtener información acerca de las características de la roca, la porosidad del yacimiento y la saturación de fluidos. El muestreo del pozo y los registros se adquieren en el primer caso cuando la barrena va atravesando el subsuelo, este muestreo se hace de forma directa estudiando muestras de la formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación y en el segundo caso se obtiene información cuando se hace pasar la sonda frente a la



formación moviendo la herramienta lentamente con el cable (Figura 5.1); en la sonda es donde se tienen los sensores y el dispositivo electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviarlos a la superficie por medio del cable en donde recibe e interpreta las ordenes que son generadas en una unidad móvil o estacionaria que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. Al final se obtiene un registro geofísico de pozo que es un gráfico X-Y en donde el eje Y representa por ejemplo la porosidad de la formación. Los registros geofísicos de pozo son fundamentales en la exploración y caracterización de yacimientos.

Figura 5.1 Diagrama esquemático de la adquisición de la información del subsuelo por medio de registros geofísicos de pozos (Tomado de PEMEX, 2000).

Las aplicaciones principales de los registros geofísicos de pozos son para obtener información de:

- Profundidad de ocurrencia de los eventos geológicos.
- Comportamiento estratigráfico.
- Comportamiento estructural.
- Extensión y geometría de los yacimientos.
- Calibración de la sísmica en profundidad.
- Determinación de los ambientes y cuerpos sedimentarios.
- Reconstrucción de las facies sedimentarias.
- Determinar el gradiente geotérmico.
- Determinación de presiones anormales.
- Propiedades de la roca yacimiento.
- Identificación de las rocas sello.
- Distribución de los fluidos.
- Ubicación de los contactos entre los fluidos o entre formaciones.
- Selección de zonas prospectivas.
- Evaluación petrofísica-mapas-reservas.

Los formatos en los que se almacena la información de los registros geofísicos son en archivos digitales tales como:

LAS: “Log ASCII Standard”, implementadas en 1989 por la Sociedad Canadiense de Perfilaje; es un formato de estructura simple, accesible en editores de texto de Unix y Pc, de tamaño justo; en este formato se incluye la información de los encabezados y las curvas de un perfil.

DLIS: “Digital Log Interchange Standard”, implementado en 1991 por la American Petroleum Institute (API); este formato asegura la rastreabilidad requerida por la industria de E&P, al especificar el equipamiento, las herramientas, los procesos y los datos utilizados en la corrida de un registro. Registra datos de estructura compleja como ondas e imágenes, por lo que necesita bibliotecas de software para abrirlos.

LIS: “Log Information Standard”, implementada por Schlumberger en 1970; es un formato de datos binarios; fue el formato convencional de datos dentro de la industria del perfilaje hasta que fue superado por el Digital Log Interchange Standard (DLIS) en los años noventa.

PDS: “Picture Description Standard”, fue implementado por Schlumberger, es un formato de datos binarios, muy conveniente por su gran calidad gráfica, espacio en Kbs, facilidad de incorporar anotaciones, corre en Unix y Pc.

TIF: “Tagged Image File Format”, archivo de imagen.

CGM: “CGM”, Archivo de imagen también para almacenar registros de imagen de pared de pozo.

Una vez que se tiene la información en un formato digital, se edita el encabezado del archivo y las curvas de SP sufren un proceso de drift o deriva en profundidad (desplazamiento de la línea base), que obedece a cambios de las condiciones alrededor del pozo como la temperatura y salinidad, entre otras. Esto hace necesario un proceso de “Normalización” que no es más que el ajuste de la curva en las zonas de lutitas hacia una línea base, donde el valor estático SSP de la curva debe de ser o estar muy cerca del cero.

Las herramientas se clasifican en función de su fuente de medida y estas pueden ser, resistivas (fuente, corriente eléctrica), radiactividad (fuente, capsulas radioactivas), sónicas (fuente, emisor de sonido) y de resonancia magnética (fuente, electromagnética), (Figura 5.2).

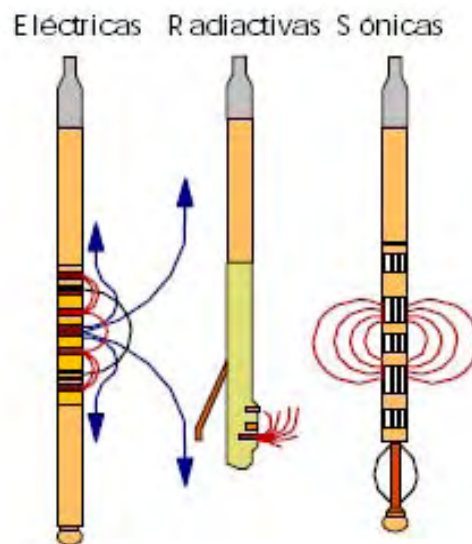


Figura 5.2: Diagrama esquemático de los 3 tipos de herramienta eléctrica, radioactiva y sónica (Tomado de PEMEX, 2000).

Dentro de los principales objetivos de los registros geofísicos de pozo podemos mencionar a los siguientes: porosidad, radioactividad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad, delimitación (cambios) de litología, desviación y rumbo

del agujero, dirección del echado de formación, evaluación de la cementación, condiciones mecánicas de la tubería de revestimiento (TR), etc.

La adquisición se puede realizar en agujero abierto o entubado y el tipo de registro dependerá del tipo de lodo con base a agua dulce o salada con que se esté perforando.

Cuando se utiliza lodo de base agua dulce se pueden obtener los siguientes registros:

1. Arreglo de inducción de alta resolución o doble inducción/ esférico.
2. Densidad compensada/neutrón compensado/rayos gamma espectral.
3. Sónico de onda completa.
4. Imágenes de resonancia magnética.
5. Echados de alta resolución, microimágenes eléctricas de formación o rastreador acústico circunferencial para visualización.
6. Probador de formaciones.
7. Cortador de núcleos de pared.

Cuando se utiliza lodo base agua salada se pueden obtener los siguientes registros:

1. Doble Laterolog / Micro-esférico enfocado.
2. Densidad compensada/ Neutrón compensado/ rayos gamma espectral.
3. Sónico de onda completa.
4. Imágenes de Resonancia Magnética (para condiciones óptimas de agujero).
5. Echados de alta resolución, micro imágenes eléctricas de formación o rastreador acústico circular.
6. Probador de formaciones.
7. Cortador de núcleos de pared.

Para caracterizar de manera indirecta a las formaciones que se encuentran en un yacimiento, se utilizan registros de resistividad, neutrón, densidad, de resonancia magnética y sónico en muchos casos el registro sónico es necesario para correlacionar con secciones sísmicas. Las pruebas de formación y núcleos de pared podrían también necesitarse para tener un mayor entendimiento del interior de la formación; en nuestro caso solo nos enfocaremos a las herramientas que registran en agujero abierto. A continuación se realizará la mención de los principios físicos de los registros, que utilizaremos para conocer los diferentes parámetros que se usaron para la evaluación inicial de la petrofísica del pozo NAFA01.

Registros Resistivos.

Sirven para deducir la resistividad en una zona no invadida, es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control de pozo; las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. También se utilizan para determinar la resistividad cercana al agujero, ahí es útil para identificar el filtrado de lodo o el reemplazo a los fluidos originales. Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación del agua. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la productividad de la formación. Existen varios tipos de registros resistivos útiles y son: Inducción, Doble Inducción, Doble Laterolog, Microesférico, Medición de echados y Micro Imágenes Resistivas.

Registros nucleares.

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de medidas obtenidas de herramientas nucleares, estas utilizan fuentes radioactivas y se mide la forma de interactuar con la formación de las partículas irradiadas por la fuente. Las herramientas para medir la radiación natural no requieren de fuentes radioactivas, la información que proporciona es útil para determinar la arcillosidad y contenidos de minerales radiactivos de la roca. Dada la forma diferente en que las partículas interactúan con la materia, resulta útil la comparación directa de las respuestas obtenidas para la detección de las zonas con gas, arcillosas, etc. Se tienen 3 tipos de herramientas nucleares: Rayos Gamma Espectroscopia (Radiación Natural), Neutrón Compensado (Neutrones), Litodensidad compensada (Rayos Gamma).

Para los rayos gamma, la curva GR (gamma ray) representa la radioactividad natural de las rocas, debido a la presencia de los elementos uranio (U), torio (Th), y potasio (K); el decaimiento de estos genera la emisión continua de rayos gamma naturales, lo que pueden penetrar varias pulgadas de roca y es medido en unidades API.

Sus aplicaciones son principalmente para relacionar la identificación de litología, evaluación de la arcillosidad de las capas y la correlación pozo a pozo.

Para el registro de neutrones la curva graficada es de forma lineal en una escala (0.45) a (-1.5) y nombrada con la abreviatura NPHI. El registro de densidad compensada se gráfica dependiendo de la litología que se tiene y su escala va de 1.95 a 2.95 gr/cm^3 considerando una densidad promedio de los carbonatos de 2.75 gr/cm^3 , en secciones de areniscas la escala va de 1.90 a 2.90 gr/cm^3 , considerando una densidad promedio de cuarzo de 2.65 gr/cm^3 , esta curva es graficada en el mismo carril NPHI, con la abreviatura RHOB o RHOZ.

En la Figura 5.3 se observa en los primeros 2 carriles un registro de rayos gamma, el tercero de densidad y el cuarto de resistividad.

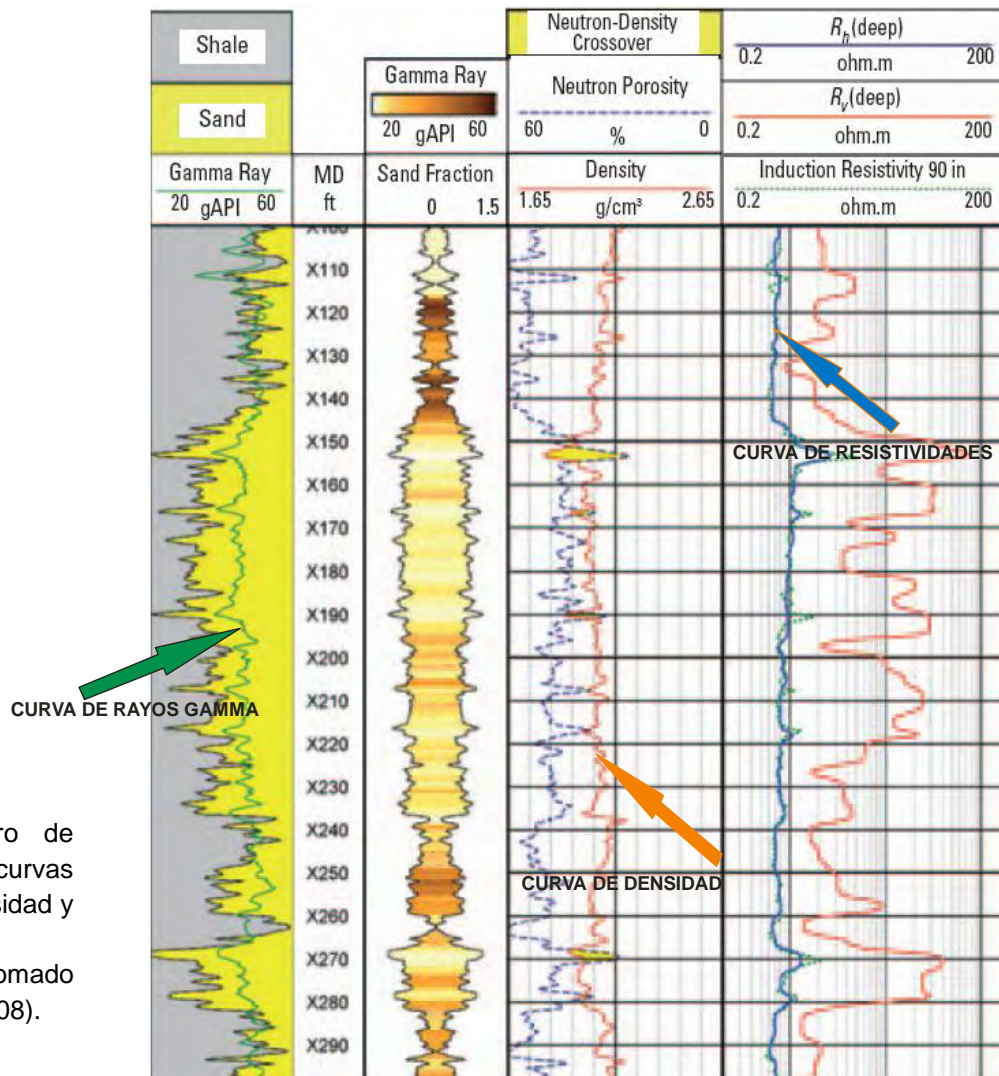


Figura 5.3: Registro de diferentes tipos de curvas (Rayos gamma, densidad y resistividad respectivamente) (Tomado de Schlumberger, 2008).

Registros Acústicos.

Estos utilizan una señal con una frecuencia audible para el oído humano, el sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio.

En los registros acústicos el movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio; cada molécula transfiere su energía a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original. Cuando una molécula transfiere su energía a otra, la distancia entre ellas es mínima.

Las áreas de distancia mínima entre moléculas se llaman áreas de “compresión” y las de mayor distancia se llaman “áreas de rarefacción”, un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de rarefacción; esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio (Figura 5.4).

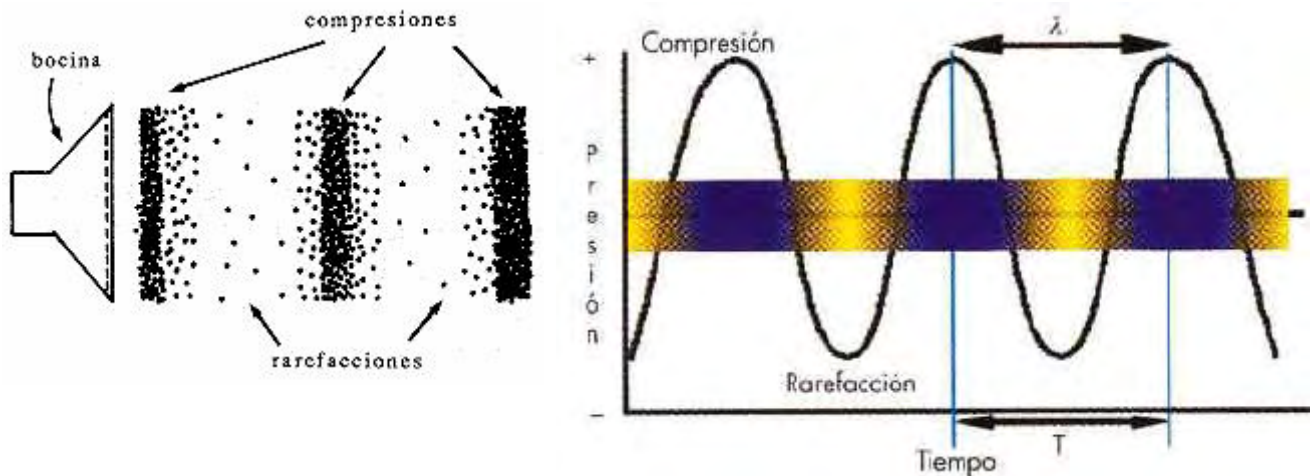


Figura 5.4 Esquema mostrando la transmisión de la energía acústica para un registro sísmico (Tomado de PEMEX, 2000).

El tipo de registro es Sísmico Digital y sus principales aplicaciones son la correlación de datos sísmicos, sismogramas sintéticos, determinación de porosidad primaria y secundaria, detección de gas y fracturas, características mecánicas de la roca y estabilidad del agujero. Las lecturas del registro sísmico proporcionan información sobre la porosidad total y la de densidad permiten calcular la porosidad efectiva en arenas con arcillas dispersas, de tal forma que la diferencia indica el grado de arcillosidad.

5.1 Parámetros Petrofísicos.

Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de un yacimiento son la porosidad, la saturación de fluidos y la permeabilidad; estos parámetros no se obtienen de manera directa sino que se deducen a partir de las características de la formación medidas directamente, con las herramientas de registros geofísicos.

5.1.1 Porosidad.

La porosidad es una propiedad importante de la roca, pues es una medida que permite estimar el volumen de los hidrocarburos en un yacimiento de manera potencial. La porosidad se define como el volumen de poro dividido entre el volumen total de roca, y se denota como Φ

$$\Phi = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{Volumen total}} = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen de sólidos}}{\text{Volumen total}}$$

Los términos de porosidad efectiva o espacio de poros conectados se utilizan comúnmente para denotar a la porosidad que sirve para el desplazamiento de los fluidos; el tipo de poro más común en las rocas sedimentarias es intergranular. (Figura 5.1.1.1).

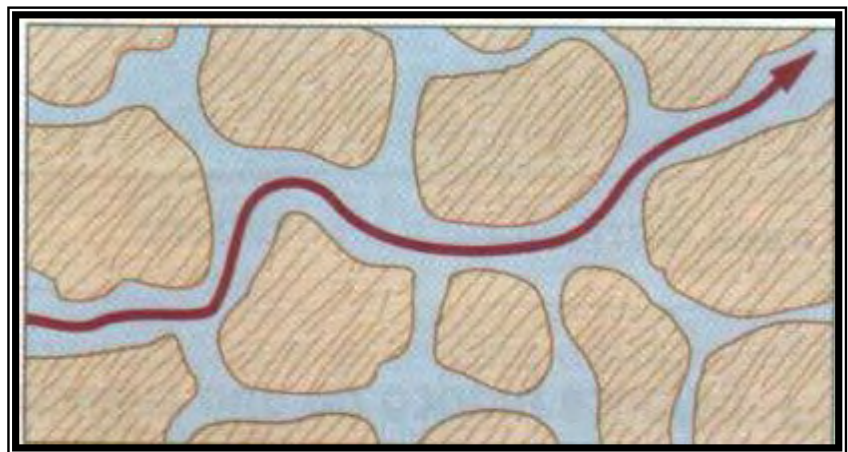


Figura 5.1.1.1 Porosidad intergranular y tortuosidad (flecha roja) (Tomado de PEMEX, 2000)

Porosidad primaria.

La porosidad primaria es una propiedad inherente que es determinada en el momento en que se generó la roca o en el que se depositaron los componentes litológicos de las formaciones geológicas.

Los depósitos de máxima porosidad se encuentran en:

- Lodos de laguna, 70%;
- Estructuras arrecifales, 60%;
- Restos arrecifales, 60%;
- Grainstone ooidales, 40%.

La porosidad puede ocurrir entre los granos y dentro de ellos. En lodos de alta porosidad inicial, esta es rápidamente reducida por compactación mecánica en aproximadamente 40%; en las arenas la porosidad primaria se reduce significativamente por cementación y compactación química. Una porosidad de 20% es considerada alta para las calizas.

Porosidad secundaria.

La porosidad secundaria se debe a procesos posteriores que experimenta la formación geológica, puede ser debido a la acción de las aguas de formación por fuerzas tectónicas que modifican la posición de los componentes de la roca posteriormente al depósito.

Los huecos que se forman en las rocas carbonatadas, los hacen a menudo excelentes rocas almacenadoras que pueden agruparse en tres categorías.

- a) Aberturas y huecos de disolución relacionados con la circulación del agua subterránea.
- b) Huecos intergranulares, producidos por modificaciones mineralógicas. (domitización).
- c) Fracturas y cavernas sea cual sea su origen.

Existen varias características de espacios porosos y sistemas porosos, por ejemplo el tamaño, la forma, la relación con la permeabilidad, etc, las cuales ayudan a comprender la evolución de la porosidad en la roca. La porosidad en los yacimientos varía de 5 a 30%, y se puede obtener directamente del núcleo, en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de pozo. Se denomina sistema poroso, a un conjunto muy grande de huecos (poros) los cuales están conectados por pequeñas gargantas, estas conexiones mediante gargantas es lo que se conoce como tortuosidad.

5.1.2 Permeabilidad (K).

La permeabilidad es la propiedad que corresponde a la capacidad de una roca para permitir la circulación de fluidos a través de poros interconectados en un tiempo dado, y pueden ser de tres tipos: absoluta, efectiva o relativa.

1. Permeabilidad absoluta.

Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido y se mide solo cuando en la roca se encuentra un solo fluido o fase.

2. Permeabilidad efectiva.

Se refiere a la habilidad de una roca de transmitir o permitir el flujo preferente de un fluido en particular, cuando otros fluidos inmiscibles se encuentran presentes en la misma.

3. Permeabilidad relativa.

Se le define como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido particular a una saturación determinada, respecto a la permeabilidad absoluta del mismo fluido a una saturación total de 100%.

La unidad de permeabilidad es el de Darcy que se define como la cantidad de fluido que pasa a través de 1 cm^2 de área de formación en 1 segundo, bajo la acción de una atmósfera de presión, teniendo el fluido una unidad de viscosidad. Para ser permeable una roca debe tener poros interconectados (porosidad primaria y/o secundaria); existe una amplia relación entre la porosidad y la permeabilidad.

Las lutitas y ciertas clases de arenisca tienen altas porosidades, pero baja permeabilidad debido a que sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos. Otras formaciones como las calizas pueden tener baja porosidad, pero la presencia de pequeñas fracturas o fisuras de gran extensión dan una alta permeabilidad.

5.1.3 Saturación de fluidos.

La saturación de un medio poroso es el porcentaje del volumen poroso ocupado por el fluido tomado en consideración a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra el yacimiento, su fórmula es:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \Rightarrow \frac{\text{volumen del fluido}}{\text{volumen poroso}}$$

Donde V_f puede representar, aceite, agua o gas y los poros siempre deben saturarse con algún fluido; de esta manera, la suma de saturaciones de los diferentes fluidos contenidos en la roca es igual al 100%.

$$S_w + S_h = 1.$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_h = Saturación de hidrocarburos.

Saturación de agua

La saturación de agua puede relacionarse a las propiedades físicas de la formación y a las propiedades conductivas de los fluidos que ella contiene, por lo que su exponente n (exponente de saturación), puede tener un rango de valores que depende de las condiciones específicas de un yacimiento, pero generalmente, se supone que es igual a 2.0; con el conocimiento de las características de la formación en cuestión, es posible determinar valores más aproximados para el exponente de saturación.

La ecuación para saturación de agua (S_w), una versión conocida como “ecuación de Archie” se ha convertido en un fundamento de la industria entera del registro de pozo.

En su forma más simple, la ecuación de Archie es:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\Phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}}$$

Donde:

n =exponente de saturación

a =factor de tortuosidad

Φ =porosidad

m =exponente de cementación.

R_w =resistividad de agua de formación

R_t =resistividad verdadera de formación

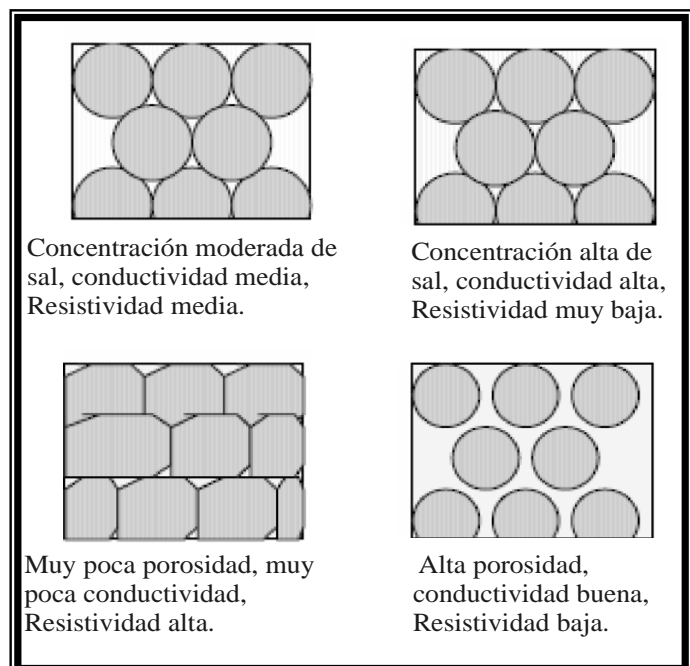
5.1.4 Resistividad.

La resistividad es la habilidad de un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él, la unidad es el OHM-M. La conductividad es el recíproco de la resistividad y representa la habilidad de un material para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de él.

$$\text{Resistividad} = 1000 / \text{conductividad}$$

La resistividad de una roca a saturación de agua 100% se refiere como resistividad mojada (R_o), si para una porosidad dada, la resistividad medida es significativamente mayor que la resistividad mojada, entonces indica la presencia de hidrocarburos; esta relación es la base para determinar el porcentaje de porosidad que está lleno con agua de formación (saturación de agua) y permite por tanto calcular el porcentaje de porosidad que está lleno de hidrocarburos (saturación de hidrocarburos); las resistividades en las formaciones arenosas generalmente están en el rango de 0.2 a 1000 ohm/m y en las formaciones calcáreas, sus resistividades pueden ser más altas del orden de 100 a 40000 ohm/m, uno de los factores que afectan a la resistividad es la cantidad de sal en el agua; como regla general, la cantidad de sal aumenta con la profundidad. Por lo tanto, a medida que aumenta la cantidad de sal en el agua la resistividad disminuye, al igual que la saturación de agua. A mayor saturación de agua, la resistividad será menor y si la porosidad es grande la resistividad será baja debido a que en estas condiciones se tendrá mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua (Figura 5.1.4.1).

Figura 5.1.4.1 Presentación esquemática de rocas conteniendo al mismo fluido pero diferentes porosidades (Tomado de PEMEX, 2000)



5.1.5 Factor de formación y R_w .

La resistividad de una formación limpia es proporcional a la resistividad de la mezcla con la que está saturada y la constante de proporcionalidad se conoce como factor de formación. Considerando que la formación tiene una cantidad dada de porosidad y suponiendo que la porosidad se encuentra totalmente llena con agua salina de formación de una resistividad dada (Figura 5.1.5.1), la resistividad del agua de formación (R_w), es muy baja debido a que el agua salina es capaz de conducir la corriente eléctrica. La resistividad de la formación en si misma (R_o , o resistividad mojada, donde la porosidad esta 100% llena de agua) dependerá de la resistividad del agua de formación y algunos otros factores referidos como el factor de resistividad de formación (F).

Donde:

R_o = Resistividad mojada

R_w = Resistividad del agua.

$$F = R_o / R_w$$

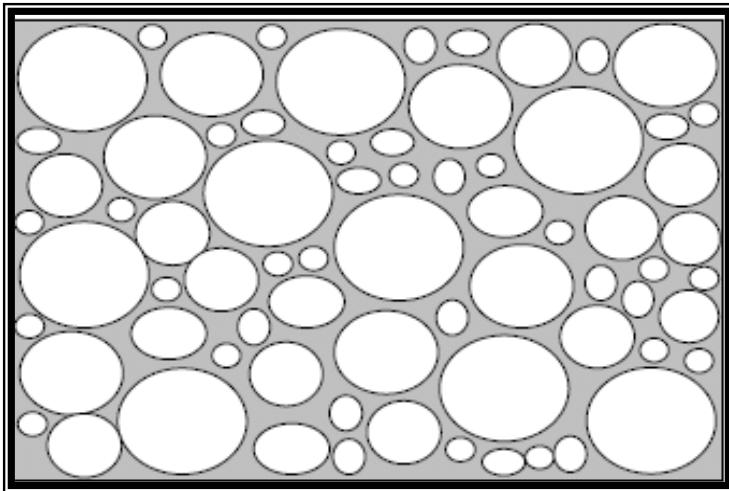


Figura 5.1.5.1: Modelo de formación 100% saturado de agua (Tomado de PEMEX, 2000).

Para obtener R_w se utilizan dos métodos comunes que son a partir de registros por el método de inversión de Archie y el método SP. El método de inversión de Archie (ecuación 1) trabaja bajo la suposición de que la saturación de agua (S_w) es 100%.

$$R_{wa} = \frac{\Phi^m \times R_t}{a}$$

→ Ec. (1)

Es necesario, además, que el método de inversión de Archie sea empleado en una zona mojada; además, es deseable calcular R_w , con el método de inversión de Archie a partir de una formación limpia con alta porosidad.

Una vez que se localiza una zona limpia y porosa, la superposición litológica debe hacerse para cada formación, a fin de seleccionar los valores apropiados del exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a); con esto se puede usar la ecuación que permite determinar el factor de formación. Esta estimación debe compararse con la observada en los registros geofísicos de pozo, utilizando una combinación de rayos gamma y de porosidad (P_e). La resistividad del agua de formación calculada por el método de inversión de Archie (R_{wa}) depende de la litología, sin embargo, R_{wa} calculado para una litología se usa para los cálculos de (S_w), en una zona de diferente litología.

Para la determinación de R_w a partir de SP en formaciones limpias es posible encontrar una zona donde las lecturas de SP, nos permitan derivar la R_w ; esto se logra a partir de la ecuación de potencial espontaneo estático:

$$SSP = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}}$$

Donde:

R_{mfe} = Resistividad equivalente del filtrado de lodo.

R_{we} = Resistividad equivalente del agua.

K = Constante que depende de la temperatura.

Para derivar el valor de R_w a partir de las lecturas de SP, es necesario contar con algunas mediciones de lodo de perforación, los cuales toman en cuenta los siguientes parámetros:

R_m = Resistividad del lodo de perforación

R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo de perforación

R_{me} = Resistividad del enjarre.

5.1.6 Presión Capilar.

La presión capilar es la diferencia de presiones que existe en la interface que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la roca; también se le define a la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler el mojante.

Las presiones capilares se pueden determinar para sistemas bifásicos de diferentes clases de interés para la industria del petróleo; están por ejemplo los sistemas de gas-salmuera, gas-aceite y aceite-salmuera. Los datos de presión capilar se utilizan directamente en programas numéricos de simulación y para calcular la distribución de los fluidos en el yacimiento. Las saturaciones residuales e irreducibles de los fluidos, obtenidas durante las mediciones de presión capilar, se pueden utilizar para ayudar a estimar la cantidad de aceite recuperable y las saturaciones esperadas de agua fósil. En cualquier medio poroso con presencia de fluidos bifásicos, la fase mojante tendrá siempre la presión más baja. Por lo tanto, las curvas de presión capilar se pueden también utilizar para determinar las características de mojabilidad del yacimiento; las presiones capilares se miden comúnmente con uno de los dos instrumentos siguientes: celdas de saturación de plato poroso o centrífugo. Debido a que los tiempos de prueba son más cortos, la centrífuga es la técnica de prueba preferida. La técnica ultracentrífuga permite realizar la prueba a temperaturas hasta de 150 °C, también existen técnicas para la determinación de la presión capilar en núcleos consolidados y no consolidados.

5.1.7 Volumen de arcillas

Las arcillas contribuyen a la conductividad de la formación, por lo tanto, la evaluación de las formaciones arcillosas es hasta cierto punto compleja, ya que las arcillas modifican todas las mediciones del registro y se requieren correcciones debido al contenido de lutita; a lo largo de los años se han propuesto varios modelos de interpretación para el caso de arenas arcillosas. Para determinar el volumen de arcilla en una formación se pueden utilizar dos métodos muy comunes que son, los registros de rayos gamma (RG) y el de potencial natural (SP).

5.2 Parámetros petrofísicos del pozo NAFA 01.

Con el objetivo de incorporar reservas de hidrocarburos almacenados en los carbonatos fracturados del Cretácico inferior se analizaron los siguientes tipos de registros geofísicos de pozo correspondientes al intervalo 5570 m - 5950 m de profundidad y estos fueron:

- AIT-GR (Arreglo inductivo con rayos gamma), la medida va de 0 a 100%.
- Sw (saturación de agua), la medida va de 0 a 100%
- TNPH (Neutrón – porosidad termal), su medida va de 45 a (-15) cada línea equivale a 3.
- RHOH (densidad), su medida va de 1.95 a 2.95 cada línea equivale a 0.1.

En el cual se interpretaron algunas curvas para obtener los diferentes parámetros petrofísicos como saturación de agua y porosidad.

También se realizó la cromatografía y velocidad de penetración en el intervalo de interés (5570m-5700m), así como también el reporte del análisis del núcleo.

La densidad de matriz obtenida fue para las dolomías 2.83 y 2.73 para los carbonatos.

El Rw se calculó a partir de la temperatura y salinidad de formación que en este caso fue de 110, 000 ppm con una temperatura superficial de 25° C y 175 °C a 5800 m de profundidad, por lo tanto el Rw utilizado fue de 0.016 Ω m.

Con los reportes de litología y por análisis de rayos gama (GR) se obtuvo el volumen de arcilla, se observan intervalos de arcillas, por lo que es necesario calcular el volumen de arcilla existente en los cuerpos analizados. Este cálculo se realizó utilizando la fórmula

$$V_{clGR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

El valor obtenido se multiplica por la saturación de agua previamente calculada.

Una manera práctica y rápida de conocer el factor de corrección por arcillosidad es utilizando una medición directa con una regleta en milímetros, obteniéndose un resultado de 13% en el volumen de arcilla.

6. INTERPRETACIÓN

La interpretación es muy importante ya que es donde se analiza y evalúa todos los datos obtenidos del pozo exploratorio NAFA 01, apoyándonos de los registros geofísicos de pozos para conocer los parámetros petrofísicos, la muestra de núcleo para calibrar, datos de sísmica para el marco estructural y el sistema petrolero para determinar una probable zona de interés en el yacimiento.

Al final todos los datos se agrupan para obtener el área y volumen de las reservas.

6.1 Muestras de núcleo

Las muestras de roca obtenidas con la perforación de pozo son llamadas “*núcleos de fondo o testigos*”, los cuales tienen forma cilíndrica y su diámetro depende de la herramienta y de la profundidad a la que se corte.

El núcleo suministra muestras intactas de la formación geológica, siendo el único método para hacer medidas directas de las propiedades petrofísicas de la roca y el contenido y el tipo de fluidos; es de gran importancia la naturaleza real de las formaciones de interés, como es la información cuantitativa de sus propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad, y la saturación de fluidos, entre otros.

El muestreo se realiza mecánicamente por medio de una herramienta rotatoria y extrae los núcleos, la cual tiene una longitud de hasta 9 m. El núcleo es vital ya que es un importante método de obtener datos para geólogos, perforadores, petrofísicos, etc. La progresión de la fase de exploración hacia la fase de desarrollo demanda que la información sea detallada acerca del yacimiento, por lo que la información que se pueda obtener del pozo puede ser usada para adquirir una gran variedad de datos y realizar interpretaciones adecuadas.

También se pueden realizar láminas delgadas con las muestras de núcleo, estas miden 30 μ , que complementan el conocimiento del tipo de roca que se cortó y que proporcionan, información cualitativa de porosidad.

En el pozo NAFA 01 las muestras de núcleo son del Aptiano Barremiano de la Formación San Ricardo, en el intervalo 5580 al 5690 el cual nos da los siguientes resultados:

La matriz está constituida por dolomía microcristalina fina a mesocristalina mediana (Figuras 6.1 y 6.2), predominantemente subhedral, con zoneamiento central. Presenta fracturas, microfracturas y cavidades por disolución (asociadas al sistema de fracturamiento). Se calculó que contiene aproximadamente el 3 % de cuarzo detrítico del tamaño de limo grueso a arena muy fina y pirita finamente diseminada; se aprecian evidencias de compactación. Contiene buena impregnación por aceite ligero en porosidad intercrystalina y presenta exudación de aceite en muestra de mano. Al analizar la muestra con microscopía de fluorescencia, no se apreció la textura original de la roca debido a la dolomitización.

Figura 6.1 Fotografía representativa de dolomía microcristalina fina de la Formación San Ricardo en el Intervalo 5580 al 5690 de edad Aptiano-Barremiano.



Figura 6.2 Fotografía de dolomía mesocristalina mediana de la Formación San Ricardo en el Intervalo 5580 al 5690 de edad Albiano-Barremiano.



6.2 Resultados del Pozo NAFA 01.

La columna geológica atravesada por el Pozo NAFA 01 representa una secuencia de rocas de 6000 metros verticales, los primeros 5,050 metros corresponden a sedimentos terrígenos que comprenden edades desde el Cenozoico (Paleoceno) al Reciente, consistente de una gruesa columna de sedimentos siliciclásticos marinos y se encuentra representado por intercalaciones de lutitas con delgadas alternancias de areniscas de diferentes tipos de granos. Los restantes 950 m corresponden a rocas carbonatadas del Jurásico Superior relacionadas a un marco regional transgresivo y las rocas del Jurásico Superior Tithoniano, se interpreta que se acumularon depositadas en una ambiente de mar profundo.

6.2.1 Marco estructural Pozo NAFA 01.

En el pozo NAFA 01 la estructura que conforma el yacimiento, corresponde a un anticlinal suavemente alargado y buzante en la dirección Noreste a Sureste y está delimitado por dos fallas inversas con la misma dirección (Figura 6.2.1 a 6.2.2a), en el centro de la estructura se encuentra una falla que divide al campo en dos bloques principales. Las fallas inversas son producto de una combinación de fallamiento lateral con contracción y el empuje (compresión) ocasionando un Diapiro Salino.

En la figura 6.2.2 b se muestra la complejidad estructural en un mapa de contornos estructurales se observan los altos estructurales que forman los pliegues, las cuales se asocian con un proceso de contracción debido a fallamiento lateral que originó de forma contemporánea sistemas de fallas inversas (contracción). La sal al intrusionarse y formar el diapiro también provocó modificaciones a la estructura al ejercer compresión vertical en la secuencia de cubierta.

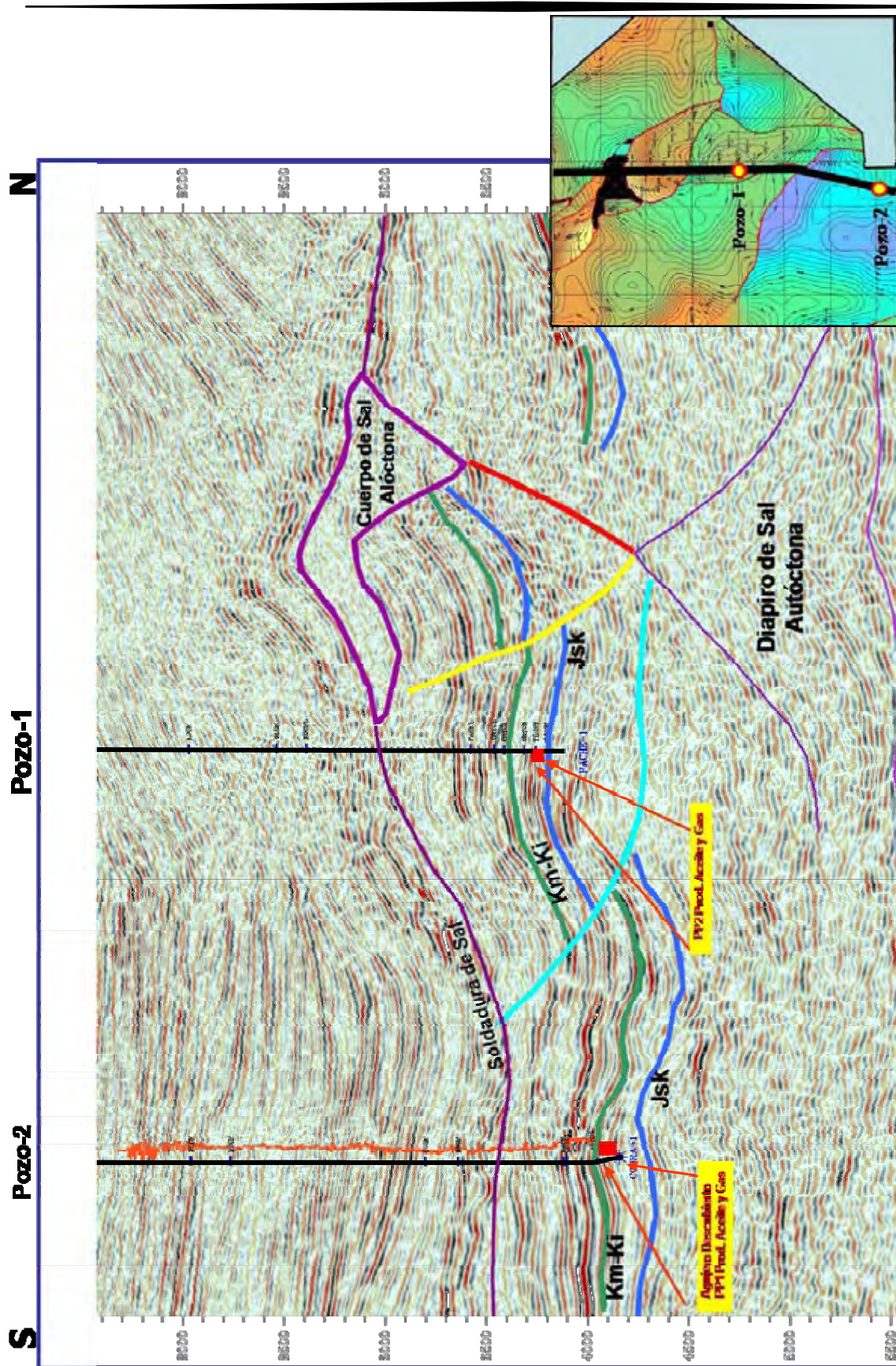


Figura 6.2.1 Sección sísmica que muestra las estructuras presentes en el área de estudio, el pozo 1 (NAFA01) y pozo NAFA 02, es el descubridor del yacimiento, y las líneas de color azul cielo representan 2 fallas inversas, (Vista Norte-Sur) (Tomado de PEMEX, 2008).

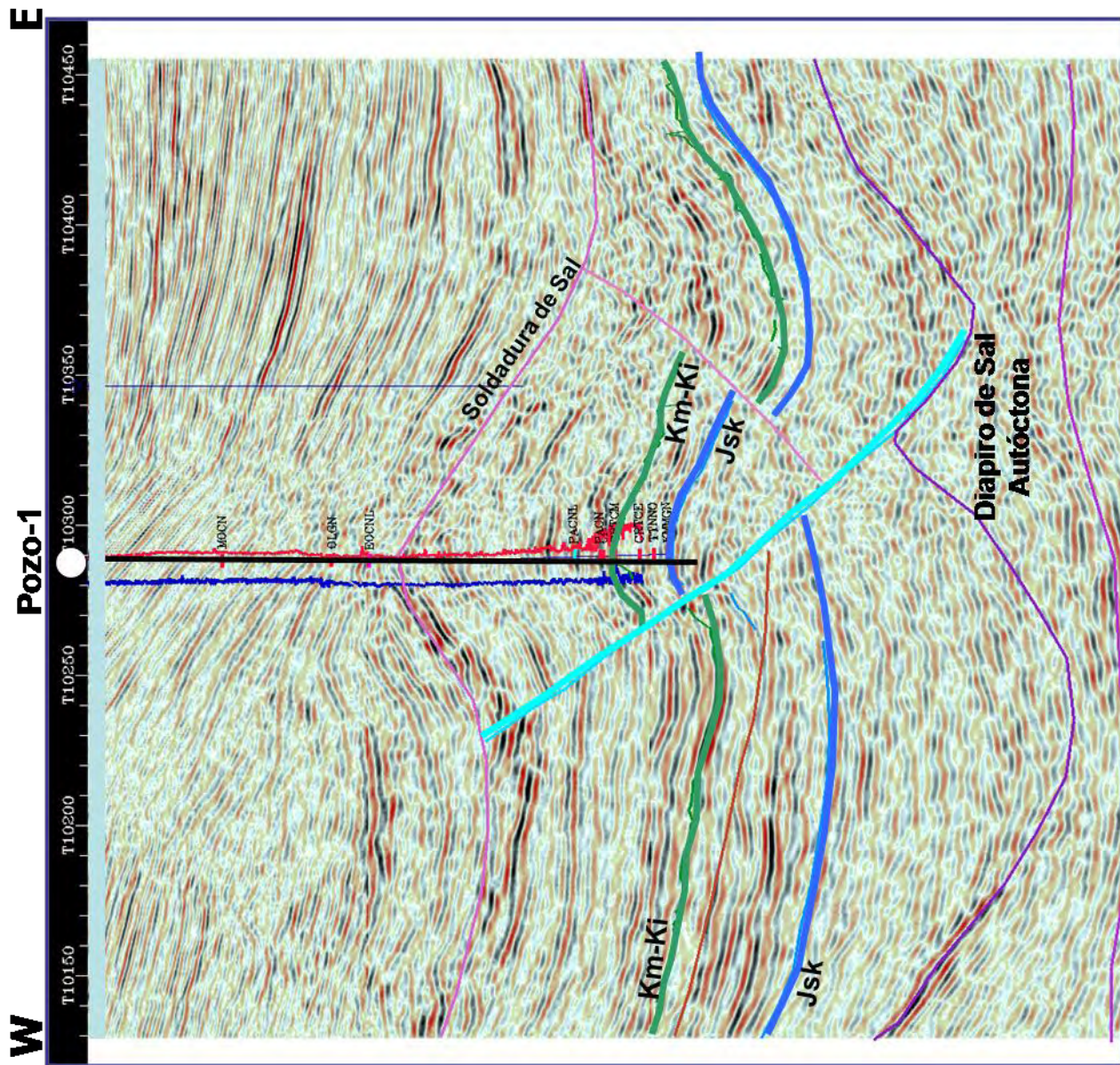


Figura 6.2a Detalle de la estructura del yacimiento petrolero con una típica estructura de flor positiva con sus correspondientes fallas inversas, el yacimiento se encuentra en el anticlinal que fue descubierto por el pozo NAFA01, se observa al Diapiro y las fallas (vista Este -Oeste).

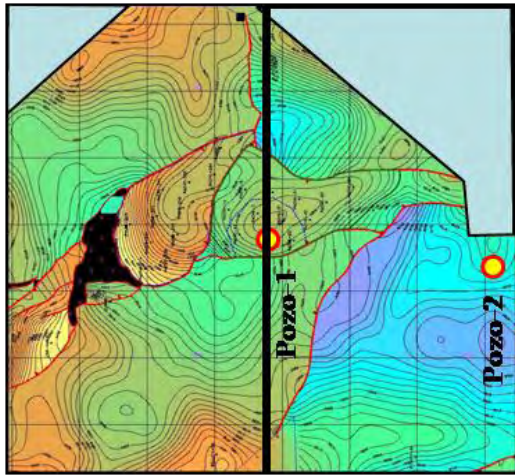


Figura 6.2 2b Mapa de contornos estructurales que muestran los pliegues, la falla y el diapiro de sal.

6.2.2 Sistema Petrolero NAFA01.

Trampa:

La trampa del yacimiento de edad Neocomiano-Albiano-Cenomaniano, es de tipo estructural, corresponde al bloque autóctono de una estructura anticlinal orientada de Noroeste a Sureste, hacia el este y oeste se encuentra limitada por fallas inversas, hacia el Norte con un domo salino y hacia el Sur por cierre estructural

Roca Generadora:

La roca generadora es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se conforma de calizas arcillosas con abundante materia orgánica y amplia distribución regional.

Roca Sello:

Está constituido por lutitas bentónicas, plásticas del Paleoceno, con un espesor que flúctua en el área entre 150 y 200 m, abarcando una gran extensión lateral.

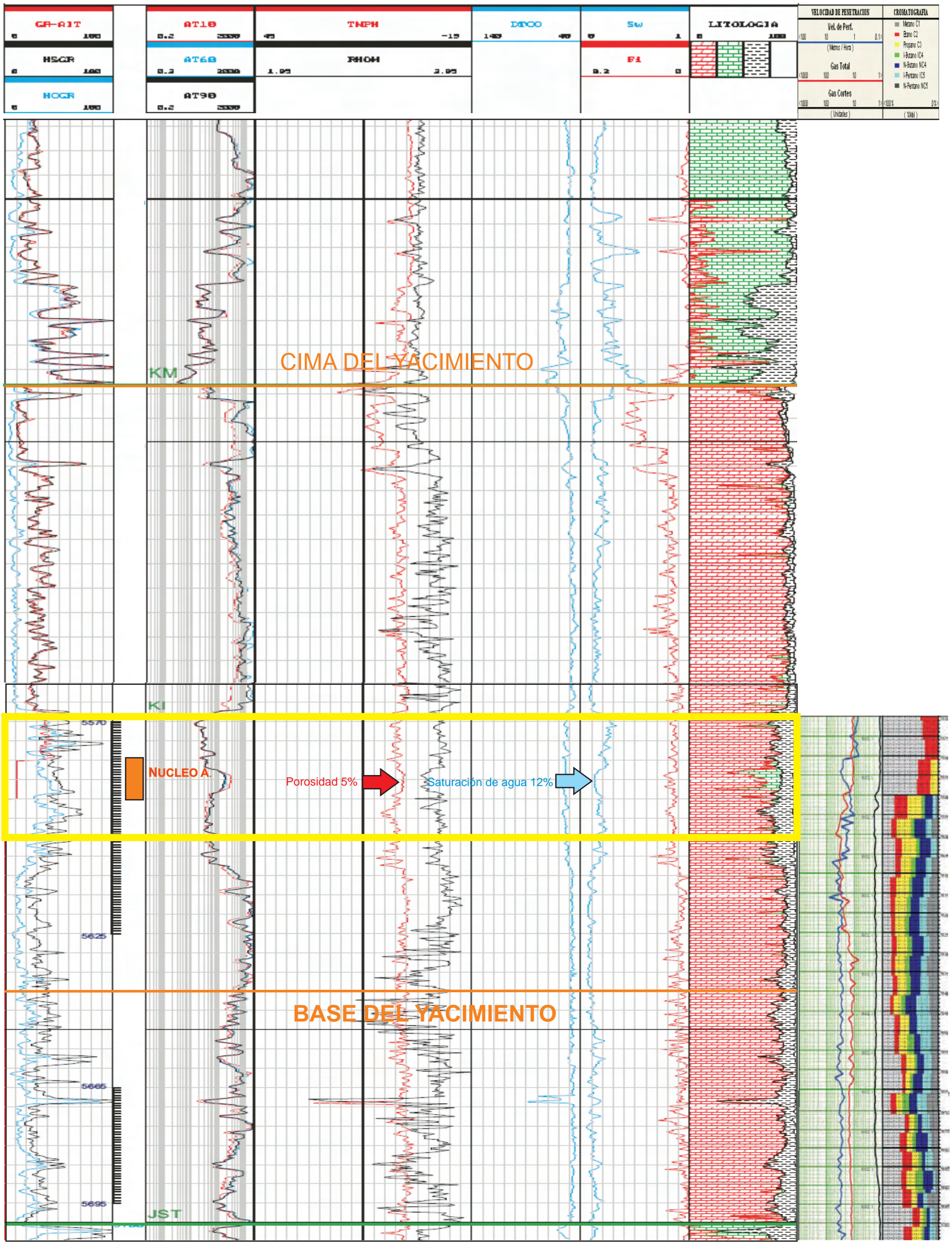
Roca almacenadora:

Corresponde con la secuencia de carbonatos del Cretácico Inferior y está constituido por mudstone café claro con abundantes microfracturas, es decir tiene porosidad secundaria.

6.2.3 Interpretación petrofísica del pozo NAFA 01

Los datos petrofísicos como saturación de agua, porosidad, entre otros se calculan automáticamente en el programa, al momento de que se toman los registros y se calibran con los núcleos, dando como resultado curvas que se interpretan en función de su comportamiento; en este caso se esperaba encontrar hidrocarburos en las secuencias carbonatadas del Albiano-Cenomaniano y en el resto del Cretácico Inferior (Figura 6.2.3.1).

Para el intervalo de Jurásico Superior Tithoniano se interpreta con el registro de densidad una probable zona de gas, considerando la presencia de fracturas en el intervalo estudiado.



Intervalo productor de aceite y gas.
 Núcleo A: Dolomía arcilloso, con microfracturas selladas por dolomía e impregnación de aceite ligero en porosidad intercrystalina y fracturas.

Figura 6.2.3.1 Registros geofísicos del Pozo NAFA 01 en el intervalo 5300-5700, mostrando litología, cromatografía y núcleo en el intervalo de interés y las curvas, AIT-GR, Sw, TNPH y RHOH (Tomado de PEMEX, 2008).

Con respecto a las resistividades, estas son altas principalmente en la profundidad 5570 al 5600 con una saturación de agua de 12% y una porosidad promedio de 5%. Dicho análisis es para el bloque uno aunque ambos bloques tiene parámetros similares; la saturación del agua es de 11% para el bloque dos. La profundidad total alcanzada fue de 6000m.

Se determinó también la base del yacimiento en el registro que se obtuvo en el intervalo 5650 y la cima en el intervalo 5340. Los resultados se resumen en la tabla 6.1.

| Intervalo | Porosidad (%) | Saturación de agua (%) | Arcilla (%) | Caliza (%) | Dolomía (%) | Predicción |
|-----------|---------------|------------------------|-------------|------------|-------------|--------------|
| 5300-5360 | 4 | 30 | 30 | 66 | 10 | Gas |
| 5360-5570 | 6 | 15 | 8 | - | 86 | Gas y aceite |
| 5570-5600 | 5 | 12 | 15 | 5 | 75 | Gas y aceite |
| 5600-5700 | 3 | 10 | 12 | - | 85 | Gas y aceite |

Tabla 6.1 Litología y predicción de hidrocarburos en el intervalo estudiado del Pozo NAFA 01.

La litología está constituida por mudstone café claro con abundante microfracturas impregnadas de aceite ligero.

La saturación de fluidos en la formación es de agua y aceite, con respecto a la permeabilidad es alta debido a la compactación de los carbonatos ya que su porosidad primaria es baja y se incrementa con su porosidad secundaria debido al fracturamiento del mismo.(Figura 6.2.3.1).

El pozo resulto ser productor de aceite súper ligero de 40 grados API.

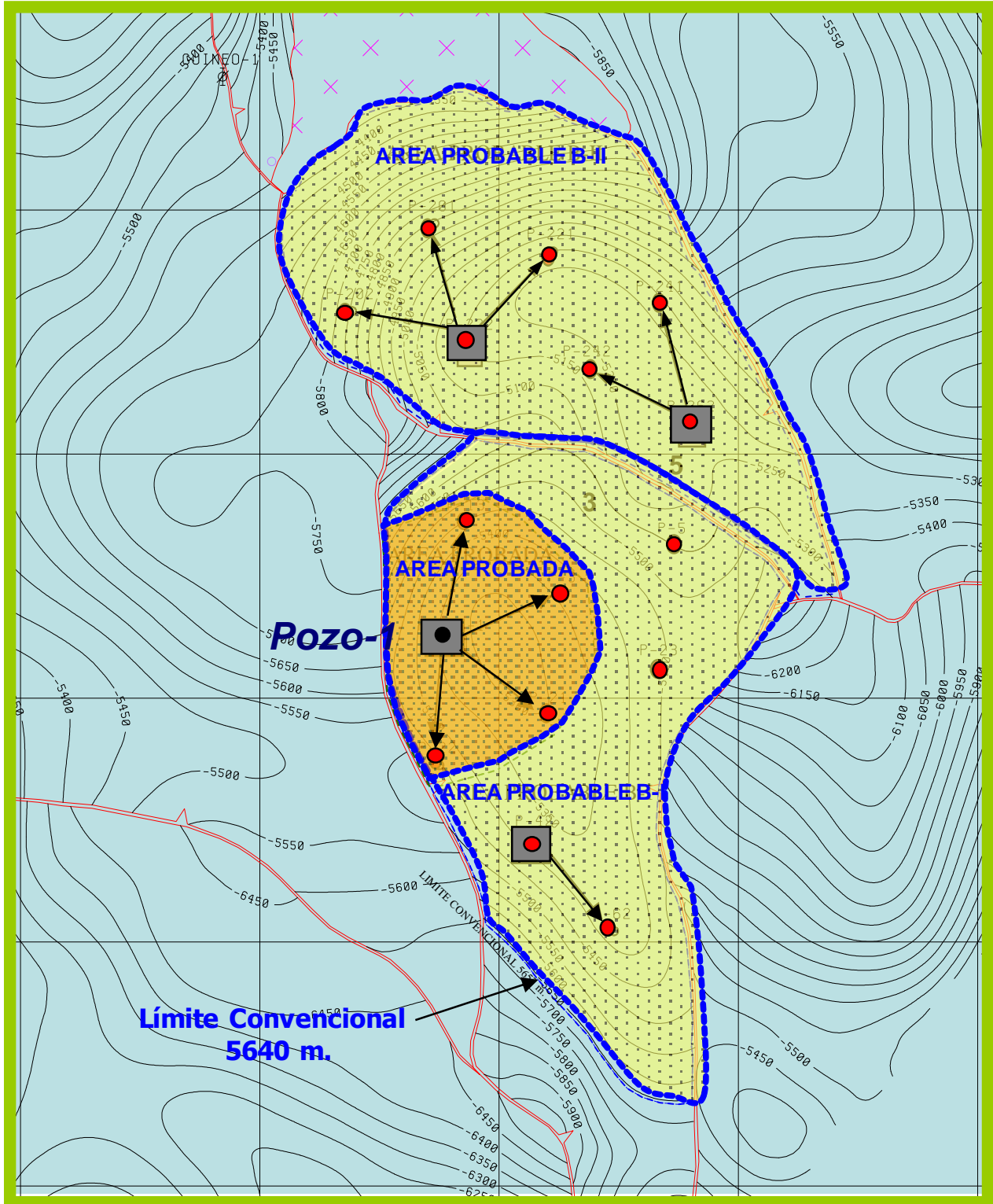


Figura 6.2.4.1: Áreas probables y probadas del Pozo NAFA01 (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

6.2.4 Reservas calculadas a partir del pozo NAFA 01

Las áreas configuradas estructuralmente del pozo NAFA 01 (Figura 6.2.4.1) en profundidad permitieron realizar un cálculo de las reservas:

Reservas probadas (B-1) = 3.2 km²

Reserva Probable (B-1) = 8.0 Km²

Área total (B-1) = 11.2 Km²

Reserva probable (B-2) = 9.9 Km²

Área Total (B-1 + B-2) = 21.1 Km²

Para obtener una estimación aproximada de reservas probadas (IP), se tomaron en cuenta los siguientes datos:

Bloque 1:

Porosidad (Φ)= 0.05

Saturación de agua (S_w)= 0.12

Espesor neto (h): 78.752

Factor de volumen (BOI)= 2.35

Factor de recuperación (RecF)= 0.25

Bloque 2:

Porosidad (Φ)= 0.05

Saturación de agua (S_w)= 0.11

Espesor neto (h): 110

Factor de volumen (Bgi)= 2.35

Factor de recuperación (RecF)= 0.25

Utilizando la siguiente formula se calculó un valor aproximado de las reservas probadas.

$$N=(\Phi(1-S_w)h)/Bgi(A*RecF)$$

Sustituyendo los valores para el bloque 1 tenemos que:

$$N = (0.05(1-0.12)78,752)/2.35(3200000*0.25) = 1\,179\,604.426 \text{ mmbls.}$$

(mmbls= millones de barriles)

Por lo tanto el volumen original de aceite es 1 179 604.426 mmbls, debido en un yacimiento no es recuperable todo el hidrocarburo calcularemos el volumen de recuperación en superficie de aceite aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{Volrec} = N * 6.289 / 1000000$$

Sustituyendo:

$$\text{Volrec} = 1179604.426 * 6.289 / 1000000 = 7.419 \text{ mmbls.}$$

La reserva probada recuperable del yacimiento es de **7.419 mmbls.**

Para los valores de 2P y 3P pueden ser similares o iguales, en este caso la probable y la posible resultaron ser iguales.

Para obtener la reserva posible 3P aplicamos la misma fórmula, utilizando los valores del área total (área probada más probable).

Para el bloque 1

$$N = (0.05(1-0.12)78,752)/2.35(11200000*0.25) = 4128615.489 \text{ mmbls}$$

Con un volumen de aceite recuperación en superficie de 25.965 mmbls.

Para el bloque 2

$$N = (0.05(1-0.11)110)/2.35(9900000*0.25) = 5155372.34 \text{ mmbls.}$$

Con una recuperación de 32.422 mmbls.

Por lo tanto la reserva posible (3P) recuperable en superficie es de **58.387 mmbls**

7. EVALUACIÓN VOLUMÉTRICA.

7.1 Conceptos básicos.

Las empresas petroleras así como los países productores de gas y/o aceite actualizan sus reservas de hidrocarburos cada año, de acuerdo a definiciones empleadas internacionalmente y aceptadas por la comunidad financiera. En el caso de las reservas probadas, las definiciones corresponden a las emitidas por las Securities and Exchange Commission (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se aplican las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y World Petroleum Congresses (WPC), organismos técnicos y gremiales donde participan geocientíficos e ingenieros petroleros.

Las ventajas de este proceso de normalización, permite establecer procesos de trabajo auditables que generan magnitudes y clasificaciones de reservas, también auditables, esto garantiza certidumbre y transparencia tanto en el volumen de reservas reportados como en los procedimientos empleados en su estimación. Adicionalmente la decisión de cada una de las empresas de certificar sus reservas de manera periódica por un consultor del subsuelo externo, también agrega certeza sobre las cifras y descarta cualquier duda acerca de sus magnitudes.

Como un elemento destacable de estas definiciones, se ha resaltado que la naturaleza de las definiciones de reservas está fuertemente ligada a parámetros económicos. En este contexto, las reservas representan un valor económico estimado con base en los pronósticos de producción, la inversión, los costos de operación mantenimiento, y los precios de los hidrocarburos, entre otros.

Es por ello, que de acuerdo a las definiciones mencionadas, los precios elegidos para la estimación de reservas son los correspondientes a un solo periodo, en tanto los costos de operación y mantenimiento, en su componente fija y variable, son los erogados durante un periodo de un año, y a nivel de campo. Este periodo permite calcular la estacionalidad de estos egresos, desde luego aporta una medición

aceptable de los futuros costos para la extracción, de las reservas bajo las condiciones actuales de explotación.

Desde el punto de vista de costos de capital (CAPEX), o inversiones, la explotación de las reservas supone erogaciones en la perforación de pozos, en la realización de reparaciones mayores, en la construcción de infraestructura y otros elementos imprescindibles.

Así, la evaluación de reservas considera estos elementos y determina su valor, si este es positivo, los volúmenes de hidrocarburos, son comercialmente explotables y por tanto, se describen como reservas. Si no es el caso, estos volúmenes pueden ser clasificados como reservas posibles si son marginales, es decir, si un ligero cambio en el precio de hidrocarburos o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación o de mantenimiento, permite que su valuación sea positiva; si tampoco este es el caso, estos volúmenes son clasificados como volúmenes contingentes. Por consiguiente, no hay duda acerca de la importancia de señalar que definiciones son empleados en la evaluación de las reservas.

Entre los propósitos de “Las reservas de hidrocarburos de México” está el lograr continuidad estadística en las magnitudes y clasificaciones de reservas, además de emplear en la evaluación y clasificación de las mismas, definiciones usadas ampliamente por la industria petrolera en el mundo. En ese contexto, las definiciones son relevantes al indicar con toda claridad, cuáles son los elementos necesarios y suficientes para llamar a una acumulación de hidrocarburos, reserva o recurso contingente.

7.1.1 Volumen original de hidrocarburos.

El volumen original es la cantidad de hidrocarburos que se estima existe inicialmente en un yacimiento, este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevaleciente en el yacimiento; se expresa también a condiciones de superficie; puede inferirse por procedimientos deterministas o probabilistas. Los primeros incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia y simulación numérica. Los segundos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de

agua, espesores netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

El método volumétrico es uno de los métodos más usados, empleándose en las etapas iniciales en que se comienza a conocer al campo o yacimiento; se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos en el yacimiento. Las propiedades petrofísicas principales son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar y el factor de formación, entre otras. Asimismo, otro elemento fundamental es la geometría del yacimiento, así como es su área y el espesor neto saturado.

Dentro de los parámetros importantes que se utilizan para estimar el volumen original destacan los siguientes:

- i. Volumen de roca que contiene a los hidrocarburos.
- ii. Porosidad efectiva y saturación de hidrocarburos en el volumen de roca que los contiene.
- iii. Fluidos identificados y sus propiedades, con el propósito de establecer el volumen de hidrocarburos a condiciones de superficie o condiciones estándar.

7.1.2 Volumen original de hidrocarburos total.

El volumen original de hidrocarburos total es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen en el yacimiento o campo petrolero. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación y también las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades del volumen de hidrocarburos total pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y disponibilidad de datos. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse, en el

futuro, en recursos recuperables si por ejemplo, las condiciones comerciales cambian, o si nuevos desarrollos tecnológicos ocurren o si datos adicionales son adquiridos.

7.1.3 Volumen original de hidrocarburos no descubierto.

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.

Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recurso prospectivo.

7.1.4 Volumen original de hidrocarburos descubierto.

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas más la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. El volumen original descubierto puede ser clasificado como económico y no económico, una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos de la parte que es recuperable; dependiendo de que si es económica o no, se denomina reserva y recurso contingente, respectivamente.

7.1.5 Recursos petroleros.

Los recursos petroleros son todas las cantidades de hidrocarburos que inicialmente se estimaron en el subsuelo a condiciones de superficie. Sin embargo, empleando consideraciones de producción se le llama recurso únicamente a la parte recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a las cantidades estimadas en un principio se les denomina volumen original total, el cual puede estar descubierto o no descubierto, a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En consecuencia, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, son recuperables y comercialmente son explotables. En la figura 7.1.5.1 se muestra de manera esquemática la clasificación de recursos e incluye, naturalmente, a las reservas; también se observa que existen estimaciones bajas centrales y altas para los

recursos, y para las reservas; estas últimas se dividen en probadas, probables y posibles.

El rango de incertidumbre que se ilustra a la izquierda de esta figura enfatiza que el conocimiento que se tiene de los recursos, o de las reservas, es imperfecto, y por ello, se generan diferentes estimaciones que obedecen a diferentes expectativas.

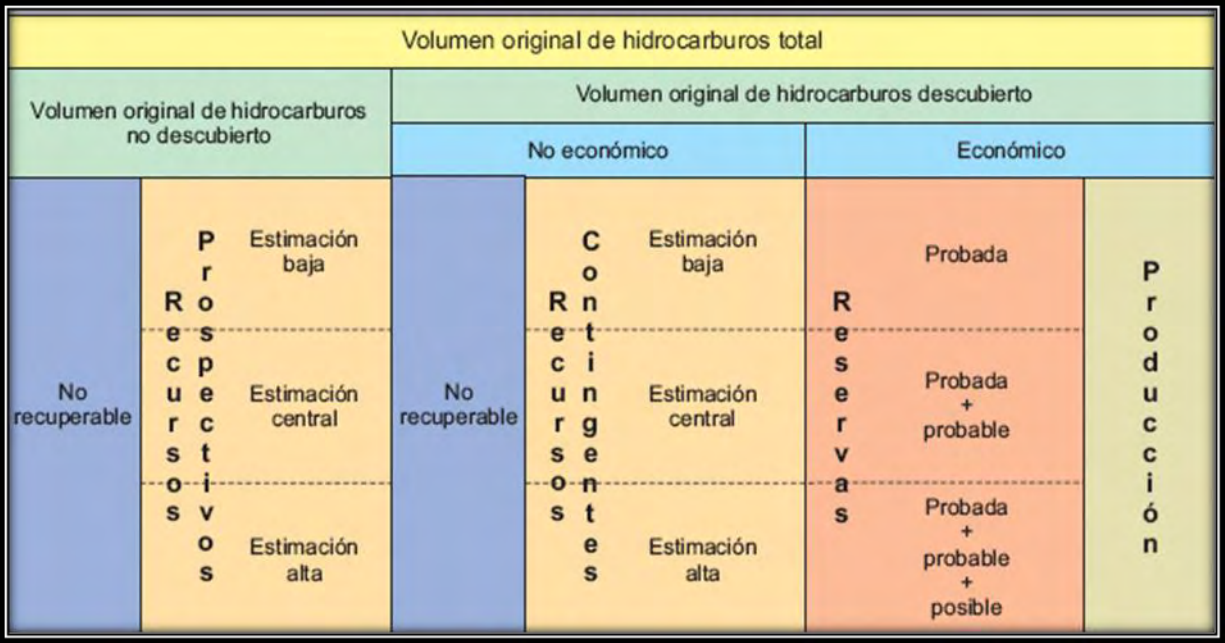


Figura 7.1.5.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos, (Tomada de Morales, 2006).

La producción, que aparece hacia la derecha, es el único elemento de la figura en donde la incertidumbre no aparece; ésta ha sido medida, comercializada y transformada en un ingreso.

7.1.6 Recursos prospectivos.

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio y en analogías con las áreas de volumen original de hidrocarburos descubiertos. Al considerar el nivel de

incertidumbre, la magnitud de éstos puede corresponder a una estimación baja, central o alta.

7.1.7 Recursos contingentes.

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se considera que sean comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, acumulaciones donde no exista un mercado para comercializarlo, producirlo, o donde la recuperación deseada de hidrocarburos depende del desarrollo de nuevas tecnologías, o donde la evaluación de la acumulación no se ha concluido.

7.2 Reservas.

Se definen como reservas a aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas dentro de la corteza terrestre a una fecha determinada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre; la incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de datos de geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, disponibles al tiempo de la estimación e interpretación de esos datos. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas (Figura 7.2.1).

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo las actuales condiciones económicas; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas. En general, las cantidades no deben ser clasificadas como reservas a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

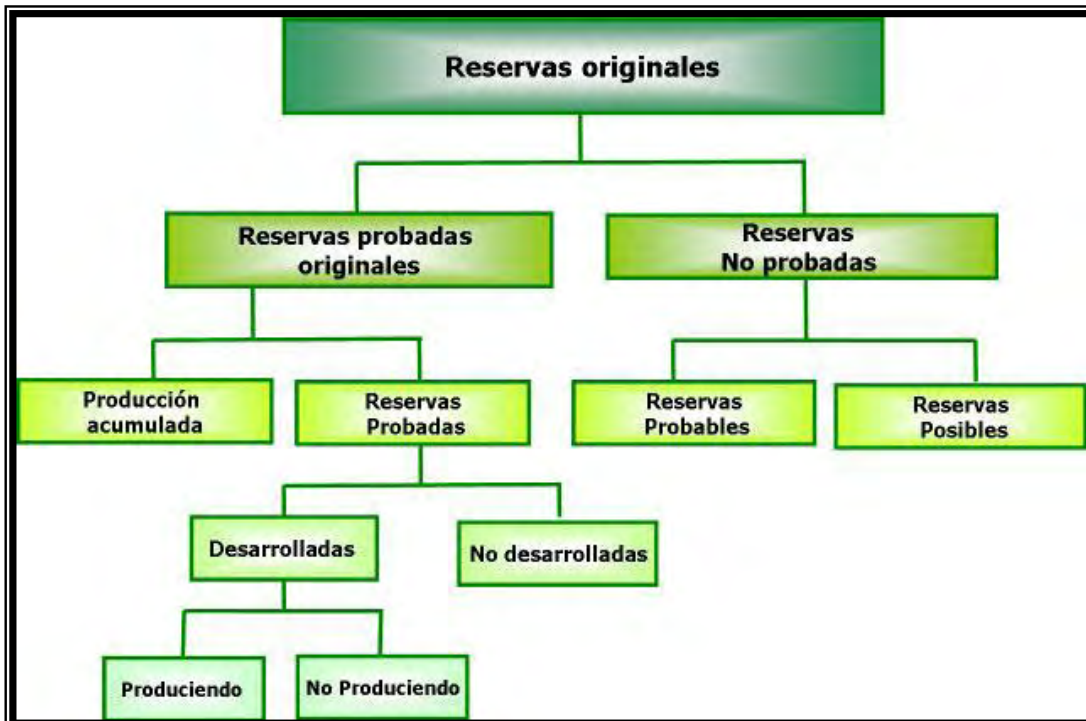


Figura 7.2.1. Clasificación de las reservas, según SPE, WPC y AAPG (Tomada de Morales, 2006).

7.2.1 Reservas probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería petrolera. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista, es decir, sin ninguna connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada será de 90 por ciento o más. En general, las reservas son consideradas probadas si la

productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas en un futuro próximo.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y está definido por los contactos de fluidos; además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares, que proporcionen evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

7.2.2 Reservas no probadas.

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento mas allá de los límites de razonable certidumbre o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

7.2.3 Reservas desarrolladas.

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores; de esta se dividen en dos: desarrolladas produciendo y no produciendo.

a) Reservas desarrolladas produciendo.

Son reservas que se espera sean recuperadas de los intervalos abiertos a la producción a una fecha específica. Las reservas por recuperación mejorada se considerarán produciendo sólo después de que el proyecto correspondiente esté en operación.

b) Reservas desarrolladas no produciendo.

Las reservas probadas desarrolladas no produciendo incluyen reservas cerradas y detrás de tubería. Las reservas cerradas se espera sean recuperadas de intervalos abiertos, con pruebas de presión-producción, pero que no han empezado a producir, ya sea por condiciones del mercado o por falta de capacidad de producción (por razones mecánicas falta de conexiones o infraestructura).

7.2.4 Reservas no desarrolladas.

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte.

7.2.5 Reservas probables.

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos. En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Otros casos de reservas probables surgen en diferentes situaciones. Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas mencionadas como probables:

- i. Reservas asociadas a áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos, donde tales procedimientos no han tenido éxito en pozos que exhiben comportamiento similar en pozos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento, o de los datos volumétricos, indican reservas adicionales a las que fueron clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales atribuibles a pozos intermedios y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con espaciamiento menor al tiempo de la evaluación.

7.2.6 Reservas posibles.

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- a) Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.
- b) Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- c) Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.
- d) Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.
- e) Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

7.3 Reservas de México.

La transformación y aprovechamiento de los recursos naturales contribuye en gran medida al progreso, desarrollo y a la armonía de un país como ocurre en México. Las reservas de hidrocarburos 3P han disminuido considerablemente en los últimos 10 años (Figura 7.3.1), esto se debe a la reducida inversión en la exploración para el descubrimiento de nuevas reservas, lo que ocasionó que la tasa de restitución de reservas 3P no pudiera compensar el afecto de la producción, principal factor de disminución en el balance de reservas, la misma situación se presentó en la evolución de reservas probadas, en donde además se tuvo una reducida actividad en delimitación de campos, por lo que no se reclasificaron mayores volúmenes de reservas probables y posibles probadas.

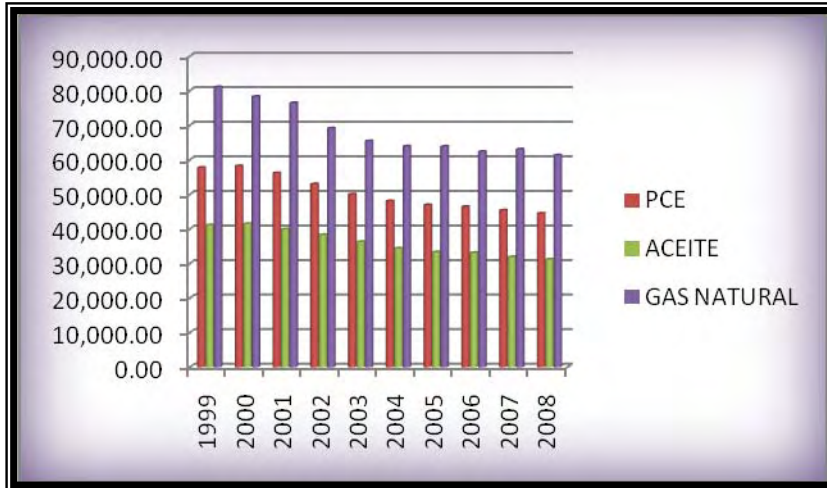


Figura 7.3.1 Trayectoria histórica de las reservas de hidrocarburos de México (Modificado de PEMEX, 2008).

7.3.1 Reservas remanentes totales

Las reservas remanentes totales, conocidos también como 3P, que corresponden a la adición de las reservas probadas, probables y posibles; que ascienden a 44,482.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2008. Las reservas probadas participan con 33.1 por ciento, las probables con 34.0, y las posibles con 32.9 por ciento, (Figura 7.3.1.1). La clasificación por fluido de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país se muestra en la tabla 7.1, el aceite crudo aporta el 70.2 por ciento del total, el gas seco 19.8 por ciento, los líquidos de planta agregan 8.0 por ciento, y el condensado 2.0 por ciento (Figura 7.3.1.1).

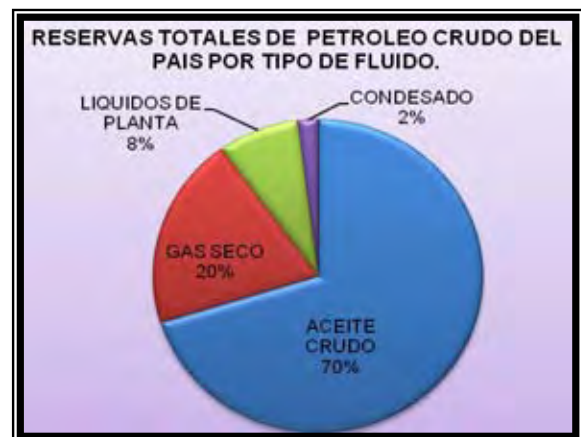
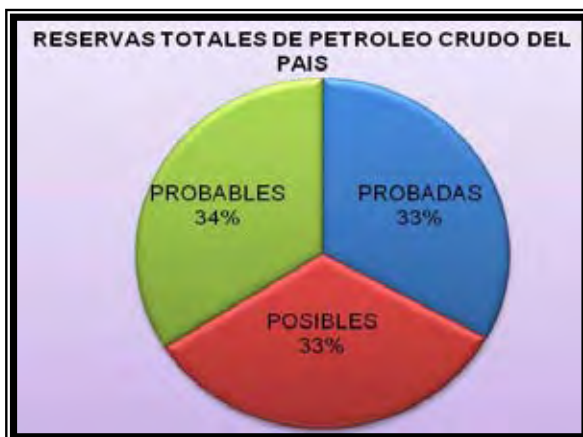


Figura 7.3.1.1 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008).

Considerando el petróleo crudo equivalente del año 2008, la Región Norte contribuye con 45.3 por ciento, la Región Marina Noreste con 30 por ciento, la Región Sur con el 14 por ciento, y la Región Marina Suroeste con 10.7 por ciento. Con respecto a las reservas totales de aceite crudo al 1 de enero de 2008 son 31,211.6 millones de barriles, el aceite pesado participa con el 55 por ciento del total nacional, el aceite ligero con el 35.8 por ciento, y el superligero con 9.2 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 69.3 por ciento del total nacional de aceite pesado, mientras que la Norte participa con 61.1 por ciento del total de aceite ligero y 52.6 por ciento del total de aceite superligero. La clasificación de las reservas totales de aceite crudo por su densidad se muestra en la tabla 7.1. Las reservas totales de gas natural al 1 de enero de 2008 se estiman en 61,358.5 miles de millones de pies cúbicos, la Región Norte concentra el 61.2 por ciento. Las reservas de gas a entregar en las plantas procesadoras ascienden a 54,288.1 miles de millones de pies cúbicos, y las reservas de gas seco alcanzan 45,858.8 miles de millones de pies cúbicos.

La clasificación de las reservas totales de gas natural se muestra en la tabla 7.2, donde las reservas 3P de gas asociado representan el 75.1 por ciento del total, el restante 24.9 por ciento son reservas de gas no asociado en donde la Región Norte aporta el 45.4 por ciento de estas reservas; la Región Marina Suroeste aporta el 33.4 por ciento ambas encontrándose la mayor parte en yacimientos de gas húmedo; la Región Sur aporta el 20.8 por ciento, en yacimientos de gas y condensado principalmente; el complemento queda en la Región Marina Noreste con 0.4 por ciento en yacimientos de gas seco.

| Reserva Remanente de Hidrocarburos y Gas 2008. | | | | | |
|---|---------------------|------------------------|--------------------------------------|--|----------------------------|
| Región | Aceite (mmb) | Condesado (mmb) | Gas Seco Equivalente (mmbpce) | Total de Hidrocarburos (mmbpce) | Gas Natural (mmmpc) |
| Total | 31,211.6 | 879 | 8,817.4 | 44,482.7 | 61,358.5 |
| Marina Noreste | 11,936.8 | 616.4 | 521 | 13,357.7 | 5,382.7 |
| Marina Sureste | 2,927.8 | 147.3 | 1,262.5 | 4,759.9 | 8,269.3 |
| Norte | 12,546 | 19.4 | 5,613.0 | 20,149 | 37,546.1 |
| Sur | 3, 801.0 | 95.8 | 1,420.9 | 6,216.1 | 10,160.4 |

Tabla 7. 1. Distribución de las reservas remanentes totales por fluido y región (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

| Aceite y Gas Natural 2008. | | | | | | | |
|----------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|-------------------|-----------------|------------------------------|
| Región | Aceite Pesado (mmb) | Aceite Ligero (mmb) | Aceite Superligero (mmb) | Gas Asociado (mmpc) | Gas Humedo (mmpc) | Gas seco (mmpc) | Total Gas No asociado (mmpc) |
| Total | 17,175.7 | 11,166.1 | 2,869.9 | 46,067.0 | 5,922.3 | 5,212.1 | 15,291.6 |
| Marina Noreste | 11,900.3 | 36.5 | 0 | 5,325.0 | 0 | 57.8 | 57.8 |
| Marina Sureste | 740 | 1,692.5 | 495.3 | 3,163 | 2,010.6 | 1,361.4 | 5,108.3 |
| Norte | 4,211.9 | 6,824.6 | 1,509.5 | 30,594.1 | 3,795.9 | 3,067.4 | 6,952.0 |
| Sur | 323.5 | 2,812.5 | 865.0 | 6,984.9 | 115.8 | 725.6 | 3,175.5 |

Tabla 7.2. Clasificación de las reservas totales o 3P, de aceite crudo y gas natural (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

La relación reserva-producción, resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2008 entre la producción del 2007, para las reservas totales, es de 28 años, para el agregado de reservas probadas más probables (2P), 19 años; y para las reservas probadas, 9 años.

7.3.2 Reservas remanentes probadas.

Las reservas probadas de hidrocarburos de México se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, reportando reservas remanentes al 1 de enero de 2008 por 14,717.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la tabla 7.3 muestra la distribución regional y por fluidos, donde el aceite crudo contribuye con 71.4 por ciento del total de las reservas probadas, el gas seco representa el 17.2 por ciento, mientras los líquidos de planta y los condensados alcanzan 7.6 y 3.8 por ciento, respectivamente. Regionalmente, para el petróleo crudo equivalente, la Región Marina Noreste aporta el 47.7 por ciento del total; la Región Sur alcanza los 29.5 por ciento, mientras que la Región Norte llega a los 11.7 por ciento, y la Región Marina Suroeste el 11.1 por ciento.

| Reserva Remanente Probada de Hidrocarburos y Gas 2008. | | | | | |
|---|---------------------|------------------------|--------------------------------------|--|---------------------------|
| Región | Aceite (mmb) | Condesado (mmb) | Gas Seco Equivalente (mmbpce) | Total de Hidrocarburos (mmbpce) | Gas Natural (mmpc) |
| Total | 10,501.2 | 559.8 | 2,530.7 | 14,717.2 | 15,078.7 |
| Marina Noreste | 6,052.8 | 407.5 | 363.6 | 7,024.6 | 3635.6 |
| Marina Sureste | 994.9 | 61.2 | 397.3 | 1,630.1 | 2,787.4 |
| Norte | 840.7 | 8.2 | 770.2 | 1,721.5 | 4,479.7 |
| Sur | 2,612.8 | 82.8 | 999.5 | 4,341.1 | 7,174 |

Tabla 7.3 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas por fluido y región (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

Las reservas probadas de aceite crudo al 1 de enero de 2008, ascienden a 10,501.2 millones de barriles, de los cuales, el aceite pesado constituye el 62.3 por ciento del total nacional, el aceite ligero aporta el 31 por ciento, y el superligero el 6.6 por ciento, de las cuales la Región Marina Noreste contribuye con el 91.9 por ciento del aceite pesado, y la Región Sur tiene 63.8 por ciento del aceite ligero y 69.3 por ciento del aceite superligero. Al 1 de enero de 2008, estas reservas alcanzaron los 18,076.7 miles de millones de pies cúbicos y las reservas probadas de gas seco ascienden a 13,161.8 miles de millones de pies cúbicos, en donde la Región Sur concentra el 39.5 por ciento y la Región Norte el 30.4 por ciento.

La clasificación de las reservas probadas de gas natural, por su asociación con el aceite en el yacimiento se muestra en la tabla 7.4. Este año las reservas de gas asociado representan 65.2 por ciento del total, y el complemento de gas no asociado alcanza el 34.8 por ciento.

| Aceite y Gas Natural 2008. | | | | | | | |
|-----------------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| Región | Aceite Pesado (mmb) | Aceite Ligero (mmb) | Aceite Superligero (mmb) | Gas Asociado (mmpc) | Gas Humedo (mmpc) | Gas seco (mmpc) | Total Gas No asociado (mmpc) |
| Total | 6,545.7 | 3,258.7 | 696.3 | 11,793.2 | 1,844 | 2,396.5 | 6,283.5 |
| Marina Noreste | 6,016.3 | 36.5 | 0 | 3,622.1 | 0 | 13.4 | 13.4 |
| Marina Sureste | 120.9 | 669.4 | 204.6 | 1,385 | 308.5 | 207.9 | 1402.5 |
| Norte | 357.6 | 473.9 | 9.2 | 1,235.2 | 1,435 | 1,773.9 | 3,244.5 |
| Sur | 50.9 | 2,078.8 | 483.1 | 5,550.9 | 101.3 | 401.6 | 1,623.1 |

Tabla 7.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, de aceite crudo y gas natural (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008).

Las regiones Sur y Marina Noreste aportan el 47.1 y 30.7 por ciento respectivamente de las reservas probadas de gas asociado; asimismo, la contribución mayor de las reservas de gas no asociado está en las regiones Norte y Sur con 51.6 y 25.8 por ciento respectivamente. La Región Norte tiene la mitad de estas reservas en yacimientos de gas seco. En el contexto internacional México ocupa el décimo sexto lugar en lo referente a las reservas probadas de aceite, condensado y líquidos de planta; en relación al gas seco, México le corresponde el lugar 35 (Tabla 7.5).

| Posición | País | Crudo (mmb) | Posición | País | Gas Seco (mmpc) |
|----------|------------------------|---------------|-----------|------------------------|-----------------|
| 1 | Arabia Saudita | 264,251 | 1 | Rusia | 1,680,000 |
| 2 | Canadá | 178,592 | 2 | Irán | 948,200 |
| 3 | Irán | 138,400 | 3 | Qatar | 905,300 |
| 4 | Irak | 115,000 | 4 | Arabia Saudita | 252,607 |
| 5 | Kuwait | 101,500 | 5 | Emiratos Unidos Árabes | 214,400 |
| 6 | Emiratos Unidos Árabes | 97,600 | 6 | Estados Unidos | 211,085 |
| 7 | Venezuela | 87,035 | 7 | Nigeria | 183,990 |
| 8 | Rusia | 60,000 | 8 | Venezuela | 166,260 |
| 9 | Libia | 41,464 | 9 | Argelia | 159,000 |
| 10 | Nigeria | 36,220 | 10 | Irak | 111,940 |
| 11 | Kazajstan | 30,000 | 11 | Kazajstan | 100,000 |
| 12 | Estados Unidos | 20,972 | 12 | Turkmenistán | 100,000 |
| 13 | China | 16,000 | 13 | Indonesia | 93,900 |
| 14 | Qatar | 15,207 | 14 | Malasia | 83,000 |
| 15 | Argelia | 12,200 | 15 | China | 80,000 |
| 16 | México | 12,187 | 35 | México | 13,162 |

Tabla 7.5 Reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores. (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

7.3.3 Reservas remanentes probadas desarrolladas.

Al 1 de enero de 2008, las reservas probadas desarrolladas se sitúan en 10,005.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la distribución regional y por tipo de fluido de las reservas probadas desarrolladas se indica en la tabla 7.6; este año, el aceite crudo aporta el 74.5 por ciento, 15.7 por ciento de gas seco, 6.7 por ciento de líquidos de planta y 3.1 por ciento de condensado. La Región Marina Noreste contribuye con 53.8 por ciento de las reservas de petróleo crudo equivalente, la Región Sur con 28.2 por ciento, y las regiones Norte y Marina Suroeste con 9.7 y 8.3 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero del 2008 ascienden a 11,027.8 miles de millones de pies cúbicos; la reserva de gas seco alcanza los 8,162.9 miles de millones de pies cúbicos siendo la Región Sur la que más aporta con el 40.1 por ciento de este total. Las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero del 2008 alcanzan 7,450.3 millones de barriles.

El aceite pesado participa con el 65.9 por ciento del total nacional, el aceite ligero con el 28.1 por ciento, y el superligero con el 6 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con el 96.7 por ciento del aceite pesado, la Región Sur tiene 69.9 por ciento del aceite ligero y 78.4 por ciento del aceite superligero.

| Reserva Remanente Probada Desarrollada de Hidrocarburos y Gas 2008. | | | | | |
|---|--------------|-----------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| Región | Aceite (mmb) | Condesado (mmb) | Gas Seco Equivalente (mmbpce) | Total de Hidrocarburos (mmbpce) | Gas Natural (mmmpc) |
| Total | 7,450.3 | 319.7 | 1,569.5 | 10,005.9 | 11,027.8 |
| Marina Noreste | 4,773.3 | 235.9 | 234.2 | 5,376.7 | 2,245.3 |
| Marina Sureste | 533.1 | 30.8 | 165.2 | 8717.8 | 1,227.6 |
| Norte | 303.1 | 6.2 | 540.3 | 894.4 | 3,058.1 |
| Sur | 1,840.7 | 43.7 | 629.8 | 2,916.5 | 4,497 |

Tabla 7.6 Distribución de las reservas remanentes probadas desarrolladas por fluido y región (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008).

7.3.4 Reservas probadas no desarrolladas.

Las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2008 se ubican en 4,711.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa un decremento de 3.2 por ciento respecto a la cifra reportada el año anterior. Los descubrimientos incorporaron 167.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La distribución histórica por fluido y región de las reservas probadas no desarrolladas se muestra en la tabla 7.7. Este año el aceite crudo contribuye con 64.7 por ciento, el gas seco con 20.4 por ciento, los líquidos de planta con 9.8 por ciento, y el condensado complementa con 5.1 por ciento. Regionalmente, para el petróleo crudo equivalente en 2008, la Región Marina Noreste contribuye con 35.0 por ciento, la Región Sur con 30.2 por ciento y las regiones Norte y Marina Suroeste con 17.6 y 17.2 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2008 suman 7,048.9 miles de millones de pies cúbicos, según se observa en la tabla 7.7, de la cual la Región Sur aporta el 41.3 por ciento de ese total.

Las reservas de gas seco suman 4,998.9 miles de millones de pies cúbicos y las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero de 2008 alcanzan 3,050.9 millones de barriles, el aceite pesado representa el 53.6 por ciento del total, el aceite ligero el 38.1 por ciento, y el superligero 8.3 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con la mayor parte del aceite pesado, 77.4 por ciento, la Región Sur tiene el 52.9 por ciento del aceite ligero, y 53.4 por ciento del aceite superligero, de este último la Región Marina Suroeste abarca el 43.2 por ciento.

| Reserva Remanente Probada No Desarrollada de Hidrocarburos y Gas 2008. | | | | | |
|---|---------------------|------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| Región | Aceite (mmb) | Condesado (mmb) | Gas Seco Equivalente (mmbpce) | Total de Hidrocarburo (mmbpce) | Gas Natural (mmpc) |
| Total | 3,050.9 | 239.9 | 961.2 | 4,711.9 | 7,045.9 |
| Marina Noreste | 1,279.5 | 168.5 | 129.4 | 1,647.9 | 1,390.2 |
| Marina Sureste | 461.8 | 30.3 | 232.1 | 812.3 | 1,560 |
| Norte | 537.6 | 2 | 229.9 | 827.1 | 1,421.6 |
| Sur | 772.1 | 39.1 | 396.7 | 1,424.5 | 2,677.1 |

Tabla 7.7 Distribución de las reservas probadas no desarrolladas por fluido y región. (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

7.3.5 Reservas probables.

La evaluación al 1 de enero de 2008 de las reservas probables registra 15,144.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la tabla 7.8 se muestra la distribución regional y por tipo de fluido. Para este año, el 71.5 por ciento es aceite, 19.6 es gas seco, 7.9 por ciento son líquidos de planta y el restante 1.0 por ciento, es condensado. En términos de petróleo crudo equivalente, la Región Norte aporta 61.0 por ciento, la Región Marina Noreste 21.7 por ciento, la Región Sur 8.0 por ciento y la Región Marina Suroeste 9.3 por ciento.

Al 1 de enero de 2008 las reservas probables de gas natural ascienden a 20,562.1 miles de millones de pies cúbicos y las reservas de gas seco suman 15,452.0 miles de millones de pies cúbicos, siendo la Región Norte la que tiene el 77.1 por ciento de estas reservas. Las reservas probables de aceite crudo al 1 de enero de 2008 se ubicaron en 10,819.4 millones de barriles, el aceite pesado aporta el 53 por ciento del total nacional, el aceite ligero 36.5 por ciento, y el superligero 10.5 por ciento. La Región Marina

Noreste tiene 53.8 por ciento del aceite pesado, la Región Norte contribuye con 76.5 y 64.7 por ciento del aceite ligero y superligero, respectivamente.

| Reservas Probables de Hidrocarburos y Gas 2008. | | | | | |
|--|---------------------|------------------------|--------------------------------------|--|----------------------------|
| Región | Aceite (mmb) | Condesado (mmb) | Gas Seco Equivalente (mmbpce) | Total de Hidrocarburos (mmbpce) | Gas Natural (mmmpc) |
| Total | 10,818.4 | 155.8 | 2,971 | 15,144.4 | 20,562.1 |
| Marina Noreste | 3,085 | 98.6 | 68.6 | 3,290.2 | 784.7 |
| Marina Sureste | 911.9 | 40.9 | 336.6 | 1404.7 | 2,214.3 |
| Norte | 6,056.7 | 5 | 2,289.5 | 9,234.1 | 15,624.9 |
| Sur | 765.8 | 11 | 276.2 | 1,215.3 | 1,938.2 |

Tabla 7.8 Distribución de las reservas probables por fluido y región (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008).

7.3.6 Reservas posibles.

Al 1 del enero de 2008 las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país alcanzan los 14,621.2 millones de barriles. La Región Norte aporta el 62.9 por ciento del total de estas reservas, la Región Marina Noreste 20.8 por ciento, la Región Marina Suroeste 11.8 por ciento y la Región Sur 4.5 por ciento. El aceite crudo participa con 67.6 por ciento, el gas seco con 22.7 por ciento, los líquidos de planta con 8.6 por ciento y el condensado con 1.1 por ciento. Las reservas posibles de gas natural al 1 de enero de 2008 suman 22,719.7 miles de millones de pies cúbicos, (Tabla 7.9). Las reservas posibles de gas seco suman 17,245.0 miles de millones de pies cúbicos, donde la Región Norte contribuye con el 77 por ciento.

| Reservas Posibles de Hidrocarburos y Gas 2008. | | | | | |
|---|---------------------|------------------------|--------------------------------------|--|----------------------------|
| Región | Aceite (mmb) | Condesado (mmb) | Gas Seco Equivalente (mmbpce) | Total de Hidrocarburos (mmbpce) | Gas Natural (mmmpc) |
| Total | 9,891.1 | 163.9 | 3315.8 | 14,621.2 | 22,719.7 |
| Marina Noreste | 2,799 | 110.3 | 88.7 | 3,042.9 | 962.4 |
| Marina Sureste | 1,020.9 | 45.2 | 528.6 | 1,725.1 | 3,267.6 |
| Norte | 5,648.7 | 6.3 | 2,553.3 | 9,193.4 | 17,441.5 |
| Sur | 422.4 | 2 | 145.1 | 859.8 | 1,048.2 |

Tabla 7.9 Distribución de las reservas posibles por fluido y región (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008).

La evaluación de las reservas posibles de aceite crudo en el 2008 registra 9,891.1 millones de barriles. El aceite pesado representa 49.5 por ciento de ese total, el aceite

ligero 40.0 por ciento y el superligero 10.5 por ciento. La Región Marina Noreste aporta el 57.1 por ciento de las reservas posibles de aceite pesado. La Región Norte tiene 84.1 por ciento de las reservas posibles de aceite ligero, y 73.9 por ciento de las de superligero. Las reservas posibles de gas asociado en el 2008 aportan el 78.4 por ciento del total y el 21.6 por ciento de gas no asociado, siendo la Región Norte la que concentra el 86.9 por ciento de las reservas posibles de gas asociado. La distribución regional de las reservas posibles de gas no asociado muestra que la Región Marina Suroeste concentra el 46.6 por ciento, principalmente en yacimientos de gas húmedo; la Región Norte tiene el 39.8 por ciento, provenientes en su mayoría de yacimientos de gas húmedo; y la Región Sur el 12.7 por ciento, sus yacimientos de gas y condensado aportan la mayoría de estas reservas; la Región Marina Noreste tiene el restante 0.9 por ciento.

7.4 Reservas de las Cuencas del Sureste.

El volumen original de aceite probado de la región al 1 de enero de 2008, es de 36,863.3 millones de barriles, Figura 7.4.1 que representa el 24.8 por ciento del volumen original probado del país. Respecto a los volúmenes originales de aceite en las categorías de probable y posible, se tienen 2,156.9 y 1,129.6 millones de barriles, respectivamente, los cuales aportan 2.5 y 1.8 por ciento del total nacional, en lo que se refiere al volumen original probado de aceite crudo aporta el 50.1%.

La región Sur aporta 37.7 % del total del volumen original probado de gas natural del país, ya que registra un volumen de 67,159.8 miles de millones de pies cúbicos, en lo referente a los volúmenes originales de gas natural en las categorías de probables y posibles estos ascienden a 3,684.7 y 1,410.0 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 8.7 y 4.3 % a nivel nacional. En los últimos 3 años la región Sur ha ido aumentando sus volúmenes (Figura 7.4.2).

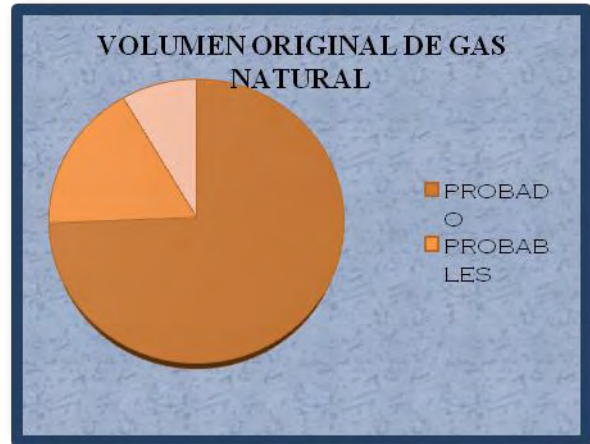
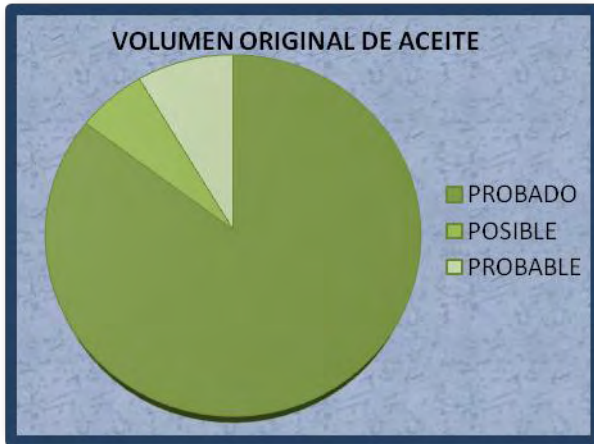


Figura 7.4.2 Volumen original de aceite en la Región Sur (Modificado de Pemex Exploración y Producción, 2008)

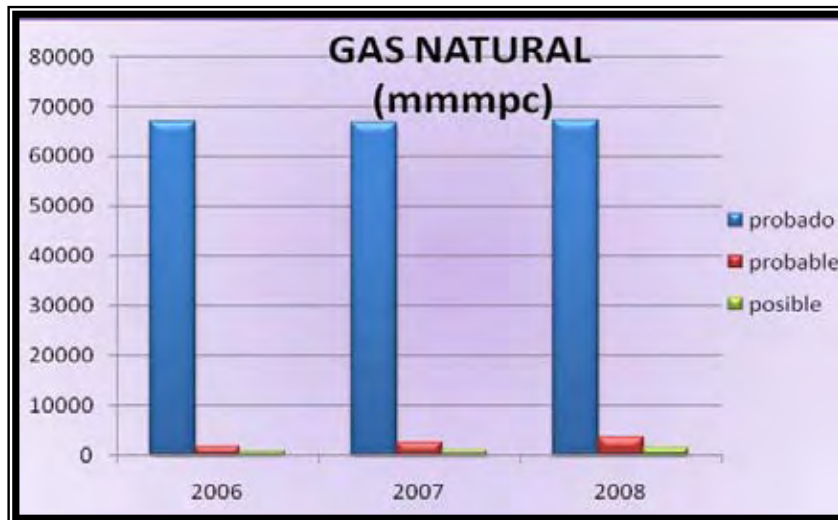
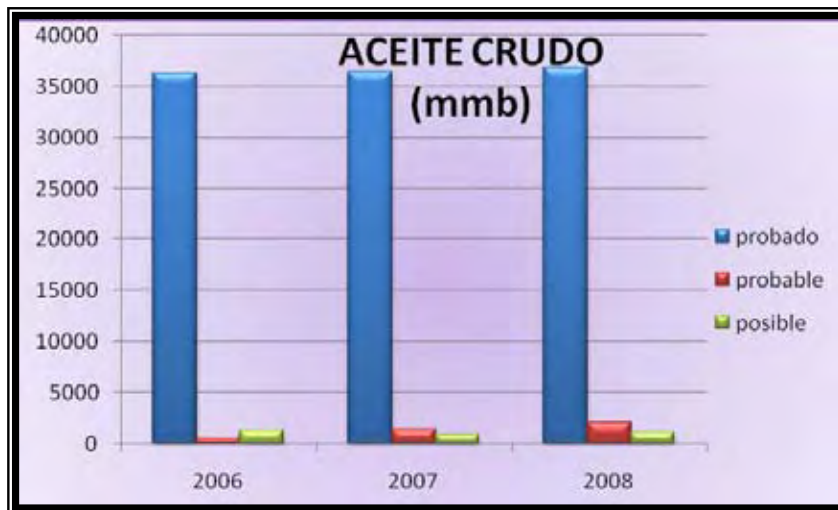


Figura 7.4.2 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur (Tomado de Pemex Exploración y Producción, 2008).

7.4 Expectativas futuras.

Para los próximos años es necesario realizar un programa estratégico que este orientado hacia objetivos específicos de exploración, producción y reservas en un futuro.

En los próximos 5 años las Cuencas del Sureste contribuirán con 87 por ciento de la producción de crudo, la Cuenca de Tampico-Misantla le seguirá en importancia con 13 por ciento del total, al incorporarse a producción volúmenes de las reservas probables de la Cuenca de Chicontepec. En lo que respecta a la producción de gas, de nueva cuenta la contribución de las Cuencas del Sureste será la más relevante, al ubicarse en 51 por ciento del total del país.

La producción proveniente de reservas de las Cuencas del Sureste será complementada gradualmente por la producción obtenida de la Cuenca del Golfo de México Profundo, la cual tenderá a cobrar mayor importancia hacia el futuro.

El pozo NAFA 01 tiene grandes expectativas ya que incorporó un número importante de barriles de aceite y ha obtenido una producción inicial medida de 3,274 barriles por día de aceite y 9.7 millones de pies cúbicos de gas.

Con un volumen original total 3P de 234.2 millones de barriles de aceite y 641.8 miles de millones de pies cúbicos de gas.

La reserva 1P de gas natural fue de 21.6 mmmpc y la reserva 3P o total ascienden a 58.6 millones de barriles de aceite y 160.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, para un total de 96.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Durante el 2007 se exploraron varios pozos exploratorios de los cuales solo 7 resultaron productores en la región sur, estos contribuyeron con el 27.7 % del total de la incorporación de reservas del país, principalmente por el pozo NAFA 01 que es muy significativo ya que fue uno de los que más incorporó reservas de la cuenca.

8. CONCLUSIONES.

Las conclusiones de este trabajo se pueden dividir en los siguientes cinco rubros:

1.- Marco estratigráfico.

- 1.1 En el Calloviano-Oxfordiano se depósito una secuencia evaporítica formada principalmente por sal en un ambiente de sabkha.
- 1.2 En el Kimmeridgiano se depositaron bancos oolíticos de plataforma, calizas de plataforma lagunar, calizas y dolomías de abanicos de cuenca y bordes de plataforma.
- 1.3 En el Tithoniano se conformó una rampa externa por la que se acumularon, calizas arcillosas dolomitizadas, calizas dolomitizadas de peletoides, bioclastos y oolitas y dolomías micro a mesocristalinas, calizas arcillosas dolomitizadas y calizas de oolitas y bioclastos.
- 1.4 Durante el Cretácico Inferior se depositaron predominantemente sedimentos carbonatados en las extensas plataformas someras con sus correspondientes cambios de facies de talud y cuenca.
- 1.5 Para el Albiano-Cenomaniano, continuó el depósito de carbonatos de cuenca, brechas de talud, calizas y dolomías de plataforma y bancos calcáreos de plataforma.
- 1.6 Los carbonatos del Cretácico Inferior y el Albiano Cenomaniano y las secuencias dolomitizadas forman las principales rocas almacenadoras del área estudiada.
- 1.7 En el Cretácico Superior consiste en calizas y dolomías de cuenca, brechas de talud, borde de plataforma, abanicos de cuenca, calizas y brechas de plataforma.
- 1.8 El Paleógeno está formado por un potente cuerpo de lutitas con intercalaciones de calizas y dolomías.
- 1.9 El Neógeno está constituido de clásticos terrígenos arcillo-arenoso depositados en un mar profundo, conformado por las Formaciones Paraje Solo, Tierra Colorada y Filisola.

2.-Marco estructural.

- 2.1 La evolución tectónica y sedimentaria de la cuenca de Chiapas-Tabasco se caracterizó por una subsidencia lenta que comenzó desde el Jurásico Medio y termina en el Cenozoico
- 2.2 En el área Mesozoica Chiapas- Tabasco se reconocen dos principales fases de deformación, la primera fue plegada y fallada por la deformación Laramide, que ocurrió desde el Cretácico Tardío hasta el Eoceno Temprano. Esta deformación provocó un empuje en la dirección noreste, ocasionando un acortamiento en la corteza y la exposición del basamento
- 2.3 El segundo evento ocurrió, durante el evento Chiapaneco en el Mioceno Tardío, siendo una fase de mayor compresión. En esta etapa se formaron grandes pliegues y fallas orientadas noroeste–sureste, que formaron trampas para la acumulación de hidrocarburos. Esta situación fue favorecida por la presencia de evaporitas en el subsuelo, las cuales actuaron como zonas de deslizamiento de los bloques ascendentes que originaron sistemas de fallas normales.

3.-Sistema petrolero.

- 3.1 En la región de Chiapas-Tabasco las rocas arcillo-calcáreas del Tithoniano son las que presentan las mejores características para la generación de hidrocarburos, debido a su alto contenido de materia orgánica y a su buen nivel de maduración termal.
- 3.2 Las rocas almacenadoras son del Cretácico y Jurásico Tardío, son de naturaleza calcárea, fundamentalmente dolomías, calcarenitas y micritas, todas ellas con evidencias claras de fracturamiento y/o dolomitación.
- 3.3 El sello está constituido por rocas arcillosas del Cretácico Tardío y las lutitas del Cenozoico.

-
- 3.4 Las trampas de la cuenca son principalmente estructurales de tipo anticlinal, alargándose de forma cómica, esto es consecuencia de los plegamientos del área y a la asociación de las intrusiones de masas Salinas.
 - 3.5 Las rutas de migración son predominantemente verticales hasta el llenado de las trampas cercanas, evento que ocurrió desde el Mioceno; posteriormente se tiene migración lateral durante el Plioceno para saturar las menos próximas.
 - 3.6 Para el pozo NAFA 01 la trampa esta en rocas de edad Neocomiano-Albiano-Cenomaniano, es de tipo estructural, corresponde al bloque autóctono de una estructura anticlinal orientada de Noroeste a Sureste; hacia el este y oeste se encuentra limitada por fallas inversas, hacia el Norte con un domo salino y hacia el Sur por cierre estructural por falla.
 - 3.7 La roca generadora del yacimiento encontrado en el pozo NAFA 01 es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se conforma de calizas arcillosas con abundante materia orgánica, la cual presenta amplia distribución regional.
 - 3.8 La roca sello en el yacimiento estudiado está constituido por lutitas bentónicas, plásticas del Paleoceno.
 - 3.9 La roca almacenadora del yacimiento NAFA 01 corresponde con la secuencia de carbonatos del Cretácico Inferior y está constituido por mudstone café claro con abundantes microfracturas.

4.-Petrofísica.

- 4.1 Los resultados de los parámetros petrofísicos del pozo NAFA 01 para el intervalo 5570-5640, fueron: Porosidad de 5%, Saturación de agua del 12%, Volumen de arcilla de 13% y R_w de 0.016 Ωm , estos parámetros son buenos ya que nos indican una buena zona de interés con gas y aceite.

5.- Reservas.

- 5.1 La reserva del Pozo NAFA 01, probada (1P) recuperable del yacimiento fue de 7.419 mmbbls, con una reserva probable (2P) y posible (3P) recuperable en superficie de 58.387 mmbbls, de aceite ligero y superligero.

Recomendaciones.

- 1 Mejorar el control de calidad de los registros geofísicos de pozo, así como crear modelos petrofísicos para poder realizar una evaluación más confiable de ellos, ahorrándose así tiempo y recursos financieros.
- 2 Es necesario profundizar los pozos en estructuras conocidas para alcanzar objetivos más profundos, que podrían contener reservas considerables.
- 3 Realizar trabajos exploratorios para conocer y entender el origen, evolución y distribución de las brechas del Cretácico Inferior-Albiano y el papel de la dolomitización en la formación de rocas almacenadoras.
- 4 Perforar el bloque dos vecino del yacimiento NAFA 01, con el propósito de incrementar y delimitar las reservas del campo.
- 5 Para acelerar el descubrimiento de nuevas áreas petroleras, es necesario incrementar la actividad exploratoria, con trabajos de geología, geofísica, la perforación exploratoria y el desarrollo de nuevos campos.
- 6 La adquisición de información sísmica 3D deberá ser más intensa en todas las áreas vecinas de interés para obtener información geológica del subsuelo y proponer nuevas localizaciones en zonas de bajo riesgo.
- 7 Deben realizarse estudios de los plays fracturados para ubicar mejor los pozos a perforar y cortar el mayor número de fracturas, lo que originaría una mejor recuperación de hidrocarburos.
- 8 Se deben mejorar los resultados exploratorios y de desarrollo de campos para alcanzar una tasa de reposición de reservas probadas del 100 por ciento para los próximos años, así como recuperar gradualmente una relación reserva-producción de al menos 10 años.
- 9 La fase de exploración se debe intensificar en el continente, en la Plataforma Continental y el Golfo de México Profundo y mantenerla en el resto de las cuencas del país.
- 10 Realizar una inversión económica adecuada para exploración de nuevas áreas, con lo que se podrían documentar nuevas localizaciones exploratorias.
- 11 Fortalecer la ejecución de los proyectos de desarrollo para maximizar las reservas actuales y producir eficientemente las nuevas reservas.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- Alvarez, M., Jr., 1949, Tectonics of Mexico: American Association of Petroleum in Geologists Bulletin. V. 33, No 8, p. 1319-1335.
- Ambrose, W. A., T. F. Wawrzyniec, K. Fouad, S. C. Talukdar, R. H. Jones, D. C. Jennette, M. H. Holtz, S. Sakurai, S. P. Dutton, D. B. Dunlap, E. H. Guevara, J. Meneses Rocha, J. Lugo, L. Aguilera, J. Berlanga, L. Miranda, J. Ruiz Morales, R. Rojas, and H. Solís, 2003, Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, southeastern Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 87, p. 1411–1435.
- Angeles Aquino, F.J., Reyes Núñez, J., Quezada-Muñetón, J.M., 1992, Evolución tectónica de la Sonda de Campeche, estilos estructurales resultantes y su implicación en la generación y acumulación de hidrocarburos: II Simposio de Exploración Petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
- Arrollo F., A., 1987, Apuntes de Registros Geofísicos de pozos, p. 3-14.
- Arzola C., C., 2004, Aspectos geológicos y técnicos operativos del pozo naranja no.1 de la Cuenca de Chiapas-Tabasco del Estado de Tabasco: Tesis Inédita, Taxco el Viejo, Universidad Autónoma de Guerrero, p. 25-50.
- Bello, M., R y Guardado, C., J 1991, Estudio Estratigráfico-Sedimentológico-Diagenético de las rocas del Mesozoico en el área de Gaucho, Chiapas. Subdirección de Tecnología de Exploración. Instituto Mexicano del Petróleo, México. Informe Inédito p. 85.
- Böse, E., 1905, Reseña acerca de la geología de Chiapas y Tabasco: Bol. Inst. Geol. México, p. 429-441.
- Burckhardt, C., 1930, Etude synthétique sur le Mésozoïque Mexicain, Première partie: Société Paléontologique Suisse Mémoires, v. 49, p. 1-123.
- Carfantan, J.C., 1986, Du Système Cordillérain Nord-Américain au Domaine Caraibe: Étude Géologique du Mexique Meridional: Tesis de Doctorado de Estado, Université de Savoie, Chambéry, p. 557.
- Castillo-Tejero, C., 1955, Bosquejo estratigráfico de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. 7, p. 175-212.

-
- Chávez-Clara V., M., 2005, Un nuevo enfoque multidisciplinario en el estudio de plays-El Terciario de la Cuenca del Sureste: Boletín AMGP Volumen LII Número 2, p. 7-31.
- CONAGUA (Comisión Nacional del Agua), 2002, Determinación de la disponibilidad de agua en el acuífero Samaría-Cunduacán, Estado de Tabasco.
- Contreras, V.H., 1959, Reseña de la geología del sureste de México: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. 11, p. 401-484.
- Delgado R., R., 1999, Caracterización y plan integral de desarrollo del campo Gaucho, Sureste de México a partir de sísmica tridimensional: Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG, Veracruz, México.
- Delgado R., R., 2006, Importancia de las Fracturas en la Caracterización de Campos Productores: Boletín Trimestral Horizonte Sur, Octubre-Diciembre p. 9-16.
- Delgado R., R., 2007, Perspectiva Exploratorias del Alto Reforma Akal, el Sureste de México”, Boletín Trimestral Horizonte Sur, Abril- Junio, p. 8-13.
- Delgado, R., R., 2007, Plataforma Artesa-Mundo Nuevo y sus Principales Campos Productores: Boletín Trimestral Horizonte Sur, Enero-Marzo, p. 5-11.
- Demaison, G., and B. J. Huizinga (1991) Genetic classification of petroleum systems: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 75, p. 1626-1643.
- England, W. A., A. H. Muggeridge, P. J. Clifford, and Z. Tang, 1995, Modelling density-driven mixing rates in petroleum reservoirs on geological time-scales, with application to the detection of barriers in the Forties Field (UKCS), in J. M. Cubbit, and W. A. England, eds., The Geochemistry of Reservoirs, Geological Society Special Publication No. 86. The Geological Society of London, U.K., p. 185-201.
- García-Molina, G., 1994, Structural evolution of SE México (Chiapas-Tabasco-Campeche) offshore and onshore: Rice University, Ph.D. Dissertation, p. 161.
- Gibson, J.B., 1936a, Estratigrafía y tectónica de la zona costera del Golfo entre 19° 34' latitud Norte y el Río Coatzacoalcos, Ver.: Bol. Soc. Geol. Mex., Tomo IX, No 5.

-
- Gibson, J.B., 1936b, Estratigrafía y tectónica de la zona costera del Golfo de México: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. 5, p. 274-276.
- González G., R., y Holguín Q., N., 1992, Geology of the source rocks of Mexico: 13th World Petrol. Congr., Proceed., v. XLI, p. 37-50.
- Guzmán, A., E., 1991, Cuencas del Sureste: Boletín AMGP Volumen XLVIII Número 1-2, P. 28-33, 58-59.
- Hernández M., I., 2005, Caracterización inicial petrofísica del pozo exploratorio Kosni-1: Tesis Inédita, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, p. 52.
- Humpris, Jr., C.C., 1979, Salt movement on continental slope, northern Gulf of Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 66, p. 782-798.
- Magoon, L. B. & Dow, W. G., 1994, The Petroleum system from source to trap Am. Assoc. Petroleum Geologists, Tulsa, Mem. 60.
- Méndez, O., B.A, 2007, Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de Campos Mesozoicos de la Cuenca del Sureste de México, Implicación en su origen: Tesis Inédita: Centro de Geociencias, Universidad Nacional Autónoma de México, p. 24-34.
- Meneses de Gyves J. 1980 Geología de la Sonda de Campeche. Bol. Asoc. Mex. Geol. Pet. v. 32 p. 1-26.
- Meneses R., J.J., 1991, Tectonic development of the Ixtapa Graben, Chiapas, México: Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, p. 308.
- Meneses R., J.J., 2001, Tectonic evolution of the Ixtapa Graben, an example of a strike-slip basin of southeastern Mexico: Implications for regional petroleum systems; *in*: C. Bartolini, R. T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., Mesozoic and Cenozoic evolution of the western Gulf of Mexico Basin: tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75, p. 183–216.
- Michaud, F., 1987, Stratigraphie et paleogeographie du Mesozoique du Chiapas, sudest du Mexique: These du Doctorat, Université Paris p. 6, 301.

-
- Morales Suárez, J. M., 2006, Reservas de hidrocarburos, definiciones y clasificación de SPE, WPC y AAPG: Boletín Trimestral Horizonte Sur, Octubre-Diciembre p.17-19.
- Oñate E., Roberto, 1950, Estudios Geofísicos de la Cuenca de Veracruz: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. II, No 4, p. 291-298.
- Ortuño A., F., 1999 Modelado integral del sistema petrolero mesozoico de las Cuencas del Sureste De México: Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG, Veracruz, México.
- Oviedo, 1996, Geología Regional de la Cuenca del Sureste, P. 6-22.
- Padilla y Sánchez, R., J., 2007, Evolución geológica del Sureste Mexicano desde el Mesozoico: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Tomo LIX, Núm. 1, p. 19-42.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos), 2000 Un siglo de la perforación en México: Registros Geofísicos de pozos, Tomo 6, p. 10- 28.
- PEMEX (Petróleos Mexicanos), 2008, Las Reservas de Hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero del 2008.
- Pindell, J. L., 1985, Alleghenian reconstructions and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and proto-Caribbean: Tectonics, v. 4, p. 1–39.
- Pindell, J. L., 1993, Regional synopsis of Gulf of Mexico and Caribbean evolution; *in*: Pindell, J. L., and Perkins, B. F., eds., Mesozoic and early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region, A context for hydrocarbon exploration: Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, 13th Annual Research Conference Proceedings, p. 251–274.
- Quezada-Muñetón, J.M., 1984, El Grupo Zacatera del Jurásico Medio-Cretácico Inferior de la Depresión Istmica, 20 kilómetros al norte de Matías Romero, Oax.: Sociedad Geológica Mexicana, VII Convención Nacional, Memorias, p. 40-59.
- Ramírez-Chávez V., V., 1999, El sistema petrolífero como herramienta para la revitalización de la Cuenca del Sureste, México: Tercera Conferencia Internacional Conjunta AMGP/AAPG, Veracruz, México.

-
- Ricoy S., U., 1989, Tertiary terrigenous depositional systems of the Mexican Isthmus Basins: Ph.D. Dissertation, The University of Texas at Austin, p.145.
- Salvador, A., 1987, Late Triassic–Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 71, p. 419–451.
- Salvador, A., 1991a, Editor, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America.
- Salvador, A., 1991b, Triassic-Jurassic, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, p. 131–180.
- Salvador, A., 1991c, Origin and development of the Gulf of Mexico Basin in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, p. 389– 444
- Sánchez-Montes de Oca, R., 1980, Geología petrolera de la Sierra de Chiapas: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. 31, Nos. 1-2, p. 67-77.
- Santiago-Acevedo, J. and Mejía Dautt, O., 1980, Giant field in the southeast of Mexico: Gulf Coast Association of Geological Societies Trans., v. 30, p. 1-31.
- Santiago-Acevedo, J., Carrillo Bravo, J. y Martell Andrade, B., 1984, Geología Petrolera de México, *in*, D. Marnissolle-Daguerre (Ed.), Evaluación de Formaciones en México, Schlumberger, p.22-31.
- Sosa, P., A., 2001, Subsistemas generadores del Sureste de México: Boletín AMGP Volumen XLIX Número 1-2, P.16-30, 85-104.
- Tissot, B.P. & Welte, F.C., 1984. Petroleum formation and occurrence: Springer-Verlag, Berlin, p. 669.
- Villarello, J., 1909, El pozo de petróleo de Dos Bocas: Instituto Geológico de México, Parte 3, p. 5-112.
- Viniegra O., F., 1950, Breve análisis geológico de la llamada Cuenca de Veracruz: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. II, No 4, p. 281-290.
- Viniegra O., F., 1971, Age and evolution of Salt basins of southeastern México: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 55, p. 478-494.
-

Winker, C.D., y Buffler, R.T., 1988, Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 72, p. 318-346.

Williams-Rojas, C.T. y Hurley, N.F., 2001, Geologic controls in reservoir performance in Muspac and Catedral gas fields, Southeastern Mexico, *in* Bartolini, C., Buffler, R.T. y Cantú-Chapa, A., (Editores), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75.

Consultas electrónicas

www.slb.com/media/services/evaluation/petrophysics/resistivity/rt_scanner.pdf.