



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE  
EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE MACUSPANA”**

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

**PEDRAZA LEAL SANTA TERESITA DEL NIÑO JESUS**

DIRECTOR DE TESIS:

**ING. JAVIER ARELLANO GIL**



México D.F., Ciudad Universitaria.

Noviembre del 2012.





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
60-I-850

**SRITA. SANTA TERESITA DEL NIÑO JESÚS PEDRAZA LEAL**

**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 Petrolero:

**EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA CUENCA DE MACUSPANA**

- RESUMEN
- I GENERALIDADES
- II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL
- III SISTEMA PETROLERO
- IV MÉTODOS DE PERFORACIÓN
- V RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido 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 27 de Agosto del 2012

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

  
**DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ**

JAHE\*ICH\*srs

P.R. 



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

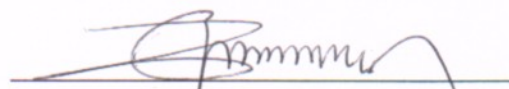
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA

*Aceptación de Trabajo Escrito*

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
**DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DE LA U.N.A.M.**  
**Presente.**

En relación con el Examen Profesional de **PEDRAZA LEAL SANTA TERESITA DEL NIÑO JESUS**, registrada con número de cuenta 304579426 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por la citada alumna.

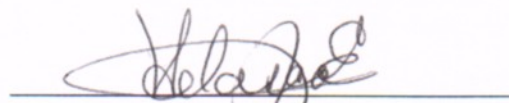
Atentamente,

  
\_\_\_\_\_  
**ING. MANUEL JUAN VILLAMAR**

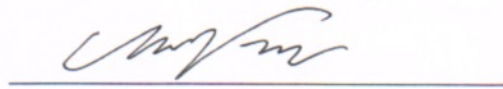
**VIGUERAS**  
FECHA DE ACEPTACIÓN: 1/10/12

  
\_\_\_\_\_  
**ING. JAVIER ARELLANO GIL**

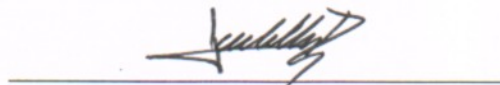
FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/09/12

  
\_\_\_\_\_  
**ING. JOSE AGUSTIN VELASCO**

**ESQUIVEL**  
FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/9/12

  
\_\_\_\_\_  
**ING. ULISES NERI FLORES**

FECHA DE ACEPTACIÓN: 24/09/12

  
\_\_\_\_\_  
**M.C. NOE SANTILLAN PIÑA**

FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/09/12

FECHA DE EMISIÓN : 14 de Septiembre de 2012



A mi mami, **Amada Leal**<sup>†</sup>.

Hace tiempo emprendiste un largo viaje y no pudiste ver este sueño culminado,  
pero sé que desde donde estas, me cuidas y estas orgullosa de mi.

A mis hermanitos, **Jorge, Marisol, Cesar, Oswaldo, Oscar y Lupita**.

Por acompañarme en este camino, para que este logro los impulse a salir a adelante  
y ser mejores cada día de su vida.

## AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, por permitirme llegar hasta donde estoy y darme la fuerza para cumplir este sueño. Gracias por ser mi apoyo espiritual en todo momento.

A **Amada Leal<sup>†</sup>** y **Jorge Pedraza**, dos personas maravillosas que me han educado y cuidado, por ser mi guía en cada etapa de la vida y por haber hecho de mi una mujer de bien. Gracias por su gran cariño, por creer en mi y por todas las enseñanzas aprendidas a su lado. Este primer logro en mi vida es para ustedes.

A **María Elena Pedraza Leal**, por haberme dado la vida y estar siempre a mi lado apoyándome, por tu inmenso amor y cariño. Por creer en mi y ser un modelo a seguir, por enseñarme a ser la mejor en lo que hago. Te amo y muchas gracias mami por todo lo que has hecho por mi, no tengo forma de pagarte todo esto. Recuerda que todos los logros en mi vida son tuyos.

A **Guadalupe Pedraza** y **Ana María Pedraza**, por haberme cuidado como una hija y estar al pendiente de mi cada día, gracias por compartir conmigo tantas risas y grandes momentos, gracias su comprensión y apoyo durante toda mi trayectoria escolar.

A las **Familias Pedraza Urzúa, Pedraza Bautista** y **Pedraza Trejo**, por todas las palabras de aliento que me han brindado, por preocuparse y estar al pendiente de mi desde que era muy pequeña. Gracias por los consejos que siempre recibí de ustedes. Gracias Tío Jorge y Tía Mónica por todo el apoyo y por haberme adoptado como su hija los primeros años de mi vida. Gracias Federico porque no dejaste que dejara esta última etapa sin concluir. Gracias Miguel por no dejar de darme ánimos cada que puedes. Los quiero mucho.

A **Oscar Sánchez Casas**, por el apoyo que me has brindado, por tomar mi mamó y no dejarme caer, estoy muy feliz de tenerte a mi lado. Gracias por ser parte de esta gran etapa en mi vida y por compartir conmigo grandes momentos. Te amo.

Al **Ingeniero Javier Arellano Gil**, por darme la oportunidad de realizar este trabajo a su lado, por todo el apoyo, la confianza y el tiempo que me brindó para que pudiera culminar esta última etapa como universitaria. Gracias.

A mis **amigos** y **compañeros de la Facultad**, por todo el tiempo que estuvimos juntos, los viajes, consejos y experiencias a su lado. Por su ayuda y amistad incondicional. Son un complemento importante de mi vida.

Por último y no menos importante, a mi querida **Universidad Nacional Autónoma de México**, por haberme permitido concluir mis estudios en ella, es un orgullo formar parte de la mejor universidad de México. Y a la **Facultad de Ingeniería**, por los aprendizajes y conocimientos que obtuve en sus aulas. Gracias a ambas por convertirse en un segundo hogar.





## CONTENIDO

	Página
<b>Resumen.</b> .....	1.
<b>1. Generalidades.</b> .....	3.
1.1. Objetivos. ....	4.
1.2. Metas. ....	4.
1.3. Ubicación de la cuenca. ....	4.
1.4. Orografía. ....	5.
1.4.1. Llanura costera del Golfo sur. ....	5.
1.4.2. Sierras de Chiapas y Guatemala. ....	7.
1.5. Hidrografía. ....	7.
1.5.1. Regiones hidrológicas. ....	8.
1.5.2. Aguas superficiales. ....	10.
1.5.3. Aguas subterráneas. ....	11.
1.6. Condiciones climáticas. ....	11.
1.6.1. Climas de llanura. ....	13.
1.6.2. Climas de la sierra y la zona de transición hacia la llanura. ....	13.
1.7. Vías de comunicación. ....	13.
1.7.1. Carreteras. ....	14.
1.7.2. Puertos. ....	15.
1.7.3. Ferrocarriles. ....	15.
1.7.4. Aeropuertos. ....	16.
1.8. Trabajos antecedentes. ....	17.
<b>2. Marco geológico regional.</b> .....	19.
2.1. Sedimentología y Estratigrafía. ....	19.
2.1.1. Caliza Guayal. ....	19.
2.1.2. Lutitas Candelaria (Chicontepec-Velasco). ....	21.
2.1.3. Conglomerado Puente Piedra. ....	21.
2.1.4. Lutitas Chinal. ....	21.
2.1.5. Calizas Chinal. ....	22.
2.1.6. Conglomerado del Limón. ....	22.
2.1.7. Lutitas Misopá. ....	22.
2.1.8. Caliza de Macuspana. ....	22.
2.1.9. Lutitas Encarnación. ....	23.
2.1.10. Formación Amate. ....	23.
2.1.11. Formación Encajonado. ....	24.
2.1.12. Formación Zargazal. ....	24.

2.1.13. Formación Belem. ....	25.
2.1.14. Formación Tres Puentes. ....	25.
2.1.15. Formación Tierra Colorada. ....	25.
2.1.16. Aluvión. ....	26.
2.2. Geología estructural. ....	26.
2.3. Evolución geológica. ....	27.
2.3.1. Jurásico. ....	28.
2.3.2. Cretácico. ....	31.
2.3.3. Cenozoico. ....	33.
<b>3. Sistema Petrolero. ....</b>	<b>37.</b>
3.1. Definición. ....	37.
3.1.1. Roca generadora. ....	37.
3.1.2. Roca almacenadora. ....	38.
3.1.3. Roca sello. ....	38.
3.1.4. Migración. ....	39.
3.1.5. Trampas. ....	39.
3.1.6. Sincronía. ....	39.
3.2. Sistema Petrolero en la Cuenca de Macuspana. ....	39.
3.2.1. Roca generadora. ....	40.
3.2.2. Roca almacenadora. ....	43.
3.2.3. Roca sello. ....	43.
3.2.4. Migración. ....	44.
3.2.5. Trampas. ....	46.
3.2.6. Sincronía. ....	46.
3.3. Caracterización de los aceites y gas natural. ....	46.
3.4. Potencial petrolero en "Plays". ....	48.
3.4.1. Play Cretácico - Mioceno Inferior - Medio. ....	49.
3.4.2. Play Mioceno Superior. ....	49.
3.4.3. Play Plioceno Inferior - Medio. ....	51.
3.4.4. Play hipotético en el Área de Akalan. ....	51.
3.5. Ejemplos de campos y yacimientos importantes. ....	53.
3.5.1. Campo José Colomo. ....	53.
3.5.2. Campo Cafeto. ....	56.
3.5.3. Campo Vernet. ....	58.
3.5.4. Campo Shishito. ....	60.
3.5.5. Campo Narvárez. ....	63.

<b>4. Métodos de Perforación.</b> .....	67.
4.1. Perforación en la Cuenca de Macuspana. ....	67.
4.1.1. Ubicación geográfica. ....	68.
4.1.2. Selección del equipo de perforación. ....	69.
4.1.3. Selección adecuada de las barrenas. ....	70.
4.1.4. Diseño de la sarta de perforación. ....	71.
4.1.5. Programa de lodos a utilizarse. ....	75.
4.1.6. Estado mecánico del pozo. ....	76.
4.1.7. Estimación de costos. ....	77.
<b>5. Reservas y desarrollo de campos.</b> .....	79.
5.1. Reservas. ....	79.
5.1.1. Reservas probadas. ....	80.
5.1.2. Reservas no probadas. ....	80.
5.2. Reservas en la Cuenca de Macuspana. ....	81.
5.3. Tecnologías para la reactivación de la Cuenca Macuspana. ....	87.
5.3.1. Ortomapas. ....	87.
5.3.2. Magnetometría de alta resolución. ....	87.
5.3.3. Análisis AVO. ....	88.
5.4. Desarrollo de campos. ....	88.
5.4.1. Exploración. ....	89.
5.4.2. Explotación. ....	90.
5.5. Ejemplos sobre el desarrollo de campos en la Cuenca de Macuspana. ....	92.
<b>Conclusiones y Recomendaciones.</b> .....	98.
<b>Bibliografía.</b> .....	101.

## RESUMEN

La Cuenca de Macuspana se localiza en el sureste de México, en los Estados de Tabasco y Campeche, con una pequeña extensión hacia el Golfo de México. La actividad de exploración petrolera en la cuenca comenzó en el año de 1886 con la perforación del Pozo exploratorio Sarlat. En la actualidad es una de las áreas productoras de gas natural más importantes del país.

El presente trabajo tiene como objetivo ofrecer un panorama general de la situación geológico-petrolera en la Cuenca de Macuspana, considerando los procesos geológicos, el sistema petrolero, los campos que la conforman y los métodos de explotación que se han utilizado; la información anterior nos brindará herramientas para poder planear y abordar nuevas estrategias para su desarrollo y obtener una mejor explotación, además con el fin de ofrecer un mayor entendimiento, se presentan varios ejemplos de yacimientos desarrollados en la cuenca.

Estructuralmente, la cuenca está localizada en un graben, donde se tiene un sistema de fallas de tipo normal que afectan a estructuras plegadas más antiguas. La deformación que causó extensión ocurrió durante el Plioceno, con lo que se originó una modificación al relieve, lo que dio origen a los principales depocentros como consecuencia del proceso de deformación con extensión. El origen de las secuencias Mesozoicas y su desarrollo posterior se encuentra ligado a la evolución del sureste de México y particularmente a la apertura y formación del Golfo de México en el Jurásico.

La estratigrafía que tiene relación con los yacimientos de la cuenca, comprende una secuencia de rocas a partir del Cretácico Inferior a la actualidad, la cual se obtuvo a partir de afloramientos y de los pozos exploratorios y de desarrollo perforados en la cuenca. Se compone principalmente de calizas, lutitas y secuencias arenosas de diferente tamaño de grano y con espesores variables, algunas de estas secuencias contienen restos de materia orgánica.

La Cuenca de Macuspana se compone de 39 campos con diferente grado de desarrollo, siendo los principales por sus reservas y producción José Colomo, Chilapilla, Usumacinta y Hormiguero; además, se tienen campos de aceite, gas asociado y gas no asociado, los cuales se encuentran en secuencias de edad Cenozoica, principalmente en areniscas fluviodeltáicas y de plataforma; sin embargo, muy pocos son económicamente explotables.

En lo referente al Sistema Petrolero, la cuenca cuenta con tres sistemas que favorecieron a la generación, migración y acumulación de hidrocarburos, siendo los más importantes los que producen en rocas del Mioceno y del Plioceno. Las rocas generadoras del Mesozoico corresponden a lutitas calcáreas y calizas arcillosas con kerógeno de tipo II y II-III, mientras que las rocas generadoras del Neógeno son las lutitas del Mioceno Temprano y del Plioceno Inferior, con kerógeno de tipo III, II-III, IV. Las formaciones almacenadoras con mayor importancia desde el punto de vista económico-petrolero son la Caliza Macuspana y las rocas clásticas de las formaciones Amate Inferior y Superior, Encajonado, Zargazal y Belem Inferior. Las rocas sello están constituidas por cuerpos de lutitas que se depositaron en etapas transgresivas o en ambientes de

plataforma. Las trampas que se encuentran en la cuenca fueron generadas a partir del Mioceno Tardío, son de tipo estructural siendo las principales los anticlinales con diferentes tipos de cierre, las de tipo roll-over que están asociadas a fallas de crecimiento y las de tipo estratigráfico; los ejemplos de estas últimas son los rellenos de canal, las discordancias y acuñamientos.

El desarrollo de los campos en la cuenca se dio a partir del descubrimiento de un campo con el pozo José Colomo-1, en el año de 1951; tiempo en el que se lograron definir estructuras almacenadoras de gas seco y húmedo, iniciando así la explotación de hidrocarburos. La mayoría de los campos que se describen en este documento se encuentran en estructuras de tipo anticlinal, delimitados por fallas. Las rocas almacenadoras de estos campos cuentan con una porosidad del orden de 25% y con una saturación de agua entre 14 al 20%.

Los principales métodos de perforación utilizados para el desarrollo de los campos son la perforación vertical, horizontal, direccional, pero actualmente se ha utilizado la perforación multilateral, un ejemplo es el Pozo Narvárez 12 que tiene como objetivo la explotación óptima racional de los hidrocarburos.

La mayor parte de la cuenca forma parte del Activo Integral de Macuspana, el cual administra 33 campos, siendo los siguientes los principales productores: Fortuna Nacional, Vernet, Usumacinta, José Colomo, Chilapilla, Hormiguero y Narvárez. Los datos de reservas 1P de este activo al 1 de enero del 2011 corresponden con 163.1 mmbpce y actualmente se llevan a cabo proyectos de incorporación de reservas mediante la reactivación de estudios en la cuenca. Uno de los proyectos en desarrollo es el proyecto “Cuenca de Macuspana”, que ya se empezó a realizar y su ejecución está programada para los años 2011-2042, con el cual pretende reparar y perforar más pozos, construir instalaciones de producción y líneas de descarga.

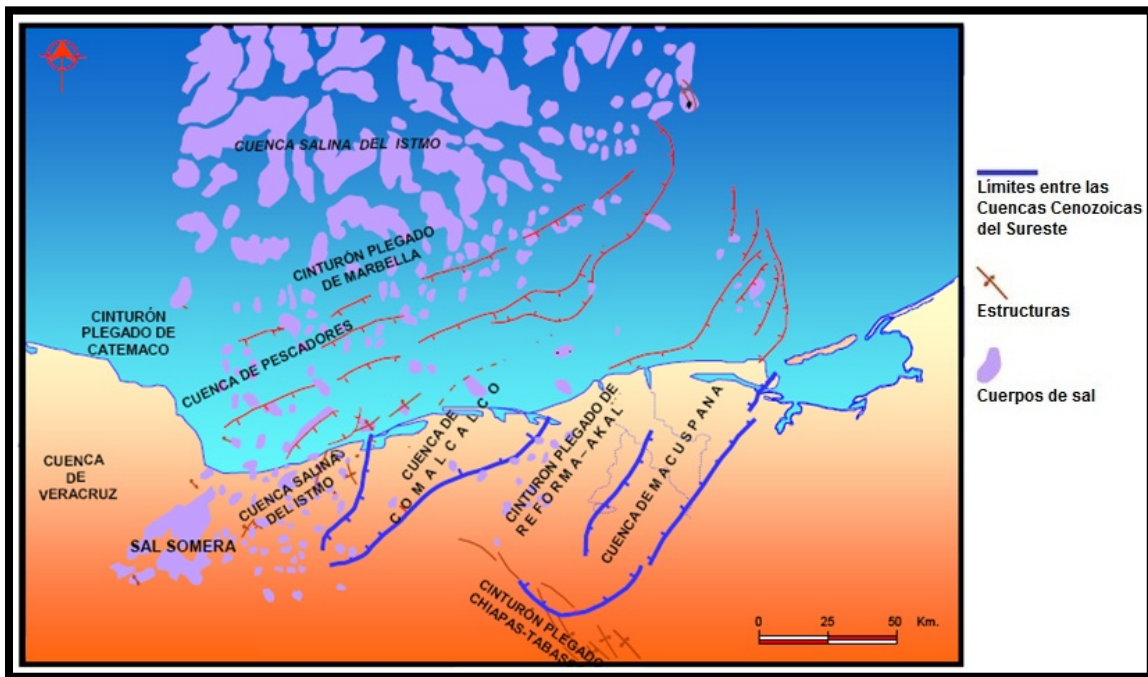
## 1. GENERALIDADES

Durante los últimos años, la exploración y la explotación petrolera han sido de gran importancia para la República Mexicana; se han realizado trabajos sobre la evaluación del potencial petrolero y el desarrollo de campos, jerarquizado las áreas productoras con cierto potencial petrolífero.

La Cuenca de Macuspana forma parte de las denominadas Cuencas del Sureste, cuya distribución se muestra en la **Figura 1.1**, estas cuencas abarcan el sureste del Estado de Veracruz y casi todo el Estado de Tabasco; limitan al norte con el Golfo de México y al sur con la Sierra de Chiapas, mientras que al oeste-norte lo hace con la Cuenca de Veracruz y al este con la Plataforma de Yucatán. Cubre una extensión aproximada de 65,100 km<sup>2</sup> incluyendo la porción marina. Las cuencas en su conjunto, han sido las principales productoras de aceite en México a partir de los años setenta y los trabajos de exploración en esta zona datan de 1886 (**Marmissolle et al., 1984**), con la perforación del pozo Sarlat que está ubicado en la Cuenca de Macuspana.

En lo referente a la Cuenca de Macuspana, **PEMEX en el 2010**, considera que la extensión de la cuenca es de aproximadamente 13,800 km<sup>2</sup>, con yacimientos que se encuentran en secuencias de edad Cenozoica, los cuales son productores de gas no asociado; los yacimientos se encuentran en areniscas fluviodeltáicas y de plataforma en trampas estratigráficas y estructurales.

La cuenca ha registrado una producción acumulada de 5,184 mmpc de gas en 13 campos, de los 39 que se han descubierto. El pico de producción de 720 mmpc que se registró en el año de 1975; mientras que la reserva remanente es aproximadamente de 166 mmpce (**Aquino, 2004**).



**Figura 1.1** – Distribución de las Cuencas del Sureste, donde se tiene a la Cuenca de Macuspana (**Tomado de PEMEX, 2008**).

### 1.1. Objetivos.

El objetivo principal del presente trabajo es el estudio integral de la Cuenca de Macuspana, para conocer sus características geológicas, el sistema petrolero, así como los métodos de explotación y las reservas que actualmente se tienen en la cuenca, para el desarrollo óptimo de la misma.

Los objetivos específicos son:

- a) Conocer y describir las características geológico-petroleras de la Cuenca de Macuspana.
- b) Conocer y describir los componentes del sistema petrolero de la región.
- c) Describir los métodos de perforación que han sido utilizados en la región para el desarrollo de sus campos.
- d) Generar información que sea de utilidad para la implementación de los mejores métodos de explotación en la Cuenca de Macuspana.

### 1.2. Metas.

Elaboración de un documento de consulta que sea confiable y de utilidad, no solo como una herramienta didáctica, sino también que se pueda emplear en la Industria Petrolera; que contenga la Información relevante sobre la Cuenca de Macuspana para que el interesado pueda conocer los elementos geológicos, el sistema petrolero y las formas de explotación de los principales yacimientos.

### 1.3. Ubicación de la cuenca.

La Cuenca de Macuspana se ubica en el sureste de México, entre los 17° 30' y los 18° 50' de latitud norte, y entre los 91° y 93° de longitud al oeste del Meridiano de Greenwich. Abarca una parte del Estado de Tabasco y posee un área terrestre de aproximadamente 7,300 km<sup>2</sup> y un área marina de 1,800 km<sup>2</sup> (Figura 1.2). Limita al sur por la Sierra de Chiapas mientras que en el norte se extiende hacia el Golfo de México, la plataforma de Yucatán limita su extensión en el este, mientras que el Alto de Reforma-Akal hace lo mismo en el oeste (Narváez y et al., 2008).

Los elementos estructurales que limitan a la Cuenca de Macuspana por el oriente y por occidente son la falla de Macuspana y la falla de Frontera respectivamente. Tectónicamente la cuenca se localiza en la placa de Norteamérica al norte del sistema de fallas Polochic y Motagua del sur de México; está influenciada por la interacción de las placas de Norteamérica, Cocos y del Caribe.

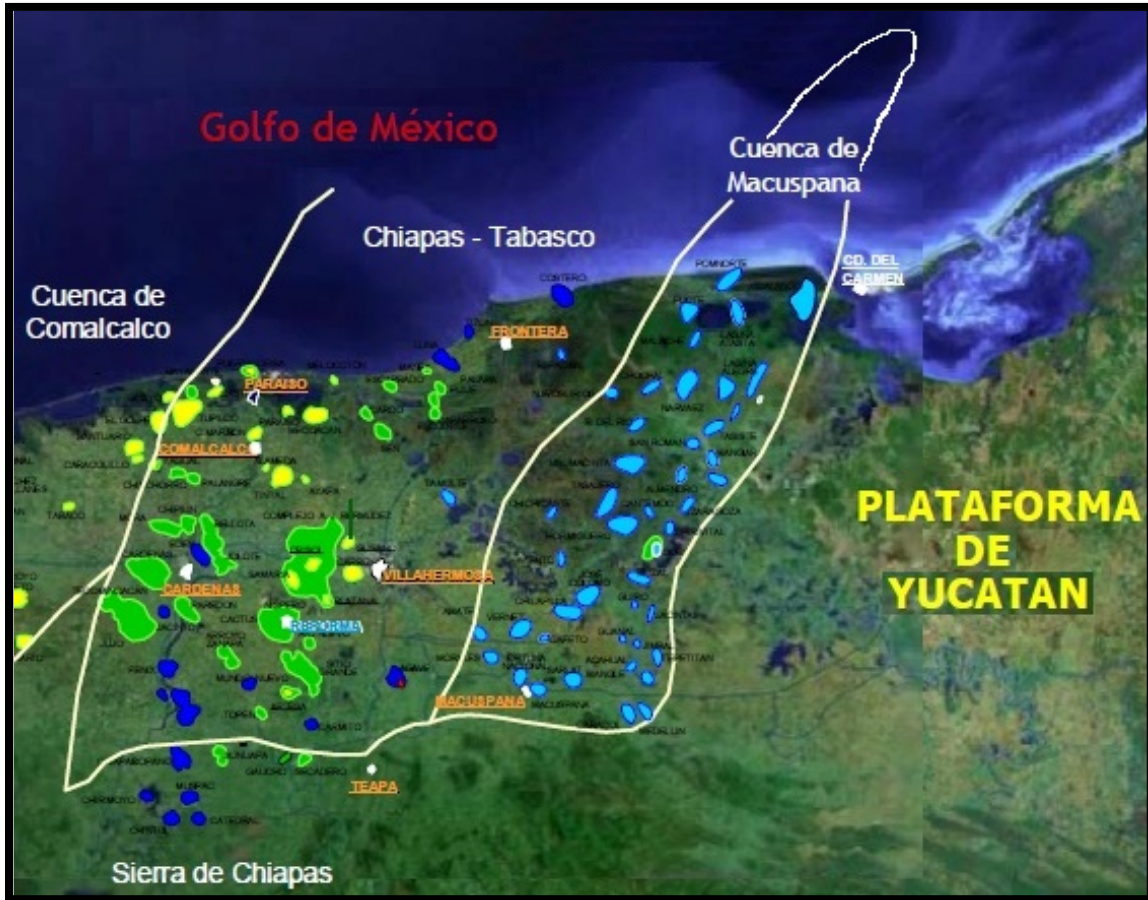


Figura 1.2 – Ubicación de la Cuenca de Macuspana y cuencas vecinas del sureste Mexicano (Modificada de Aguilar, 2008).

#### 1.4. Orografía.

El relieve de la parte continental de la cuenca guarda una estrecha relación con la geología de la región, que se conforma de una llanura costera compuesta por lomeríos dentro de la provincia denominada Sierras de Chiapas y Guatemala (Figura 1.3). Los factores geológicos que han influido con el relieve de la región, se relacionan con la gran abundancia de aportes de algunos materiales continentales que han sido transportados por una compleja red de corrientes superficiales que se tienen en la Llanura Costera. La cuenca se localiza principalmente en la Llanura Costera del Golfo sur y un pequeño segmento en la Sierra de Chiapas y Guatemala.

##### 1.4.1. Llanura costera del Golfo sur.

Como se mencionó anteriormente, en esta provincia se ubica la mayor parte del área de la Cuenca de Macuspana y se caracteriza por un suave relieve, casi plano y con altitudes menores de 100 m,



estas altitudes están cortadas por amplios valles que se formaron como consecuencia de la acumulación de depósitos fluviales; además se tienen otro tipo de ambientes, como son palustres, lacustres, y litoral.



Figura 1.3 – Orografía del Estado de Tabasco y la posición de la Cuenca de Macuspana (Modificada de INEGI, 2011).

Se encuentra constituida por grandes cantidades de aluvión, las cuales han sido acarreadas por los ríos que atraviesan esta provincia, ya que son los más caudalosos del país y desembocan en la parte sur del Golfo de México. El origen de esta planicie sedimentaria se encuentra relacionado con la regresión del Atlántico, la cual comenzó desde el Cenozoico Inferior y fue causada por algunos procesos tectónicos así como al relleno gradual de la cuenca oceánica, en donde se acumularon grandes volúmenes de materiales rocosos provenientes del continente.

La morfología de esta región se encuentra interrumpida por la discontinuidad fisiográfica de los Tuxtles y algunos lomeríos bajos. Las llanuras están compuestas por materiales de acarreo y se

encuentran en ella enormes pantanos, en temporada de lluvias se llegan a formar lagunas de poca profundidad pero de gran extensión. Los cerros más importantes que se encuentran en esta región son: La Campana, La Corona, El Madrigal, y Poaná en Tacotalpa así como Mono Pelado en Huimanguillo, Coconá en Teapa, y El Tortuguero en Macuspana (PEMEX, 1985).

#### **1.4.2. Sierras de Chiapas y Guatemala.**

México y Guatemala comparten esta provincia, la constituyen una serie de sierras que han sido configuradas a partir de montañas plegadas, sus altitudes varían de 200 a 500 metros y fueron afectados por una erosión fluvial intensa, los ejes estructurales de las sierras están orientados predominantemente este-oeste y están afectadas por fallamiento lateral; en la región se encuentra el Río Usumacinta, el cual determina parte de la línea divisoria internacional.

López Ramos en 1983, describe que su estructura está constituida por espesores muy amplios de rocas sedimentarias plegadas, los estratos van desde el Pensilvánico hasta el Neógeno sin embargo, en algunas zonas suelen predominar calizas cretácicas. La característica de los pliegues es que tienen un mayor desarrollo hacia el sur y se encuentran en contacto con el sistema montañoso conocido como Macizo de Chiapas, las mayores elevaciones se presentan al noreste mientras que los plegamientos se reducen gradualmente hasta desaparecer en la planicie costera de Tabasco con pliegues buzantes; este segmento forma parte de la Cuenca de Macuspana.

#### **1.5. Hidrografía.**

En el Estado de Tabasco, en donde se encuentra la Cuenca de Macuspana, se localiza la red hidrológica más compleja de México y se registran las mayores precipitaciones pluviales (Figura 1.4). A diferencia de otras entidades en la República, en el estado, no existe escases de agua ya que se tiene un importante excedente que trae consigo algunos problemas, debido a que se carece de la infraestructura adecuada para poder drenarla.

Se tiene una abundancia de escurrimientos en la superficie que han formado diversos cuerpos de agua con dimensiones variadas, llanuras de inundación que están pobladas por vegetación hidrófila, como popal, tule y mangle, así como plantas propias de los pantanos.

La formación de los meandros es un aspecto que caracteriza a los ríos de este territorio debido al terreno plano, así como a la gran cantidad de agua y al abundante acarreo de materiales aluviales. Esto se encuentra ligado estrechamente a las inundaciones, que son provocadas por la cantidad de lluvia a lo largo de más de ocho meses por año.

### 1.5.1. Regiones hidrológicas.

En el estado se localizan las regiones hidrológicas de Coatzacoalcos y Grijalva-Usumacinta; la primera de ellas se sitúa en la porción occidental, mientras que la segunda en el resto del estado (Figura 1.5).

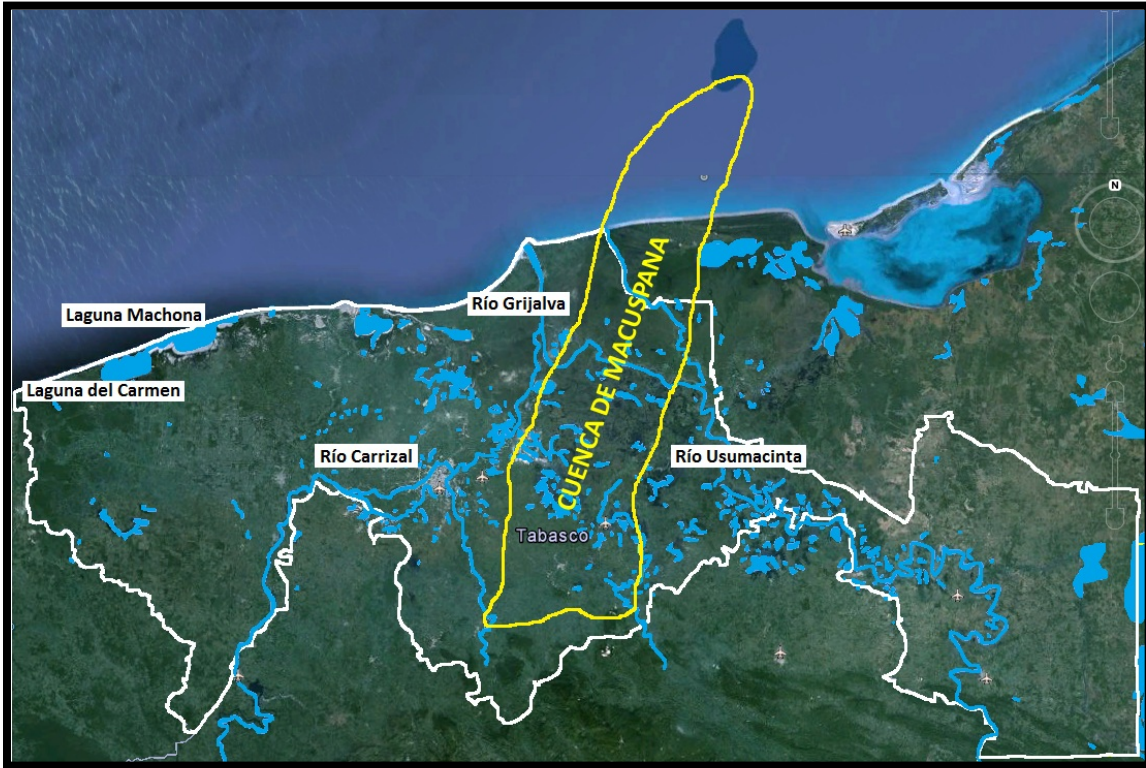


Figura 1.4 – Hidrografía del Estado de Tabasco (Modificada de Google Earth, 2012).

#### **Región Hidrológica Coatzacoalcos.**

Ésta región se encuentra constituida por las Cuencas de los Ríos Coatzacoalcos y Tonalá, ambas constituyen una sola unidad hidrológica. La mayor parte de su desarrollo se encuentra en los Estados de Veracruz y Oaxaca, el Río Coatzacoalcos es la corriente principal de esta región, que tiene su origen en el Estado de Oaxaca. En el Estado de Tabasco, la región hidrológica está representada por una parte de la Cuenca del Río Tonalá y las lagunas del Carmen y Machona.

- *Río Tonalá y Lagunas del Carmen y Machona.*

Esta cuenca nace en la Sierra Madre de Chiapas, en la mayor parte de su recorrido sirve como límite entre el Estado de Veracruz y el de Tabasco. Generalmente se dirige hacia el noroeste y en la época de estiaje puede ser navegable en gran parte de su extensión, lo mismo que sus afluentes. El Río Tonalá también es conocido como Río Tancochapa en la parte superior de su

recorrido y los afluentes principales en territorio tabasqueño son los ríos Zanapa, Blasillo y Chicozapote.

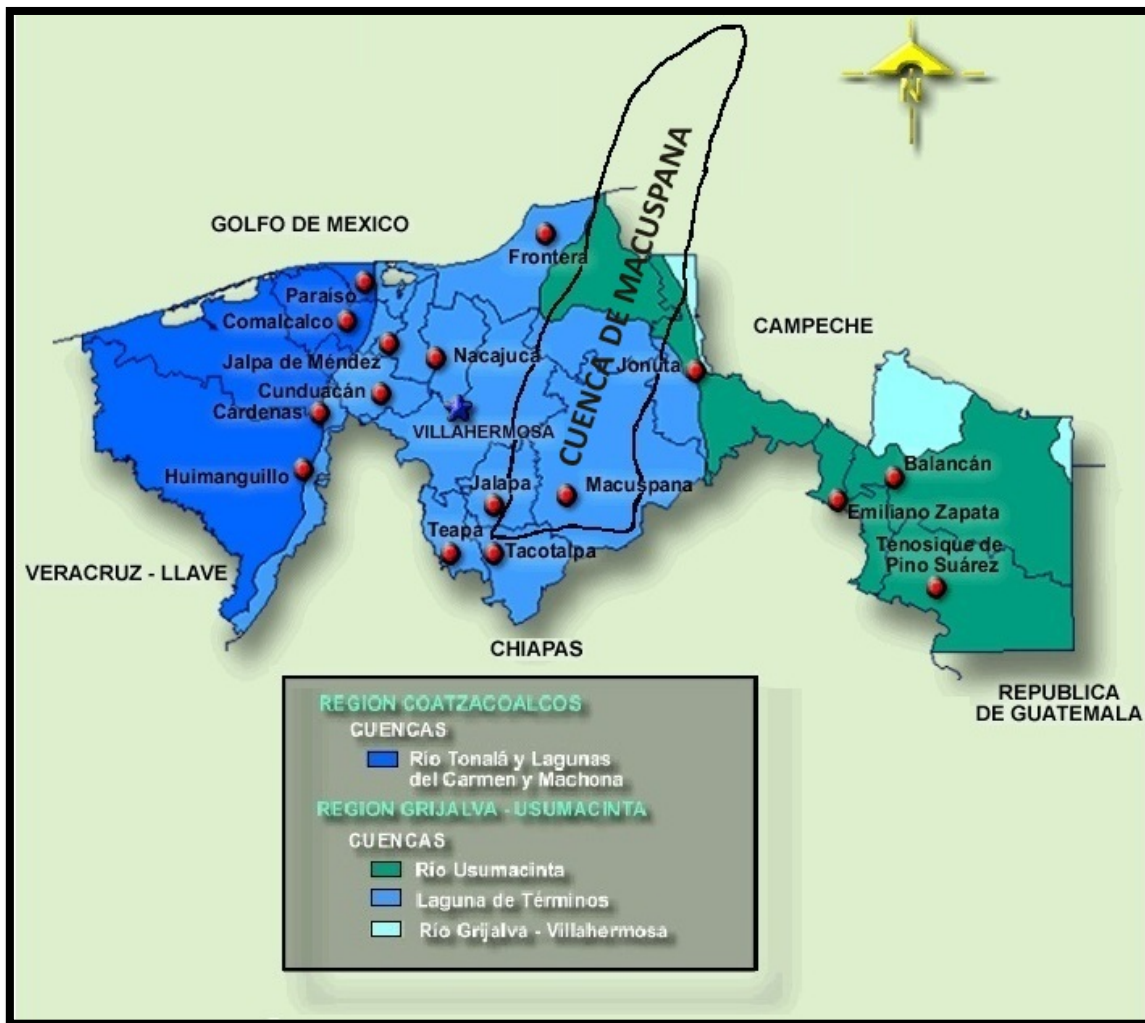


Figura 1.5 – Regiones hidrológicas del Estado de Tabasco y ubicación de la Cuenca de Macuspana (Tomada de INEGI, 2011).

Dentro de las subcuencas intermedias, se encuentran las Lagunas del Carmen-Machona y los siguientes ríos: Río Tonalá, Río Santa Ana, Río Cocajapa y Río Pozacrispín.

### **Región Hidrológica Grijalva-Usumacinta.**

La región hidrológica se desarrolla en el territorio mexicano y en el guatemalteco, el sistema Grijalva-Usumacinta es el que lo constituye, incluyendo los Ríos Santa Ana hacia el oeste y el Palizada que se encuentra en el Estado de Campeche hacia el este. En la porción tabasqueña de esta región, se encuentran algunas porciones relevantes del estado como Villahermosa, Comalcalco, Cárdenas, Jalpa, Macuspana, Teapa, Frontera, Paraiso y Tenosique.

- *Río Usumacinta.*

La cuenca hidrológica de este río se desarrolla en parte de México, Guatemala y en una porción mínima de Belice, las corrientes más importantes del Río Usumacinta son los Ríos Chixoy que se desarrolla en Guatemala y Lacantún en México. Algunas subcuencas que integran a esta región en el Estado de Tabasco son: el Río Usumacinta, el Río San Pedro, el Río Palizada junto con el Río San Pedro, San Pablo y el Río Chacaljá.

- *Laguna de Términos.*

Dicha laguna abarca parte de los Estados de Tabasco y Campeche. La corriente principal que la alimenta es el Río Palizada, localizado principalmente en Campeche; dicho escurrimiento se deriva del Río Usumacinta al noreste de Jonuta, lugar de donde se dirige al norte hasta la población de Palizada, continuando hacia el noroeste hasta su desembocadura en la Laguna de Términos. La parte correspondiente a Tabasco presenta un patrón de drenaje paralelo, desarrollado sobre suelos aluviales, por lo que el control es básicamente litológico. Comprende porciones de dos subcuencas: el Río Chumpán y el Río Candelaria.

- *Río Grijalva-Villahermosa.*

Esta cuenca es la más importante y grande del Estado de Tabasco, en ella desembocan la mayor parte de los ríos que cruzan la llanura del estado, como es el Usumacinta. La corriente principal de esta cuenca se forma por la unión de los Ríos San Gregorio y San Miguel, los cuales cruzan por separado la frontera entre México y Guatemala, y al unirse en nuestro país constituyen el Río Grande de Chiapas o Alto Grijalva.

Las subcuencas correspondientes a la Cuenca Río Grijalva-Villahermosa, quedan íntegramente en Tabasco las del Río Grijalva, el Río Chilapilla, el Río Carrizal, el Río Samaria, el Río Cunduacán y el Río Caxuchapa; aproximadamente la totalidad del Río Viejo Mezcalapa, el Río Mezcalapa, el Río de la Sierra, el Río Tacotalpa y el Río Chilapa; así como una pequeña porción de las subcuencas del Río Almendro, el Río Puxcatán, el Río Macuspana y el Río Tabasquillo.

### ***1.5.2. Aguas superficiales.***

Desde el punto de vista hidrológico, el Estado de Tabasco es importante debido al sistema de escurrimiento complejo que en él se desarrolla. Se vincula una serie de fenómenos de carácter geológico, climático y biológico, los cuales tienen respuesta en una variedad de procesos geomorfológicos complicados.

En la llanura costera del sureste es en donde se encuentra la mayor cantidad de aguas superficiales del estado. En esta área quedan incluidos tres de los ríos más importantes del país, el Mezcalapa, el Grijalva y el Usumacinta; así como los sistemas lagunares de El Carmen - Pajonal - Machona y Mecoacán.

***Formación de meandros.***

El origen de los meandros y cauces abandonados que se tienen se deben al curso sinuoso de los ríos de Tabasco, que son los más caudalosos de México. Otro factor importante son las características topográficas del terreno, debido a que no presenta elevaciones o desniveles importantes, condicionando así el curso de los ríos. Los fenómenos de depositación que han ido rellenado los cauces de los ríos provocan que los escurrimientos invadan los terrenos vecinos a su curso original. En estas condiciones, los Ríos Usumacinta y Grijalva principalmente, han llegado a un grado de equilibrio entre la pendiente y su caudal originando así las extensas llanuras de inundación.

***Desembocaduras deltaicas y manglares.***

Se forman principalmente por la desembocadura deltaica de los Ríos Mezcalapa y Usumacinta, consiste en la bifurcación de los escurrimientos en varios canales antes de llegar al mar, dando lugar a la formación de manglares. En esta área, se tienen un gran número de pantanos y de lagunas de fondos someros, que están interconectados por una serie de canales que drenan hacia diferentes formaciones o en su defecto a los brazos activos del Río Mezcalapa, esto dependerá de la época del año.

***1.5.3. Aguas subterráneas.***

Actualmente, en el área que cubre la Cuenca de Macuspana es muy baja la utilización de las aguas subterráneas, por lo que su potencialidad no ha sido cuantificada con detalle, sin embargo, es común la presencia de agua salada en algunas formaciones sedimentarias, lo que implica la necesidad de un conocimiento detallado de la geología del subsuelo y de la calidad del agua para poder efectuar su explotación, las captaciones deben emplazarse de tal forma que el riesgo de contaminación sea mínimo.

La entidad, está constituida por secuencias sedimentarias marinas y continentales de edad Cenozoica y reciente, formando una gran planicie costera. Al sur, en los límites con Chiapas, los afloramientos existentes son Cretácicos, principalmente de rocas calcáreas. Para la extracción de las aguas subterráneas se realizan excavaciones y pozos poco profundos (norias) en aluviones recientes y formaciones marinas de edad Cenozoica que están constituidas por arenas y gravas. La explotación de este recurso tiene como finalidad cubrir las necesidades domésticas exclusivamente ya que en otros usos, como en el riego, es mínima su demanda.

***1.6. Condiciones climáticas.***

La localización del Estado de Tabasco lo sitúa en una zona tropical, donde uno de los factores que determinan los climas cálidos con influencia marítima que se tienen en la entidad, es la cercanía al

Golfo de México vinculado a la escasa elevación que tiene respecto al nivel del mar. La mayor parte del año llueve en el estado, este periodo abarca desde el mes de junio al mes de marzo, intensificándose las lluvias en el verano; mientras que en otoño e invierno las tormentas se presentan acompañadas de fuertes vientos, los cuales se denominan nortes y provienen del Golfo de México (INEGI, 2011).

En la Cuenca de Macuspana predomina el clima cálido húmedo, se caracteriza por temperaturas elevadas y bastante uniformes, la media al año es de 26° C. En el mes de mayo se registra la máxima temperatura que tiene un valor medio superior a los 29° C, mientras que la media más baja tiene un valor mayor de 21° C y se presenta en el mes de enero. De junio a octubre abarca el periodo de lluvias y en este periodo se presentan dos máximas, la primera en junio y la segunda en octubre, mientras que la temporada de secas ocurre en marzo y abril.

El Estado de Tabasco es considerado como una de las seis regiones más lluviosas del país y por sus climas, se puede dividir en dos regiones (Figura 1.6):

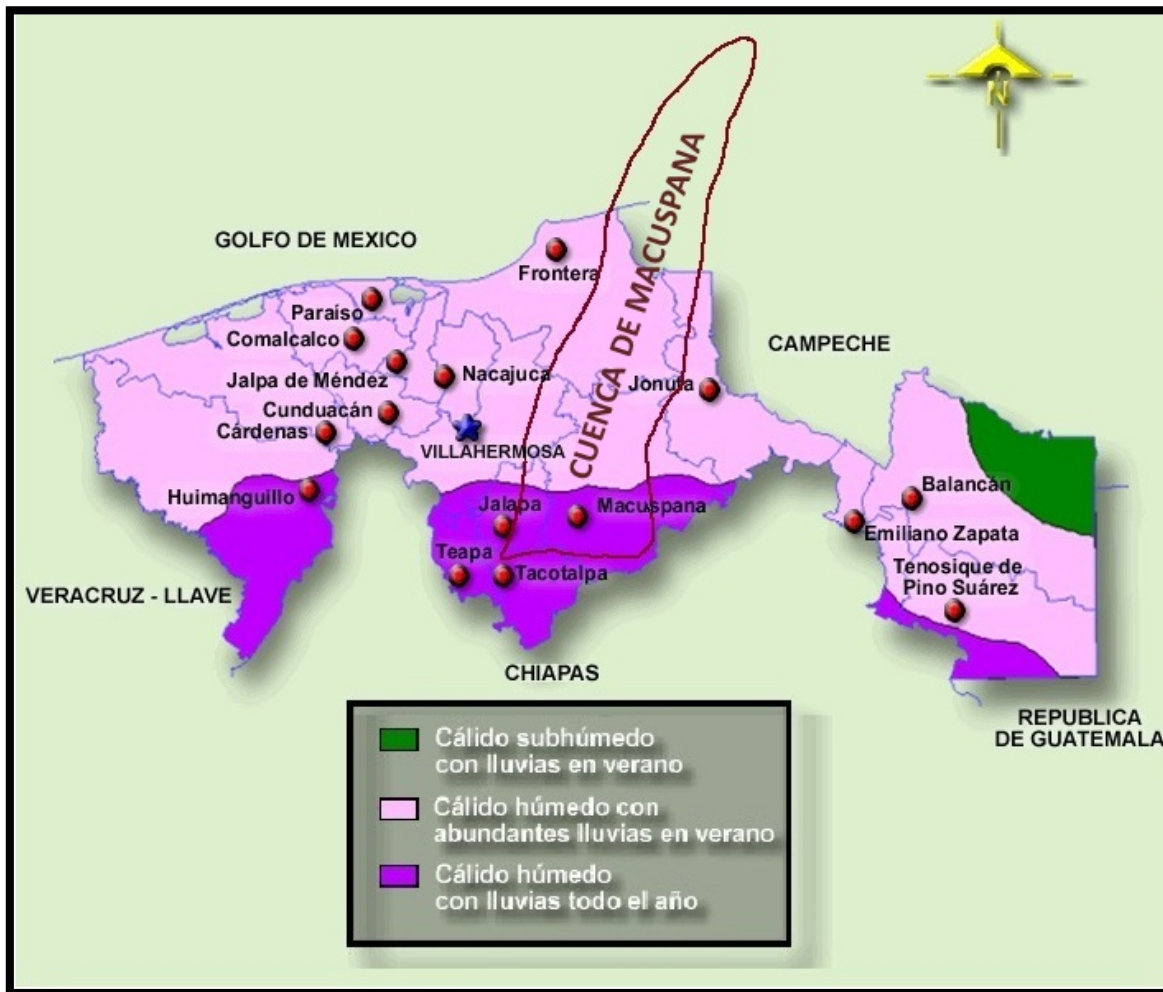


Figura 1.6 – Climas del Estado de Tabasco y ubicación de la Cuenca de Macuspana (Modificado de INEGI, 2011).

### **1.6.1. Climas de llanura.**

Esta región bordea al Golfo de México por el sur y tiene elevaciones menores a los 100 metros. Los climas son cálidos y con lluvias en verano y van de los húmedos a subhúmedos, estos últimos en el límite con Campeche.

#### ***Clima Cálido Húmedo con abundantes lluvias en verano.***

Dicho clima se distribuye en gran parte de la Cuenca de Macuspana, inicia desde la zona costera hasta las sierras ubicadas en el sur. La temperatura promedio anual es de 26° C. La vegetación que se desarrolla en este clima es de selva alta perennifolia asociada con pastizal, pero en las zonas lacustres hay tular y en las pantanosas popal.

#### ***Clima Cálido Subhúmedo con lluvias en verano.***

Este clima abarca la porción noreste del Estado de Tabasco, esta zona es la menos húmeda de la entidad y su temperatura media anual es de 26.6° C. El mes más frío en esta región es mayo, con 23.1° C, y el más cálido enero, con 29.1° C.

### **1.6.2. Clima de la sierra y la zona de transición hacia la llanura.**

Esta región esta constituida por sierras y lomeríos asociadas con llanuras, es una de las más húmedas del país. En ella el clima es cálido húmedo con lluvias todo el año, esto se debe a que las masas de aire al incidir en las sierras ascienden y originan gran precipitación pluvial.

#### ***Clima Cálido Húmedo con lluvias todo el año.***

Este clima comprende tres zonas del sur de la entidad y la temperatura media anual en esta región es de 26.1° C; las lluvias se presentan durante todo el año, pero decrecen ligeramente en el invierno. En este clima la vegetación que se desarrolla comúnmente es la de selva alta perennifolia.

## **1.7. Vías de comunicación.**

El Estado de Tabasco cuenta con una amplia red de comunicaciones que permiten arribar a la Cuenca de Macuspana desde cualquier punto del país. La comunicación directa con el mar y algunas características geográficas que se tienen, como es la topografía plana, han logrado facilitar el incremento de las vías de comunicación, en lo que concierne a carreteras, comunicación marítima y fluvial así como en las vías férreas y aéreas.



### 1.7.1. Carreteras.

El Estado de Tabasco cuenta con una red de carreteras adecuada, que tienen una longitud aproximada de 5,686 km (Figura 1.7). Divididas de la siguiente forma:

- 607.1 km corresponden a carreteras troncales federales pavimentadas.
- 2,111.2 km son carreteras alimentadoras estatales pavimentadas
- 2,968.1 kilómetros de caminos rurales (302 kilómetros pavimentados y 2,666.1 kilómetros revestidos).

Las carreteras más importantes con que cuenta el estado son:

- Coatzacoalcos – Villahermosa
- Tuxtla Gutiérrez – Villahermosa
- Escárcega – Villahermosa
- Cd. del Carmen – Frontera – Villahermosa.



Figura 1.7 – Carreteras del Estado de Tabasco y ubicación de la Cuenca de Macuspana (Modificada de Gobierno del Estado de Tabasco, 2009).

Algunas rutas federales destacan no solo por comunicar internamente a la entidad sino también a los estados vecinos:

- La carretera federal No 180 parte de Matamoros, Tamaulipas; hasta Puerto Juárez, Quintana Roo, recorriendo la zona costera del Golfo de México. Gracias a esta carretera, la ciudad de Villahermosa queda comunicada por el oeste, noroeste y norte con Coatzacoalcos, Veracruz, Tampico y Matamoros Tamaulipas; mientras que por el este y noreste con Ciudad del Carmen, Campeche y Mérida Yucatán.
- Una ruta que une a Villahermosa con Campeche es la vía Escárcega, la cual conecta también a las poblaciones de Macuspana y Emiliano Zapata. Otra carretera importante es la que parte del puerto La Ceiba, pasando por localidades como Comalcalco, Paraíso, Huimanguillo y Cárdenas hasta llegar a la presa de Malpaso (Nezahualcóyotl), cabe mencionar que esta carretera cruza la zona agrícola más importante del estado.
- La carretera No 195 permite la comunicación entre la capital del estado y Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, esta carretera también une a otras poblaciones, entre ellas Teapa y Pichucalco.

### **1.7.2. Puertos.**

Los Ríos Grijalva y Usumacinta son la vía fluvial mediante la cual se puede llegar hasta diferentes municipios como Tenosique, Balancán, Emiliano Zapata, Jonuta y Centla. En lo que concierne a las obras portuarias del estado, se puede hablar de dos puertos principales (Figura 1.8):

#### ***Puerto de Dos Bocas, Paraíso.***

Es un puerto para el desarrollo industrial y comercial con un impacto nacional importante, en él se manejan diferentes tipos de carga como plátano, mariscos, café, maíz, cacao, trigo, perecederos, equipo petrolero, diesel, petróleo, etc. En los últimos años se ha convertido en una plataforma logística para las operaciones que se relacionan con la industria petrolera y gasífera.

#### ***Puerto de Frontera, Centla.***

Es administrado por el gobierno del Estado de Tabasco, años atrás fue la mejor vía para la entrada y salida de productos en la entidad. Estar cerca de las zonas de exploración y explotación petrolera lo hacen un punto importante para ofrecer servicios y abastecer a las plataformas marinas así como la reparación de embarcaciones.

### **1.7.3. Ferrocarriles.**

El ferrocarril desempeñó un papel muy importante tanto en la economía como en el crecimiento urbano, no sólo en el Estado de Tabasco sino en todo el país, cuenta con 315 km de longitud de

vías férreas, haciendo mas fácil el enlace entre las regiones del estado con el resto del país, esto ha permitido la salida de los productos agrícolas y ganaderos que se obtienen en el estado.

La línea de ferrocarril se encuentra en la porción sur del estado y la cruza de oeste a este, algunas de las estaciones localizadas en ella son: Chontalpa, Macuspana, El Águila y San Pedro.



Figura 1.8 – Obras portuarias del Estado de Tabasco (Modificada de Gobierno del Estado de Tabasco, 2009).

#### 1.7.4. Aeropuertos.

La red de comunicación aérea del Estado de Tabasco esta conformada por el Aeropuerto Internacional de Villahermosa C.P.A. Carlos Rovirosa Pérez, que se encuentra en la carretera Villahermosa-Macuspana, entre sus destinos principales están la Ciudad de México, Veracruz, Monterrey, Guadalajara; así como una serie de aeropistas que se localizan en Ciudad Pemex, Jonuta, Comalcalco, Emiliano Zapata, Macuspana, Teapa, Rosario y Tenosique.

## 1.8. Trabajos antecedentes.

Los datos más antiguos que se tiene conocimiento acerca de exploraciones petroleras realizadas en el Estado de Tabasco datan de las postrimerías del siglo XIX (Hernández, 1959); a continuación se enlistan cronológicamente los que hicieron las mejores aportaciones:

- En 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubrió la “Mina de Petróleo San Fernando”, cerca del poblado Tepetitán. En este mismo año Simón Sarlat organizó una compañía para la exploración de chapopoterías y para perforar pozos poco profundos.
- Simón Sarlat en el año de 1886 perforó el primer pozo petrolero, el cual alcanzó una profundidad de 27.4 m en la estructura Sarlat, dando buenos resultados económicos.
- En 1905 Jeffreys y Dalton realizaron un trabajo geológico para la empresa S. Pearson and Son, la cual perforó el pozo Sarlat 1 que produjo aceite en arenas de la formación Belem, donde la Compañía el Águila perforó 21 pozos hasta el año de 1926, siendo el más profundo de 897 m.
- En 1906 Jeffreys y Dalton realizaron estudios geológicos preliminares sobre la estructura Sarlat. Posteriormente los geólogos de la compañía El Águila estudiaron toda el área, lo que permitió encontrar estructuras vecinas con hidrocarburos.
- En 1914 L. Moon, realizó algunos estudios de exploración geológica y sondeos en el borde del Río Chilapa.
- En 1922 se realizaron estudios de geología superficial en Macuspana y Palenque por R.W. Pike.
- La Compañía El Águila en 1923, comenzó a utilizar los métodos gravimétricos en la zona sur, efectuando exploraciones con la balanza de torsión en grandes regiones.
- En el año de 1925 se descubre a la estructura Belem, esta se lleva a cabo por trabajos de geología superficial. Posteriormente esta estructura fue perforada de 1926 a 1929 con cuatro pozos.
- En 1927 A. L. Gevaerts estudió la estratigrafía del área en Amate Barrancas.
- G.F. Wallis en 1928 exploró la estructura de Tamulté de las Sabanas.
- En 1929 Hegwein realizó una correlación entre las calizas del Río Playas y las calizas de la Sierra Madre.
- En 1940, se descubre el Campo Progreso al sureste de Villahermosa, Tabasco.
- PEMEX en 1943, exploró la Cuenca de Macuspana mediante trabajos de geología superficial, en áreas donde existían afloramientos principalmente en el área sur, mientras que en la parte media y norte recurrieron a métodos geofísicos.
- De 1944 a 1946, Salas y López Ramos realizaron levantamientos geológicos al sur de la Cuenca de Macuspana, publicando sus conclusiones acerca de la Geología y la Tectónica en la Región de Macuspana en 1951.
- H. Lesser en 1945 midió la columna estratigráfica de las lutitas del Oligoceno en Pichualco y las reportó con un espesor de 2260 m.
- PEMEX, La Lamexco y Geophysical Service Inc (GSI) realizaron exploraciones sísmológicas en el Estado de Tabasco en los años de 1946 a 1959, dando como resultado el

descubrimiento de diferentes estructuras como son: Xicalango (productora), El Pom, Frontera, San Pedro, Guerrero, Jalupa, Macultepec, Tamulté, Grijalva, El viento, Hormiguero (productora), Cantemoc (productora), Palizada

- Se descubre el yacimiento de La Venta en 1949, pero el primer pozo de este yacimiento entró en operación hasta 1954.
- En 1950 Gutiérrez Gil, realiza un trabajo en la región de Macuspana sobre los yacimientos petrolíferos. Ese mismo año se descubre el campo José Colomo y González R. en 1953 estudió el campo con ayuda de la sismología de reflexión.
- En 1960 se realizó el hallazgo de un pozo con producción de gas en Tamulte de las Sabanas.
- Sansores en 1962, efectuó un trabajo al noreste del estado, del cual reportó una producción de aceite y gas en Mecoacan, Samaria, Tamulte, Cobo, Hormiguero y Crisol; así como una producción de gas en Xicalango, Bitzal, y Cantemoc.
- En 1966 Reyes Núñez realizó actividades sísmicas en las estructuras de Vernet, Chilapilla, José Colomo y Bitzal para conocerlas a mayor detalle.
- Chirinos P. en 1972 llevó a cabo un estudio sobre la Caliza arrecifal de Macuspana y propone la distribución de la misma, en la porción sur de la cuenca.
- Ángeles Aquino en 1979, realizó un trabajo geológico en el área de Amate Barrancas Encarnación.
- Cárdenas J. en 1984, detalla algunas estructuras con mayor interés en la Cuenca de Macuspana realizando una evaluación Sísmico-Estratigráfica.
- En 1986 y 1987 se elaboró un trabajo de estratigrafía regional por Vail y el personal de PEMEX, logrando identificar algunas secuencias de depósito de tercer orden, así mismo logran definir dos depocentros principales uno para el Plioceno y otro para el Mioceno.
- Personal del Activo de Exploración de PEMEX Macuspana, realizaron en 1998 la integración de información Geológica-Geofísica, así como de algunos métodos potenciales de la Cuenca de Macuspana, logrando configurar planos a profundidad de la Geometría del Basamento, Tithoniano y Cretácico Superior.
- En el 2000 personal del Activo inicia una selección de información sísmica y geológica, para que el Buró de Geología Económica de la Universidad de Texas desarrollará un trabajo regional integral de la Cuenca de Macuspana (Neógeno), el cual finalizó en el 2001, este estudio contemplo un análisis de Plays del Mioceno Superior-Plioceno Inferior.

## 2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

Geográficamente, la Cuenca de Macuspana se encuentra en el sureste del país, comprende la parte oriental del Estado de Tabasco y una pequeña parte del Estado de Campeche, así como parte del Golfo de México.

La producción principal de hidrocarburos de la Cuenca de Macuspana proviene de rocas de edad Mioceno, por lo que este tiempo es de mayor importancia desde el punto de vista económico. Este capítulo tiene por objeto el describir la Geología de la cuenca para poder entender su origen y características relacionadas con el sistema petrolero.

### 2.1. Sedimentología y Estratigrafía.

La secuencia estratigráfica que se tiene de la Cuenca de Macuspana se obtuvo a partir de informes que describen afloramientos y de datos de los pozos exploratorios y de desarrollo que se han perforado con objetivos petroleros. La secuencia comprende rocas que corresponden a la edad del Triásico y Jurásico hasta la edad reciente. Las secuencias más antiguas están expuestas en el sureste de la cuenca y en las cadenas montañosas de la Sierra de Chiapas (Ruíz, 1965).

Al final del Oligoceno esta cuenca se separó de la Cuenca Salina del Istmo, dando lugar a mares independientes en los que se acumularon sedimentos Miocénicos que son diferentes en ambas cuencas. La parte correspondiente al Cretácico y al Eoceno se encuentra bien definido en la porción sur de la cuenca.

A continuación se describirán las formaciones que componen la columna geológica de la Cuenca de Macuspana a partir de Cretácico (Figura 2.1), cabe mencionar que esta descripción se realiza de la edad mas antigua hasta la época reciente.

#### 2.1.1. Caliza Guayal.

Esta formación se compone de una serie de calizas, son llamadas caliza Paso Mono y fue denominada así por Pike y Tschopp en 1923 y 1932 respectivamente. La cima se compone de calizas masivas y bien estratificadas de color gris y blanco que tienen una textura sacaroide. De la parte media a la base se compone de calizas con estratificación bien definida y contiene capas de pedernal negro que presentan un espesor variable (Santiago, 1955). Contiene algunos delgados lentes de brecha conglomerática la cual esta constituida por algunos fragmentos de caliza con miliólidos y corales en una matriz de arena muy gruesa. La secuencia es de edad del Cretácico (Figura 2.1).

La Caliza Guayal es equivalente en edad y litología a la Caliza Sierra Madre de la Cuenca Salina del Istmo y a la Caliza del Abra que se encuentra en la provincia de Tampico - Misantla. Salas y López

ERA	PERIODO	ÉPOCA		FORMACIONES	
CENOZOICA	CUATERNARIO	Holoceno		Aluvi3n	
				Tierra Colorada	
				Tres Puentes	
		Pleistoceno		Belem Superior	
				Belem Inferior	
	NE3GENO	Plioceno	Superior	Zargazal	
			Encajonado Superior		
				Encajonado Inferior	
		Inferior	Amate Superior		
		Mioceno	Superior	Amate Inferior	
			Medio	Lutitas Encarnaci3n	
				Lutitas Macuspana	
			Inferior	Caliza Macuspana	
		PALE3GENO	Oligoceno	Superior	Lutitas Misop3
				Medio	Conglomerado del Lim3n
	Inferior			Calizas Chinal	
	Eoceno		Superior	Lutitas Chinal	
			Medio	Conglomerado Puente Piedra	
			Inferior	Lutitas Candelaria (Chicontepec Velasco)	
	Paleoceno				
MESOZOICA	CRET3CICO	Superior	Caliza Guayal		
		Inferior			

Figura 2.1 – Columna Geol3gica de la Cuenca de Macuspana (Modificada de PEMEX, 2008 y Narv3ez, 2008).

Ramos levantaron una sección de la cima de esta caliza en los cerros de Guayal y Paso del Mono donde tiene un espesor de 157 metros.

### **2.1.2. Lutitas Candelaria (Chicontepec - Velasco).**

Campbell en 1927 les asignó este nombre a una secuencia sedimentaria arcillosa, al estudiar los afloramientos de la región que se encuentran en el Río Chinal. La formación esta constituida por lutitas calcáreas y apizarradas que tienen un color gris oscuro o azul cuando se encuentran en el subsuelo y un color café cuando se encuentra a la intemperie (López Ramos, 1983). La base de esta formación es micacífera y en algunos lugares existen horizontes arenosos y conglomeráticos que están bien estratificados; en la parte media de la formación existe un horizonte de concreciones limoníticas. La macrofauna es muy escasa y se representa por moldes de pelecípodos pequeños.

Esta formación se considera como depósitos asociados a un proceso orogénico, es equivalente a las lutitas Nanchital de la Cuenca Salina del Istmo y su espesor aproximado es de 1635 metros. Su edad es Paleoceno Inferior (Figura 2.1).

### **2.1.3. Conglomerado Puente Piedra.**

Este conglomerado tiene un espesor de 4 a 8 metros expuestos en superficie, la base esta formada por material clástico compuesto principalmente de cantos rodados, angulosos y mal clasificados de calizas fosilíferas que contienen abundantes especies de corales; los clastos han sido cementadas con areniscas calcáreas y  $\text{CaCO}_3$ . En la cima de la formación se encuentran capas de areniscas calcáreas de grano grueso y micacíferas, intercaladas con las capas del conglomerado (López Ramos, 1983).

La unidad marca una discordancia angular entre las formaciones Candelaria y Chinal. Cabe mencionar que en varias localidades las capas de areniscas y el conglomerado se encuentran impregnadas de aceite (Santiago, 1955). La formación es de edad Eoceno Medio y aflora cerca del Río Puxcatán, en el Estado de Tabasco y es de edad Eoceno Medio (Figura 2.1).

### **2.1.4. Lutitas Chinal.**

Esta formación se compone de una serie de lutitas fosilíferas y micacíferas que se encuentran sobrepuestas discordantemente a las lutitas de la Formación Candelaria o en contacto concordante con el conglomerado Puente de Piedra (Figura 2.1). López Ramos en 1983 las describe como lutitas calcáreas, las cuales tienen un color que va de gris azulado a gris oscuro, contienen abundante calcita acicular y yeso en sus fracturas. Están estratificadas en capas muy



delgadas que se pueden observar en afloramientos ubicados al sur del Cerro de Macuspana. Su edad es Eoceno Superior.

#### **2.1.5. Calizas Chinal.**

Corresponde con calizas de estratificación delgada y presentan un color gris claro, son criptocristalinas, no contienen microfauna ni macrofauna, la estratificación de esta formación se da en capas delgadas y de forma masiva.

Campbell reporta un espesor de 120 metros en el anticlinal de Macuspana aunque su espesor aproximado es de 200 a 250 metros y su edad es Oligoceno Inferior (Figura 2.1).

#### **2.1.6. Conglomerado del Limón.**

Este conglomerado está constituido por cantos rodados de calizas que tienen un color gris y blanco, miden aproximadamente 30 centímetros de diámetro, contiene diferentes especies de corales y se encuentran cementadas con  $\text{CaCO}_3$ , su edad corresponde a la base del Oligoceno Medio (Figura 2.1).

#### **2.1.7. Lutitas Misopá.**

La secuencia sedimentaria que compone a esta unidad estratigráfica, presenta estratificación en capas no muy gruesas y está constituida de lutitas calcáreas arenosas y micáceas, tienen un color azul oscuro o gris oscuro, aunque se encuentren a la intemperie. En la cima de esta formación, las lutitas son más calcáreas, mientras que en la base el contenido arenoso es abundante. Tiene una abundancia en el contenido de macrofauna y es muy frecuente encontrar foraminíferos *Lepidocyclina* (López Ramos, 1983), con los que se obtuvo su edad, la cual corresponde al Oligoceno Superior (Figura 2.1).

Esta formación se encuentra aflorando en la superficie en la falda oriental del Cerro Misopá y tienen un espesor aproximado de 350 metros.

#### **2.1.8. Caliza de Macuspana.**

La formación se compone de calizas arrecifales y calizas de plataforma interna, estas últimas se presentan estratificadas en capas delgadas, tanto en la cima como en la base; son de color blanco, crema y gris claro. La cima de esta formación no muestra la cavernosidad típica de las calizas arrecifales, que tuvieron exposición subaérea, son muy compactas y ricas en contenido de fauna;

algunas especies son: corales, pelecípodos y crustáceos, con los que se obtuvo una edad correspondiente al Mioceno Inferior a la base del Mioceno Medio (Figura 2.1).

Estas Calizas forman una cadena de cerritos que se alinean hacia el sureste, tienen algunas interrupciones de orden tectónico (Moran, 1953). Esta formación toma su nombre por el Cerro de Macuspana que es también conocido como El Tortuguero.

### **2.1.9. Lutitas Encarnación.**

Se compone de lutitas calcáreas de color gris azulado y oscuro, arenosas y micácíferas, que contienen abundante calcita acicular y yeso en las fracturas (Montes, 1955). Existen zonas en las que abunda la macrofauna y los fósiles corresponden con pelecípodos, gasterópodos y crustáceos, con los que se le asigna una edad de la parte superior del Mioceno Medio a la base del Mioceno Superior (Figura 2.1).

Se encuentran aflorando en el área de Encarnación y son muy semejantes en litología a las lutitas Chinal, pero se pueden distinguir debido al contenido de fauna. En cuanto a su edad, estas lutitas son equivalentes a las lutitas de Macuspana, solo que la diferencia litológica entre ellas se da debido a un cambio de facies lateral. El espesor de esta unidad varía de los 750 a los 1000 metros.

### **2.1.10. Formación Amate.**

#### ***Amate Inferior.***

En 1927 Gevaerts describió esta unidad, la cual se encuentra constituida por una secuencia de lutitas arenosas de color gris o gris azulado oscuro, que contienen algunos horizontes clásticos y en ocasiones algunos lentes de caliza color crema (Montes, 1955); están bien estratificadas en capas delgadas y se alternan con horizontes de arenisca fina y deleznable de color gris amarillento oscuro; en diferentes lugares de esta formación contiene lentes arenosos. Las lutitas de esta formación se presentan deleznales en superficie, dada su mineralogía dominada por minerales arcillosos.

La formación se encuentra en el área Amate-Barracas y su espesor promedio, medido en la superficie es de 750 metros. Su edad corresponde con el Mioceno Superior (Figura 2.1).

#### ***Amate Superior.***

Se compone de lutitas arenosas, que tienen un color gris azulado; son carbonosas y micácíferas. Tienen un gran contenido de foraminíferos y residuos de algunas plantas. Litológicamente esta formación presenta dos zonas muy bien definidas (Hinojosa, 1957):

- La primera zona esta constituida por margas y lutitas que son de color gris verdoso y azulado, con estratificación delgada.
- La siguiente zona es usada como un horizonte litológico índice en la cuenca, se compone de areniscas y contiene abundante macrofauna mal preservada; algunos ejemplares son *maetra* y *amusium*. Su edad corresponde al Plioceno Inferior (Figura 2.1).

La alternancia de los cuerpos de lutitas y de areniscas se debe a frecuentes cambios en el fondo del mar dentro de la cuenca, ya que la lutita se depositaba cuando el agua alcanzaba mayor profundidad y las arenas se depositaron en periodos en el que el agua era somera. El espesor de esta formación varía de los 520 a los 650 metros.

### **2.1.11. Formación Encajonado.**

#### ***Encajonado Inferior.***

Consiste en areniscas de grano fino o medio, micáceas y ligeramente arcillosas, son de color crema y en algunas ocasiones de color gris, el tamaño de grano va de medio a grueso; en algunos lugares se observaron lentes de gravilla más o menos fina, que esta compuesta por guijarros de cuarzo bien redondeados junto con algunos moldes de pelecípodos. Debido a las características litológicas y a las estructuras sedimentarias, se interpreta que se acumularon en un delta, durante la primera parte del Plioceno Superior (Figura 2.1). El espesor de esta formación varía de 200 a 450 metros.

#### ***Encajonado Superior.***

Esta formación esta constituida por margas, areniscas y lutitas poco compactas que se encuentran intercaladas con capas de arcillas grises muy puras. Las arenas de esta formación tienen un color rosa y contiene restos de macrofauna y abundante mica, que se acumularon en el Plioceno Superior (Figura 2.1). Su espesor aproximado es de 220 metros y es equivalente a la Formación Filisola de la Cuenca Salina del Istmo

### **2.1.12. Formación Zargazal.**

Está constituida por arcillas y lutitas arenosas de color verde olivo y café con abundantes restos de vegetales fósiles; en algunos sitios se encuentran intercaladas con finas capas de lignita y areniscas de grano fino de color amarillo o gris. Una característica particular de esta formación es el contenido de cristales pequeños de yeso. La macrofauna que contiene esta bien preservada, predominando principalmente *maetra*, *arca* y algunos pelecípodos; se encontraron también delgadas capas de material carbonoso en el que se pueden apreciar hojas de plantas (López Ramos, 1983). Su edad corresponde a la parte final del Plioceno Superior a la base del Pleistoceno. (Figura 2.1).

Su espesor es variable y ésta formación tiene similitud con las turbas de la Formación Cedral de la Cuenca Salina del Istmo.

### **2.1.13. Formación Belem (Inferior y Superior).**

Esta formación se encuentra conformada por lutitas calcáreas que tienen un color azul, verde o gris y en ocasiones de color crema; en esta formación se observan delgados lechos de grava, los cuales tienen un color café amarillento. No muestra estratificación salvo en los casos en donde se encuentran capas de fósiles como ostras, lamelibranquios y gasterópodos. La macrofauna es marina y de agua salobre; los fósiles que se han reportado son arca, chione y voluta. Su edad corresponde a la parte final del Pleistoceno (Figura 2.1).

### **2.1.14. Formación Tres Puentes.**

En 1927 Cambell describió esta formación como lutitas fosilíferas de color verde azulado, con lentes de arena gruesa y nódulos calcáreos; contiene algunos fragmentos de madera que han sido ligeramente carbonizados. También presenta horizontes de turba de color negro o gris oscuro, que llega a formar capas gruesas.

La secuencia se diferencia litológicamente de la Formación Zargazal debido a que no contiene microfauna abundante y su espesor es de 150 metros. Su edad corresponde a la parte inicial del Holoceno (Figura 2.1).

### **2.1.15. Formación Tierra Colorada.**

Esta formación se encuentra constituida por lutitas arenosas poco compactas que tienen un color rojo; presenta algunos horizontes conglomeráticos aislados.

En esta formación se tienen dos tipos de facies, ambas con variaciones lateritas:

- La primera de ellas es heterogénea, de carácter fluvio-detrítico, los materiales de estas facies han sido transportados por agua de los ríos y depositados en diferentes áreas próximas a la línea de costa.
- La segunda facie se debe a depósitos en zonas planas en llanuras de inundación.

Se interpreta que la forma de depósito de esta formación fue por transporte fluvial rellenando valles de origen continental, lagos y planicies de inundación, durante el Holoceno (Figura 2.1).

### **2.1.16. Aluvión.**

Son sedimentos sin consolidar que se originaron como consecuencia al cambio de dirección del curso de los ríos, lo que hace que los depósitos aluviales lleguen a la planicie costera y se distribuyan abundantemente en ella. Los sedimentos de esta unidad corresponden a arenas, grava fina y arcillas. El color de la arena es gris claro y va de muy fina a muy gruesa, mientras que la grava es muy fina. Son sedimentos acumulados durante el Holoceno (Figura 2.1).

## **2.2. Geología Estructural.**

El área de Macuspana se encuentra delimitada hacia el sur por los pliegues frontales de la Sierra de Chiapas, al oriente por el sistema de fallas normales Macuspana, que la delimita de la Plataforma de Yucatán y al oeste por el sistema de fallas normales Frontera que lo limita del horst de Reforma Akal, mientras que su porción norte se prolonga hacia el Golfo de México limitando con la sonda de Campeche (Sosa et al., 2001).

Los depocentros principales que se tienen en la cuenca, corresponden a diferentes áreas de movilización de lutitas, la mayor parte de las estructuras se encuentran en la parte terrestre principalmente en la zona norte y centro, mientras que la parte marina se encuentra una estructura en forma de pliegue buzante fuertemente afallada en el este (Ambrose et al., 2003).

Se tienen diferentes interpretaciones para explicar el origen de las estructuras que se tienen dentro de la cuenca, ya que por ejemplo Ruíz en 1965, considera que los plegamientos ocurridos en esta área, así como todos los movimientos que modificaron el relieve y que dieron forma a la cuenca sucedieron posiblemente durante el Plioceno como consecuencia de un proceso orogénico.

En el límite occidental de la cuenca se encuentra el Macizo de Jalpa, donde se puede observar la gran influencia de éste bloque en la intensidad de los plegamientos, ya que los pliegues en esta área, generalmente tienen sus flancos con poca inclinación. En la parte oriental de la cuenca, cerca del Municipio de Macuspana, los pliegues tienen los flancos que varían de verticales a horizontales, teniendo pliegues “horizontal normal, recostados y recumbentes”. Los pliegues que forman el anticlinorio de la Sierra de Chiapas están orientados al noroeste-sureste y se prolongan cuando menos hasta Jalapa y Tecominoacán; mientras que en la porción del Cerro Macuspana, el flanco norte se prolonga a través del anticlinal Amate Barrancas (Moran, 1953).

La Cuenca de Macuspana se encuentra en un sinclinorio, en el cual se desarrollaron algunas fallas que dieron lugar a bloques subsidentes. En la porción oriental de este sinclinorio se tiende a formar un monoclinal, desarrollado a partir del levantamiento de las rocas Jurásicas hacia la antigua Plataforma de Yucatán (López Ramos, 1983). Todas las fallas que se encuentran en esta región son de tipo normal y se han ocasionado por los esfuerzos que originaron una deformación

por extensión, generados de forma asociada a algunas flexiones que crearon un relieve positivo (Ruíz, 1965).

Ambrose et al. en el 2003 citan que las estructuras más importantes asociados con la acumulación de los hidrocarburos son de escala regional y con fallas lítricas normales, estas fallas están sumergidas abruptamente a profundidades de 1-5 km y se combinan con destacamentos superficiales por una inmersión móvil en la sección del Mesozoico (Figura 2.2).

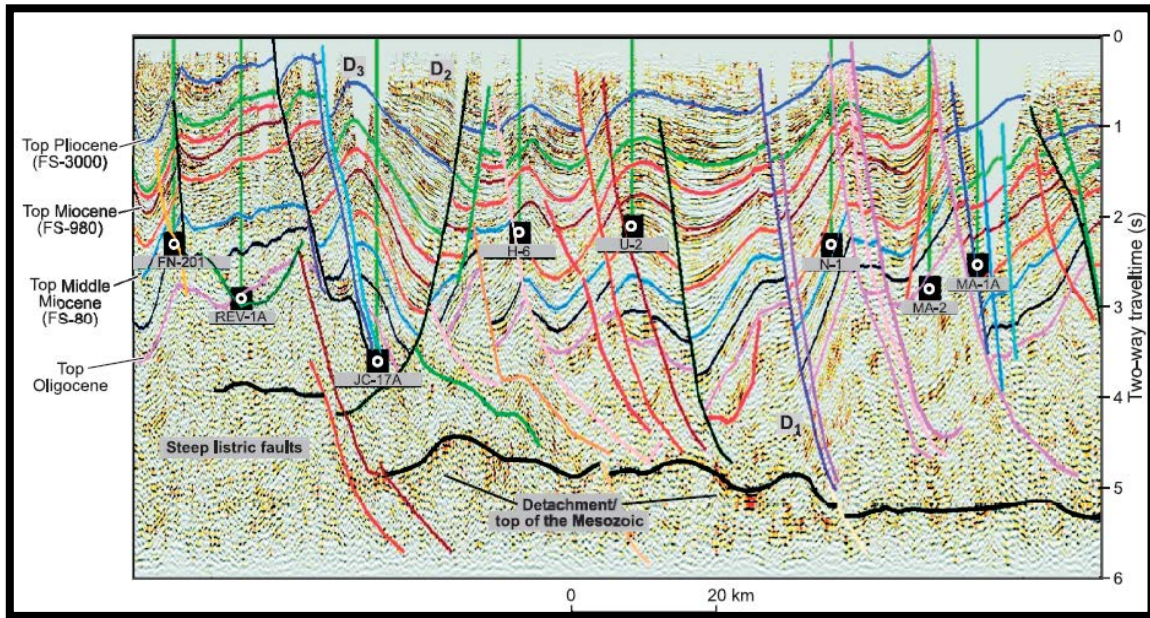


Figura 2.2 – Interpretación de una sección sísmica regional 2D de la Cuenca de Macuspana, mostrando las principales fallas lítricas del Mioceno y Plioceno (Tomado de Ambrose et al., 2003).

### 2.3. Evolución Geológica.

El origen de la Cuenca de Macuspana, así como su desarrollo, se encuentran ligados a la evolución del sureste de México durante el Mesozoico, sin embargo, los principales eventos geológicos que ocasionaron un fuerte relleno sedimentario ocurrieron a partir del Paleógeno. La zona a la que se refiere el sureste de México abarca del oriente del Istmo de Tehuantepec hasta el occidente de la península de Yucatán, así como el área marina meridional del Golfo de México (Padilla y Sánchez, 2007).

El sureste de México es un área muy compleja desde el punto de vista geológico, debido a todos los movimientos de las placas tectónicas que han interactuado en esa región, por lo que su evolución es analizada en el contexto regional del Golfo de México. A continuación se describirá esta evolución, señalando los principales eventos geológicos de la región, los cuales dieron origen a las Cuencas del Sureste, aunque en este trabajo no enfocaremos más en la evolución geológica de la Cuenca de Macuspana.

### **2.3.1. Jurásico.**

#### ***Jurásico Inferior.***

El rifting en el Golfo de México comienza en el Triásico con la apertura del Thetis, en esta etapa la corteza continental estuvo sujeta a lentos hundimientos asociados a la apertura, tanto del Atlántico como del Golfo de México, durante el Jurásico (Pindel, 2002).

El traslado del Bloque de Yucatán al sureste, se dio con un movimiento de falla lateral derecha. Mientras tanto, el Macizo de Chiapas se trasladaba a lo largo de la falla transformante Texas-Chiapas con dirección al sur. Las cuencas del rift tuvieron una gran influencia en su interior por el agua marina proveniente del Pacífico que circuló a través de la parte central de lo que hoy es la República Mexicana.

#### ***Jurásico Medio.***

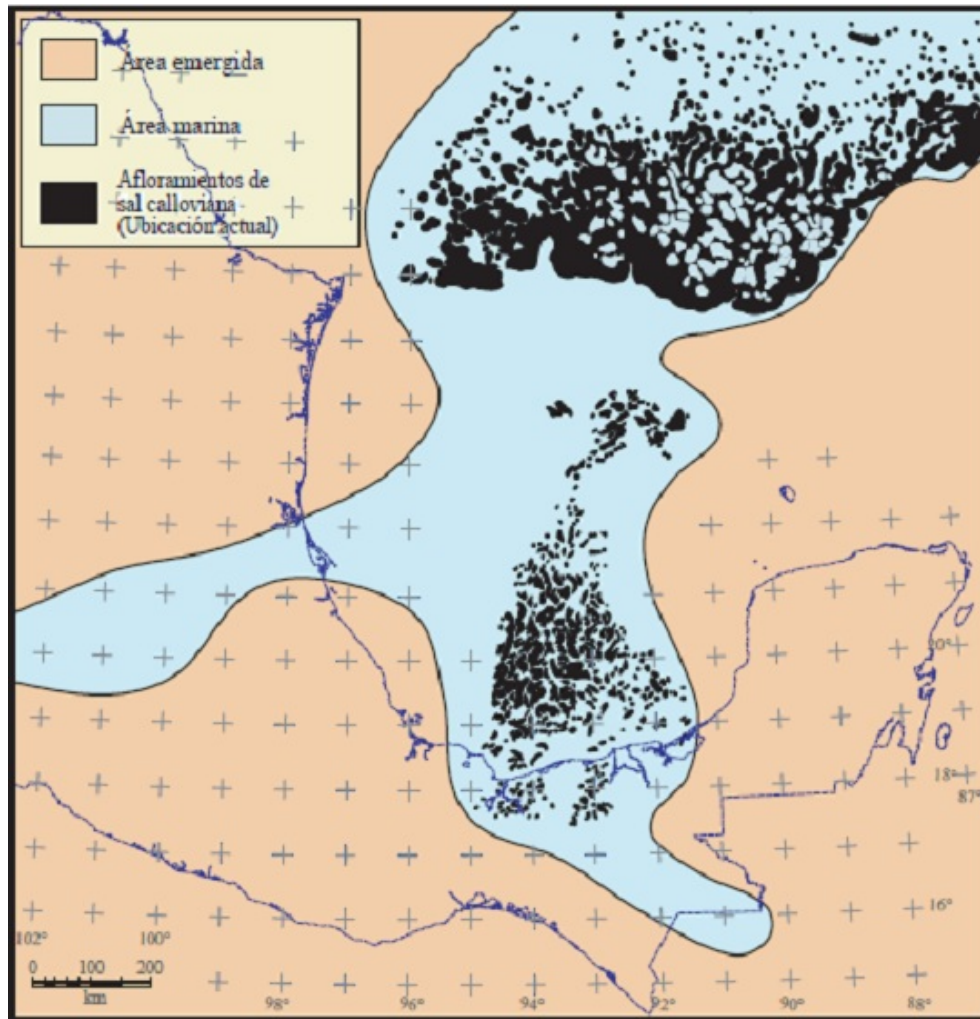
El evento tectónico mas importante del Mesozoico ocurrió hace 170 Ma y corresponde con un proceso de rifting en el Paleogolfo de México, lo que trajo como consecuencia el desprendimiento de Yucatán de la margen noroccidental de la costa de Norteamérica y su traslado hacia el sur, por lo que se inicia el emplazamiento de corteza oceánica en el centro del Golfo de México.

En 1991, Pilger consideró una rotación del bloque en sentido contrario a las manecillas del reloj, siendo esto compatible con las curvaturas de las fallas transformantes del margen costero del Golfo de México. En esta época, el evento de rifting dio lugar a una topografía regional de horst y grabens en el sur de México, los bloques mas altos (horsts) fueron el Macizo de Chiapas y en el Bloque de Yucatán donde posteriormente hubo subsidencia, por lo que recibieron aportes de sedimentos marinos en la porción norte (Padilla y Sánchez, 2007).

En el Calloviano se deposito la sal que se encuentra actualmente en el Golfo de México y en la Cuenca Salina del Istmo, en un periodo de tiempo muy corto (Figura 2.3), esta distribución jugo un papel importante en la evolución tectónica de la región, también se tienen los primeros depósitos de evaporitas a lo largo de la Cuenca de Chiapas. Al terminar esta edad el Bloque de Yucatán alcanzo su posición actual.

#### ***Jurásico Superior.***

En el Jurásico Superior, continúa la expansión oceánica en la parte central del Golfo de México, por lo que la topografía remanente de horst y grabens, se preservó hasta el Jurásico Tardío y Cretácico Inferior, como resultado de una fase temprana de rifting, lo que permitió la formación de cuencas sedimentarias tales como Tampico Misantla, Cuicatlan y Chiapas (Pindel, 2002). Durante este periodo, el movimiento que se dio a lo largo de la falla transformante de Chiapas ocasionó que iniciara el flujo de agua marina proveniente del Pacífico por una divergencia entre Yucatán y Chiapas.



**Figura 2.3** – Distribución de la sal en el Golfo de México durante el Calloviano (Tomado de Padilla y Sánchez 2007).

Durante el Oxfordiano continuó la rotación y la extensión oblicua de Yucatán, por lo que el depósito syn rift fue controlado por profundos grabens y medio grabens que fueron generados en esta época; se desarrollaron amplias plataformas de agua someras en los bordes del protogolfo de México y se depositaron grandes volúmenes de carbonatos (Padilla y Sánchez, 2007), así mismo, se tienen extensas cuencas que están intercomunicadas con un basamento de poca altura lo que permite el desarrollo de un depocentro extenso que creó las condiciones favorables para el desarrollo de rocas generadoras en el sureste de México, debido a su ensanchamiento hacia el noroeste de la bahía de Campeche. El resultado de este proceso es el desplazamiento del bloque de Yucatán una longitud mayor a 500 Km (Figura 2.4).

Comienza la movilización de la sal a finales del Oxfordiano y principios del Kimmeridgiano formando así minicuenas, algunas soldaduras horizontales y almohadas, se crea una somerización parcial de la plataforma donde se depositaron bancos oolíticos (González et al., 2006).



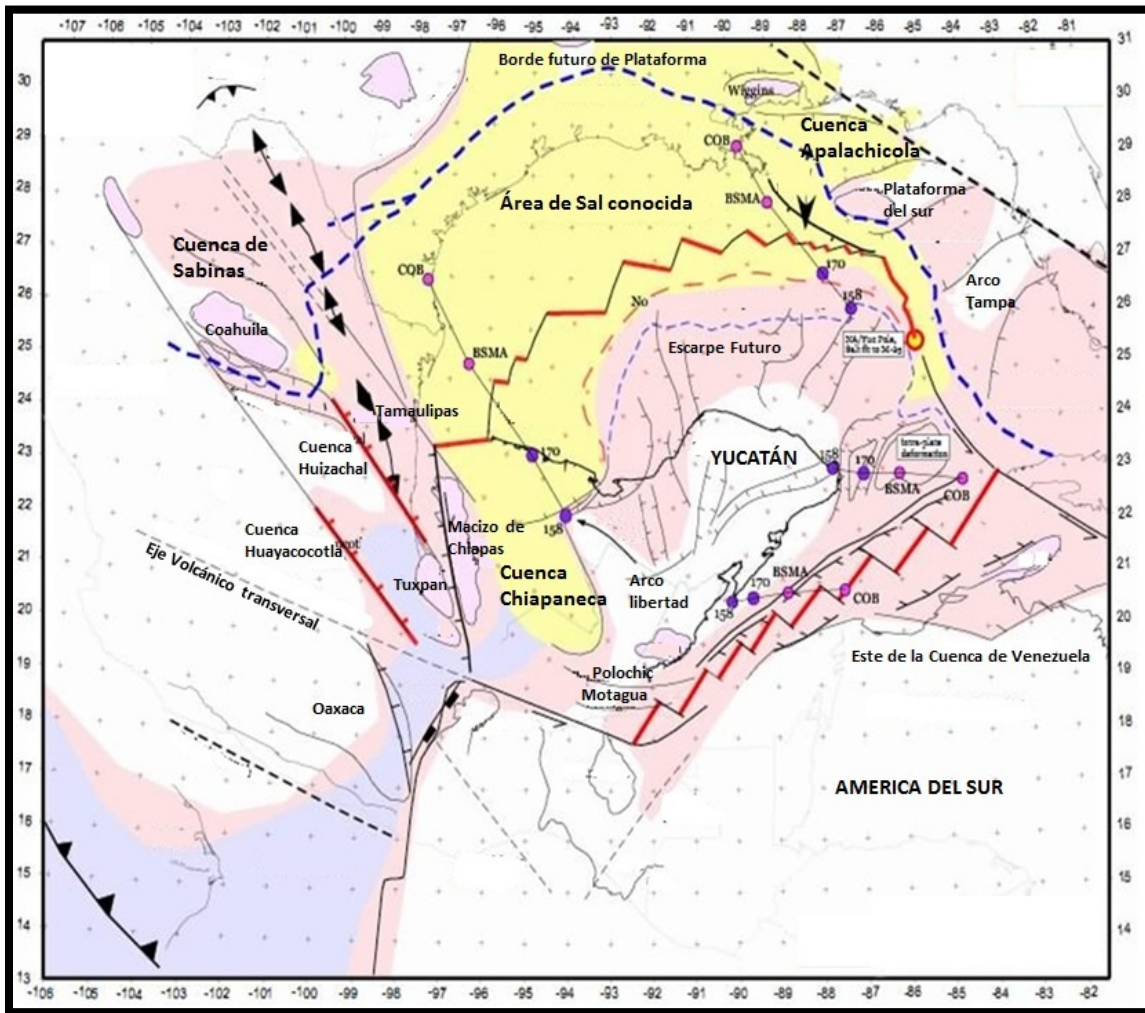


Figura 2.4 – Elementos tectónicos ocurridos durante el Oxfordiano en el sureste de México (Tomado de Pindell, 2002).

Durante el Tithoniano se incrementó la rotación del bloque Yucatán debido a que el rifting cesó en el noreste de México, aunque en algunas partes del sureste de la plataforma de Yucatán el rifting continuó activo.

Las secuencias sedimentarias del Tithoniano se depositaron en un ambiente de inundación regional teniendo un abundante aporte de materia orgánica, por lo que son consideradas como excelentes rocas generadoras, ya que se tuvieron tanto condiciones tectónicas como climáticas propicias para la proliferación de variadas formas de vida (Figura 2.5).

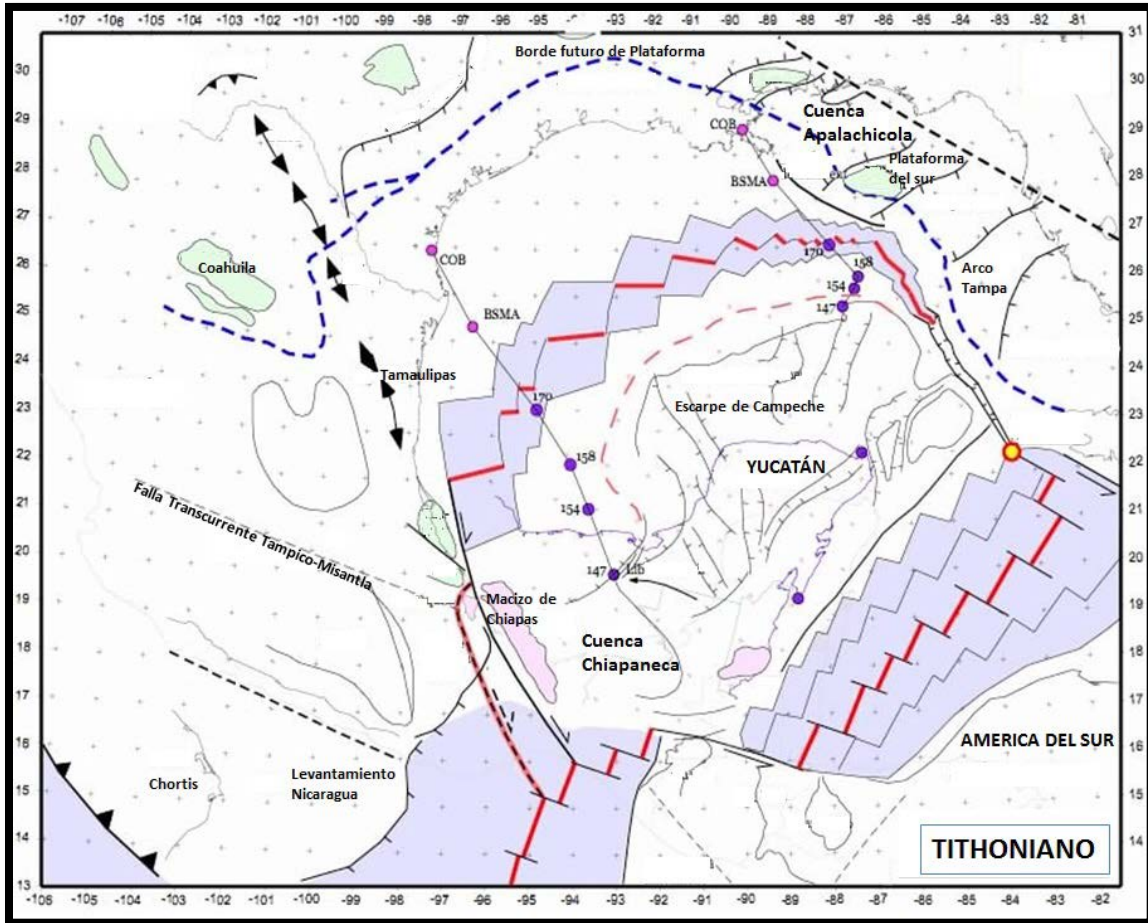


Figura 2.5 – Elementos tectónicos que estuvieron activos durante el Tithoniano en el sureste de México (Tomado de Pindel, 2002).

### 2.3.2. Cretácico.

#### *Cretácico Inferior.*

En este tiempo, prevalecieron las condiciones tectónicas estables y se desarrollaron amplias plataformas carbonatadas debido a un descenso del nivel del mar, lo que ocasionó condiciones marinas poco profundas con el correspondiente depósito de evaporitas. El Bloque de Yucatán alcanzó su posición actual, y se desarrollaron dos ciclos de progradación en el noroeste del Golfo de México (Figura 2.6). Se formaron al mismo tiempo largas franjas de arrecifes en los bordes del basamento.

#### *Cretácico Tardío*

Después de la trasgresión de la parte final del Cretácico Inferior, ocurrió un descenso del nivel del mar, lo que ocasionó exposición, lo que explica la discordancia en el Cretácico Superior. Al quedar

expuestas las secuencias carbonatadas se ocasionó karstificación, brechamiento y colapso de la mayoría de las plataformas previamente desarrolladas. Posterior a este evento se tiene una inundación regional.

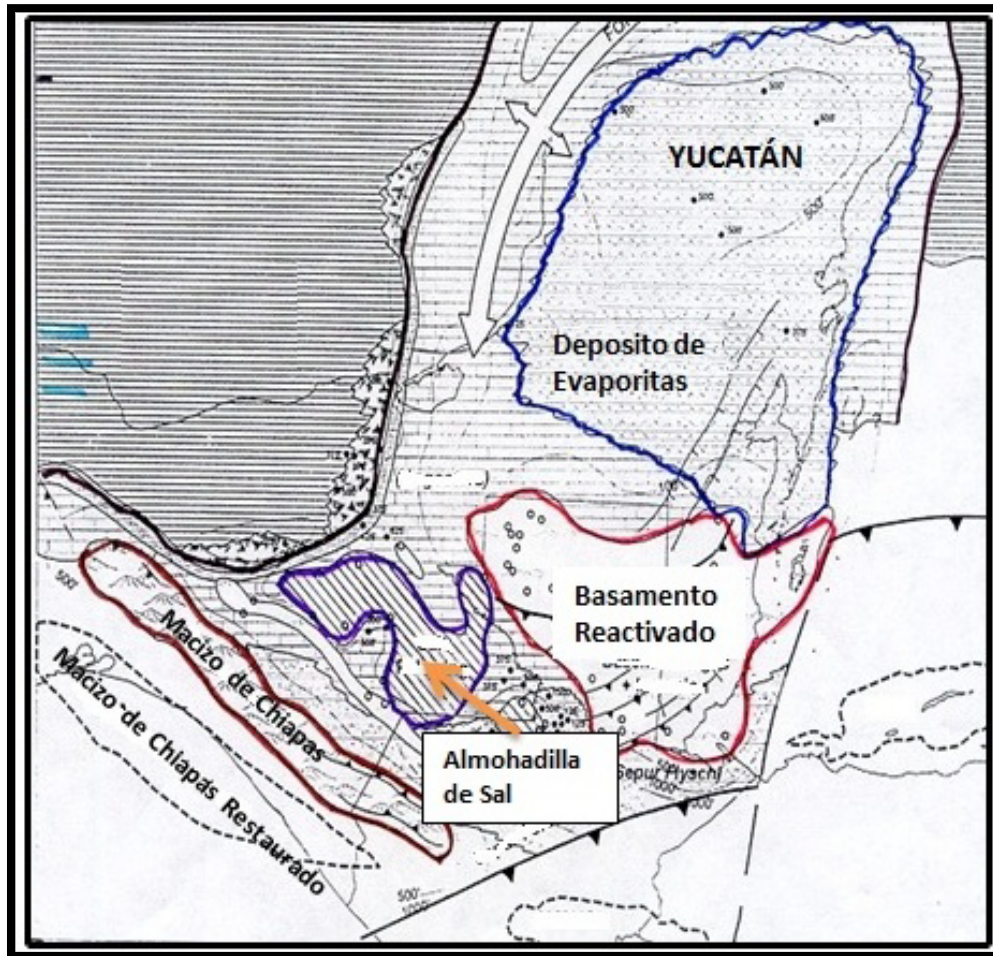


Figura 2.6 – Posición que alcanzó el bloque de Yucatán y depósito de evaporitas ocurrido en el Cretácico Inferior (Tomado de Pindel, 2002).

Hacia finales del Cretácico, ocurrió la colisión del Bloque Chortis en el sur de México. En sucesión a este acontecimiento se originó una inundación regional, la cual finaliza en el Turoniano con la inundación de las plataformas de finales del Cretácico, en la parte sur del Golfo de México, lo que ocasionó un cambio a aguas profundas, acumulándose la secuencia de calizas en la Cuenca de Macuspana, por lo que originaron carbonatos, brechas y lutitas en aguas profundas.

### **2.3.3. Cenozoico.**

#### ***Paleógeno.***

En el Paleoceno, se tiene una migración progresiva del bloque de Chortis al este, desde el sur de Xolapa, lo hace a través de la zona de cizalla Guerrero hasta el lado sur del Macizo de Chiapas y Guatemala; este evento ocasionó una contracción vertical y el consecuente levantamiento del Macizo de Chiapas, ya que el Bloque Chortis se desplazó al oriente y el peso que ejercía sobre él dejó de actuar y así origina el levantamiento del basamento y como consecuencia el desarrollo de grabens (Pindel, 2002).

Este levantamiento ocasionó la exposición del basamento de la secuencia sedimentaria depositada durante el Mesozoico; la erosión que se desarrolló en este tiempo abasteció de abundantes arcillas, brechas, conglomerados y turbiditas (areniscas y lutitas) a las cuencas del Paleógeno donde predomina principalmente el aporte de materiales arcillosos hacia la cuenca profunda. De forma contemporánea el movimiento que se dio anteriormente de la sal jurásica propició el desarrollo de domos, diapiros y canopies.

En el área de Reforma - Jalpa - Frontera y posiblemente en la mayor parte de la Cuenca de Macuspana, las rocas en la base del Paleoceno corresponden con intercalaciones de calizas con lutitas que se encuentran subyaciendo normalmente a las secuencias clásticas del Eoceno, que están constituidas por lutitas, y areniscas; estas subyacen a las rocas del Oligoceno constituidas por lutitas que alternan con capas delgadas de areniscas con desarrollo de intrusión arcillosa (Pindel, 2002).

Durante el Oligoceno se tiene el desarrollo de los grabens y el depósito de clásticos en todo el sureste de México, por lo que se acumuló una fuerte cantidad de material arcilloso con horizontes arenosos, las cuales son más limpias en la porción occidental de las cuencas del sureste, siendo en la Cuenca de Macuspana la que alcanza el mayor depocentro donde se acumularon gruesas secuencias de arcillas (Padilla y Sánchez, 2007).

#### ***Neógeno.***

Pindel en el 2002 hace referencia a la evolución de la cuenca durante el Neógeno, proponiendo en su interpretación que es resultado de un proceso de deformación extensional, que ocurrió a partir del Mioceno Medio intensificándose durante el Mioceno Superior, desarrollándose como consecuencia un sistema de fallas de crecimiento con movimiento de grandes volúmenes de arcilla, originándose estructuras dómicas y diapíricas; la sedimentación posterior ocurrió a través de sistemas deltaicos en un ambiente somero, con abundante presencia de materia orgánica de tipo leñoso.

La proveniencia de las areniscas almacenadoras Cenozoicas que conforman la Cuenca de Macuspana se da a partir de erosión de protolitos ígneos intrusivos y de secuencias volcánicas que

afloraban al sur; el aporte también proviene de rocas calcáreas de Mesozoico y Cenozoico que estaban expuestos al este de la Plataforma de Yucatán (Padilla y Sánchez, 2007).

En el Mioceno medio las placas de Cocos, la de Norteamérica y la del Caribe chocan (Figura 2.7), ocasionando un acortamiento en la corteza y el levantamiento del macizo, dando origen a la orogenia Chiapaneca, se desarrollan fuertes plegamientos en la Sierra de Chiapas y se da comienzo a una fuerte erosión regional, la cual alcanza un máximo aporte de clásticos en el Mioceno Superior en el área de la Cuenca de Macuspana.

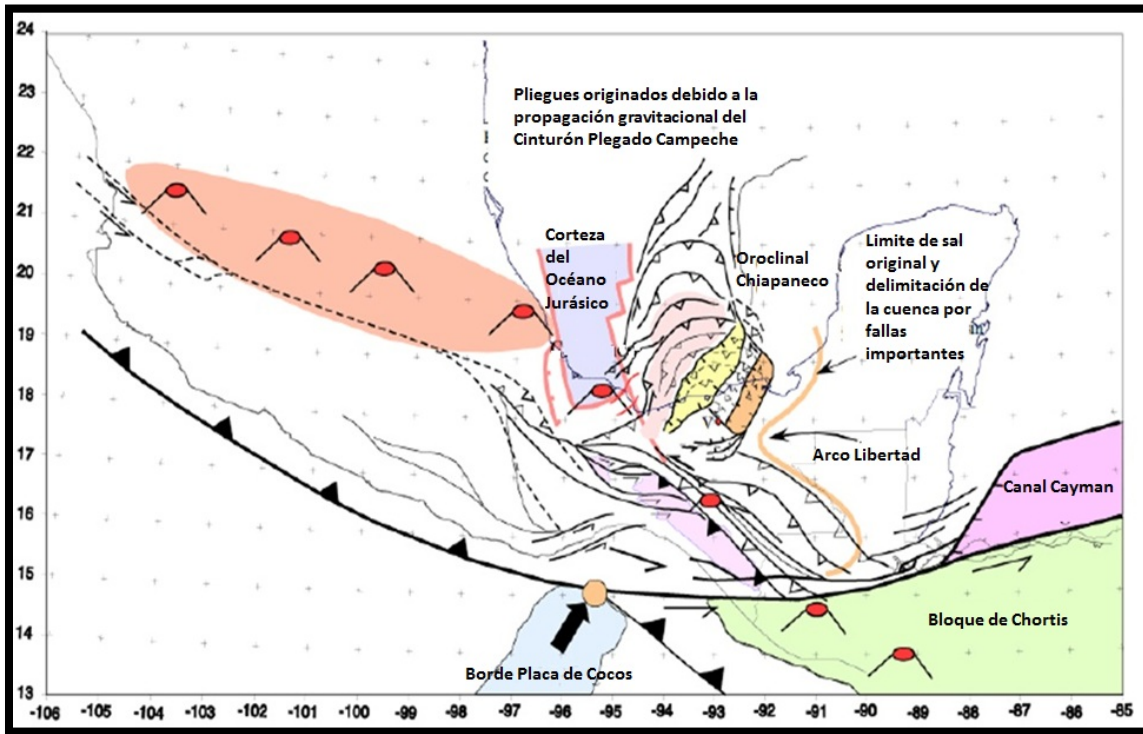
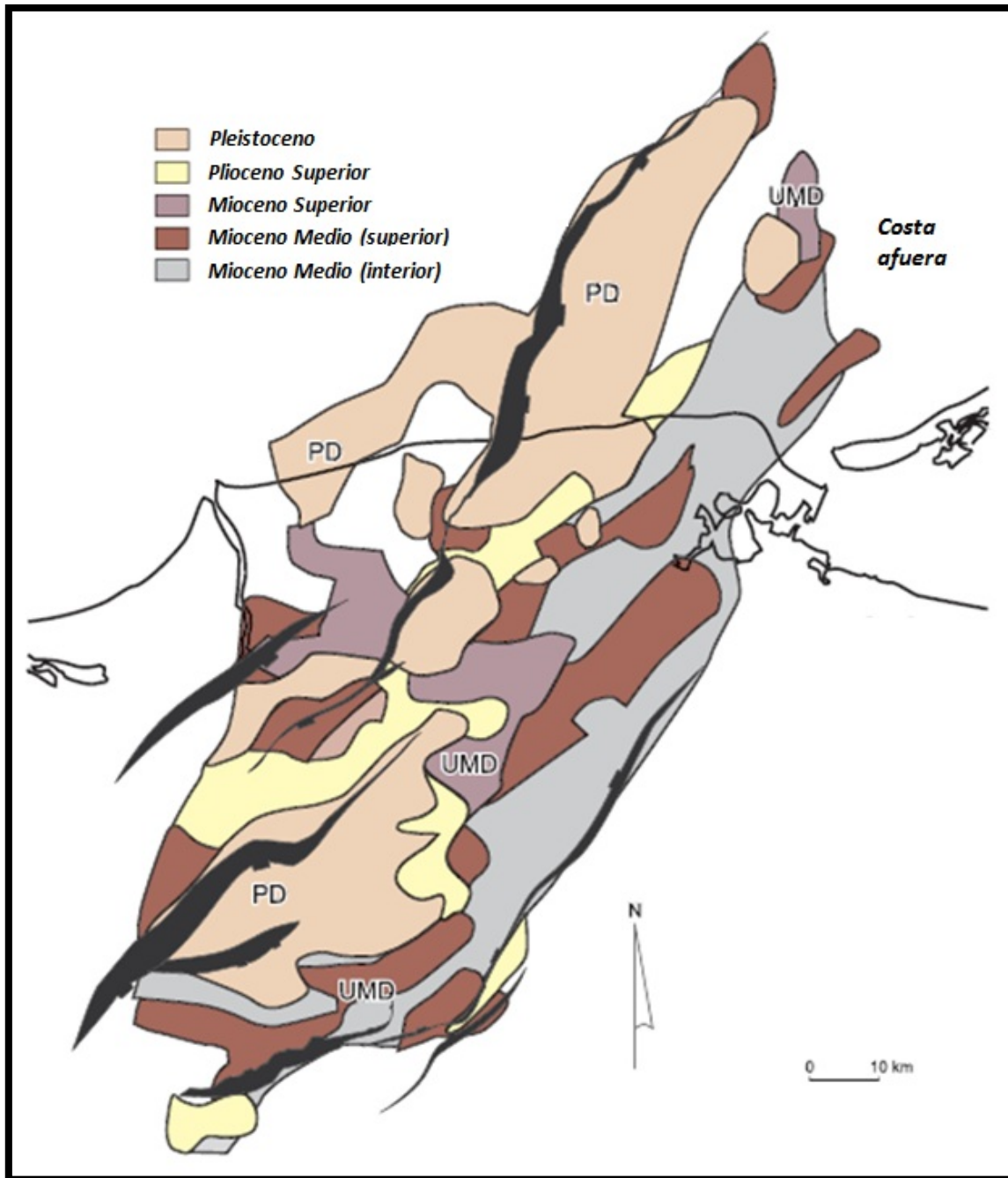


Figura 2.7 – Elementos tectónicos del Plioceno (Modificado de Pindel, 2002).

A finales del Mioceno y después de la Orogenia Chiapaneca, la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal inicia su basculamiento hacia el norte y un importante desalojo de sal comienza en ella. Se forman fallas lítricas en las Cuencas del Sureste y se depositan espesores muy pequeños de sedimentos clásticos en ellas, el extremo sur de la Cuenca de Macuspana se vio afectado a nivel local por estas fallas inversas que convergen al noreste y por las rápidas tasas de sedimentación; se dio también una fuerte contracción que dio como resultado el movimiento de una sección de lutitas formadas en el Paleógeno. Se interpreta que este movimiento fue impulsado por fuerzas tectónicas de compresión, donde el empuje y el comienzo del fallamiento se inició al mismo tiempo. Las lutitas sobrepresionadas y mal litificadas se trasladaron de las regiones de alta carga sedimentaria a regiones de menor carga (Figura 2.8) formando masas de diapiros y el incrementó en el crecimiento de las fallas lítricas normales; en estas secciones de crecimiento se originaron una

variedad de subcuencas que parecen ser cada vez más jóvenes de sureste a noroeste (Ambrose et al., 2003).



**Figura 2.8** – Áreas y tiempos en los que se dio la evacuación de lutitas en la Cuenca de Macuspana. UMD = Depocentros del Mioceno Superior. PD = Depocentros del Plioceno (Tomado de Ambrose et al., 2003).

Una característica que diferencia a las Cuencas del Sureste en este tiempo es el desalojo de sal

que tuvieron la Cuenca de Comalcalco y la Cuenca Salina del Istmo, mientras que la Cuenca de Macuspana desalojaba arcilla.

Padilla y Sánchez en el 2007 cita que las secuencias depositadas en la Cuenca de Macuspana sufrieron una inversión tectónica debido a una compresión, que formo los pliegues anticlinales y sinclinales, que actualmente constituyen (los anticlinales), las trampas de los yacimientos de esta zona, siendo más evidentes en el área del Campo José Colomo (Figura 2.9). El desarrollo del plegamiento tuvo influencia por el desalojo de la arcilla.

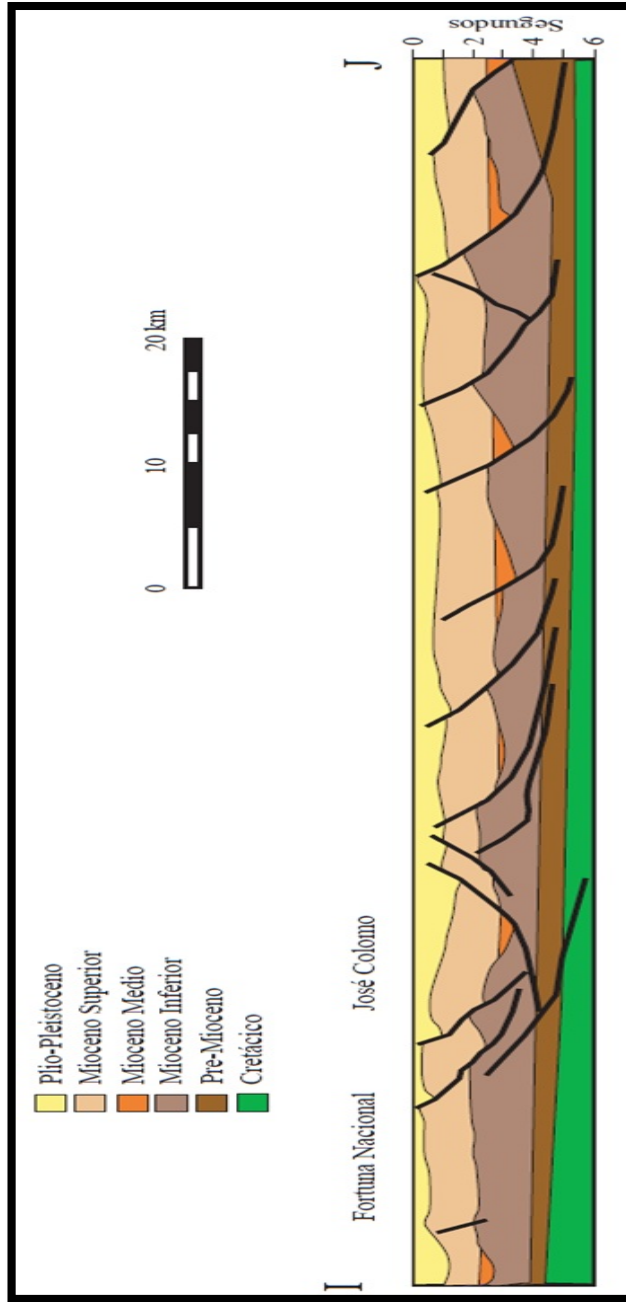


Figura 2.9 – Sección geológica de la Cuenca de Macuspana (Tomada de Padilla y Sánchez, 2007).

### 3. SISTEMA PETROLERO

Es indispensable evaluar adecuadamente todos los componentes geológicos en la etapa de exploración, para poder encontrar acumulaciones de aceite y gas, en los cuales sea posible su explotación, obteniendo un rendimiento económico importante.

La metodología que se utiliza para la evaluación de los parámetros geológicos, especialmente los relacionados a los yacimientos petroleros, ha ido evolucionado a medida que han sido introducidas nuevas tecnologías a la industria, sin olvidar los nuevos enfoques para poder obtener, procesar e interpretar la información geológica, geofísica y de ingeniería petrolera.

Para la optimización de los recursos humanos, materiales y económicos en la búsqueda de nuevas acumulaciones de hidrocarburos y para la caracterización de los yacimientos, la información se organiza utilizando el enfoque de sistemas, es decir, los conocimientos e ideas se organizan y se categorizan en modelos conceptuales que tienen como base los procesos geológicos, que favorecen que se formen acumulaciones de aceite y/o gas, susceptibles de explotarse con rendimiento económico.

#### 3.1. Definición.

El Sistema Petrolero se define como los elementos fundamentales y procesos geológicos que intervienen para que exista una acumulación de aceite y gas en la naturaleza; varían dependiendo de la forma, la geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica, así como de la columna estratigráfica y condiciones térmicas que se tengan (Magoon, 2007); se le conoce también como “Máquina Natural de hacer Petróleo”.

En este sistema, los elementos y procesos son interdependientes pero forman una unidad funcional que crea acumulaciones de hidrocarburos. Los elementos incluyen una roca generadora, roca almacén y la roca sello, mientras que los procesos son la formación de la trampa y la generación, la migración y la acumulación de hidrocarburos (Figura 3.1).

Estos elementos son esenciales y los procesos deben estar colocados correctamente en tiempo y espacio para que se logre la formación de una acumulación natural de hidrocarburos en algún lugar de la corteza terrestre, cuando esto ocurre se dice que hay sincronía.

##### 3.1.1. Roca generadora.

La roca generadora, es aquella que posee las mejores características para lograr la generación de los hidrocarburos, esta roca debe contener suficiente materia orgánica para generar grandes volúmenes de hidrocarburos y estar enterrada a una profundidad suficiente (más de 1000 m) para que la materia orgánica contenida pueda madurar hasta convertirse en aceite o gas.



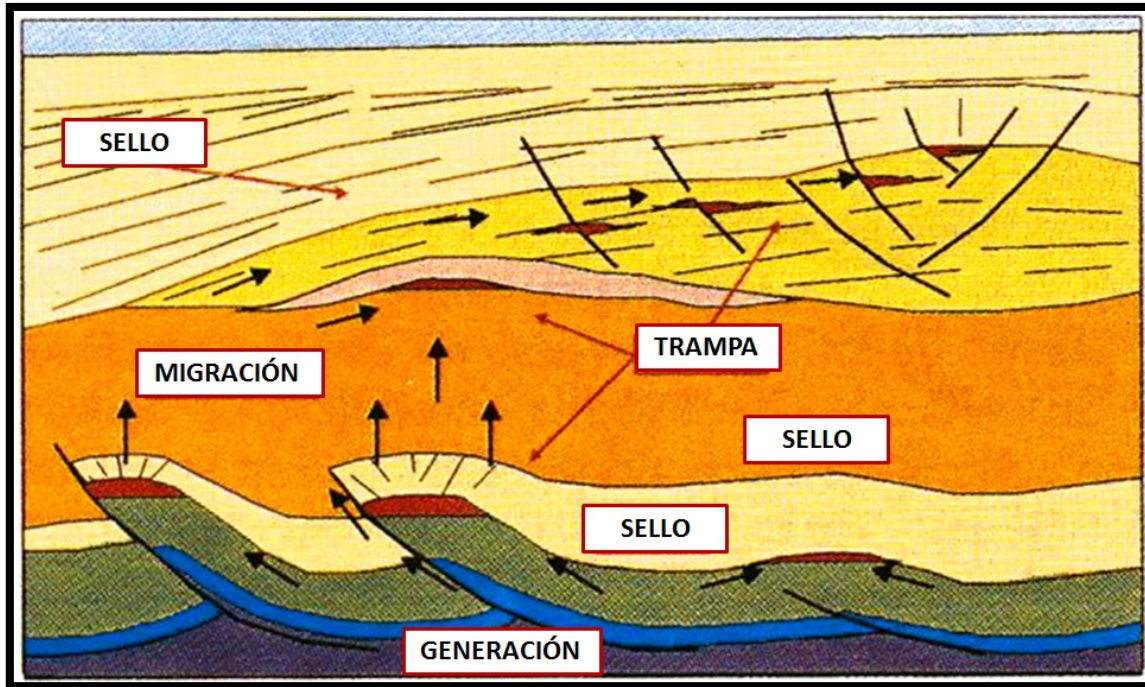


Figura 3.1 – El Sistema Petrolero (Tomado de González García y Cruz Helú, 2000).

En los trabajos de exploración se considera que las mejores rocas madres son las lutitas negras (tienen un alto contenido de materia orgánica, debido a ello es su color), ya que al ser impermeables evitan que la materia orgánica sea destruida por agentes externos oxidantes.

### 3.1.2. Roca almacenadora.

La roca almacén es aquella que posee excelentes condiciones de porosidad, por lo que dispone de suficientes espacios para el almacenamiento de un volumen considerable de hidrocarburos; la porosidad puede ser primaria o secundaria que es la resultante de cualquier actividad geológica. También debe de ser permeable, con poros interconectados permitiendo que los hidrocarburos fluyan libremente a través de ella.

Las mejores rocas almacenadoras son las areniscas sin matriz y las calizas arrecifales o fracturadas.

### 3.1.3. Roca sello.

Para que los hidrocarburos queden confinados en las rocas almacenadoras, es necesario que las paredes del depósito estén selladas de manera efectiva. Por lo tanto, es de gran importancia la existencia de las rocas sello. La roca sello es una roca impermeable, evita el paso de los

hidrocarburos, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento; su espesor es muy variable, puede ser muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. Dos ejemplos de rocas sello de buena calidad son las lutitas y la sal de roca.

#### **3.1.4. Migración.**

La migración es el movimiento de aceite o gas, a través de los poros o de las discontinuidades de la roca, para depositarse en una roca capaz de almacenarlos. El movimiento que se lleva a cabo dentro de la roca generadora se denomina migración primaria. La migración secundaria es la que ocurre en trayectos más largos y en rocas con mayor porosidad y permeabilidad; es la que origina la concentración y acumulación del aceite y el gas en los yacimientos.

#### **3.1.5. Trampas.**

Su formación se debe a los procesos de sedimentación o por deformación (tectónicos), que dan origen a las diferentes estructuras geológicas del subsuelo, en donde ocurren cambios litológicos laterales que tienen las unidades de roca. La trampa es una característica geológica que permite que el aceite o el gas se acumulen y se conserven de manera natural durante un cierto periodo de tiempo.

Son receptáculos cerrados en la corteza terrestre, que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen los hidrocarburos.

#### **3.1.6. Sincronía.**

Para que se lleve a cabo la formación de un sistema petrolero, es necesario que los elementos y procesos esenciales se coloquen correctamente en tiempo y espacio, todo esto para que la materia orgánica incluida en una roca generadora migre, se almacene naturalmente y pueda convertirse en una acumulación de aceite y/o gas.

Un sistema petrolero existe donde todos los elementos y procesos esenciales se producen o se interpreta que tienen una oportunidad razonable o una alta probabilidad de ocurrir.

### **3.2. Sistema Petrolero en la Cuenca de Macuspana.**

La Cuenca de Macuspana empezó a ser estudiada desde el punto de vista petrolero en el año de 1886, con la perforación del pozo Sarlat, con ello comenzaron los primeros trabajos de exploración para encontrar hidrocarburos en la cuenca. Gracias a la información obtenida con la perforación

de los pozos exploratorios y de los pozos en desarrollo que se tienen, ha sido posible incrementar el conocimiento geológico y la determinación de los Plays productores.

Esta cuenca ha sido productora de gas seco dulce, gas húmedo y aceite en Plays del Cretácico y del Neógeno, siendo el Campo José Colomo el principal productor. La producción de la cuenca inició desde 1905, en diferentes campos como lo son Belén y Sarlat; a partir de esta fecha se han descubierto 39 campos (Figura 3.2), sus yacimientos están en secuencias de carbonatos o en areniscas con cantidades variables de cuarzo, feldespatos, mica y fragmentos líticos; estas últimas, son rocas de grano fino a medio, moderadamente a bien clasificadas (Sosa et al., 2001).

Uno de los retos en la exploración, es encontrar hidrocarburos en cantidades suficientes y con una buena calidad para mayor producción y para poder explotarlos comercialmente. Una de las herramientas utilizadas para predecir la calidad del aceite es el modelado geológico, en el cual se observa el riesgo de la presencia o no de hidrocarburos en una cuenca, todo esto se da como resultado del estudio las características geoquímicas de la roca generadora, de la cual depende la calidad del aceite; en este proceso intervienen algunos factores como temperatura, distribución y aporte de sedimentos, eventos tectónicos y estructurales, la porosidad y permeabilidad.

En la Cuenca de Macuspana se llevo a cabo la integración de todos los elementos geológicos que permitieron que ocurrieran los procesos de generación, expulsión, migración y acumulación de los hidrocarburos en tiempo y en espacio; todo esto se ha estudiado y se han realizado modelos de simulación numérica.

### **3.2.1. Roca generadora.**

De acuerdo con la publicación de Sosa et al. en el 2001, se han determinado 2 tipos de sistemas de generación (Mesozoico y Mioceno), mientras que Ambrose et al. en el 2003, cita que existen tres sistemas petroleros (Mesozoico, Paleógeno Inferior-Neógeno y Mioceno Superior-Plioceno), los cuales contribuyen a la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en la Cuenca de Macuspana. Las principales características de estos sistemas se describen a continuación:

#### ***El sistema petrolero del Mesozoico.***

Incluye a las rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano–Cretácico, que corresponden con lutitas calcáreas y calizas arcillosas con kerógeno de tipo II y de tipo II-III, las cuales contribuyeron a la formación de aceite y gas termogénico.

Respecto al COT, en las rocas generadoras del Tithoniano, se puede mencionar que en la parte más profunda de la cuenca los valores varían de 0.50% a 4.61%, mientras que en la porción marginal oriental, los valores son relativamente bajos 0.50% a 1.0%. Las muestras estudiadas por Ambrose et al. en el 2003 contienen kerógenos de tipo II, II-III, III y IV; el kerógeno de tipo II y II-III se encuentra en las muestras que tienen maduración temprana mientras que las muestras maduras contienen kerógeno de tipo III y IV. Las secuencias arcillosas del Tithoniano han

alcanzado la principal zona de generación de gas en las partes más profundas de la cuenca, mientras que la generación del aceite y/o condensado se dio en el resto de la cuenca.



Figura 3.2 – Ubicación de los campos en la Cuenca de Macuspana (Modificado de Sosa et al., 2001).

En las rocas generadoras cretácicas, el COT varía desde 0.50% hasta 4.79% y las muestras tienen una madurez temprana y tardía que contienen kerógeno de tipo II, II-III, III y IV; las secuencias del Cretácico han alcanzado la zona principal de generación de gas en las partes más profundas de la cuenca, mientras que en las zonas superficiales se generó aceite y/o condensado; esto último por una roca inmadura.

***El sistema petrolero del Paleógeno – Neógeno.***

Este sistema petrolero incluye a las rocas generadoras del Paleógeno (Paleoceno, Eoceno, y Oligoceno) y las rocas del Mioceno medio e Inferior, que son generadores de gases termogénicos.

El COT de las muestras de las rocas generadoras varía desde 0.77% hasta 0.85% y comúnmente contienen kerógeno de tipos II o II-III; las rocas del Oligoceno tienen un rango de COT de 0.53% a 1.82% y contienen kerógeno de tipo II, II-III, III y IV; las lutitas del Mioceno temprano a medio que se formaron en aguas profundas tienen un COT de 0.84% y generan gases, condensados así como una menor parte de gases biogénicos (Ambrose et al., 2003).

***El sistema petrolero del Mioceno Superior – Plioceno.***

Este sistema petrolero contiene a las rocas generadoras inmaduras del Mioceno Superior y Plioceno, es generador de gas metano biogénico, considerando que los gases biogénicos puros son escasos. La generación de este gas se dio principalmente a partir de lutitas del Plioceno Inferior a profundidades que son equivalentes a temperaturas entre 0 y 75°C; el momento de la generación de este gas corresponde aproximadamente a finales del Mioceno y principios del Plioceno, cuando los sedimentos fueron cubiertos por una gruesa capa de sedimentos terrígenos.

EL COT en el Mioceno Superior y el Plioceno Inferior es 0.50 % a 0.70% en la mayor parte de la cuenca, y se alcanzan dos etapas de maduración una media en la mayoría de la cuenca y una tardía que se dio solo a nivel local en los depocentros del cenozoico en la parte Interior de la cuenca (Ambrose et al., 2003). Su COT varía desde 0.51% hasta 1.26% y las muestras obtenidas del Mioceno Superior contienen en su mayoría kerógeno de tipo III, II-III, IV.

Las rocas del Plioceno temprano generaron gases termogénicos, sin embargo, las lutitas de este intervalo también son generadoras de gas biogénico.

Ambrose et al. en el 2003, realizó un modelado geológico que permitió evaluar los tipos de hidrocarburos disponibles en los Plays, dando como resultado los promedios de contenido de COT y del índice original de hidrógeno (HI) de las diferentes rocas generadoras, estos parámetros miden la madurez térmica y la calidad del kerógeno original.

Para el sistema petrolero del Mesozoico, los promedios de estos valores en la roca generadora del Tithoniano es el siguiente: COT= 3.0%, HI= 650 mg hidrocarburos/g de carbono orgánico total (su potencial de petróleo es de 600 y el de gas = 50); y para la roca generadora del Cretácico, sus promedios son: COT= 1.5%, HI= 450 (el potencial de petróleo es 385 y el de gas es 65).

En el sistema petrolero del Paleógeno-Neógeno los promedios en las generadoras son: COT= 1.0%, HI= 300 (su potencial de petróleo es de 100 y el de gas es de 200).

Para el sistema petrolero del Mioceno Medio y Superior los promedios de la roca almacenadora son de: COT= 1.0%, HI= 415 (su potencial de aceite es de 215 mientras que el de gas es de 200).

### 3.2.2. Roca almacenadora.

Los yacimientos productores en la Cuenca de Macuspana se encuentran distribuidos en secuencias sedimentarias del Neógeno, principalmente en el Mioceno y Plioceno.

En el Mesozoico se tienen una secuencia de rocas almacenadoras que esta constituida por rocas carbonatadas de ambiente de plataforma, conocidas como Caliza Macuspana, formación que se encuentra constituida por 3 miembros separados por cuerpos arcillosos, tiene aproximadamente 500 m de espesor y es productora de gas seco en la cima del miembro Superior (Martínez, 2005). Los principales campos que producen de esta secuencia son Tepetitán y Acachu.

La mayoría de las rocas almacenadoras, que se encuentran en el depocentro de la cuenca, son paquetes de estratos de areniscas con espesores entre 100 y 300 m, depositadas en ambiente fluvial, deltaico y de plataforma; en los márgenes de la cuenca los espesores varían de 5 a 25 m, aunque localmente se tienen espesores de más de 300 m. Las formaciones productoras del Cenozoico son (PEMEX, 2008):

- Amate Inferior, en la que se produce aceite de 23.7° API en los campos Sarlat y Pigua. En los campos Xicalango, Fortuna Nacional y Sarlat, así como en las estructuras Acahuial, Mangar y Puxcatán se obtiene gas seco. Mientras que en los campos Fortuna Nacional, Morales, Sarlat y Vernet se extrae gas y condensado.
- Amate Superior, en la que se extrae gas seco en los campos Almendro, Cobo, Bitzal, Cantemoc, Morales, Sarlat y Usumacinta y en algunos pozos del campo Fortuna Nacional. En los campos José Colomo, Chilapilla, Fortuna Nacional, Hormiguero, Morales, Sarlat y Vernet, la producción es de gas y condensado; también se obtiene aceite y gas asociado en los Campos Fortuna Nacional y en José Colomo.
- Encajonado y Zargazal, en estas formaciones se produce gas seco en los campos Bitzal y Vernet. Mientras que algunos pozos de Vernet y Fortuna Nacional aportan aceite de 29.8° y 51.7° API respectivamente.
- Belem Inferior, en esta unidad se produce gas seco en el Campo Tamulté, aceite en Belem y producción no comercial de gas seco en Espadañal.

Otros campos productores de gas son Narvárez, Usumacinta, San Román, Jimbal, Acahuial, Regocijo, Laguna Alegre, Tasajero, Zaragoza, Nuevos Lirios, Boca del Toro, Mangar, Ojillal, Chinal, Medellín y Chunel.

### 3.2.3. Roca sello.

La determinación de la presencia de un sello adecuado es esencial para la formación del sistema petrolero. Las rocas sello en la Cuenca de Macuspana son diversos cuerpos de lutitas que alternan con areniscas, las cuales fueron depositadas en etapas transgresivas o en un ambiente de plataforma, con espesores de 50 a 120 m.

Al haber plegamiento en la cuenca no se tiene una modificación significativa en el espesor del sello, debido a que el ángulo de echado entre los estratos es menor a  $10^\circ$  en la mayoría de los pliegues. Cuando los hidrocarburos se encuentran presentes en una trampa, la llenan completamente debido a que cuenta con un buen sello suprayacente, además de que ocurrió una carga adecuada (Ambrose et al., 2003).

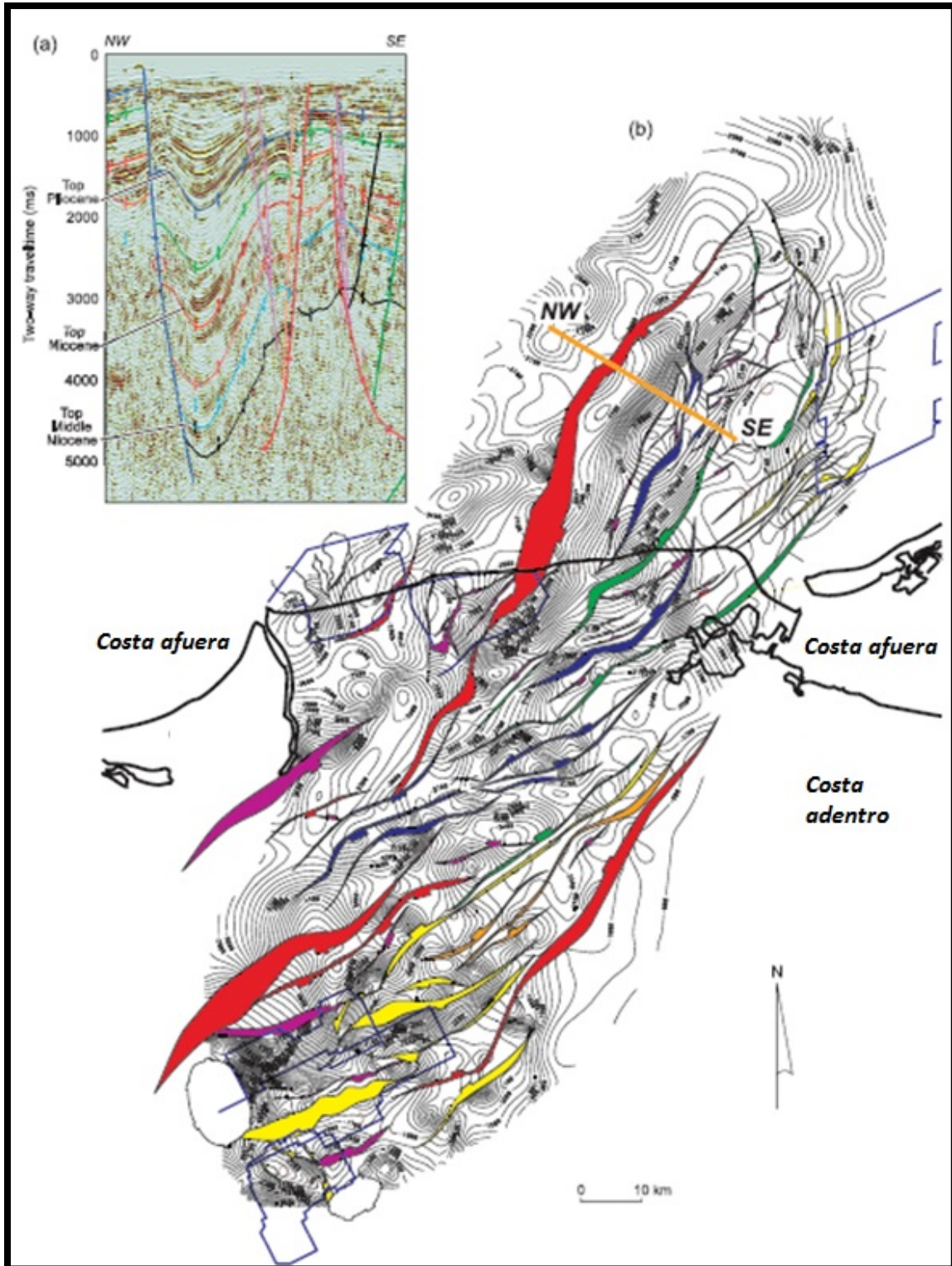
Un ejemplo de la buena calidad de los sellos son las areniscas del Mioceno Superior que están cubiertas por un sello de 200 a 250 m de lutitas, las que se formaron en superficies de inundación; las lutitas proporcionan sellos adecuados para que los hidrocarburos no emigren a otras zonas y separan compartimientos con los yacimientos en que se encuentran secuencias arenosas del Plioceno.

En las estructuras donde se tienen múltiples depósitos, se interpreta que el gas termogénico y el aceite de las rocas generadoras del Mesozoico se encuentra en los depósitos más antiguos, mientras que el gas biogénico procedente de la roca generadora del Cenozoico Inferior, se presenta en los yacimientos más jóvenes, lo que indica que los sellos más antiguos no están afectados.

#### **3.2.4. Migración.**

Mediante diferentes estudios del sistema petrolero, se interpreta que las rocas del Tithoniano generaron hidrocarburos en fase gaseosa y estas fueron expulsadas a estructuras del Mesozoico en el borde suroccidental de la cuenca, mientras que para la parte norte de la misma se expulsaron hidrocarburos en fase líquida; por otra parte las rocas del Mioceno Inferior generaron y expulsaron los hidrocarburos a las arenas del Mioceno Medio-Superior y Plioceno. De acuerdo con la simulación realizada se puede interpretar la ocurrencia de aceites y gases mezclados de ambas rocas generadoras, pero con diferentes proporciones (Ambrose et al., 2003).

Los estudios de la generación y la migración de aceite, así como la formación de la trampa con las rutas de migración que integran el sistema petrolero, sugieren que el aceite maduro, el gas termogénico de rocas generadoras del Mesozoico y del Paleógeno – Neógeno Inferior, emigraron a los Plays del Mioceno y Plioceno por la parte interna de la cuenca; corresponden con rutas de migración vertical a través de las fallas. En la Figura 3.3 se muestra un mapa con la distribución de las fallas, que muestra los diferentes niveles de desplazamiento y ponen en contacto a las rocas generadoras, por lo que son rutas de migración ascendente de los gases termogénicos del Mesozoico. Se interpreta que las fallas profundas son las vías principales que favorecieron la migración de fluidos y que las fallas que las cruzan son un enlace secundario. Cuando las fallas someras se conectan a las fallas profundas se forman rutas de migración vertical de los gases procedentes del Mesozoico, que en algunos casos son mezclados con los gases generados en el Cenozoico.



**Figura 3.3** – Mapa que muestra la conectividad de las fallas en la Cuenca de Macuspana y una sección sísmica que ilustra las principales características de las fallas a lo largo de la margen noroeste de la parte marina de la cuenca (Tomado de Ambrose et al., 2003).



### **3.2.5. Trampas.**

Los yacimientos de hidrocarburos en la cuenca están asociados principalmente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas.

Las trampas estructurales fueron generadas a partir del Mioceno Tardío, son anticlinales producidos en una etapa de deformación con contracción en el área; existen varios tipos de cierre en las trampas estructurales de la cuenca, que van de cierres estructurales de cuatro vías (domos) a cierres estructurales de tres vías con una falla que los delimita; los mas comunes son los cierres estructurales de dos vías con dos fallas limitantes. Muchas trampas presentan cierre de fallas de tres vías aunque algunos son de cuatro vías. También se tienen trampas estructurales de tipo roll-over asociadas a las fallas de crecimiento, las cuales se generaron por fallas lítricas sedimentarias en las proximidades de los depocentros.

Las trampas estratigráficas son importantes y se formaron en el Mioceno Tardío en ambientes de aguas profundas en turbiditas, por lo que se tienen rellenos de canal, lóbulos y acuñamientos de arena; también se tienen discordancias (Ambrose et al., 2003).

### **3.2.6. Sincronía.**

En la Cuenca de Macuspana, la materia orgánica alcanzó diferentes condiciones de presión y temperatura que representan una adecuada maduración térmica, todo esto para lograr la generación de los hidrocarburos durante el Cenozoico; posteriormente ocurrió la expulsión y migración ascendente de los hidrocarburos de las rocas mas profundas a través de fallas normales, esto inició en el Mioceno Medio, alcanzando su punto máximo en el Plioceno Medio. Los hidrocarburos llegaron a las trampas que formaron durante el Mioceno Inferior, logrando así el entrapamiento y preservación de los mismos (Figura 3.4).

## **3.3. Caracterización de los aceites y gas natural.**

Se han realizado estudios sobre la caracterización genética de los gases de 11 campos en la cuenca, para ello se utilizaron datos isotópicos de compuestos individuales en conjunto con estudios de biomarcadores y dinamitoides de condensados, chapopoteras y aceites residenciales que se encuentran en las rocas generadoras.

Se aplicaron modelos matemáticos para determinar la madurez de la roca generadora al momento de expulsar los gases, llegando a la conclusión de que los gases que se encuentran en los yacimientos de la cuenca son una mezcla entre gases termogénicos y biogénicos (Sosa et al., 2001). La distribución de los gases termogénicos ocurre en mayor proporción al sur de la cuenca mientras que los gases biogénicos se encuentran al norte y al oriente de la misma.

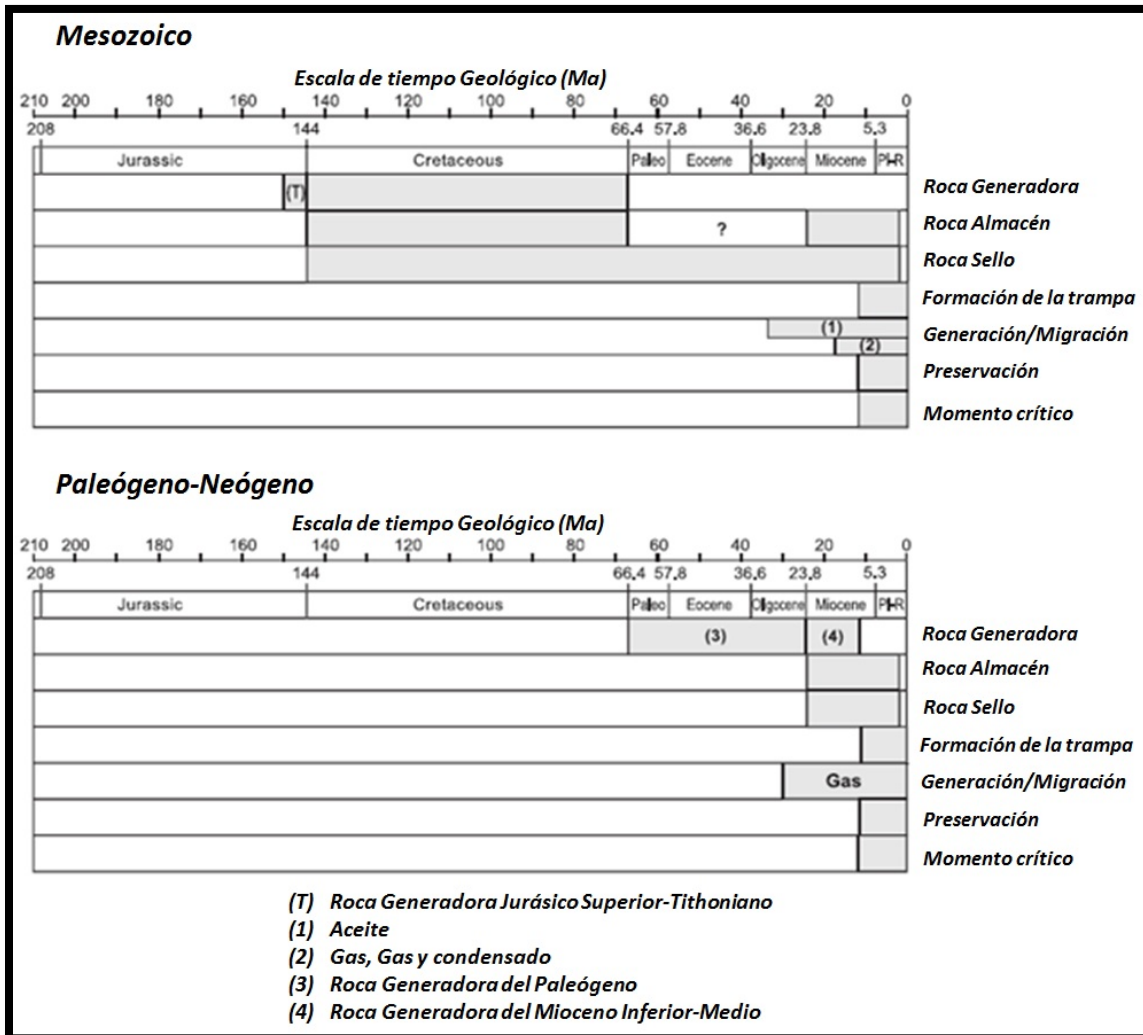


Figura 3.4 – Diagramas de sincronía para las regiones del sur y suroeste de la Cuenca de Macuspana. (a) del Mesozoico, (b) Paleógeno-Neógeno Inferior (Tomado de Ambrose et al., 2003).

Se determinó la existencia de dos familias de mezcla de gases, una de ellas se presenta en el Campo José Colomo y la otra en el Campo Usumacinta, aunque las dos familias están presentes en el Campo Hormiguero.

La familia 1 se caracteriza por una humedad en el gas superior a 7%, con relaciones de metano y etano menores de 21%, mientras que la familia 2 está constituida por gases mucho más secos ya que tienen una humedad menor 3.5% y proporciones de metano y etano mayores de 60%.

La familia 1 presenta todas las características de los gases termogénicos, tanto de los sectores químicos como por las composiciones isotópicas; muestran una química muy homogénea y las composiciones isotópicas sugieren un rango muy estrecho de madurez. La familia de 2 es un gas

químicamente muy seco con las firmas de isótopos ligeros de metano, es una característica de una familia de gases biogénéticos (Ambrose et al., 2003).

### 3.4. Potencial Petrolero en “Plays”.

De acuerdo a la información obtenida de los pozos en desarrollo y de los pozos exploratorios que se tienen en el área, se han identificados tres Plays principales en la cuenca, de los cuales es uno del Mesozoico y tres del Neógeno (Figura 3.5); de los últimos se obtiene la mayor producción actual. Se han identificado algunos Plays hipotéticos, los cuales pertenecen al Mesozoico, en estos no se ha establecido producción; otro Play hipotético es el que se tiene en la zona de Akalan (Ruiz et al., 2001).

Los principales Plays establecidos del Neógeno comparten la misma historia, esto en referencia al momento de la formación de la roca generadora, las trampas, sincronía y migración; lo que cambia en algunos casos es la roca almacenadora y la roca sello (PEMEX, 2010).

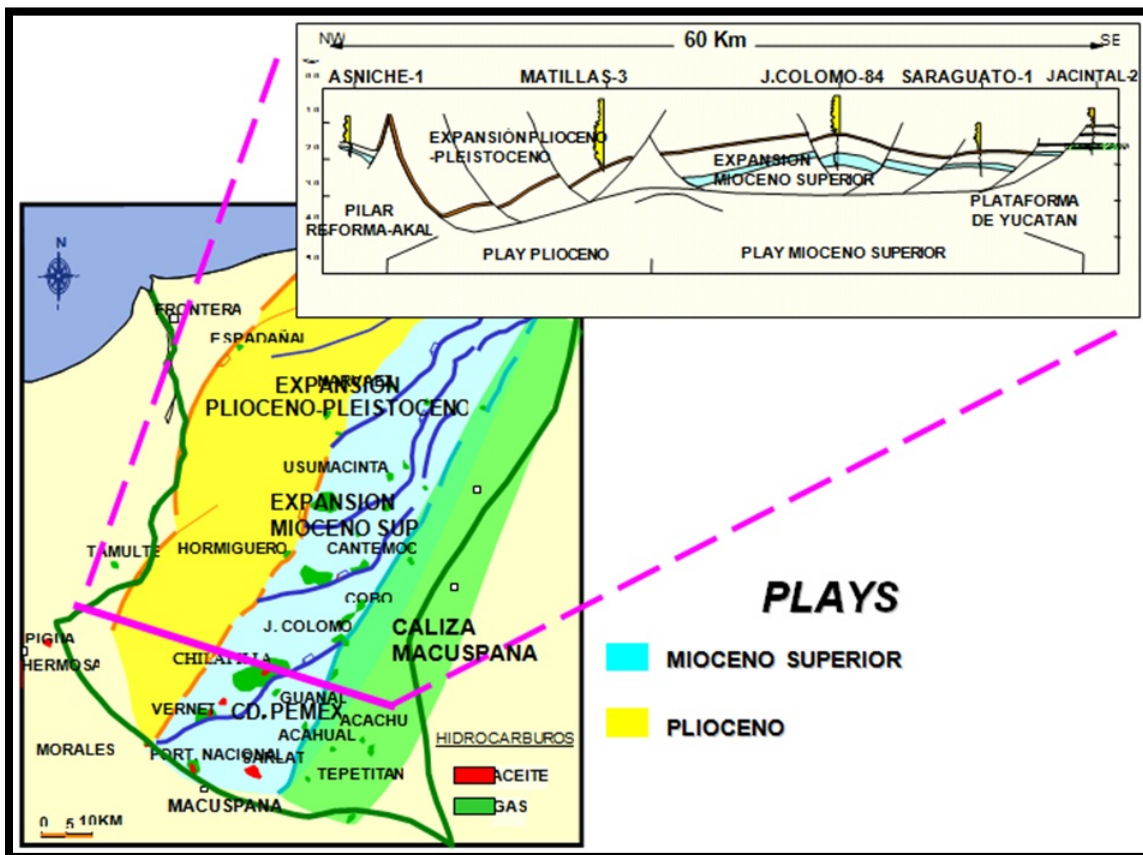


Figura 3.5 – Plays del Neógeno en la Cuenca de Macuspana (Tomado de Sosa et al., 2001).

### **3.4.1. Play Cretácico - Mioceno Inferior - Medio.**

Este Play es productor de gas seco en rocas carbonatadas de ambiente de plataforma. Los principales Campos que producen en este Play son Tepetitán y Acachú.

Mediante estudios geoquímicos (PEMEX, 2011), se determinó la presencia de dos conjuntos de secuencias de rocas generadoras, una de ellas corresponde al Tithoniano, que está constituido por lutitas depositadas en ambientes marinos carbonatados con un alto contenido de materia orgánica; la otra pertenece al Mioceno Inferior, se compone de lutitas encontradas durante la perforación del pozo Vernet-22.

Este Play muestra una relación con una roca generadora con materia orgánica que va de 1.4 % a 6% de COT y en la región norte-centro se tiene una zona madura (430-440 °C), aunque la parte sur es de mayor interés debido a la madurez y riqueza orgánica que se tiene, por lo que se espera que en esa zona se encuentren mas yacimientos de gas seco, gas húmedo y aceite.

La roca almacenadora se encuentra construida por una secuencia carbonatada perteneciente a la Caliza Macuspana, unidad estratigráfica con espesores que varían de 100 hasta 550 m, con una porosidad promedio de 12%. Los cuerpos de caliza principales están constituidos por grainstone y packstone formado de macroforaminíferos, microforaminíferos bentónicos, moluscos, algunos fragmentos de algas rojas coralinas e intraclastos, que fueron depositadas en un ambiente de plataforma carbonatada somera (Solís et al., 2006).

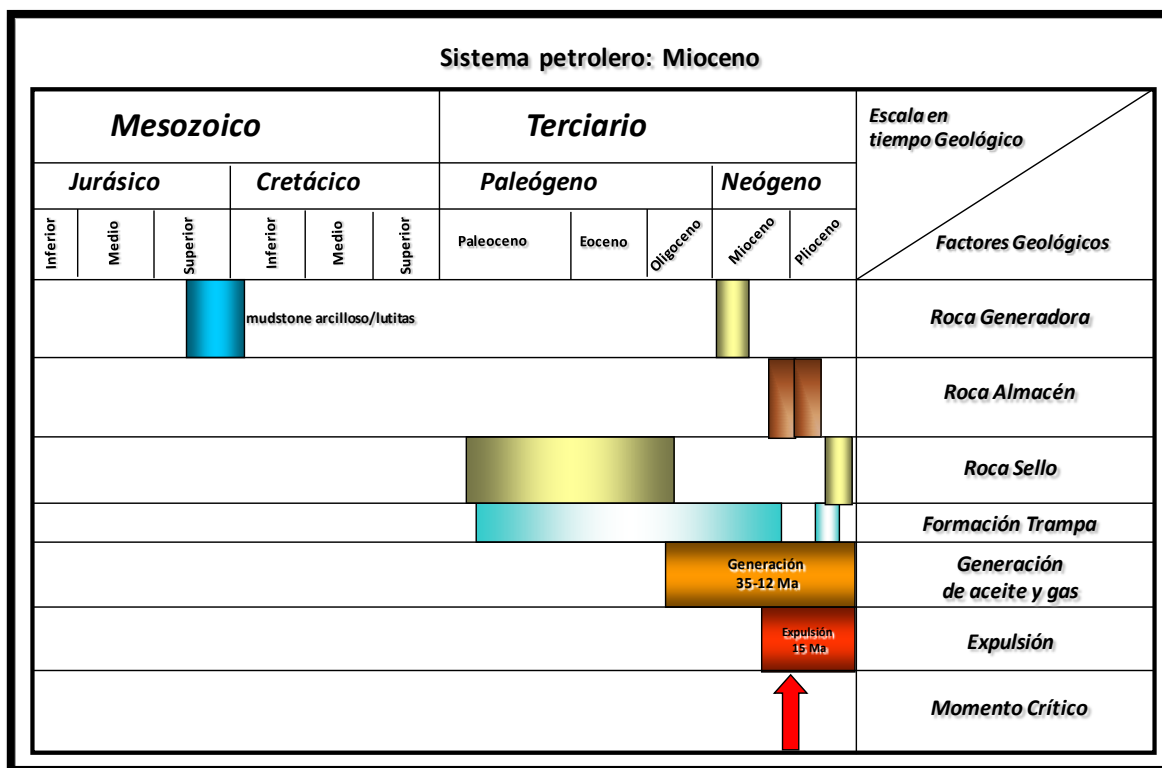
El sello de este Play se encuentra constituido por diversos cuerpos de lutitas depositadas en etapas transgresivas, su espesor es de 80 a 120 m.

Las trampas son de tipo estructural, los que fueron generadas a partir del Mioceno Tardío, las fallas originaron dos grandes depocentros que controlaron la distribución de potentes secuencias clásticas, propiciando una cuenca subsidente en la que se depositaron potentes cuerpos arenosos almacenadores de hidrocarburos, intercalados con cuerpos arcillosos.

La materia orgánica alcanzó las condiciones de presión y temperatura necesarias para la generación de los hidrocarburos, después de esto se inició la expulsión y migración ascendente de los mismos a partir del Mioceno Medio, hasta alcanzar las trampas que se formaron durante el Mioceno Inferior en sincronía con la sedimentación tardía del Pleistoceno, logrando así la preservación de los hidrocarburos (Figura 3.6).

### **3.4.2. Play Mioceno Superior.**

Los yacimientos que se tienen en este Play están en secuencias sedimentarias constituidas por areniscas, es uno de los Plays más importantes, ya que producen gas en un gran número de campos como el Cantemoc, Cobo, Chilapilla, Hormiguero, José Colomo, Narváez, Usumacinta y San Román. Son productores de gas húmedo, gas seco y aceite ligero.



**Figura 3.6** – Diagrama de sincronía del Sistema Petrolero de la época del Mioceno en la Cuenca de Macuspana (Tomado de PEMEX, 2010).

Las rocas generadoras de este Play son rocas del Tithoniano y del Mioceno Inferior, aunque los mayores volúmenes de hidrocarburos provienen de la roca generadora del Mioceno Inferior-Medio.

La roca almacén se encuentra constituida areniscas de grano fino a medio, que están intercaladas con lutitas parcialmente bentoníticas, arenosas y ligeramente calcáreas, que fueron depositadas en ambientes de plataforma, deltaicos y de canales fluviales. Su espesor varía entre los 50 y 300 m, con una porosidad promedio de 20%.

El sello de este Play son los cuerpos de lutitas depositadas en etapas de ascenso del nivel del mar en un ambiente de plataforma y su espesores varían de 60-100 m.

Las trampas son de tipo estructural en roll-over, que fueron generadas a partir del Mioceno Tardío debido a la actividad de las fallas de crecimiento que originaron dos grandes depocentros durante el Mioceno y el Plioceno; estos depocentros controlaron la distribución de secuencias clásticas, ya que en ellas se depositaron importantes secuencias de rocas almacenadoras.

Se interpreta que la expulsión de los hidrocarburos inició a partir del Mioceno Medio, alcanzando su máximo grado de expulsión en el Plioceno Medio; con esta expulsión se inicia la migración

ascendente para llenar las trampas que se tenían ya en la cuenca, todo esto en sincronía con la sedimentación tardía del Pleistoceno (Figura 3.6).

### **3.4.3. Play Plioceno Inferior – Medio.**

Este Play está constituido por areniscas, las cuales se depositaron en un ambiente transicional, principalmente de submarea y en la plataforma clástica somera. Es productor tanto de gas húmedo como de gas seco y en menor proporción de aceite; en él producen los campos Vernet, Chunel, Xicalango, Usumacinta y Almendro.

La roca generadora de este Play son las rocas del Tithoniano y del Mioceno Inferior constituídas por lutitas depositadas en ambiente marino.

La roca almacén está formada por areniscas limpias con intercalaciones de areniscas con matriz arcillosa, son de grano fino a muy fino y están intercaladas con lutitas de color gris, ligeramente arenosas que contiene algunos fragmentos de moluscos que fueron depositadas en ambientes de plataforma somera, submareas y deltaicas; el espesor varía entre los 35 y 80 m, tiene una porosidad del 18 al 24%.

En lo que se refiere a la roca sello, esta se encuentra formada por cuerpos de lutitas depositadas en ciclos transgresivos y en ambientes de plataforma clástica, tienen un espesor promedio de 50 m.

Las trampas en las que se tiene la producción, son estructurales de tipo roll-over y acuñamientos contra domos arcillosos, los que fueron generadas a partir del Mioceno Tardío, tiempo en que se formaron dos depocentros que se originaron por un conjunto de fallas lítricas durante el Mioceno y Plioceno, los que controlaron la distribución de secuencias clásticas en donde se depositaron los cuerpos almacenadores de hidrocarburos.

La generación de hidrocarburos ocurrió durante el Mioceno Inferior, las trampas generadas, la expulsión de hidrocarburos y su migración ascendente favoreció que ocurriera sincronía, por lo que se tienen todas las condiciones favorables para el entrampamiento y preservación de los hidrocarburos.

### **3.4.4. Play Hipotético en el área de Akalan.**

El área de Akalan se encuentra en la parte norte de la Cuenca de Macuspana en su porción marina, esta ubicada en la plataforma continental del sur del Golfo de México, al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

Con base en la información de estudios realizados en esta área y de los pozos perforados en la Cuenca de Macuspana terrestre, se interpreto que existía continuidad, características, distribución y modelos de depósito favorables para la formación de rocas almacenadoras, que constituyen los Plays hipotéticos del área Akalan los cuales están relacionados con los Plays productores en la Cuenca de Macuspana terrestre.

Para este Play, Ruiz et al. en el 2001, propone la existencia de dos diferentes rocas generadoras a las que aún no ha sido posible estudiarlas plenamente, sin embargo, la información de pozos vecinos, sugieren que podrían corresponder a rocas del Tithoniano y del Mioceno, con kerógeno III-II; se espera encontrar más yacimientos de gas y condensado, además de cantidades menores de aceite.

Mediante un análisis regional que involucra la interpretación de secciones sísmicas, fue posible identificar trampas de tipo roll-over, bien desarrolladas, en las que se aprecia la expansión y el cierre propio de la estructura; éstas estructuras se encuentran en la parte sur del área. Se tienen también estructuras de tipo anticlinal, las cuales se encuentran en una zona del bloque hundido que forma un graben, estos pliegues presentan un cierre contra falla y en la zona de cresta de los pliegues se tiene fracturamiento de colapso; estas trampas se presentan en la parte central del área. Por último, se tienen las trampas de tipo roll-over, muy incipientes, que presentan cierre propio de bajo relieve con extensión reducida, estas se presentan hacia el margen oriental de la cuenca donde se tiene un sistema de fallas asociadas a la falla Macuspana (Figura 3.7).

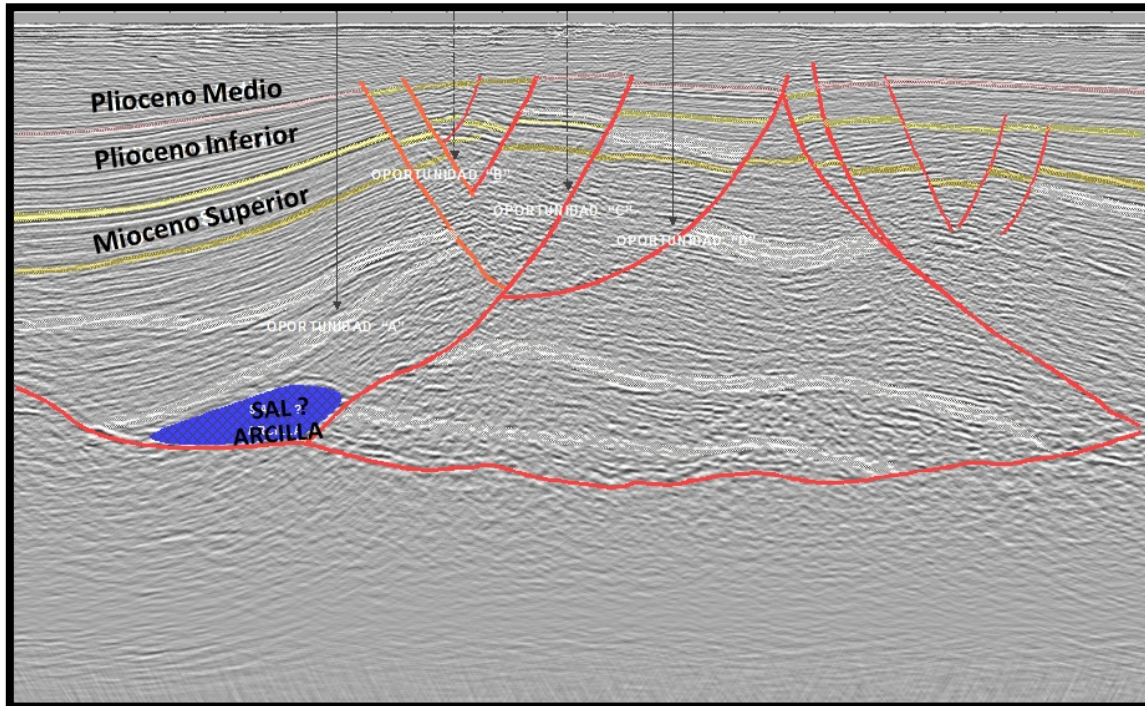


Figura 3.7 – Sección sísmica donde se muestran las trampas del Play hipotético en el área de Akalan (Tomado de Ruiz et al., 2001).

Se interpreta que las rocas sello están conformadas por una secuencia de lutitas del Plioceno Inferior, que se distribuyen a nivel regional dentro de la cuenca, además se tiene una secuencia más arenosa con intercalaciones arcillosas.

### **3.5. Ejemplos de campos y yacimientos importantes.**

La Cuenca de Macuspana, como se describió anteriormente, se formó durante el Cenozoico y se compone de un espesor considerable de sedimentos clásticos, los cuales se depositaron en facies de playa, deltaicas y fluviodeltáicas; el espesor estimado en el depocentro de la cuenca es de más de 10,000 m, donde se tienen trampas estratigráficas y estructurales. Las características geológicas del área han permitido considerarla como una de las cuencas prioritarias para la búsqueda de gas no asociado.

A partir del descubrimiento de un yacimiento con el pozo José Colomo-1 en 1951 y con los resultados tan favorables que se obtuvieron mediante la exploración, se pudieron definir algunas estructuras que resultaron almacenadoras de gas seco y húmedo, iniciando de esta manera una explotación masiva en las areniscas del Cenozoico en la Cuenca de Macuspana. A continuación se describirán algunos descubrimientos importantes en la cuenca.

#### **3.5.1. Campo José Colomo.**

Este campo se encuentra en el activo Chilapilla-Colomo (Figura 3.8), se descubrió en el año de 1951 y abarca un área de 17.7 km<sup>2</sup>. Se compone de 14 yacimientos de gas húmedo que se encuentran en areniscas de la Formación Amate Superior, en los yacimientos de este campo han perforado 125 pozos, de los cuales 71 se encontraban produciendo hasta 1999 (PEMEX, 1999).

El campo José Colomo, se encuentra en un conjunto de estructuras del tipo anticlinal, cuyos ejes presentan una orientación de noroeste a sureste; sus pliegues ligeramente apretados y alargados con cierre propio; tienen en algunos casos un límite por medio de una falla lítrica de crecimiento que tiende a ser recta hacia los extremos y que sufre un acortamiento hacia el centro (Guzmán et al., 2001). La secuencia del Mioceno Superior-Plioceno Inferior muestra una clara evidencia de una inversión tectónica debido a una compresión, esta inversión también es evidente a lo largo de un perfil sísmico de la sección del Plioceno Superior (Figura 3.9).

En la parte sur del campo, en los yacimientos más profundos, se encuentra una falla normal de gran importancia que limita el campo, mientras que al norte existe una falla de poca magnitud que afecta a los yacimientos más someros



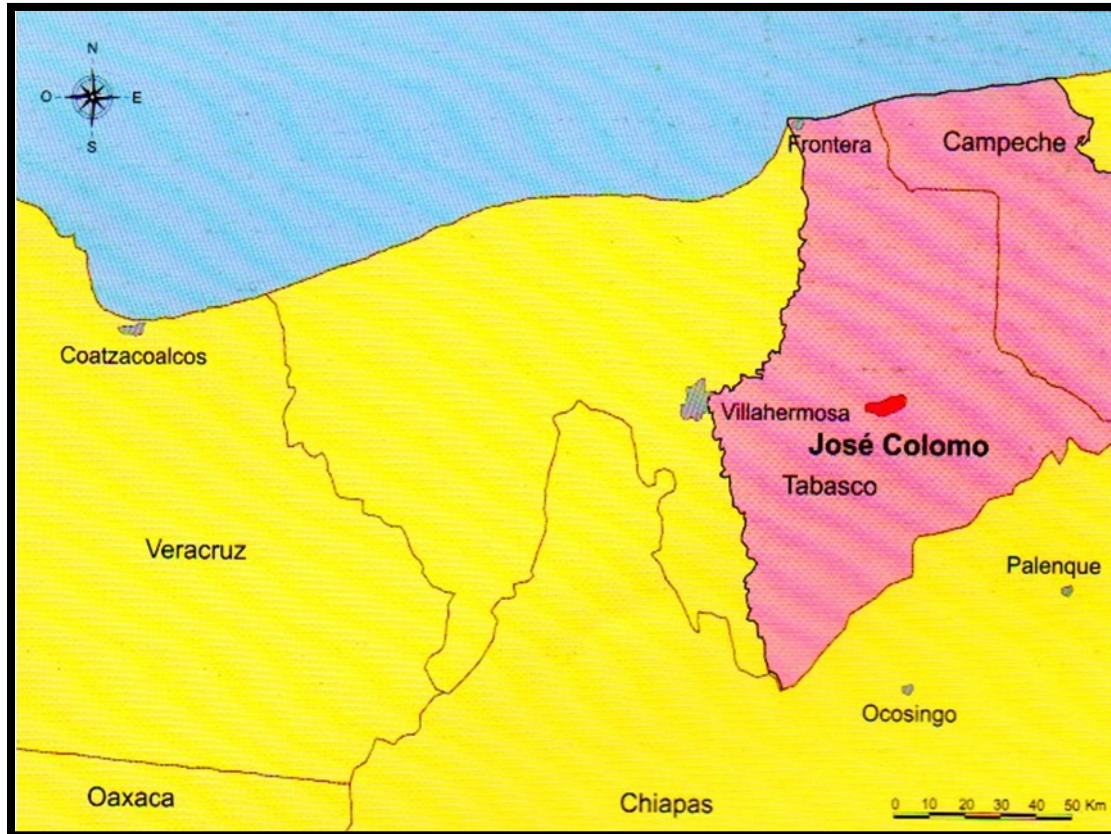


Figura 3.8 – Ubicación del Campo José Colomo (Tomado de PEMEX, 1999).

En el flanco norte de este campo se encuentra un cierre por buzamiento mientras que hacia el sur, el cierre es con una falla normal. La Figura 3.10 se presenta la configuración de la cima de un yacimiento de una arenisca almacenadora del Campo José Colomo, denominada Arena D, en la cual se muestran las fallas existentes y la distribución de los pozos que hay en ella.

Los estudios geoquímicos hechos a la región determinan que la principal roca generadora corresponde al Tithoniano y corresponde a lutitas bituminosas y a calizas arcillosas con abundante materia orgánica, las cuales contribuyen a la formación de gas termogénico.

Los yacimientos se encuentran principalmente en la Formación Amate Superior, la que esta constituida por cuerpos de areniscas que se depositaron en ambientes fluviodeltáicos. La porosidad primaria que se tiene en el campo va del 20% al 22%, con una saturación de agua de 14%, una salinidad de 14,000 ppm, el espesor promedio de esta secuencia arenosa es de 220 m, con una presión inicial del yacimiento es de 248 kg/cm<sup>2</sup> y una temperatura promedio de 96°C.

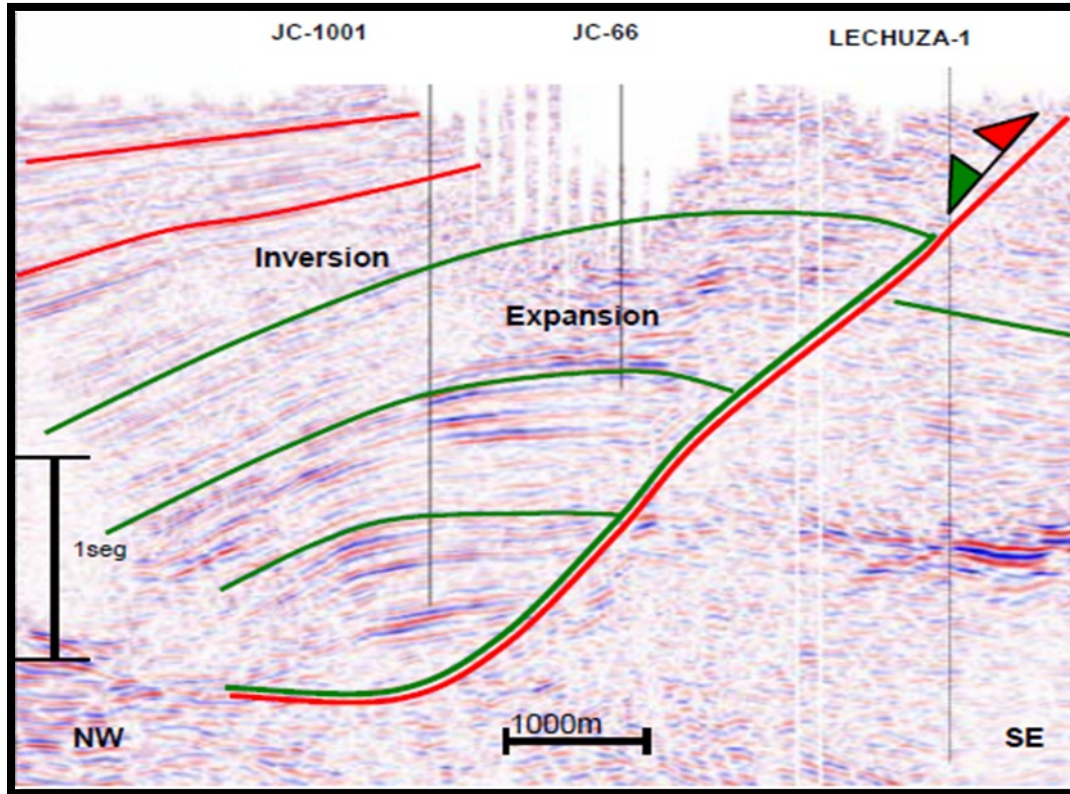


Figura 3.9 – Perfil sísmico que muestra la inversión estructural del Campo José Colomo (Tomado de Guzmán et al., 2004).

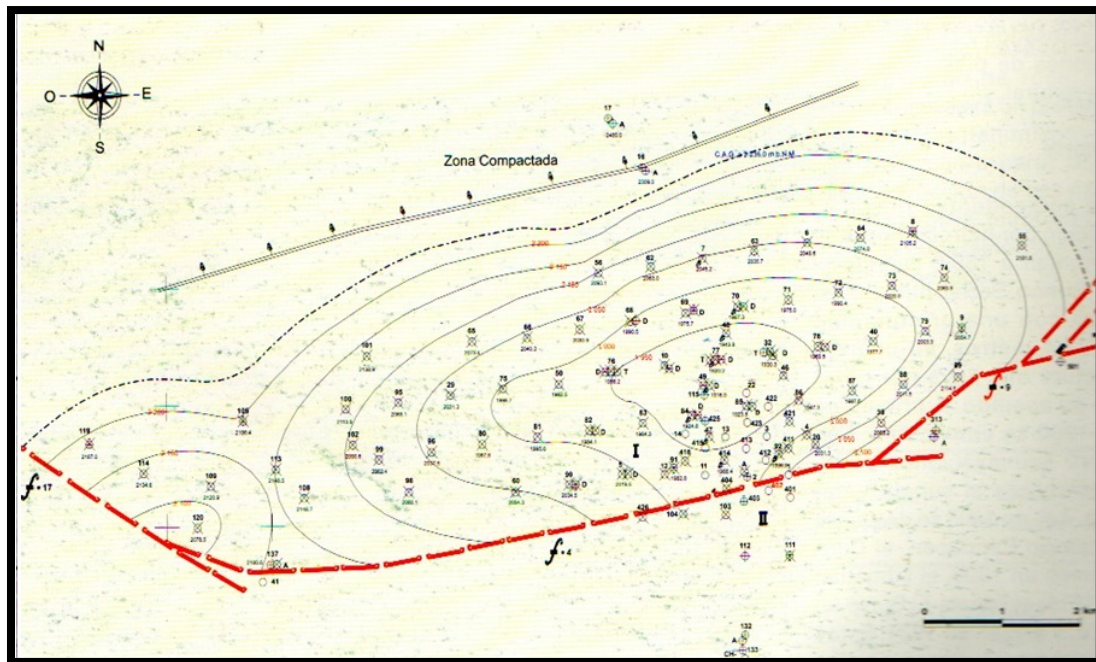
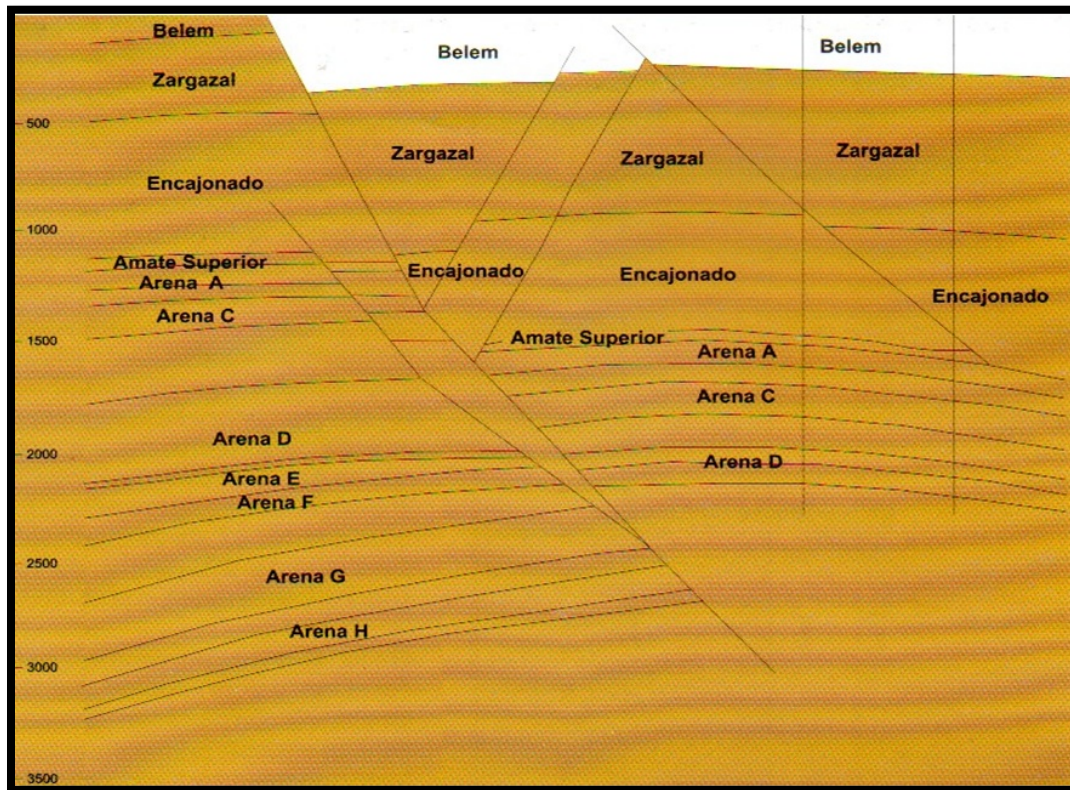


Figura 3.10 – Configuración estructural de la cima de la Arena D superior en el Campo José Colomo (Tomado de PEMEX, 1999).

Las rocas que sirven como sello son los cambios de facies laterales y verticales compuestos por terrígenos finos (lutitas), así como la presencia de fallas normales con materiales finos en la zona de falla lo que permite el cierre de los yacimientos.

Las trampas son de tipo mixto y estructural con varios yacimientos de la Formación Amate Superior; un ejemplo de trampa estructural es la que tiene un cierre por fallamiento normal ilustrado en la **Figura 3.11** en la que se muestra una sección estructural del campo, en la que se indica de forma esquemática la posición de los pozos, con los cuales se estableció la secuencia de areniscas cuyos bloques están dislocados por fallas normales.



**Figura 3.11** – Ejemplo de las trampas estructurales en una sección del Campo José Colomo (Tomado de PEMEX, 1999).

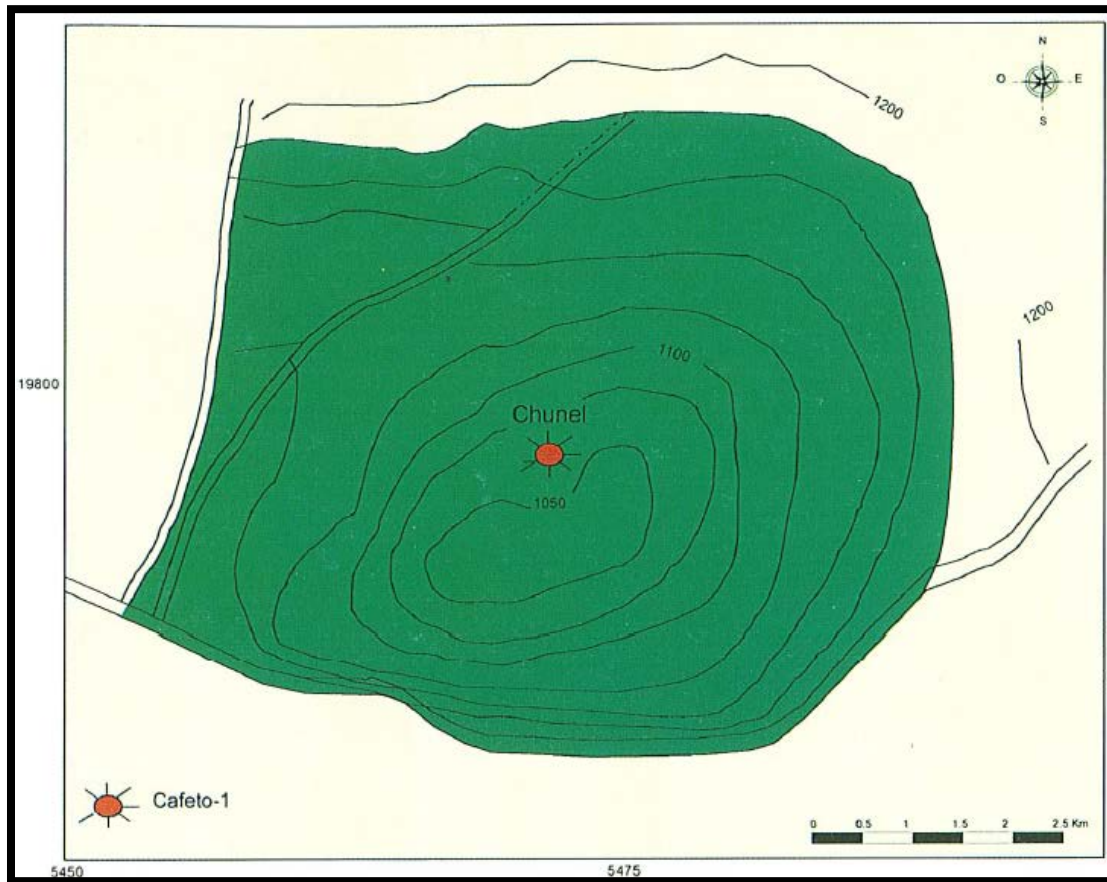
### 3.5.2. Campo Cafeto.

Este campo se encuentra en el activo Chilapilla-Colomo, el cual fue descubierto en el año de 1968; el cual fue clasificado como productor no comercial. El yacimiento se encuentra en la Formación Amate Superior y cuenta con una extensión de 4.2 km<sup>2</sup>.

El Campo Cafeto se encuentra en una estructura anticlinal con el eje axial sensiblemente de este a oeste y se ve afectado por 2 fallas normales en la parte sur y en la parte noreste. La secuencia

estratigráfica de este campo esta constituido por grandes espesores de lutitas que en algunas partes presenta intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino.

En el año 2000 se reinterpretó con sísmica 3D la presencia de una estructura que fue denominada Cafeto, cuya existencia se corroboró por la perforación del pozo Chunel-1, que resultó productor de aceite negro en las areniscas de la Formación Zargazal del Plio-Pleistoceno (Figura 3.12).

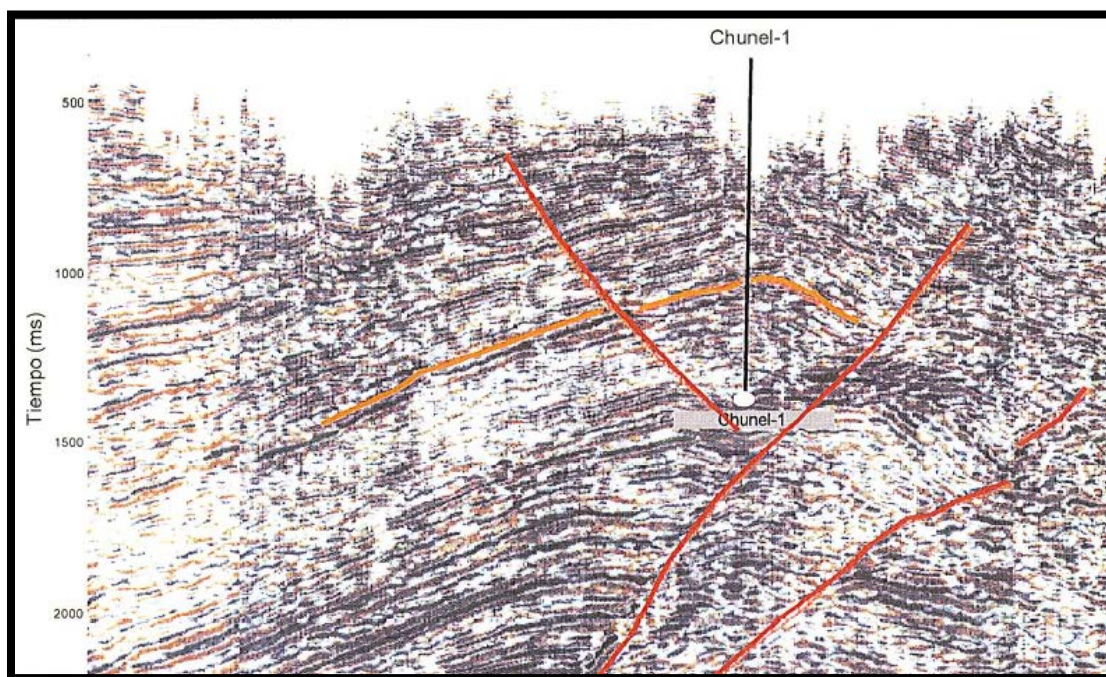


**Figura 3.12** – Secuencia de areniscas de la Formación Zargazal cuyo yacimiento fue descubierto al perforar el Pozo Chunel-1 (Tomado de PEMEX, 2001).

La roca generadora de este campo, esta constituida por lutitas que contienen materia orgánica, principalmente del Mioceno, con espesores variables de más de 200 metros. Los yacimientos se componen de cuerpos de areniscas con porosidad primaria del 20% y saturación de agua del 20%; su espesor es de 6.4 m aproximadamente. El tipo de empuje que se tiene es por expansión del sistema roca fluidos, su temperatura es de 69°C con una presión original de yacimiento de 176 kg/cm<sup>2</sup> (PEMEX 2001).

Las trampas de este Campo son mixtas y se encuentran en un cuerpo tabular de areniscas cuya granulometría varía de grano fino a medio; se encuentran dislocadas por las fallas de tipo normal.

Al este y norte presenta un cierre normal por buzamiento y al sur y noreste, presenta el cierre por las fallas normales que la afectan. En la **Figura 3.13** se muestra la interpretación de la sísmica bidimensional, el horizonte de las areniscas de la Formación Zargazal y la ubicación del pozo Chunel-1. Las rocas sello de este yacimiento se encuentran constituidas por una potente secuencias de lutitas.



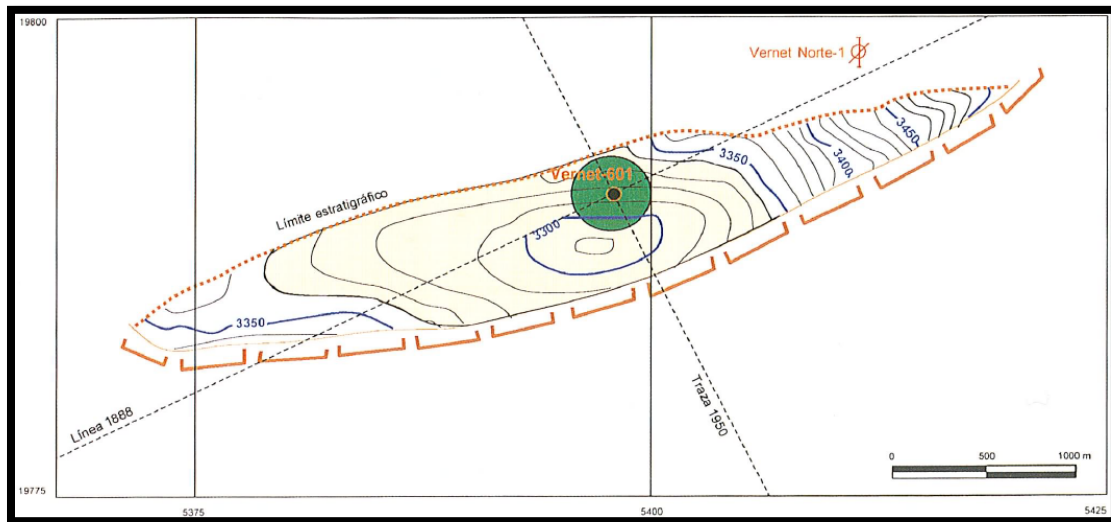
**Figura 3.13** – Sección sísmica del pozo Chunel-1 (Tomado de Guzmán et al., 2004).

### **3.5.3. Campo Vernet.**

Este campo pertenece al Activo Chilapilla-Colomo y fue descubierto en el año de 1954, en un área aproximada de 4.1 km<sup>2</sup>. Cuenta con 42 pozos perforados, 3 de ellos produciendo hasta el 2001. Es un campo productor de aceite negro y gas húmedo no asociado, cuenta con 8 horizontes de areniscas impregnadas de aceite y 9 impregnadas de gas húmedo no asociado; la densidad de los aceites que produce es de 39 °API (PEMEX, 2001).

El campo Vernet se encuentra en una estructura anticlinal alargada y apretada, con un cierre efectivo; el pliegue está dividido en dos partes por una falla normal sintética. En la porción sur del área se encuentran la mayoría de los yacimientos someros mientras que los profundos se localizan en la porción norte, los cuales también están divididos por otras fallas normales de segundo orden. En este campo, la distribución de los yacimientos se da con respecto a la estructura, es decir los yacimientos se alinean paralelos al plano de la falla de crecimiento (Guzmán et al., 2001).

Al perforar en el año 2000 el pozo Vernet-601, se corroboró la presencia de las estructuras del campo, por lo que el bloque norte de la cuenca resulto productor de gas húmedo no asociado en la Formación Encajonado del Plioceno Superior. La **Figura 3.14** se muestra la configuración de la cima del yacimiento en la estructura que perforó el Pozo Vernet-601, ubicado en la parte norte del campo, el cual se encuentra en un bloque alargado y orientado de este a oeste y que esta limitado por una falla normal con caída al norte-noreste, el yacimiento presenta un cierre estratigráfico al norte, mismo que se observa en la **Figura 3.15**



**Figura 3.14** – Configuración de la cima de un yacimiento que se encuentra en la estructura anticlinal alargada que se perforó con el Pozo Vernet-601 (Tomado de PEMEX, 2001).

Las principales rocas generadoras de este campo son lutitas con materia orgánica del Mioceno Superior y del Plioceno, que tienen espesores variados que en general son mayores a 200 metros; estas rocas contienen materia orgánica inmadura que generan gas metano biogénico, por lo que este campo se produce gas seco.

La columna estratigráfica que se tiene en este campo esta constituida principalmente por grandes espesores de lutitas que en algunas partes presentan delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino a medio y ligeramente arcillosas.

**PEMEX en el 2001** reporta que los yacimientos se encuentran en la Formación Encajonado en capas de arenisca, con una porosidad promedio de 10%, con una saturación de agua del 23%. El espesor promedio de las rocas del yacimiento es de 20 m, con una temperatura de 69 °C y una presión original de 322 kg/cm<sup>2</sup>. La cima de este yacimiento se encuentra a 3,305 m y el tipo de empuje que lo caracteriza es la expansión del sistema roca fluidos.

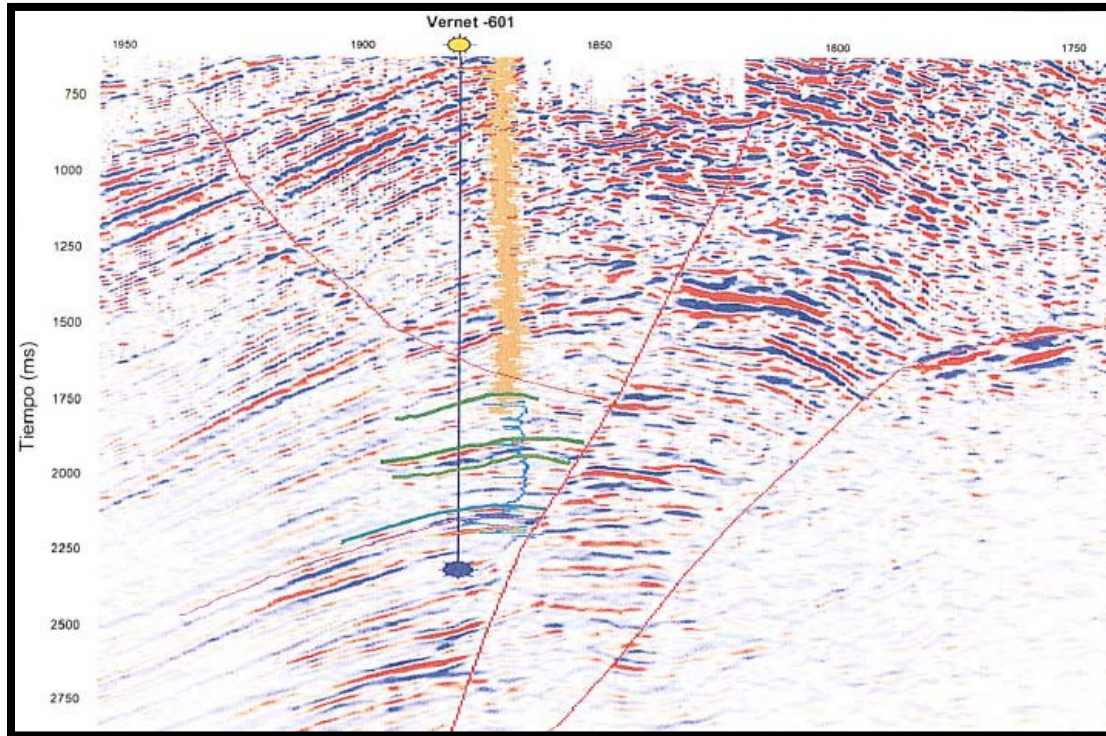


Figura 3.15 – Sección sísmica del pozo Vernet-601 (Tomado de PEMEX, 2001).

La trampa en la que se encuentra el yacimiento, es estructural, en areniscas de la Formación Encajonado que está constituido por cuerpos lenticulares de areniscas, que va de grano fino a medio; la roca sello es una lutita plástica que se encuentra intercalada dentro de los cuerpos de areniscas formando paquetes permeables los cuales son sellados por los horizontes impermeables de lutitas.

#### 3.5.4. Campo Shishito.

El campo se encuentra en el Activo Integral de Macuspana (Figura 3.16), con un área de 2.7 km<sup>2</sup> y cuenta con 2 pozos productores perforados hasta el 2004; lo componen 7 horizontes arenosos que se encuentran en la Formación Zargazal (PEMEX, 2004).

La estructura en la que se encuentra el yacimiento es de un anticlinal buzante simétrico que es cortado por una falla normal en su culminación al noroeste. El eje principal del pliegue está orientado de noreste a sureste y el flanco suroeste se encuentra afectado por una falla inversa, como puede observarse en la Figura 3.17, que muestra la correlación de las areniscas del Campo Shishito a lo largo del anticlinal mencionado anteriormente. Presenta un cierre por medio de una falla normal, aunque también presenta buzamiento estructural y un cierre estratigráfico por acúñamiento de las areniscas.

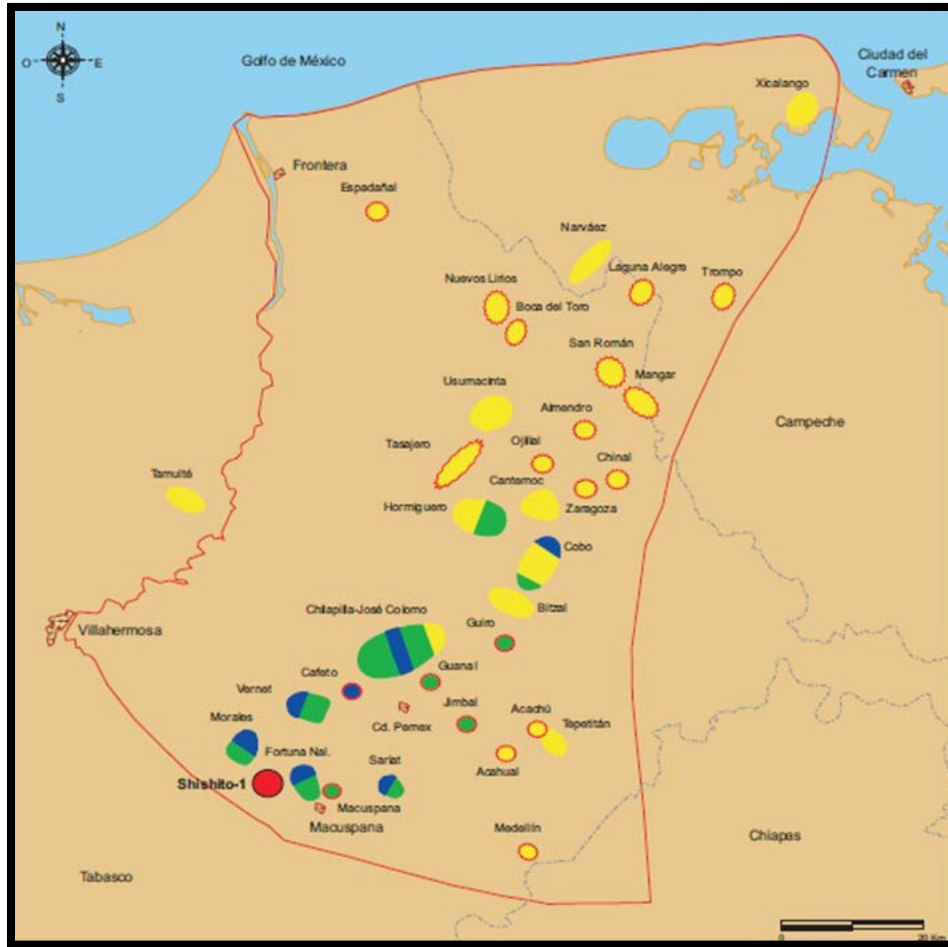


Figura 3.16 – Ubicación del Campo Shishito (Tomado de PEMEX, 2004).

La columna estratigráfica de este campo está constituida por una gruesa secuencia de sedimentos arcillo-arenosos de ambiente fluvio-deltaico y de plataforma interna terrígena. Los cuerpos de areniscas son de grano fino a medio y ligeramente arcillosos con una buena clasificación, textural y mineralógica.

Los yacimientos se encuentran en la Formación Zargazal, en horizontes arenosos que cuentan con una porosidad de 26% y una saturación de agua de 25%, el espesor promedio de las areniscas es de 9 m.

La roca generadora de este campo se encuentra constituida por lutitas con abundante contenido orgánico en una secuencia del Mioceno. Las trampas de este campo son de tipo estratigráfico con una fuerte componente estructural (Figura 3.18). La roca sello está formada por cuerpos de lutitas plásticas que se intercalan con las areniscas, que conforman paquetes permeables que están confinados en secuencias de lutitas impermeables (PEMEX 2004).



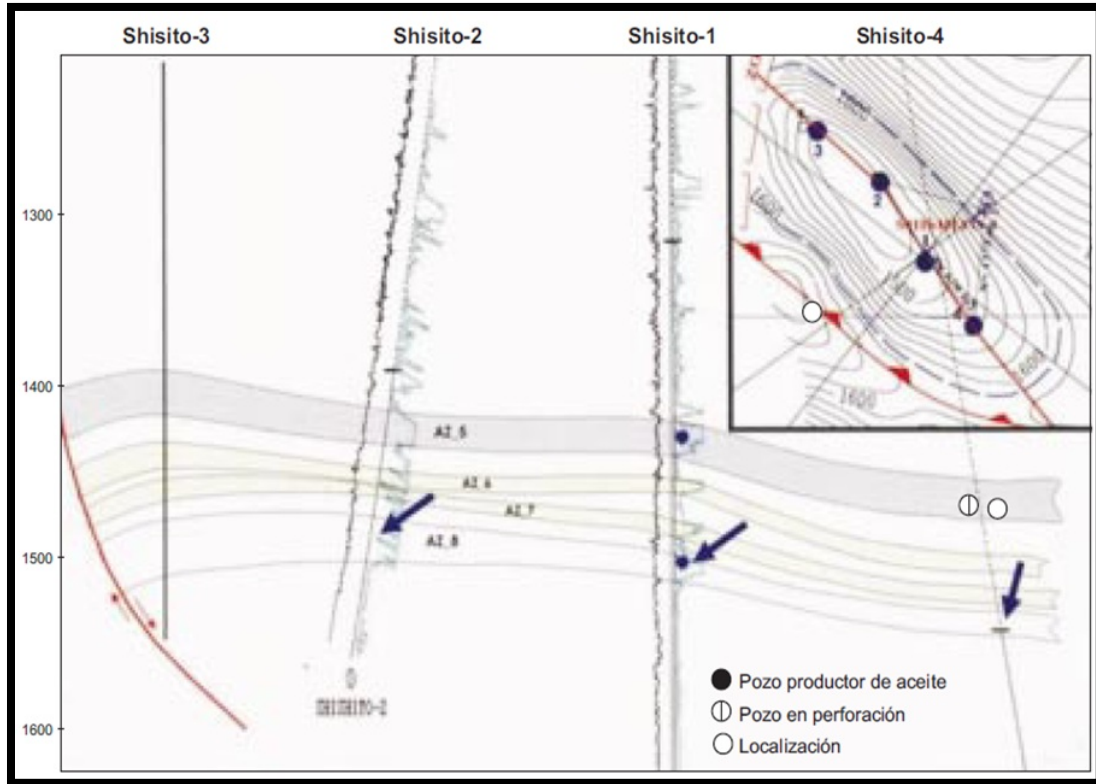


Figura 3.17 – Ubicación de los pozos perforados en el Campo Shishito (Tomado de PEMEX, 2004).

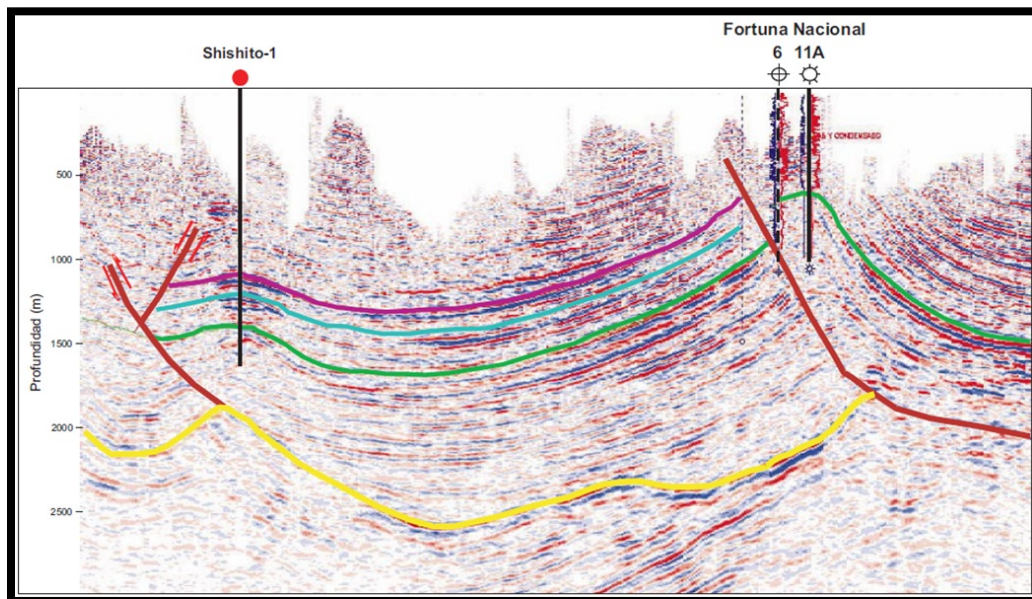


Figura 3.18 – Sección sísmica del Pozo Shishito-1, en el que se observan pliegues cortados por fallas (Tomado de PEMEX, 2004).

### 3.5.5. Campo Narvéez.

El Campo Narvéez está ubicado a 69 km de Cd. Pemex, Tabasco, dentro de la zona de amortiguamiento de la Biosfera de los Pantanos de Centla (Figura 3.19), la extensión del campo es de 10.4 km<sup>2</sup>.

Este campo fue descubierto en 1963 con la perforación del pozo Narvéez-3, que resulto productor de gas seco en las estructuras del Mioceno Superior y Plioceno Inferior. Cuenta con cuatro yacimientos principales, constituidos por las arenas 30, 41, 43 y 45; y hasta 2009 se tenían perforados 19 pozos (Compañ, 2009), los cuales se muestran en la Figura 3.20, donde también se indica el año en el que fueron perforados.

El campo se encuentra constituido por cuatro bloques, en el primero se tiene una estructura anticlinal asimétrica que fue detectada por sísmica, se encuentra orientada al suroeste- noreste y esta afectada por dos fallas transversales en sus flancos. En la parte sur del campo, se encuentra una intrusión arcillosa, cortada por el pozo Narvéez 4, este cuerpo provoca la fragmentación de la estructura en varios bloques.

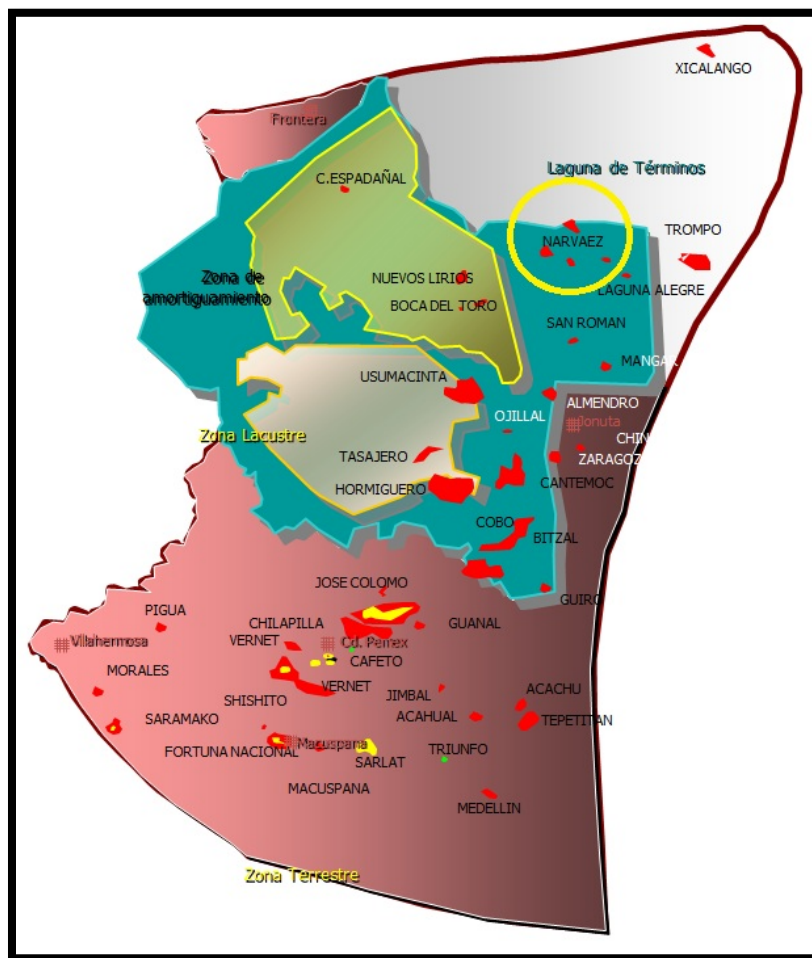


Figura 3.19 – Localización del Campo Narvéez (Tomado de PEMEX, 2009).

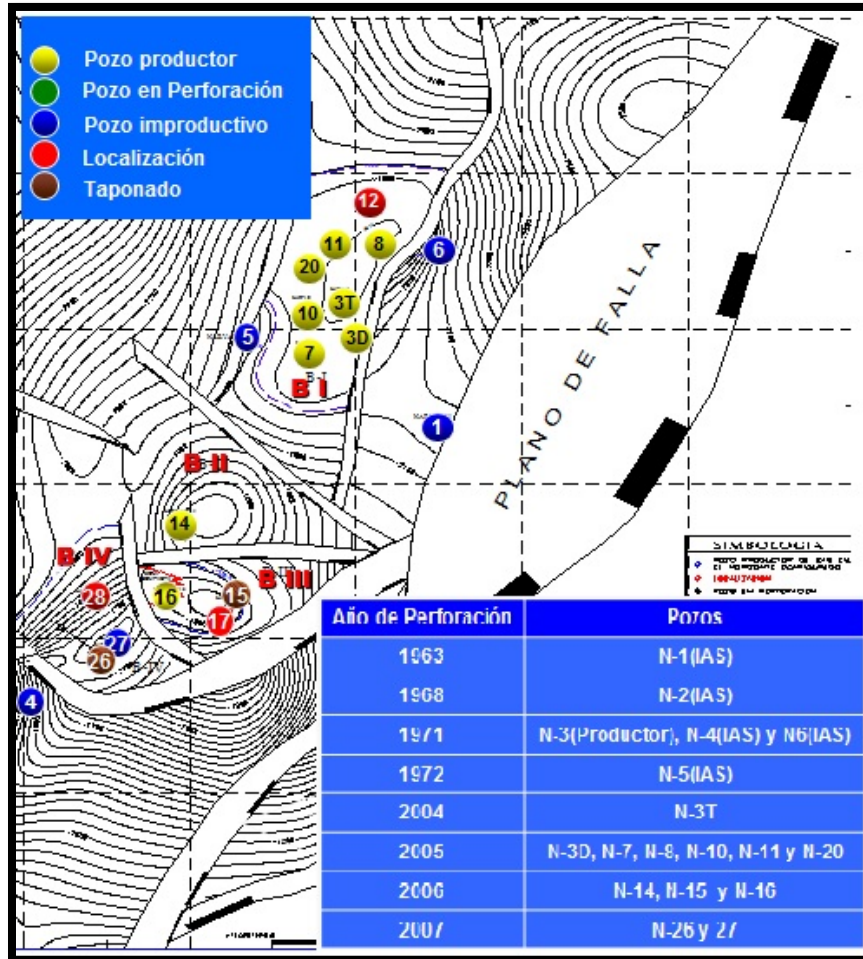


Figura 3.20 – Ubicación de los pozos perforados en el Campo Narvéez. (Tomado de PEMEX, 2009).

El modelo de depósito está representado por ambientes de canales, barras cercanas a la costa y de plataforma. Los yacimientos cuentan con intercalaciones de areniscas y lutitas con espesores que van de 300 y 200 m para las estructuras del Mioceno Superior y del Plioceno Inferior respectivamente.

Las areniscas en las que se encuentra el yacimiento van de grano fino a muy fino y se encuentran poco consolidadas, con alto grado de permeabilidad y presión, varían entre 174 kg/cm<sup>2</sup> en la arena 30 y de 312 kg/cm<sup>2</sup> en la arena 45, dando como resultado buenos yacimientos productores de gas (Compañ, 2009).

El sello para cada yacimiento corresponde con un paquete de lutitas plásticas, ligeramente calcáreas de un espesor de 100 m.

La Figura 3.21 muestra el primer pozo horizontal (Narvéez 11) de la Cuenca de Macuspana, la prueba de producción obtuvo un gasto de 45 mmpcd y su presión inicial fue de 254 kg/cm<sup>2</sup>. En ella se observan las intercalaciones de las rocas sello y almacén del campo.

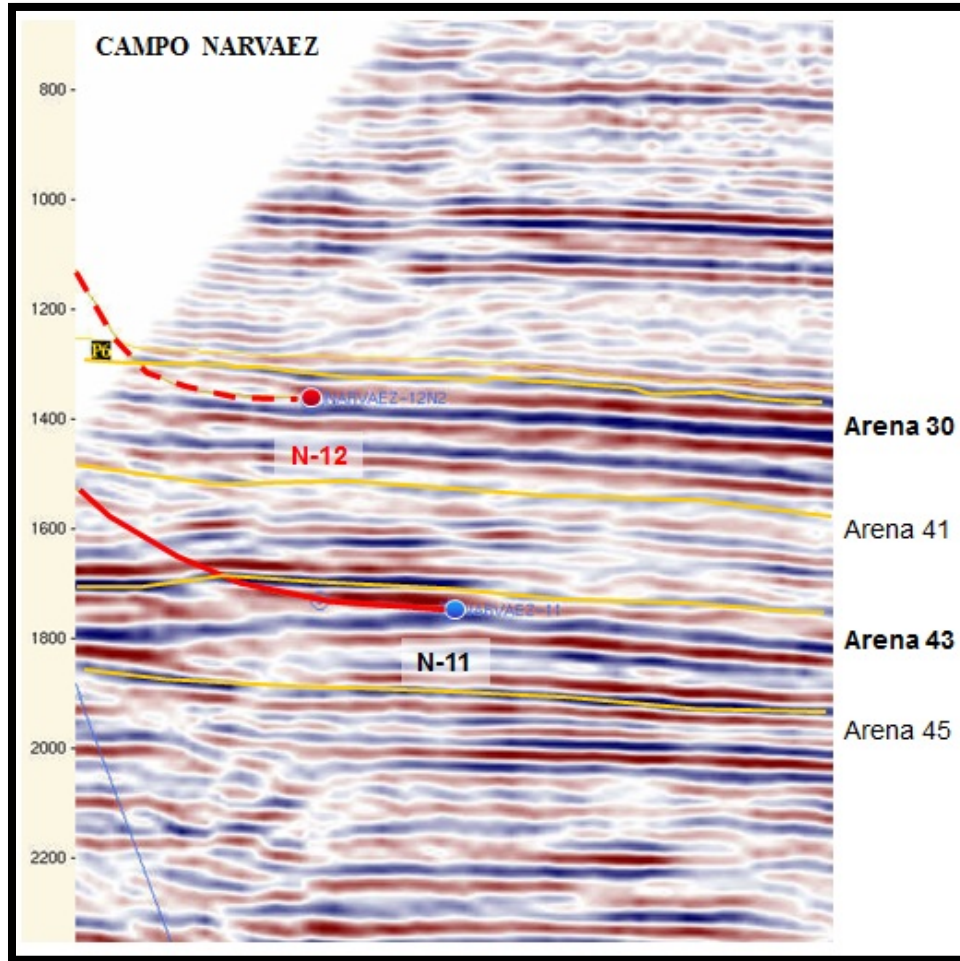


Figura 3.21 – Sección sísmica del pozo Narváz 11 (Tomado de Compañ, 2009).



## 4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN

En México, el desarrollo de la industria se da por factores de tipo económico, político y social debido a la demanda de los hidrocarburos, la explotación de los mismos en gran parte del siglo pasado estuvo enfocada principalmente a la extracción de grandes volúmenes por medio de una perforación intensiva.

Anteriormente los yacimientos que eran perforados se encontraban en áreas someras y eran fáciles de perforar, a principios del siglo pasado los pozos perforados no alcanzaban más allá de los 100 m, pero al escasear este tipo de yacimientos y mediante las actividades de exploración combinado con el desarrollo tecnológico se encontraron yacimientos más profundos y en condiciones más severas, por lo que la perforación se convirtió en una actividad estratégica que debió apoyarse en otras disciplinas para obtener el éxito deseado y así el descubrimiento de nuevas reservas.

### 4.1. Perforación en la Cuenca de Macuspana.

La Cuenca de Macuspana empezó a ser estudiada en 1886 por Simón Sarlat que perforó el primer pozo petrolero que lleva su nombre en la región, con una profundidad de 27.4 m, iniciando así los primeros trabajos de exploración para el desarrollo de la cuenca (Hernández, 1959). En el Capítulo 1 se describen algunas de las actividades de exploración y explotación que se han realizado en la Cuenca de Macuspana a partir de esta fecha a la actualidad.

El objetivo de la perforación es el de construir un pozo útil, que corresponde con un conducto desde el yacimiento hasta la superficie que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible (PEMEX, 2000).

En la Cuenca de Macuspana los principales métodos de perforación que se utilizan para el desarrollo de los campos son la perforación vertical, horizontal, direccional y multilateral. Se describirá el programa de perforación y terminación del pozo Narvárez 12M, que forma parte del Activo integral de Macuspana, cuyo objetivo es la explotación racional y selectiva de los hidrocarburos contenidos en las Arenas 30 y 45 de la Formación Amate Superior, productoras en el Campo Narvárez.

La perforación de un pozo petrolero se lleva a cabo de acuerdo con las características geológicas y petrofísicas del yacimiento en cuestión, así como la columna geológica que va a ser cortada, al tamaño del yacimiento, etc., con base a ello se determinará las características del pozo: la trayectoria, los diámetros de tuberías a utilizar y lo relacionado a la construcción del mismo.

Antes de iniciar la perforación de un pozo, ya sea exploratorio o de desarrollo, es necesario elaborar un plan y un programa, el primero nos indicará las acciones que deben tomarse en cuenta para realizar el proyecto; mientras que el segundo nos ayudara a realizarlo en tiempo y

forma. Por esta razón es necesario tomar en cuenta los siguientes aspectos para cumplir de manera satisfactoria con el proyecto:

#### 4.1.1. Ubicación geográfica.

La ubicación geográfica de un pozo petrolero juega un papel estratégico, ya que al no contar con una buena ubicación, se elevarían los costos, debido a que implicaría un mayor gasto en el traslado de equipo y herramientas en caso de ser necesarios; para realizar la mencionada ubicación se utilizan tanto Coordenadas Geográficas, como Coordenadas U.T.M. Para poder perforar un pozo, se requiere de uno o más puntos para ubicar la trayectoria que debe de seguir un pozo, las coordenadas nos indicarán la posición desde la cual se inicia la perforación y otra coordenada nos indicará el punto en el que se localiza el objetivo definiendo así, si el pozo será vertical o direccional; sin embargo, es posible que un pozo sea perforado para alcanzar más de un objetivo.

El Pozo Narváz 12, es un pozo lacustre y se encuentra en el Municipio de Jonuta, Tabasco (Figura 4.1), como referencia topográfica se tiene el Muelle Almendro (PEMEX, 2007). La Tabla 4.1 muestra las coordenadas UTM del pozo.

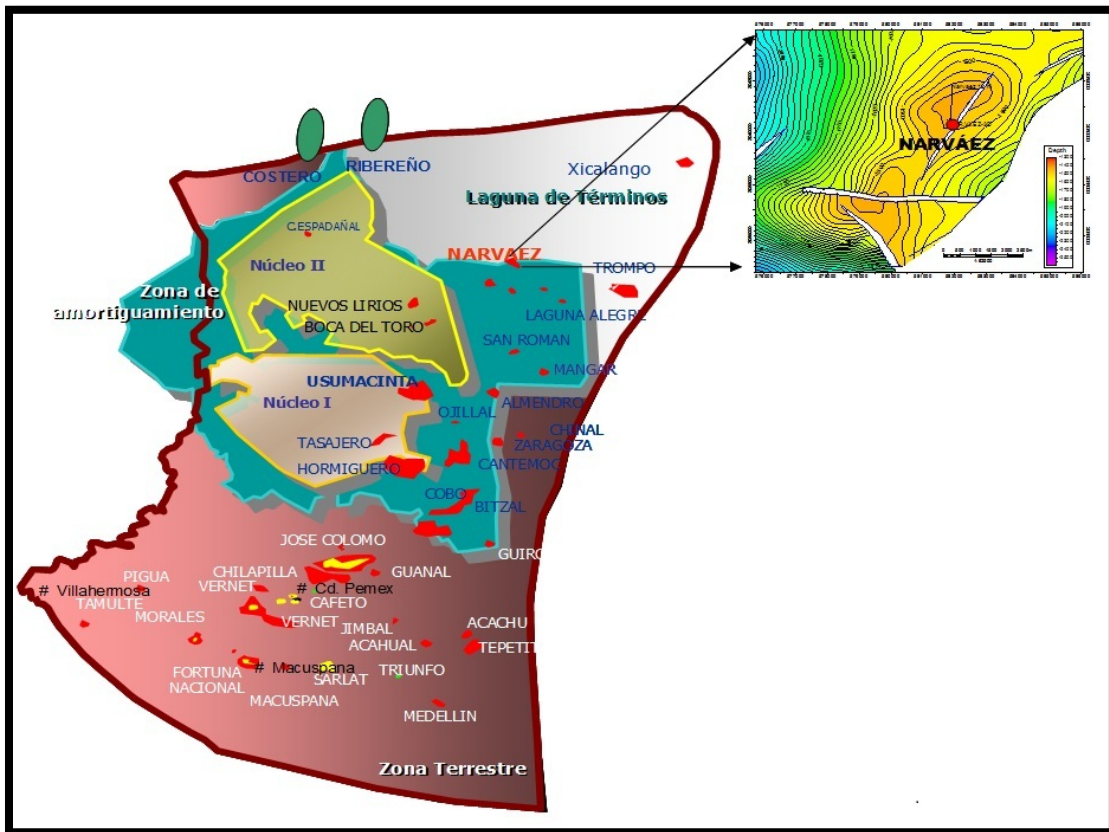


Figura 4.1 – Ubicación geográfica del pozo Narváz 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	0. m
Altura de la mese rotaria(m):	8.23 m
Calado de acceso y dársena (m):	2.74 m
Coordenadas UTM Conductor	X= 581,879.88 Y=2,040,373.81
Coordenadas UTM Piloto A-45	X= 581,902.77 Y=2,041,019.80
Coordenadas UTM Horizontal A-30 Cima	X= 581,964.26 Y=2,040,998.50
Coordenadas UTM Horizontal A-30 Base	X= 581,050.06 Y=2,041,239.20

**Tabla 4.1** – Coordenadas UTM del Pozo Narváz 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

Este pozo tiene una profundidad vertical de 2058 m.v.b.n.m. y su profundidad desarrollada es de 2210 m.d.b.m.r., la **Tabla 4.2** muestra la profundidad y las coordenadas de los objetivos del pozo.

Objetivo	Profundidad Vertical (m.b.m.r)	Profundidad Desarrollada (m.b.m.r)	Desp. (m)	Azimuth (°)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima A-30 Horizon.	1379.4	1645.9	647	19.70	581,964.26	2,040,998.50
Base A-30	1414.78	1909.98	783	21.00	581,995.57	2,041,097.20
Cima A-45 Rama 1	2008	2161	646	0.00	581,902.77	2,041,019.80
PT Rama 1	2058	2210	646	0.00	581,900.00	2,041,020.00

**Tabla 4.2** – Coordenadas de los objetivos del pozo Narváz 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

#### 4.1.2. Selección del equipo de perforación.

La selección del equipo de perforación adecuado es otro aspecto importante, ya que al no contar con el que se ajuste a las necesidades de acuerdo al proyecto, podemos encontrarnos en la situación de estar limitados o excedidos de él. El equipo de perforación tiene dos funciones básicas, la primera es subir y bajar la tubería, barrenas y otros equipos dentro del pozo, la segunda función es proporcionarle rotación a la sarta de perforación (PEMEX, 2000).

Para poder seleccionar un equipo de perforación específico, se deben determinar los requerimientos del pozo a perforar, dentro de los más importantes se encuentran: diámetro del agujero a perforar, potencia hidráulica, tipo y configuración de las sarta de perforación, programa de tuberías de revestimiento, por mencionar algunos. El proceso de selección del equipo adecuado consiste en determinar la capacidad de operación mínima necesaria del equipo, esto es de acuerdo con los requerimientos y experiencia en pozos ya perforados en la zona.

Al ser un pozo de desarrollo multilateral, se decidió que se perforara con el equipo Barcaza 53 de Parker Drilling PD 610 (PEMEX, 2007).



### 4.1.3. Selección adecuada de las barrenas.

Durante la planeación de un pozo, se deben seleccionar los tipos de barrenas a usarse de acuerdo a las características de la formación y al diseño actual que se tenga. Hoy en día, existen diversos tipos de barrenas para la perforación de un pozo. Uno de los objetivos en la selección de barrenas es la de reducir los costos de perforación.

Los nuevos desarrollos en la tecnología de las barrenas facilitan la selección de una barrena adecuada a la formación, logrando así un mayor nivel de operación. Para la planeación del programa de barrenas de un pozo a perforarse, se procede como sigue (PEMEX, 2000):

- El ingeniero de diseño encargado de la planeación del pozo, deberá de llevar a cabo una selección inicial de las barrenas, basado en los objetivos, riesgos y geometría.
- Se debe efectuar un estudio detallado de los registros de barrenas de los pozos vecinos, para que el programa sea un promedio del área.
- El programa de barrenas y los programas operacionales deberán de afinarse, para lograr que el pozo a perforar rebase la operación promedio del área.

De acuerdo a la sísmica realizada, no se encontraron eventos geológicos (en este caso fallas o domos salinos que se encuentran en la Cuenca de Macuspana) que interfieran con la perforación del pozo. Pero se logró identificar la columna geológica del pozo y las profundidades a las cuales se llegará a los objetivos (Tabla 4.3).

Formación	Profundidad vertical Rama 1 (mvmbr)	Profundidad Desarrollada Rama 1 (mdbmr)
Belem	Ausente	--
Zargazal	Aflora	--
Encajonado	393	393
Amate Superior	888	919
Arena 30	1402	1512
Arena 41	1735	1884
Arena 43	1864	2016
Arena 45	2008	2161
Profundidad total	2058	2210

Tabla 4.3 – Columna geológica del pozo Narvéez 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

El yacimiento de la arena 30 del Campo Narvéez tiene un espesor aproximado de 25 m, un área de 2.40 km<sup>2</sup>, la saturación de agua es de 25%, mientras que la porosidad es de 15% con una permeabilidad de 100 md.

Se realizó una correlación con pozos vecinos para identificar las arenas del campo. También se realizó un análisis de anticolidión con el pozo vecino Narvéez 10 debido a la cercanía de ambos, observando que a la profundidad de 661 m se estará a 11.05 m de centro a centro, por lo que no existe un riesgo de colisión.

De acuerdo a los datos anteriores se decidió que el programa de barrenas para las diferentes etapas de perforación fuera el mostrado en la **Tabla 4.4** aunque el programa está sujeto a modificaciones dependiendo de los contactos litológicos y a las condiciones del equipo de perforación. Los ajustes al programa se tienen que hacer en común acuerdo con el área de diseño de la unidad operativa.

Programa de Barrenas													
	Etapa	Barrena No.	Intervalo (m.)		Diam. (pg.)	Toberas Tipo	Rotación 1/32" (hr)	ROP (min/m)	PSB (ton.)	RPM	P. Bba. (psi)	Gasto (gpm)	
	Conductor	Hincado	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	
Agujero Piloto	1	1	50	761	17 ½"	115	4(16)	60:30	12:00	2-6	80-120	1730	800
	2	2	761	1300	12 ¼"	115	3(18)	70:00	7:69	2-8	70+MF	2540	600
	3	3	1300	1567	12 ¼"	PDC	9(12)	48:00	5:56	2-8	70-MF	2519	600
	4	4	1567	2052	8 ½"	PDC	5(18)	65:00	7:46	2-8	70+MF	2695	450
	5	5	2052	2210	6"	PDC	5(18)	30:00	5:27	2-6	70+MF	2041	250
Agujero Horizontal	1	1	1200	1700	8 ½"	PDC	5(18)	73:00	7:06	2-8	60+MF	2276	450
	2	2	1700	1900	6"	PDC	5(18)	70:00	8:67	2-6	60+MF	1490	250

Programa hidráulico													
Barrena	Densidad (gr/cc)	Vp (cp)	Yp lb/100p2	TFA (pg <sup>2</sup> )	DP barrena (psi)	% Barrena	HP @ Barrena	HSI (Hp/pg2)	V. Anul. (m/min)	Impacto Tf	DEC (gr/cc)	HP (sup)	Camisas (pg.)
Cond.	Hincado	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1	1.25	12	16	0.785	996	55	465	1.93	27.67	0.640	1.26	1793	7
2	1.4	18	17	0.994	339	13	110	0.94	56.03	0.276	1.41	2081	6
3	1.75	26	21	1.243	152	6	37	0.66	125.97	0.155	1.81	2506	6
4	1.8	26	22	1.243	56	4	8	0.29	138.99	0.057	1.88	1713	6

Tabla 4.4 – Programa de barrenas del pozo Narvéez 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

#### 4.1.4. Diseño de la sarta de perforación.

El objetivo del diseño de las sartas, es dar a conocer los diferentes tipos de sartas de perforación, programadas durante las etapas de perforación y terminación de un pozo. En todo diseño de sartas se deben de considerar algunas herramientas que son fundamentales para la perforación de un pozo (PEMEX, 2000).

El pozo Narváz 12 cuenta con 4 etapas de perforación, sin olvidar la rama horizontal que se perforó, por lo cual es necesario que se modifique el tipo de sarta a utilizar en cada una de ellas.

Las Figuras 4.2, 4.3, 4.4 muestran el diseño de 3 etapas de la perforación.

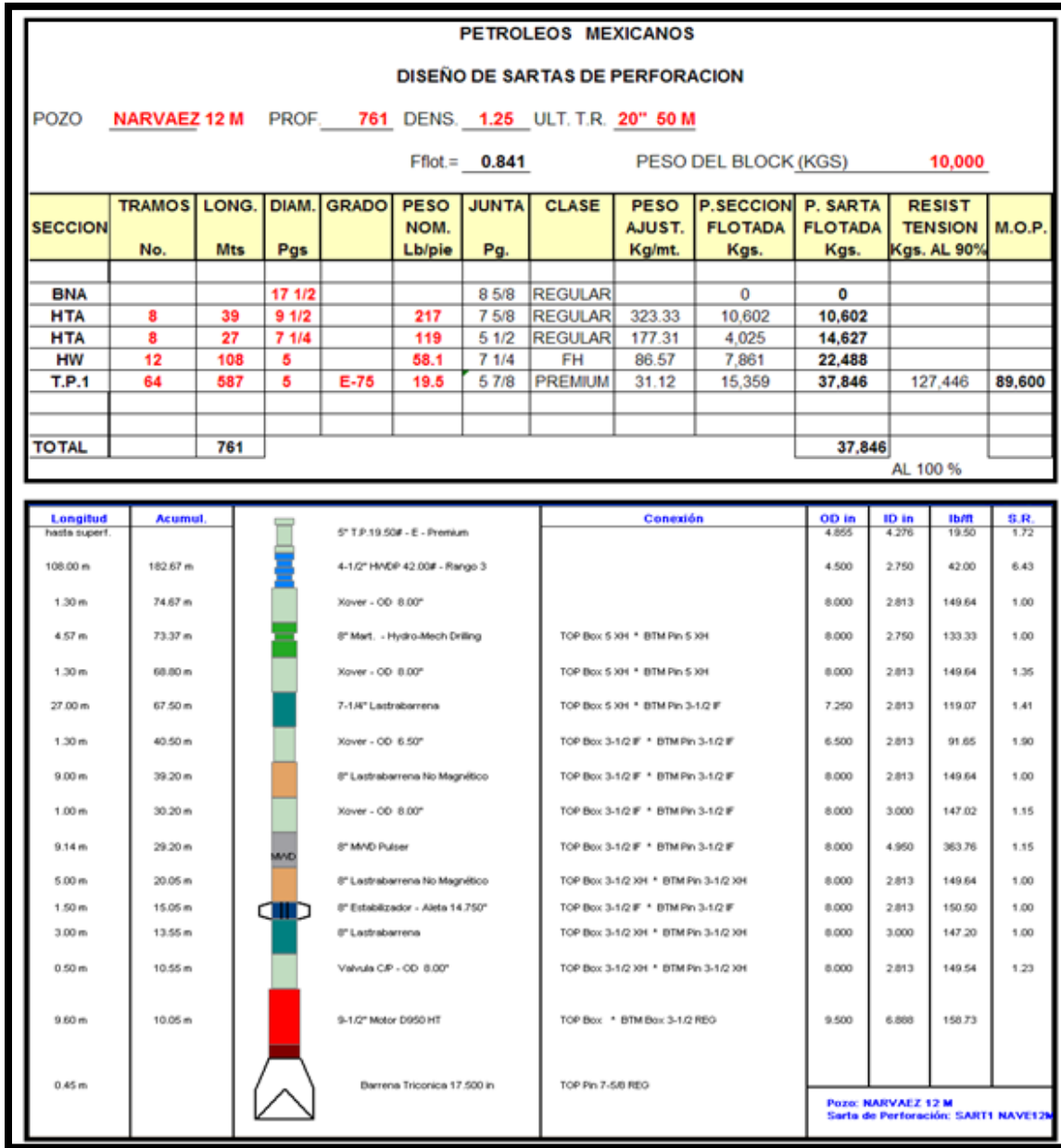


Figura 4.2 – Diseño de la sarta navegable con MWD para Perforar la primer etapa de 450 a 761 md (Tomado de PEMEX 2007).

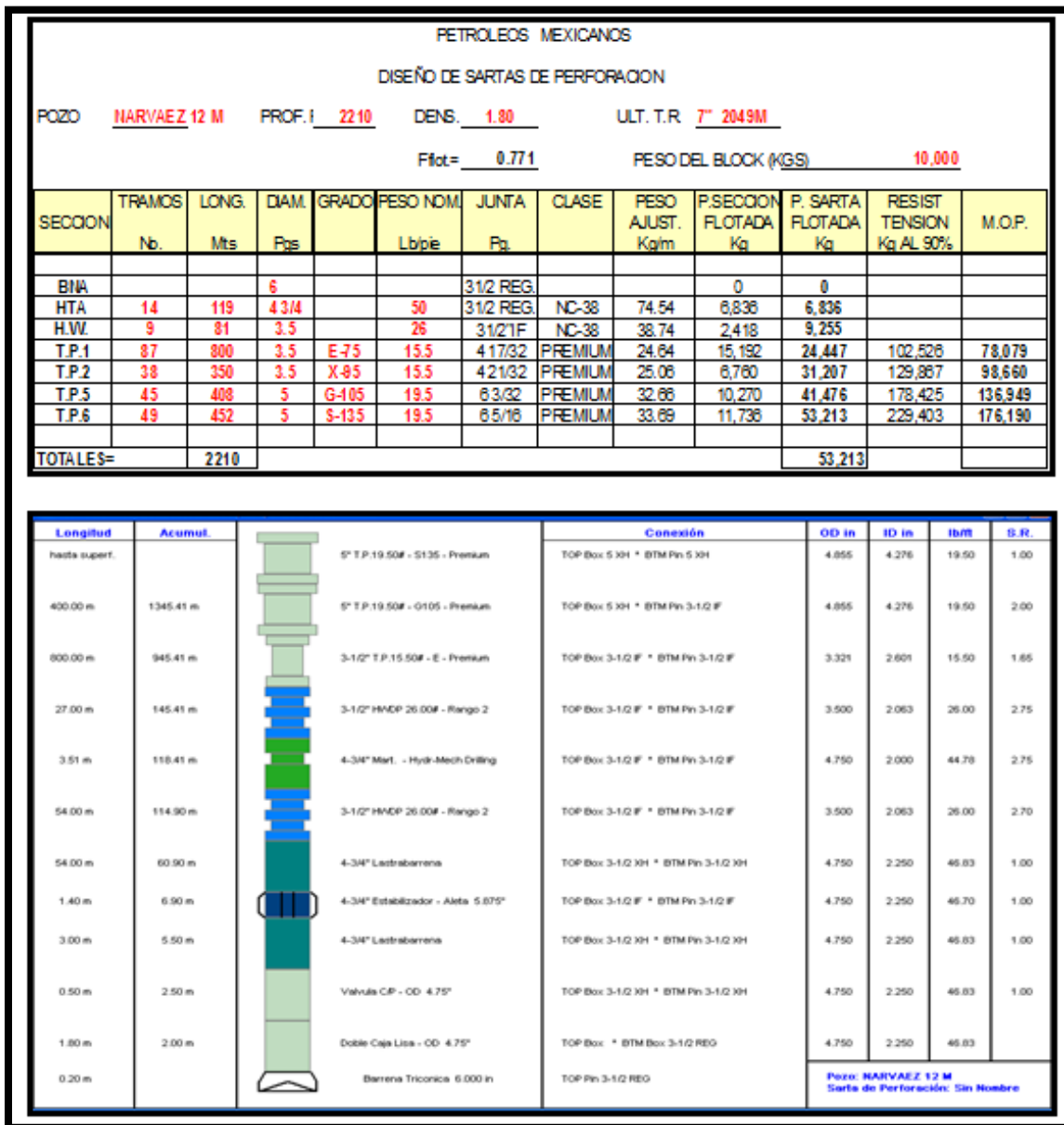


Figura 4.3 – Diseño de la sarta convencional para perforar la cuarta etapa a 2210 md (Tomado de PEMEX, 2007).

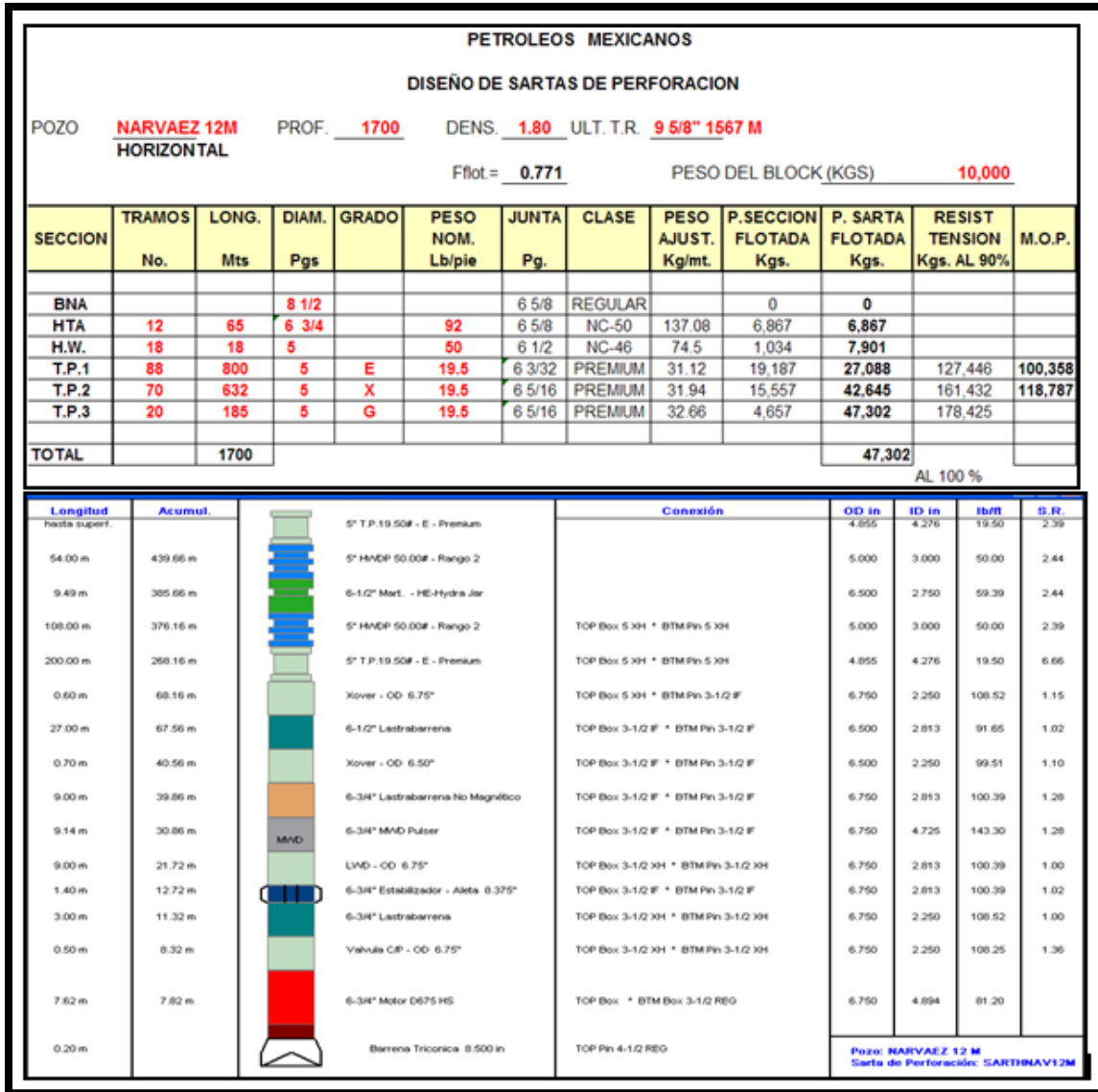


Figura 4.4 – Diseño de la sarta del pozo horizontal T.R de 7" (Tomado de PEMEX, 2007).

En lo que concierne a la tubería de perforación esta fue seleccionada de acuerdo a un análisis de esfuerzos, bajo los cuales será sometida durante toda su vida útil; debe de estar diseñada para soportar la presión interna, la presión al colapso, la tensión, la torsión entre otros factores.

De acuerdo al programa de perforación propuesto se utilizaron en la rama horizontal A-30 cedazos expandibles 4 3/4"-6" y en la rama de alto ángulo TR 7" con aparejo de producción de 3 1/2" y se disparó en bajo balance. Durante la perforación del pozo, se tomó un registro continuo de hidrocarburos (150 m antes del contacto programado con la arena 30).

#### 4.1.5. Programa de lodos a utilizarse.

Otro de los aspectos importantes en el diseño de un pozo, es la selección del fluido de perforación. Parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos, están relacionados directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido.

Dentro de los problemas, que se pueden generar, se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias, atrapamientos de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración y daño a la formación productora.

La selección del fluido de perforación, debe hacerse de acuerdo a las condiciones y problemáticas específicas del campo a perforar. Cada etapa del programa se debe de analizar detalladamente. Los problemas registrados en los pozos vecinos, dan indicios de las áreas de oportunidad, que se deben enfocar a fin de optimizar el programa de fluidos. Mediante una adecuada selección, se puede eliminar una buena parte de los problemas mencionados (PEMEX, 2000).

El desarrollar un buen programa de lodos es importante durante la perforación, ya que de acuerdo al tipo de formación que se tenga, será el tipo de lodo que se utilice; por otra parte, como sabemos el lodo nos ayudara a controlar la presión mediante la columna hidrostática que se forme, también tiene la función de lubricar a la barrena y sacar los recortes.

Por otra parte es importante evitar el daño, que el lodo ocasione a la formación para posteriores estudios, como la toma de registros, que pueden verse afectados por el enjarre del lodo que se acumule en la pared del pozo.

Las propiedades que se utilizaron en la perforación del pozo se muestran en la **Tabla 4.5**

Propiedades del fluido														
	Intervalo (m)		Tipo Fluido	Densidad gr/cc	Visc. Seg	Filtr. ml.	MBT Mg/lt	RAA Ac/Ag	Sólidos %	Vp cps	Yp lb/100p2	Salinidad ppm	pH	Emul. volts
Piloto	50	761	Polimérico	1.14-1.25	50	6-8	30-50	-	6-10	18-20	8-10	--	8-10	
	761	1567	E. Inversa	1.30-1.40	52	3		75/25	10-12	22-24	8 - 10	120000 150000		600
	1567	2052	E. Inversa	1.65-1.75	55	3		80/20	22-26	30-35	12-16	135000 170000		800
	2052	2210	E. Inversa	1.80-1.85	55	3		80/20	26-30	35-38	16-19	135000 170000		800
Horizontal	1200	1700	E. Inversa	1.30	52	3		75/25	10- 12	22-24	8-10	150000 165000		600
	1700	1900	E. Inversa	1.35	52	3		80/20	10-12	24-26	10-12	150000 165000		650

**Tabla 4.5** – Propiedades de lo fluidos utilizados para la perforación del pozo Narvárez 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

#### 4.1.6. Estado mecánico del pozo.

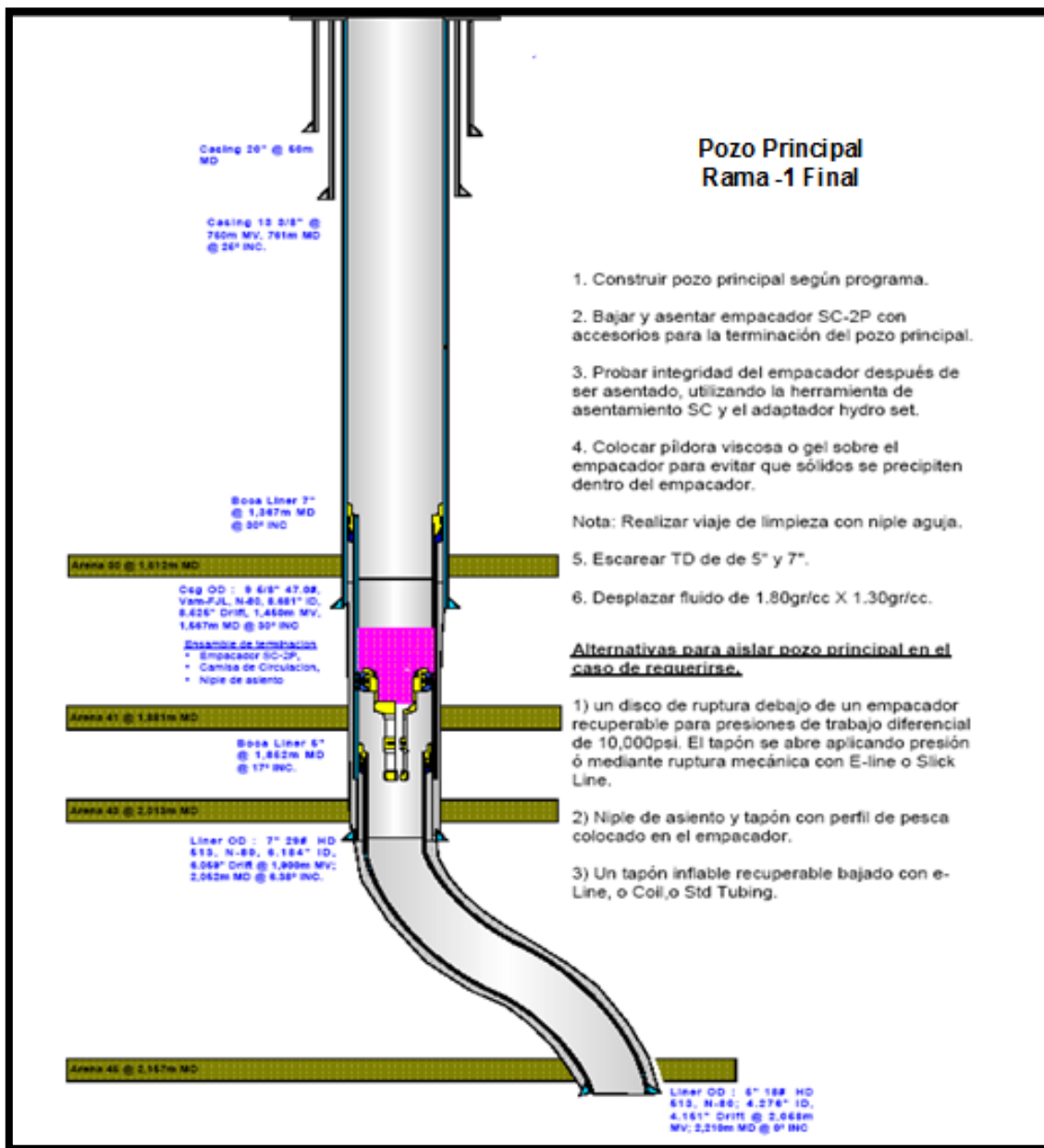


Figura 4.5 – Primer rama del pozo Narváez 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

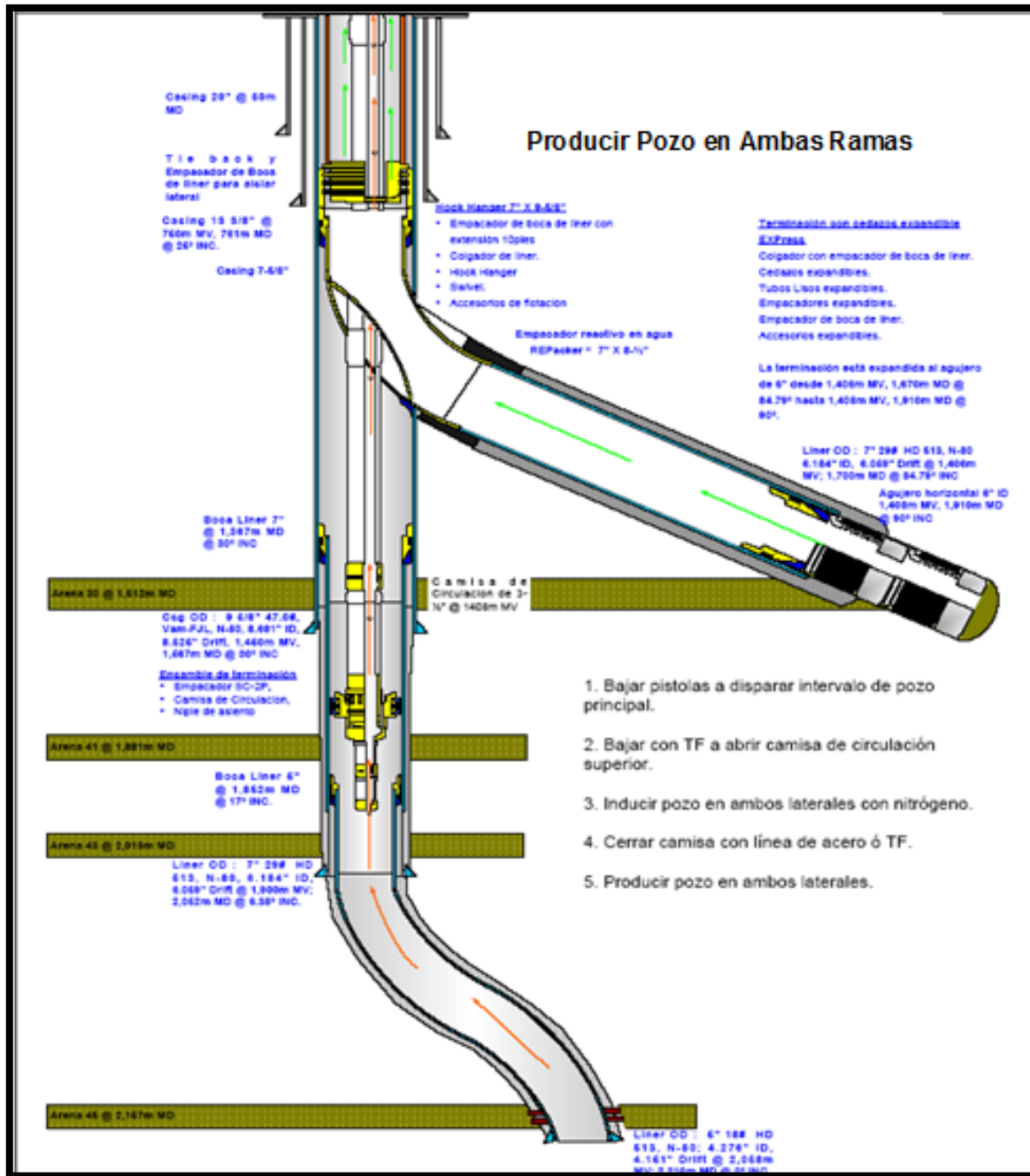


Tabla 4.6 – Pozo Narvéez 12 terminado (Tomado de PEMEX, 2007).

#### 4.1.7. Estimación de costos.

La determinación de los costos afecta en gran medida la realización de cualquier proyecto, en este análisis se deben de tener contemplados, cuando menos los aspectos siguientes:



Perforación del pozo, tuberías de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción, cabezales, logística del pozo (preparación del sitio, equipo y servicio de muestreo, registros geofísicos de pozo, lodo y productos químicos, cemento y servicios de cementación, transporte de personal, barrenas, renta de equipo, costo de operación y producción, etc.), parámetros que nos proporcionan, indicadores sobre la factibilidad de la realización.

Es importante considerar que si no existe una buena localización, varios de los aspectos ya mencionados elevaran el costo, lo mismo ocurrirá si se modifica la profundidad del pozo.

En la **Figura 4.7** se muestran los costos programados del pozo, se observa que se tienen los días programados para la perforación del mismo y todos los gastos que se tienen contemplados desde la renta del equipo, el material, barrenas y herramientas por nombrar algunos ejemplos.


		COSTOS PROGRAMADOS: POZO NARVAEZ 12 - MULTILATERAL							
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		TR 20"	TR 13 3/8"	TR 9 5/8"	LN TR 7" RAMA 1	LN TR 5" RAMA 1	LN TR 7" RAMA 2	CEDAZOS EXP 4 3/4" x 6"	TOTAL
E T A P A (T.R.)	PROFUNDIDAD (MTS)	50	761	1,567	2,052	2,210	1,700	1,900	
<b>DIAS PROGRAMADOS</b>		0	16	22	17	16	23	21	115
<b>1.0 RENTA DE EQUIPO (BARCAZA)</b>		0	8,064,000	11,088,000	8,568,000	8,064,000	11,592,000	10,584,000	57,960,000
1.1 MOVILIZACION INTERDARSENA	4,639,488								4,639,488
		4,639,488	8,064,000	11,088,000	8,568,000	8,064,000	11,592,000	10,584,000	62,599,488
<b>2.0 MATERIALES</b>									
2.1 HINCADO CONDUCTOR	834,317								834,317
2.2 CEMENTO									0
2.3 TUBERIA	0	2,025,955	3,334,808	923,233	377,110	3,056,772	0		9,717,877
2.4 ARBOL DE VALV. SERV	3,000,000								3,000,000
		3,834,317	2,025,955	3,334,808	923,233	377,110	3,056,772	0	13,552,194
<b>3.0 INV. Y ESTUDIOS</b>						309,063		336,994	646,057
<b>4.0 MANTTO. DE EQ.</b>									
4.1 REFACCIONES									0
4.2 MANTTO. DE EQUIPO									0
4.3 EQ. SATELITAL	11,200	5,973	8,213	17,547	17,173	19,787	19,040		98,933
		11,200	5,973	8,213	17,547	17,173	19,787	19,040	98,933
<b>5.0 SERVICIOS</b>									
5.1 BARRENAS		187,925	167,395	107,367	36,297	106,260	48,243		653,487
5.2 DIRECCIONAL		261,198	796,069	466,446	149,379	497,543	10,964		2,181,599
5.3 FLUIDOS		2,779,741	2,312,138	2,284,619	1,591,164	861,635	949,512		10,778,809
5.4 GYROSCOPICO Y NUCLEOS			250,938	680,378	329,985		329,985		1,591,286
5.6 MARTILLO			73,920	53,040	49,920	71,760	65,520		314,160
5.7 HERRAMIENTAS MULTILATERAL				6,797,808			7,257,076		14,054,884
5.8 ACCESORIOS TR'S, MOLINOS, ESC		20,585	176,960	176,960	20,832	176,960			572,297
5.9 CORTA TUBO									0
5.10 BAJO BALANCE									0
5.11 RETENEDOR Y ACCESORIOS					1,013,683				1,013,683
5.12 SEGURIDAD Y ECOLOGIA	0	147,773	203,187	157,008	147,773	212,423	193,951		1,062,115
		0	3,397,222	3,980,607	10,723,626	3,339,033	1,926,581	8,855,251	32,222,320
<b>6.0 SERAP</b>									
6.1 REGISTROS		321,548	2,605,428	2,722,080	2,553,037	2,085,451	2,321,677		12,609,221
6.2 CEMENTACION		1,339,866	1,755,396	898,824	584,432	898,824	0		5,477,342
6.3 APRIETE Y PRUEBAS		90,433	199,365	72,889	27,099	180,892	0		570,677
6.4 LINER'S				235,853	195,939	235,853			667,644
		0	1,751,847	4,560,189	3,929,645	3,360,507	3,401,019	2,321,677	19,324,884
<b>7.0 LOGISTICA</b>									
7.1 TRANSP. LACUSTRE (CHALANES Y REMOL)	0	855,776	1,176,692	909,262	855,776	1,230,178	1,123,206		6,150,889
7.2 TRANSP. DE HTAS.		160,000	160,000	160,000	160,000	160,000	160,000		960,000
7.3 DIESEL Y AGUA		94,200	124,200	99,200	94,200	129,200	119,200		660,200
		0	1,109,976	1,460,892	1,168,462	1,109,976	1,519,378	1,402,406	7,771,089
<b>8.0 AGUA Y HIELO</b>									0
<b>9.0 GASTO POR CONTRATO PERF</b>	3,845,517	8,290,973	13,344,709	16,762,513	8,512,862	9,923,536	12,935,367		73,615,477
<b>10. COSTO DIRECTO PERF (GASTO + EQ.)</b>	8,485,005	16,354,973	24,432,709	25,330,513	16,576,862	21,515,536	23,519,367		136,214,965
<b>12. COSTOS INDIRECTOS</b>									34,053,741
<b>13. COSTO TOTAL PESOS</b>									170,268,707
<b>COSTO TOTAL DLS</b>									15,202,563
	Paridad del dólar=	11.20							

Figura 4.10 – Costos del pozo Narváz 12 (Tomado de PEMEX, 2007).

## 5. RESERVAS Y DESARROLLO DE CAMPOS

El petróleo es la mayor fuente de energía que se utiliza en el mundo, por lo que corresponde con un factor clave en el continuo desarrollo de los países, por lo tanto, es esencial que se tenga un estimado de las cantidades disponibles para realizar la producción a partir de reservas que se espera estén disponibles en un futuro; reservas que pueden mantenerse por los trabajos de exploración. El desarrollo de campos debe de realizarse de forma óptima, utilizando los avances tecnológicos modernos.

Para realizar la planeación, es necesario que en la industria petrolera se adopte una metodología adecuada para realizar la estimación de las cantidades actuales y futuras que se esperan recuperar; estas cantidades son definidas como reservas. La cuantificación de las mismas, son de gran importancia para los gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y para la industria energética internacional.

La terminología que se usa para la comercialización del petróleo y las diferentes categorías de reservas ha sido motivo de discusiones durante años. El American Petroleum Institute (API) en 1935, comenzó a realizar los primeros intentos para estandarizar la terminología de reservas, mediante su clasificación y definición. A partir de entonces, la evolución de la tecnología ha proporcionado métodos de ingeniería más precisos para determinar los volúmenes de hidrocarburos en los yacimientos y la necesidad de adoptar una nomenclatura mejorada para alcanzar consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas. Los procesos establecidos para la evaluación y la clasificación de las reservas de hidrocarburos garantizan la certidumbre y la transparencia de los volúmenes de reservas reportados.

Actualmente, PEMEX cuando se trata de cuantificar volúmenes de hidrocarburos en las cuencas petroleras, se basa en las definiciones y conceptos establecidos en los lineamientos de las organizaciones internacionales, con lo que actualiza anualmente las reservas de los hidrocarburos del país (PEMEX, 2011). Ejemplo de ello, es el caso de las reservas probadas, cuyas definiciones corresponden a las establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC); para las reservas probables y posibles emplean las definiciones denominadas SPE-PRMS, emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), y el World Petroleum Council (WPC).

### 5.1. Reservas.

Las reservas son definidas como el volumen de hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo y que pueden ser recuperados en una fecha futura de manera rentable. Todos los volúmenes que están considerados en este parámetro involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de ingeniería y de geología que se encuentren disponibles a la fecha de la estimación, así como de su interpretación (SPE/WPC, 1997). Este grado de incertidumbre coloca a las reservas en dos parámetros principales, probadas o no-probadas.

Las reservas son revisadas y modificadas conforme se tengan datos adicionales y disponibles tanto de geología como de ingeniería, o se encuentre algún cambio en las condiciones económicas del mercado consumidor de hidrocarburos.

### **5.1.1. Reservas Probadas.**

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas o reservas 1P definen como el volumen de hidrocarburos que a partir de los datos geológicos y de ingeniería pueden ser estimadas con razonable certeza, y pueden ser recuperados de una manera rentable en años futuros de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales actuales. Se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas.

Cabe mencionar que este tipo de reservas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan a los proyectos de inversión, por ello es importante adoptar definiciones emitidas por la SEC.

#### ***Probadas desarrolladas.***

A este tipo de reservas se les espera recuperar a través de los pozos existentes y de la infraestructura actual, mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. Las reservas que son asociadas a los procesos de recuperación secundaria y mejorada, serán consideradas en este parámetro cuando la infraestructura que se requiera para el proceso se encuentre instalada, o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente (PEMEX, 2011).

#### ***Probadas no desarrolladas.***

Son reservas que se espera recuperar a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o en donde se requiera de una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada.

### **5.1.2. Reservas no probadas.**

Estas reservas están basadas en los datos de geología y de ingeniería petrolera, que son similares a las usadas para estimar las reservas probadas pero por incertidumbres técnicas, económicas o de regulación, que hacen que no sean clasificadas como probadas. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente

producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas; estos son sub-clasificadas como probables y posibles (SPE/WPC, 1997).

### ***Reservas probables.***

Son reservas en las que el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son más factibles para ser recuperables. 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.

Estas reservas incluyen aquellas reservas donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificarlas como probadas. También incluyen a aquellas reservas que están ubicadas en formaciones que tienen potencial para ser productoras, pero que son inferidas a través de secciones sísmicas y registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas (SPE/WPC, 1997).

Las reservas 2P, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

### ***Reservas posibles.***

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería indica que es menos factible su existencia y rentabilidad, con referencia a las reservas probables (PEMEX, 2011). En general, este tipo de reservas pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas que están ubicadas en formaciones que se interpreta están impregnadas con hidrocarburos, tomando como base el análisis de núcleos y de registros geofísicos de pozos.
- Reservas incrementales que se atribuyen a esquemas de recuperación secundaria o mejorada, cuando un proyecto o una prueba piloto está en planeación pero no se encuentra en operación; sin embargo, las características de la roca y del fluido del yacimiento en cuestión son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
- Reservas que se encuentran en un área de la formación productora y que parecen estar separadas del área probada por fallas geológicas, en este caso la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada.

Las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

## **5.2. Reservas en la Cuenca de Macuspana.**

A continuación se describirán las reservas de la Región Sur, que PEMEX ha publicado en los libros de Reservas de Hidrocarburos y en el Anuario Estadístico del año 2011; así como en los documentos que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha publicado. En este trabajo se

hace referencia al Activo Integral de Macuspana, puesto que en este activo se encuentra la mayor parte de la cuenca del mismo nombre.

PEMEX en el 2010 cita que la Región Sur está constituida por un Activo Regional de Exploración y cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna (Figura 5.1). Las actividades que realizan estos activos abarcan desde las etapas exploratorias, la incorporación de reservas y delimitación, hasta las fases de desarrollo, explotación y abandono de campos.

A finales del 2010 se tenían documentados 120 campos, con reservas remanentes 3P en la Región Sur, siendo el Activo Integral de Macuspana el que administra el mayor número de campos, ya que en él se encuentran 33, algunos de ellos son Fortuna Nacional, Vernet, Usumacinta, José Colomo, Chilapilla, Hormiguero y Narvárez; los activos integrales Bellota-Jujo y Muspac administran 29 y 24, mientras que los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna son los que menos campos controlan, ya que son 21 y 13, respectivamente (PEMEX, 2011).

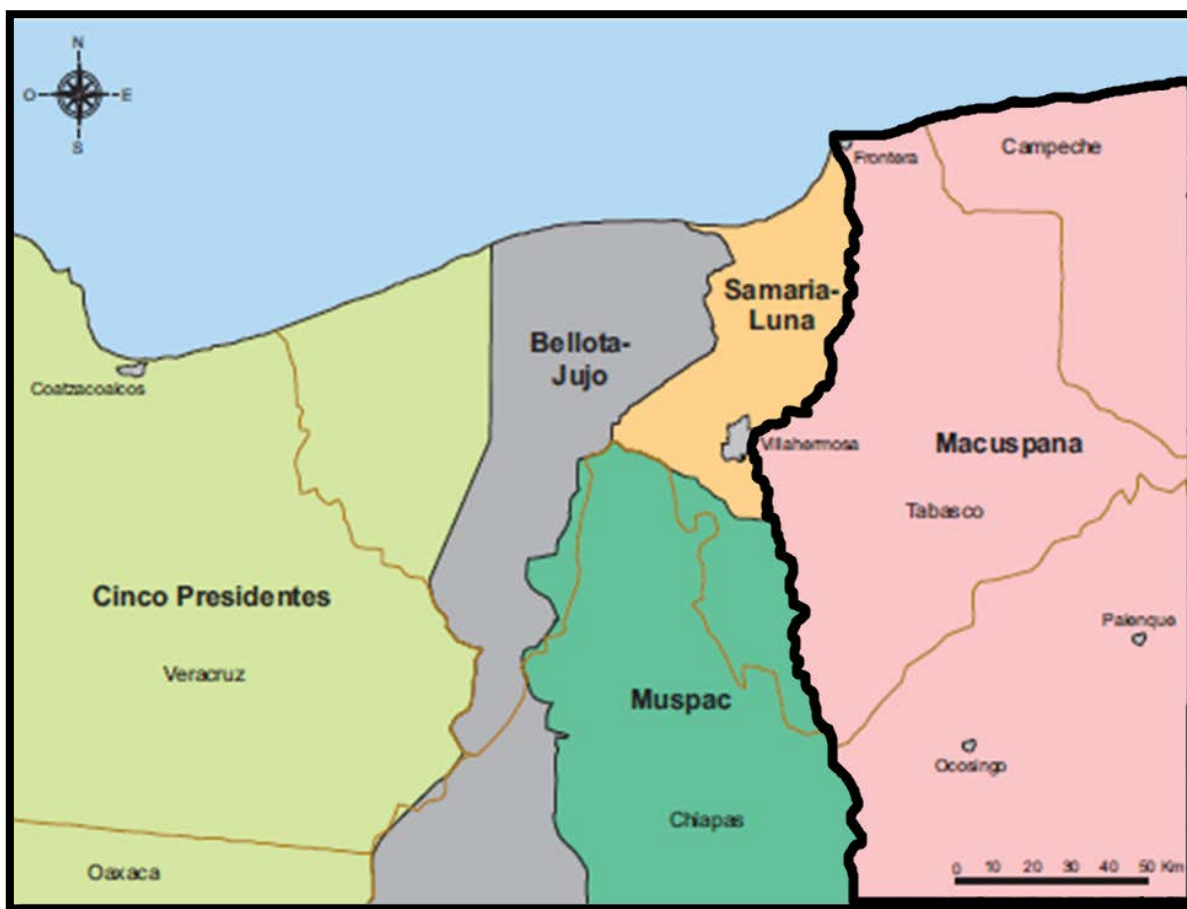


Figura 5.1 – Ubicación geográfica de los Activos Integrales que conforman a la Región Sur (Modificado de PEMEX, 2011).

Los datos específicos más actuales que se tienen disponibles de las reservas de la cuenca, son los que se encuentran en el Proyecto Integral de la Cuenca de Macuspana, que dictaminó CNH en el año 2010.

El Volumen original y el factor de recuperación final estimados de acuerdo a las reservas, se muestran en la Tabla 5.1.

Reserva	Volumen Original		Factores de Recuperación	
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Aceite %	Gas %
1P	181	7554	21.9	79.6
2P	244	7882	18.7	78.4
3P	246	7932	18.6	78.3

Tabla 5.1 – Volumen original y factor final de recuperación de la Cuenca de Macuspana (Tomado de PEMEX, 2010).

Mientras que para las reservas remanentes de aceite, gas y petróleo crudo equivalente, todos los Campos del Proyecto Integral de la Cuenca de Macuspana se muestran en la Tabla 5.2.

Reserva	Reservas Remanentes		
	Aceite mmb	Gas mmmpc	Petróleo Crudo Equivalente mmbpce
1P	12	331	76
2P	18	496	115
3P	18	526	121

Tabla 5.2 – Reserva remanente de hidrocarburos al 1 de enero del 2010 (Tomado de PEMEX, 2010).

En cuanto a las reservas 1P de la Región Sur, PEMEX cita que hasta el 1 de enero de 2011 se tenían 2,564.7 millones de barriles, lo que representa el 5.2% de las reservas probadas del país. Para el gas natural la cifra es de 6,228.5 miles de millones de pies cúbicos, dando el 36.0% de las reservas probada totales del país.

En lo referente a las reservas 2P, el valor corresponde con 3,352.3 millones de barriles de aceite y 7,882.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Mientras que para la reserva 3P, se calculó en esta región un volumen de 3,759.1 millones de barriles de aceite y 8637.7 miles de

millones de pies cúbicos de gas natural. En la **Tabla 5.3** se indica la distribución de las reservas por activo.

Reserva	Activo	Aceite			Gas Natural	
		Pesado mmb	Ligero mmb	Super ligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1P</b>		<b>88.3</b>	<b>1743.9</b>	<b>732.5</b>	<b>5160.7</b>	<b>1067.8</b>
	Bellota- Jujo	15.7	683.7	209.8	1718.1	70.8
	Cinco Presidentes	14.4	188.5	2.5	281.4	12.4
	Macuspana	0	13.9	29	8.1	550.4
	Muspac	3.3	36.4	84.8	387.5	384
	Samaria-Luna	54.9	821.4	406.4	2765.6	50.2
<b>2P</b>		<b>185.1</b>	<b>2011</b>	<b>1156.2</b>	<b>6229.4</b>	<b>1652.7</b>
	Bellota- Jujo	28.3	810.3	411.3	2136.5	100
	Cinco Presidentes	16.9	230.1	5.4	331.7	12.4
	Macuspana	0	16.2	46	16.7	906.1
	Muspac	8	37.9	131.2	520.6	514.1
	Samaria-Luna	131.9	916.5	562.3	3223.9	120.1
<b>3P</b>		<b>319.9</b>	<b>2123.8</b>	<b>1315.4</b>	<b>6699.8</b>	<b>1937.9</b>
	Bellota- Jujo	30.5	814.9	473.4	2227.7	108.9
	Cinco Presidentes	16.9	310.5	11.3	426.1	48.8
	Macuspana	0	16.2	60.6	16.8	1096.2
	Muspac	8	65.7	167.2	683.1	563.9
	Samaria-Luna	264.5	916.5	602.9	3346.1	120.1

**Tabla 5.3** – Composición de las reservas por Activo de la Región Sur (Tomado de PEMEX, 2011).

En la **Tabla 5.4** muestran los valores de reservas de hidrocarburos en el 2011 de la Región Sur, por tipo de fluido calculados al 1 de enero de 2011, en los términos de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 2011). La reserva probada de la Región Sur asciende a 4,000.6 millones de barriles, este volumen significa el 29.0% de la reserva probada nacional. En la **Figura 5.2** se muestra la distribución de estas reservas por Activo.

<i>Mmbpce</i>				
Reserva	Líquidos de			Total
	Crudo	Gas	Gas seco	
1P	2564.6	600.6	835.4	4000.6
2P	787.6	151	229.6	1168.2
3P	406.9	56	93.3	556.2
<b>TOTAL</b>				<b>5725</b>

Tabla 5.4 – Reservas de hidrocarburos por tipo de fluido en la Región Sur (Tomado de PEMEX, 2011).

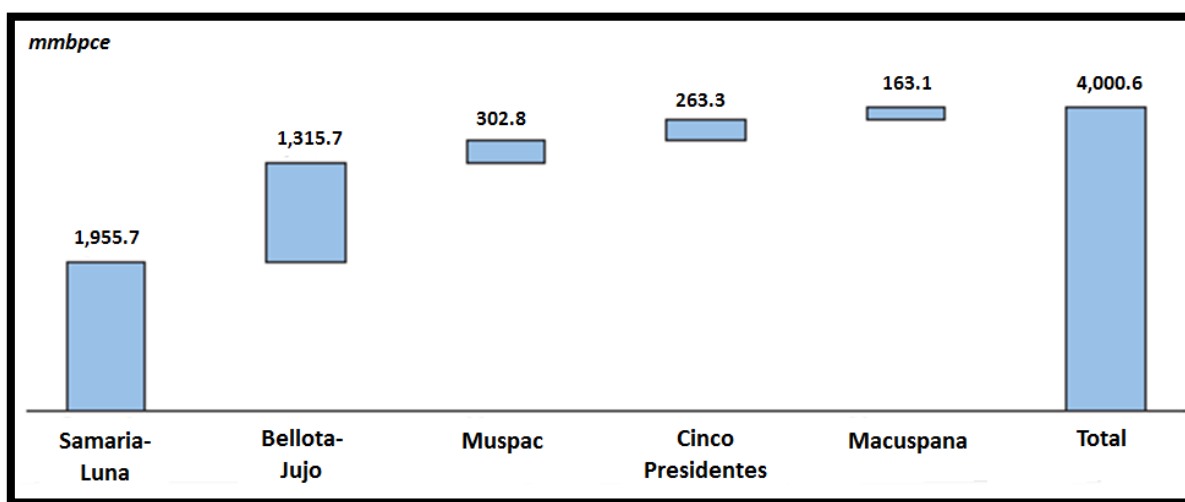


Figura 5.2 – Reservas Probadas al 1 de enero del 2011, distribuidas por Activo en la Región Sur (Tomado de PEMEX, 2011).

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2011, PEMEX publicó que la región totalizó 1,168.2 millones de barriles, lo que equivale al 7.8% del total de las reservas probables del país; en la Figura 5.3 se muestra la distribución de estas reservas.

En cuanto a las reservas posibles existentes al 1 de enero del 2011, son de 556.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representan el 3.9% del total del país. En la Figura 5.4 se muestra la distribución en los activos de la Región Sur.

Para llevar a cabo los proyectos de incorporación de reservas, es necesario contar con una estrategia exploratoria que incluya: trabajos de adquisición sísmica, estudios de Cuencas-Sistemas Petroleros-Plays, estudios de generación de prospectos, estudios de caracterización y delimitación de yacimientos y un buen programa de perforación de pozos; todo esto con el objeto de enfocar los recursos y los esfuerzos hacia las áreas de exploración más prometedoras. A partir de 1929 se descubrieron en la Cuenca de Macuspana 39 campos de gas seco y aceite ligero en rocas del



Cenozoico, sin embargo para el 2006, sólo 20 de ellos se encontraban en producción (Williams, 2006).

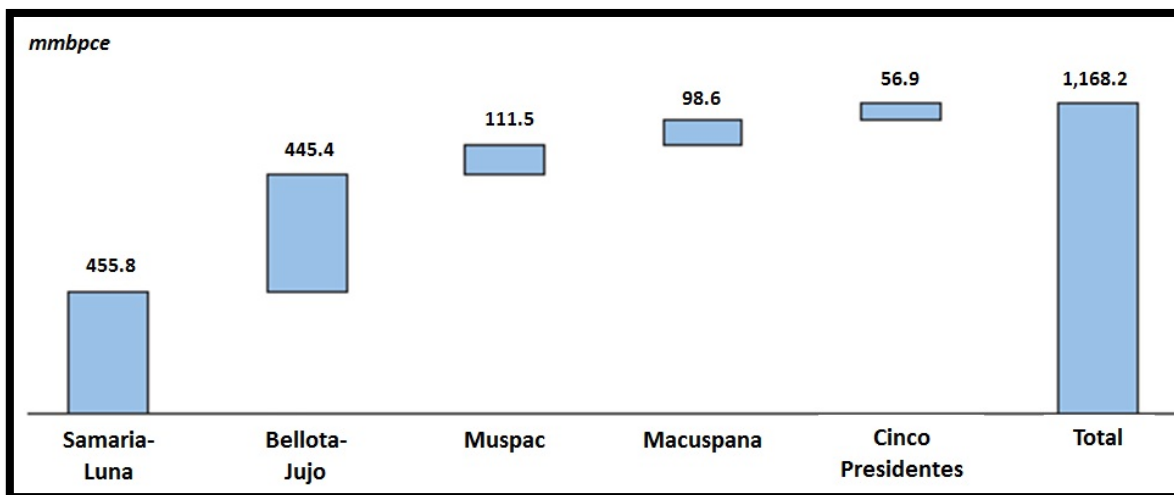


Figura 5.3 – Reservas Probables al 1 de enero del 2011, distribuidas por Activo en la Región Sur (Tomado de PEMEX, 2011).

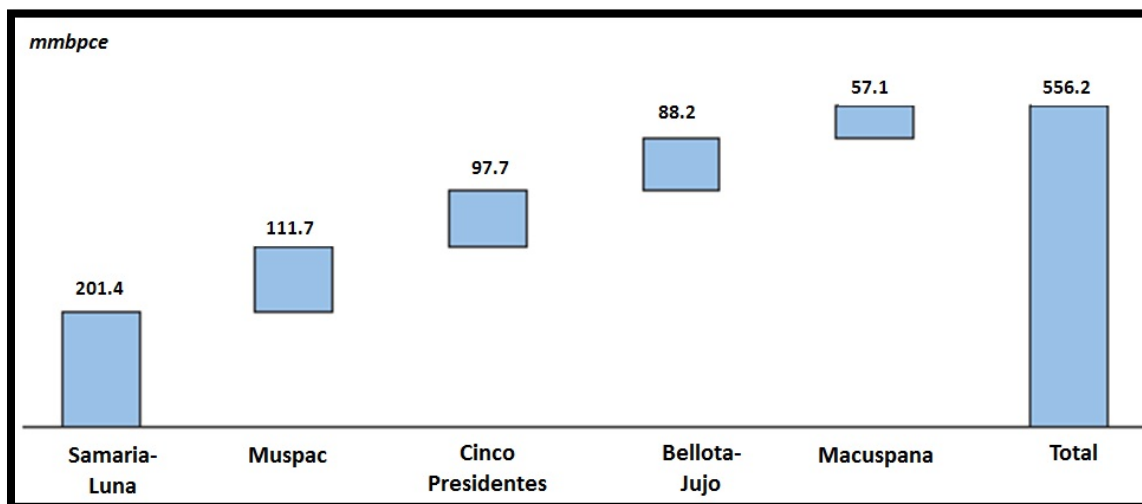


Figura 5.4 – Reservas Posibles al 1 de enero del 2011, distribuidas por Activo en la Región Sur (Tomado de PEMEX, 2011).

Después de 20 años de inactividad exploratoria en la Cuenca de Macuspana, en el año de 1998, PEMEX implementó un plan emergente para su reactivación; el plan incluyó la adquisición de datos sísmicos tridimensionales, estudios de los Sistemas Petroleros y Plays Gasíferos, así como la perforación de nuevos proyectos exploratorios, especialmente en la margen oriental, que esta constituida por grandes trampas estructurales relativamente someras, las cuales ofrecen una

expectativa de un gran potencial de hidrocarburos en su prolongación hacia el sur y constituyen los nuevos objetivos para la exploración (Sosa Patrón et al., 2001).

### **5.3. Tecnologías para la reactivación de la Cuenca Macuspana.**

La Cuenca de Macuspana tiene en su superficie numerosas lagunas, pantanos e instalaciones petroleras, en cuyas cercanías se han establecido diferentes comunidades rurales. Esta región contiene a las áreas de protección ecológica de los pantanos de Centla y de la Laguna de Términos, por lo que las actividades de exploración y producción de los hidrocarburos están sumamente restringidas.

Debido a los años de poca actividad exploratoria y a la demanda actual en el incremento de la producción y de la reserva de gas natural, es necesaria la reactivación de la cuenca minimizando los daños durante las operaciones en las áreas de estricta protección ambiental. Para lograr lo descrito anteriormente es necesaria la aplicación de conceptos y tecnologías modernas (Quintín 2001). A continuación se hace una breve reseña de las prácticas tecnológicas que han sido adoptadas recientemente en la cuenca de Macuspana y que marcan el preámbulo de su reactivación.

#### **5.3.1. Ortomapas.**

Para operar en las áreas descritas anteriormente se hace necesaria la utilización de tecnologías modernas de cartografía digital que permiten planear y ejecutar eficientemente las operaciones, con daños mínimos al medio ambiente y en medio de estrictas medidas de seguridad industrial.

Con estas fotografías se construyen ortomapas o imágenes digitales de la superficie que sirven para planear y ejecutar eficientemente actividades sísmicas en la región. Con la información obtenida, se marcan las áreas dentro de las cuales (razones de seguridad para las construcciones o instalaciones petroleras) no deben producirse explosiones como fuente de energía, para los trabajos de levantamiento sísmico.

#### **5.3.2. Magnetometría de alta resolución.**

En las áreas en las que las instalaciones de producción y conducción que por su antigüedad no están confiablemente localizadas, además de los ortomapas, es necesario realizar estudios aeromagnéticos de alta resolución espacial, mediante los cuales se puedan identificar confiablemente las tuberías en operación sepultadas.

La adquisición sísmica 3D tomó en cuenta los objetivos geológicos, acceso, costos y tiempo de realización. Las técnicas de campo empleadas permitieron contar con un amplio rango de apilamientos, offsets y azimuts, y con simplicidad y rapidez operacional para los levantamientos Colomo y Vernet, logrando encontrar un gran número de obstáculos a salvar en las áreas de operación.

### **5.3.3. Análisis AVO.**

La técnica AVO (variación de la amplitud con el desplazamiento) determina las variaciones en la amplitud de la reflexión sísmica con cambios en la distancia entre puntos de disparo y receptores. El análisis AVO tiene como objetivo la identificación del contenido de fluidos y la caracterización litológica en los yacimientos.

Con el propósito de probar la efectividad de la tecnología AVO 3D en la Cuenca de Macuspana, como un indicador directo de la presencia de hidrocarburos, se realizó una prueba en el yacimiento José Colomo. Los resultados de la prueba indican que la tecnología AVO 3D puede ser usada como una herramienta de predicción para identificar nuevas áreas de oportunidad y reducir la incertidumbre en localizaciones exploratorias y de desarrollo. También es posible diferenciar lutitas, arenas húmedas y arenas con gas.

Adicionalmente al análisis AVO para el estudio de prospectos se emplea tecnología de interpretación automática, con la que ha sido posible cartografiar de manera confiable y rápidamente las trampas potenciales de hidrocarburos, considerando además, algunos atributos sísmicos.

## **5.4. Desarrollo de Campos.**

Para realizar una óptima explotación de los recursos petroleros, se necesita de una adecuada planeación y evaluación de la exploración y explotación del yacimiento. Para llevar a cabo lo anterior, todo el equipo multidisciplinario y en especial, los ingenieros de planeación y los directivos, deben tener pleno conocimiento de todas y cada una de las actividades que se llevan a cabo durante la vida de un yacimiento petrolero (Figura 5.5).

Es por ello, que antes de ver los aspectos relacionados con la planeación y evaluación de proyectos, es necesario comprender las etapas que conforman el ciclo de vida de un yacimiento petrolero, con el objetivo de conocer que actividades, equipos, tecnología y personal son empleados en cada etapa; además de conocer la función e importancia de cada una. A continuación se describen las etapas que hacen posible el desarrollo de un campo petrolero.

### 5.4.1. Exploración.

#### Evaluación de potencial.

El objetivo principal es identificar la existencia del sistema petrolero, sus elementos deben estar concatenados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de explotarse con rendimiento económico.

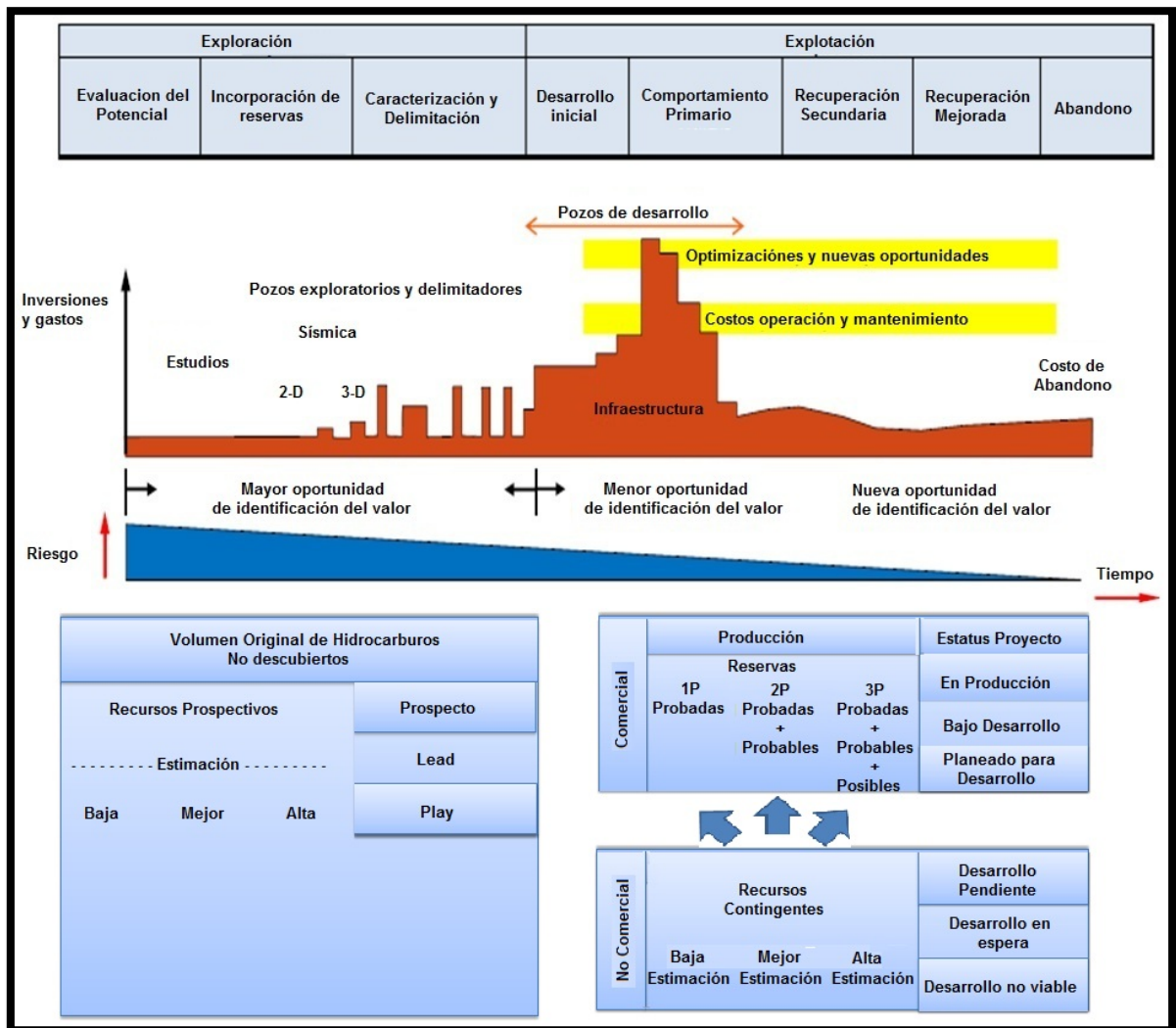


Figura 5.5 – Desarrollo de un campo petrolero (Tomado de Franco, 2011).

Evaluar de manera integral todos los componentes, requiere de diversas disciplinas con especialistas que trabajen en equipo, para alcanzar con éxito los objetivos. Las actividades de exploración geológicas y geofísicas que se deben programar en esta etapa son: Geología superficial, Gravimetría, Magnetometría, Geoquímica, Sísmica y Registros geofísicos de pozo.

***Incorporación de Reservas.***

En esta etapa se evalúan las reservas de hidrocarburos de acuerdo con una estrategia exploratoria aprobada, maximizando el valor económico agregado. El tiempo estimado para la incorporación de las reservas es de 6 meses aproximadamente de acuerdo a los estudios que se realizan para determinar la probabilidad de éxito de las reservas. Los principales métodos de incorporación de reservas son los métodos volumétricos (Cimas y bases, Isopacas e Isohidrocarburos) y los Métodos de balance de materia (Schilthuis, Turner, Pirson, Muskat y Tracy).

***Caracterización y delimitación.***

La caracterización de un yacimiento petrolero es el conjunto de procesos y técnicas orientados a la definición y estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos; con el objetivo de determinar el potencial de la formación y localizar los intervalos que son potenciales al almacenamiento de hidrocarburos.

La metodología de caracterización se desarrolla en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se definen las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda, se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas.

Se distinguen dos tipos de restricciones que limitan la extensión de los yacimientos: límites físicos y límites convencionales. Los primeros son aquellos definidos por eventos geológicos, estructurales o estratigráficos; mientras que los límites convencionales son aquellos que se establecen con criterios inferidos como los cortes de porosidad o saturaciones de fluidos.

***5.4.2. Explotación.******Desarrollo inicial.***

Se define como el proceso continuo y ordenado de fases, que involucran todas aquellas actividades concernientes a la perforación, terminación, y actividades complementarias que contribuyan a que los pozos comiencen con la producción en la etapa de comportamiento primario.

Durante esta etapa se inicia la planeación y el diseño de la perforación de pozos de forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos; además, dependiendo del potencial del yacimiento descubierto, será la cantidad de equipos instalados. El objetivo de esta etapa consiste en dejar completamente acondicionado el campo para dar inicio a la producción de hidrocarburos.

**Comportamiento Primario.**

La etapa de comportamiento primario comienza con la apertura de los pozos a la producción. El objetivo general de esta etapa es el control, mantenimiento y aseguramiento de la producción de hidrocarburos de manera natural, es decir, a través de la energía propia del yacimiento o utilizando un sistema artificial de producción. Se puede decir que la etapa de comportamiento primario termina con el inicio de los procesos de recuperación secundaria.

Una vez que se tienen los hidrocarburos en superficie, deben ser almacenados, tratados y transportados de manera adecuada antes de dirigirlos hacia el punto de venta. Durante esta etapa, se presentan los aspectos más relevantes de las instalaciones superficiales incluyendo separadores, tanques de almacenamiento, deshidratadores y redes de ductos, por mencionar algunos.

Al final de las actividades que se realizan en esta etapa se obtienen resultados como: históricos de producción, registros de presiones, registros de problemas operacionales, resultados de la implementación de sistemas artificiales, entre otras.

**Recuperación secundaria.**

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento (producción primaria), impartiendo al yacimiento la restitución de la energía de desplazamiento de aceite en la formación productora. Básicamente consiste en la inyección de agua en el acuífero o la inyección de un gas en la cima de la estructura, con el propósito fundamental de mantener la presión o, bien, de desplazar los hidrocarburos de la zona de aceite, mediante arreglos específicos de pozos inyectoros y productores.

El objetivo principal de la Recuperación Secundaria es el mantenimiento de presión del yacimiento, y la incorporación de reservas.

**Recuperación mejorada.**

La recuperación mejorada es un conjunto de tecnologías de producción que implican la inyección de fluidos o suministración de energía para mejorar la recuperación de petróleo en cualquier etapa de producción, con el fin de aumentar la recuperación total por encima de lo que es posible con los métodos tradicionales.

Los principales objetivos de los métodos de recuperación mejorada son:

- Mejorar la eficiencia de barrido para reducir la relación de movilidad entre los fluidos inyectados y los desplazados.
- Eliminar o reducir las fuerzas capilares y así mejorar la eficiencia de desplazamiento.
- Para actuar en ambos fenómenos al mismo tiempo.

La recuperación mejorada utiliza métodos que incluyen la recuperación térmica, de inyección de gas e inyección de químicos. Aunque estas técnicas son costosas y no siempre eficaces, los científicos están particularmente interesados en el potencial de recuperación asistida del petróleo para aumentar la producción de petróleo.

### **Abandono.**

Todo yacimiento petrolero en explotación llega a una etapa en que la producción de hidrocarburos es muy reducida o nula, dejando de ser rentable seguir explotándolo, haciendo necesario el desalojo de éste; esta etapa es comúnmente llamada Abandono; el abandono de pozos se clasifica en dos tipos:

- **Abandono Temporal:** Es cuando por cuestiones técnicas, económicas o de seguridad se decide interrumpir la producción de un pozo, colocando tapones mecánicos y otros dispositivos que se planean remover en un futuro, ya sea con fines de reanudar la producción u otros distintos.
- **Abandono Permanente o Definitivo:** Este tiene por objetivo aislar el pozo permanentemente bajo condiciones de seguridad y protección ambiental, prevé el aislamiento con tapones de cemento y/o mecánicos de las zonas productivas (iniciando del agujero descubierto), de la zapata del casing y de los colgadores de liner.

## **5.5. Ejemplos sobre el desarrollo de campos en la Cuenca de Macuspana.**

Actualmente se está desarrollando el proyecto Cuenca de Macuspana, que tiene como objetivo acelerar el ritmo de extracción de hidrocarburos y asegurar la continuidad de la operación de los campos. Esto se realizará en el periodo 2011-2042 mediante la perforación de 37 pozos, 134 intervenciones a pozos (62 reparaciones mayores y 72 menores), la construcción de 42 líneas de descarga, 7 ductos (5 gasoductos, 1 oleoducto y 1 oleogasoducto) y 11 instalaciones de producción (9 cabezales, 1 batería de separación y 1 estación de compresión).

La vida útil del proyecto se determinó con base a los pronósticos de producción, los cuales se extienden hasta el año 2042. Para el periodo 2011-2042 se tiene programado obtener 13.9 mmb de aceite y 429 mmpc de gas (PEMEX, 2010).

Geográficamente se ubica en la porción este de Tabasco, al oeste de Campeche y norte de Chiapas; geológicamente se encuentra localizado en la provincia de las Cuencas Cenozoicas del Sureste, sus principales campos petroleros son: Narvéez, José Colomo, Cobo, Tepetitán, Chilapilla, Shishito, Nuevos Lirios, Usumacinta, Vernet, Hormiguero, Cafeto y Acahual; todos ellos dentro de la Cuenca de Macuspana.

A continuación se describen las actividades realizadas a los campos que pertenecen al Proyecto de la Cuenca de Macuspana que permite ilustrar lo relacionado al desarrollo de campos anteriormente descrito.

Considerando que se conocen la columna geológica y los modelos sedimentarios de la cuenca, en el año 2001 personal de PEMEX realizó un estudio conjunto con el BEG (Bureau of Economic Geology) en donde se determinó que los yacimientos productores se encuentran distribuidos dentro de las edades geológicas Neógeno, Mioceno y Plioceno; esto se estableció considerando la edad, facies productoras y tipo de hidrocarburos.

La evaluación petrofísica se basó en la interpretación y evaluación de los registros geofísicos de los pozos. Se cuenta con una validación litológica, una calibración a partir de núcleos con información de permeabilidad, porosidad, producción e historia de la perforación y terminación de cada uno de los pozos (Figura 5.6).

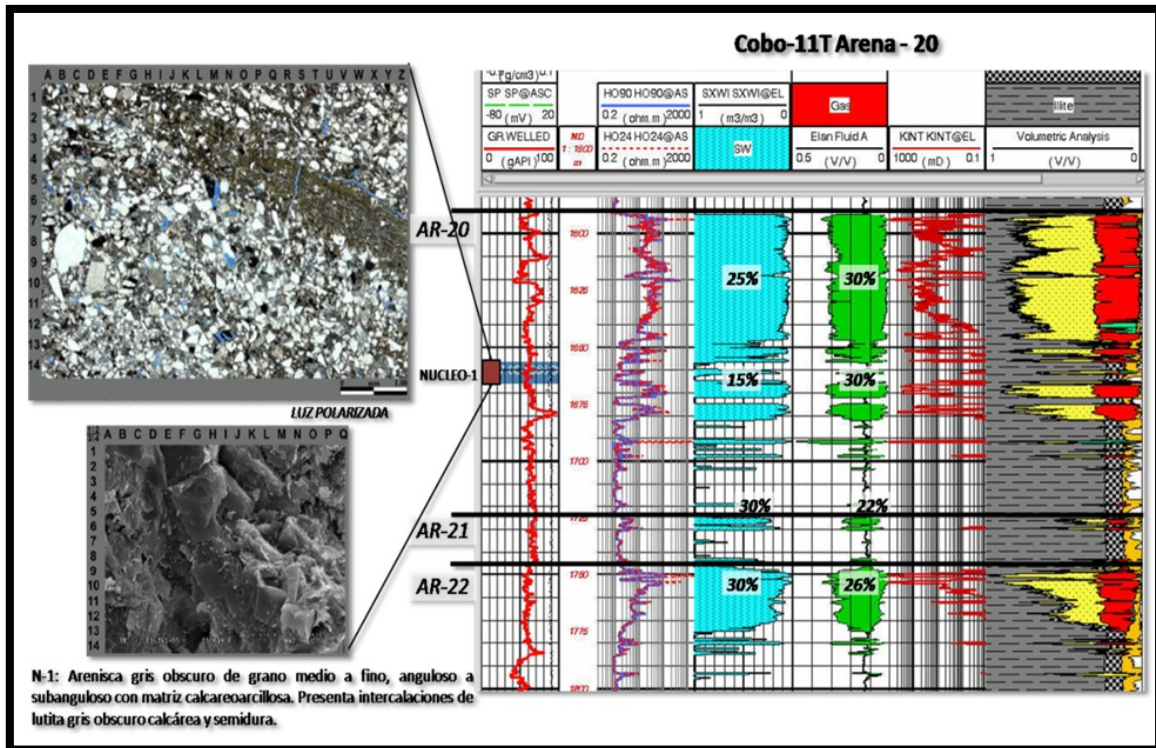


Figura 5.6 – Registro geofísico evaluado del pozo Cobo-11T (Tomado de PEMEX, 2010).

Se construyó un modelo geocelular 3D que permite estudiar, caracterizar y representar lo más real posible los rasgos geológicos del yacimiento con un alto grado de detalle; su integración con la parte dinámica constituye un factor importante para la calibración del modelo y su futura utilización en la etapa de simulación numérica. El modelo petrofísico fue desarrollado por medio de una simulación. Tanto el modelo sedimentológico 3D como el petrofísico 3D contienen la información de los pozos, el modelo conceptual y las evidencias de núcleos (Figura 5.8).



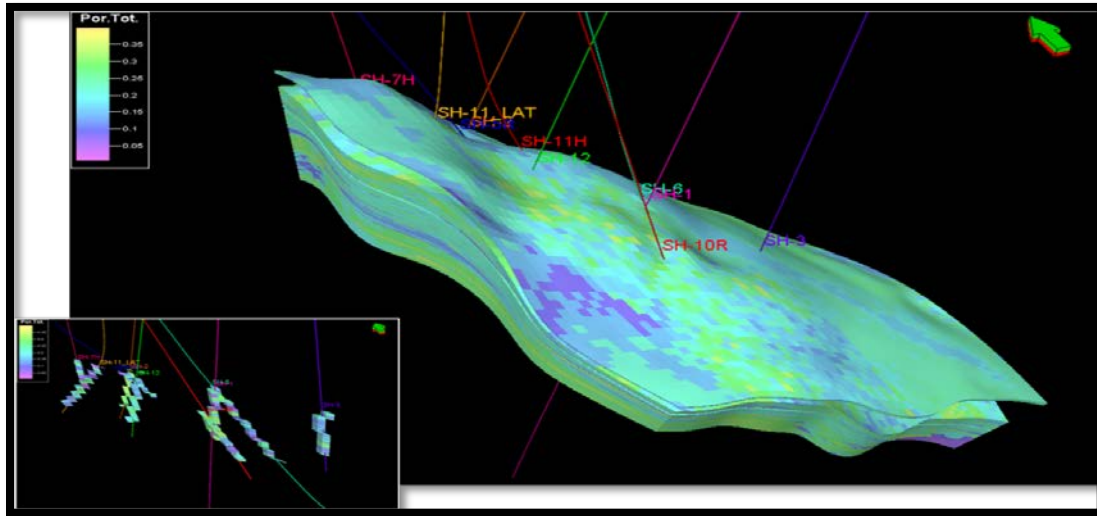


Figura 5.8 – Modelado de la porosidad del Campo Shishito. (Tomado de PEMEX, 2010).

Para el modelado de los yacimientos se observa el tipo de fluidos que se tienen en los yacimientos, su porosidad, permeabilidad, profundidad a la cual se encuentran y las variaciones que se tienen de los datos de cada yacimiento.

La Figura 5.9 muestra el comportamiento histórico de presión en los diferentes campos que integran el proyecto; la caída de presión que se observa en los campos se presenta con una tendencia natural.

Mientras que la Figura 5.10 muestra el comportamiento histórico de producción de los campos del proyecto a partir de 1958, año en que el Campo José Colomo comienza a producir. La etapa 1 corresponde a los años 1958-1975, el comportamiento está caracterizado por el desarrollo inicial de los campos José Colomo, Chilapilla, Hormiguero y Usumacinta; así como el resto de los campos productores de gas seco y gas húmedo de la cuenca, que alcanza su mayor nivel de producción de 720 mmpcd, en el año 1975. La etapa 2 se caracteriza por la reactivación de los campos, la producción de gas incrementa y luego se observa cierto mantenimiento al entrar en operación las plantas de compresión de los campos Chilapilla y José Colomo. La etapa 3 se define a partir del 2003 y se caracteriza por la incorporación de reservas y producción provenientes de los campos Shishito, Viche, Narváez.

Se realizaron pruebas de presión-producción para la definición del tipo de yacimiento; estudios PVT para conocer el tipo de fluido en el yacimiento (Tabla 5.5) y su comportamiento, se variaron las condiciones de presión y temperatura para emplearlo en un estudio de simulación numérica, considerando que los campos del proyecto son yacimientos de gas seco y húmedo. En la Tabla 5.6 se muestran los análisis cromatográficos de los principales campos del proyecto.

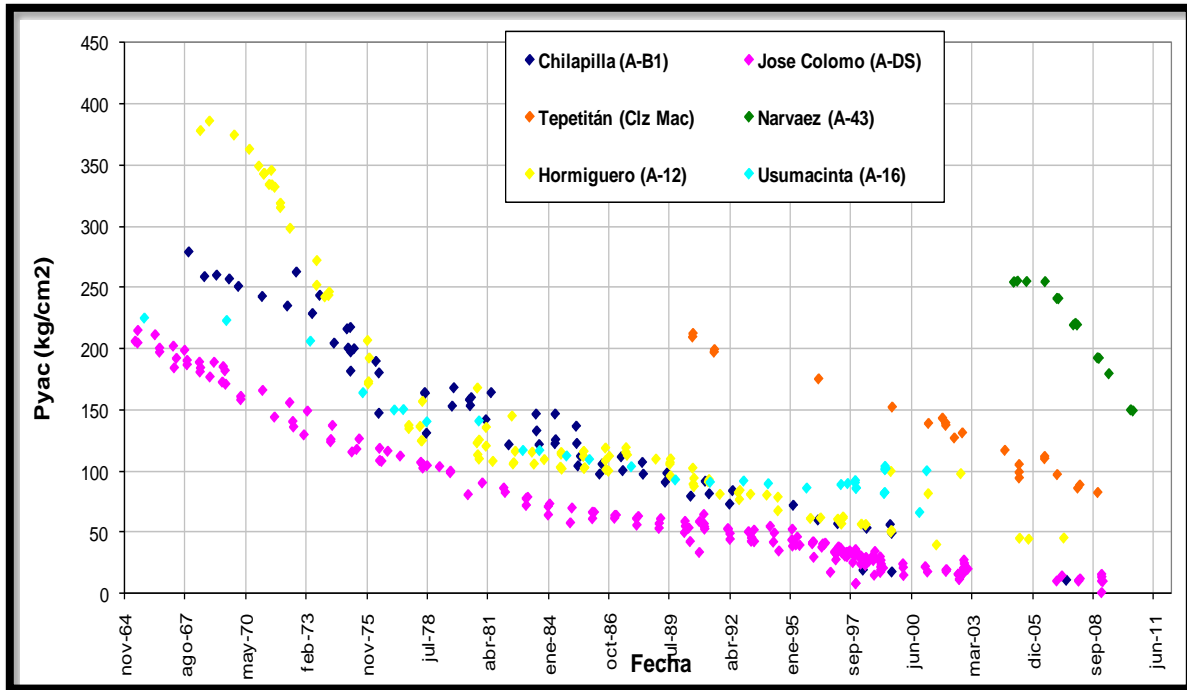


Figura 5.9 – Comportamiento de la presión en los campos del proyecto. (Tomado de PEMEX, 2010).

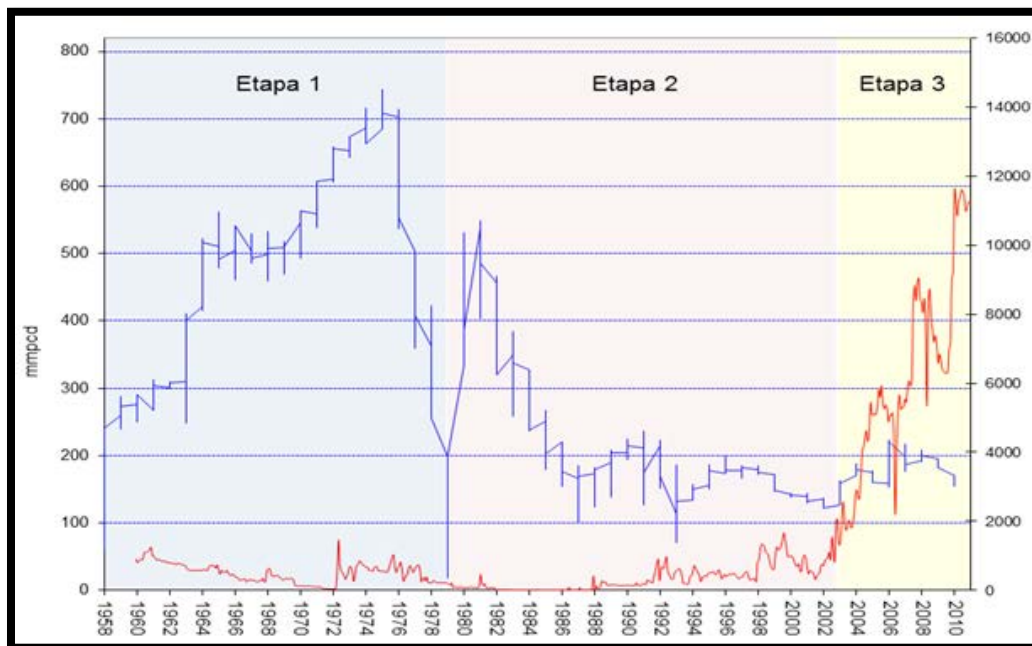


Figura 5.10 – Comportamiento de la producción en los campos del proyecto. (Tomado de PEMEX, 2010).

Campo	Pozo	Arena	° API	Densidad	Pb	Pr	RGA	Bo	Bg
				(gr/cc)	(P.sig)	(P.sig)	(P <sup>3</sup> /B)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Cafeto	14	AS-4	43.8		3,298		335	1.25	
Chunel	1		49.0		1,413		306	1.19	
Lotatal	1A		55.6		2,448		11,288	1.40	
Viche	1	DS		0.19		557	1,078		0.0001

Tabla 5.5 – Tipo de fluido presente cuatro campos del proyecto. (Tomado de PEMEX, 2010).

Análisis cromatográfico de muestras de gas de los principales campos del proyecto															
Campo	H2S	N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total	Pesp.	PC	Calorífico
	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL		20/40 o C		Neto BTU /PC
Narvárez	0	0.4	0.06	99.3	0.16	0.06	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	100	0.56	16.2	995.56
Tepetitán	0	0.18	0.21	98.9	0.35	0.16	0.13	0.04	0.03	0	0	100	0.56	16.3	968.98
Cobo	0	0.12	0.07	97.6	0.82	0.59	0.2	0.21	0.09	0.06	0.23	100	0.58	16.8	998.31
Cafeto	0	0.09	0.05	89.1	5.94	2.57	0.6	0.78	0.26	0.2	0.42	100	0.65	18	1,101.66
Bitzal	0	0.12	0.07	97.6	0.82	0.59	0	0.21	0.09	0.06	0.23	100	0.58	16.8	998.31
Saramako	0	0.31	0.47	86.1	8.42	2.98	0.76	0.76	0.22	0.21	0.18	100	0.67	19.1	1,103.35
Vernet	0	0.07	0.79	85.4	6.64	3.76	1.15	1.15	0.37	0.28	0.6	100	0.63	20	1,145.41
Shishito	0	0.21	0.24	90.1	5.21	2.39	0.7	0.7	0.15	0	0.41	100	0.63	18.3	1,112.74

Tabla 5.6 – Análisis cromatográfico en los campos del proyecto (Tomado de PEMEX, 2010).

En lo que se refiere a las alternativas de explotación, se realizaron propuestas con diferentes opciones de desarrollo que consideran las mejores prácticas y tecnologías probadas actualmente, sin que esto limite las pruebas futuras y su aplicación.

Para recuperar la reserva probada remanente y parte de la reserva probable, se requiere de la operación adecuada de los pozos actualmente productores y de la perforación de pozos de desarrollo. Un alto porcentaje de esta reserva se encuentra ubicada en zonas lacustres, canales de agua y pantanos, donde la única vía de acceso es por medio de transporte fluvial. Para la ejecución de las actividades productivas se requiere de un plan estratégico para desarrollar esta zona, por lo que se analizaron tres opciones de desarrollo de explotación.

- **Opción 1.** Recuperación primaria. Perforación de pozos en ambiente lacustre utilizando la tecnología Easy-Craft, la cual consiste en emplear equipos de perforación terrestre operando sobre una plataforma metálica fija; el uso de esta tecnología permitirá una mejor flexibilidad de las operaciones, implementar la compresión del Campo Narvárez en la

estación de recolección San Román y continuar con el uso de sistemas artificiales de explotación.

- **Opción 2.** Recuperación primaria. Este esquema de explotación es el mismo que el anterior, sólo que en éste no se considera la implantación de sistemas artificiales de explotación en los Campos Cafeto y Vernet, por lo cual se excluyen las perforaciones y reparaciones del Campo Vernet debido a que desde inicio de su explotación requieren de un sistema artificial de producción.
- **Opción 3.** Recuperación primaria. En esta opción se considera las mismas actividades de la opción 1, pero sin la implantación del sistema de compresión en la estación de recolección San Román para el Campo Narváez.

La metodología para la identificación de la mejor alternativa se basó en criterios técnicos, económicos y de riesgos. Para cada alternativa, se generaron los pronósticos de producción, la actividad o metas físicas requeridas, tiempos y costos asociados, así como los indicadores claves de desempeño para establecer los elementos de selección de la mejor alternativa.

Los resultados del análisis técnico-económico en las tres opciones consideradas, dieron como resultado a la opción 1 como la mejor, ya que en esta se obtiene la mayor rentabilidad a la inversión realizada, así como la mayor recuperación de hidrocarburos.

## CONCLUSIONES

La Cuenca de Macuspana debe ser estudiada considerando el contexto regional del origen y evolución del Golfo de México a partir del Jurásico, aunque su mayor potencial petrolero se encuentra en el Cenozoico.

Se tienen documentados procesos geológicos que originaron deformación extensional en el Mioceno Tardío, por lo que en ella se desarrollaron diferentes sistemas de fallas normales, que dieron la configuración final a la cuenca.

Los principales sistemas de generación de hidrocarburos son las secuencias del Mesozoico (Jurásico Superior Tithoniano-Cretácico), del Paleógeno Inferior-Neógeno y del Mioceno Superior-Plioceno. Se componen de lutitas calcáreas y calizas arcillosas con kerógeno de tipo II y de tipo II-III, las cuales contribuyeron a la formación de aceite y gas termogénico y biogénico.

Los yacimientos se localizan en secuencias Mesozoicas en la Caliza Macuspana; mientras que las del Plioceno se encuentran en secuencias clásticas de las formaciones Amate Inferior, Amate Superior, Encajonado, Zargazal y Belem Inferior.

La Cuenca de Macuspana es una cuenca productora de gas seco, aceite y condensados. Los principales campos productores de la cuenca son Fortuna Nacional, Vernet, Usumacinta, José Colomo, Chilapilla, Hormiguero y Narvárez.

Las intercalaciones de lutitas y areniscas de grano fino depositadas en ambientes de plataforma del Mioceno Superior constituyen los sellos de los yacimientos.

En la cuenca se tienen trampas estratigráficas y estructurales que se formaron en el Mioceno Tardío. Las estructurales corresponden a anticlinales producidos por deformación en el área con diferentes tipos de cierre, mientras que las estratigráficas se formaron por cambios de facies y discordancias.

La migración de los hidrocarburos se dio a través del sistema de fallas normales, las que forman rutas de migración que comunican a las rocas generadoras con los yacimientos.

Se tiene producción de dos familias de gases, los termogénicos se distribuyen al sur mientras que los biogénicos se encuentran en la parte norte oriente de la cuenca.

Se han identificado un Play del Mesozoico y dos del Neógeno, siendo estos últimos los que aportan la mayor producción en la cuenca.

Las técnicas de perforación utilizadas actualmente en la cuenca se realizan tomando en cuenta las características geológicas y petrofísicas de los yacimientos, siendo la Perforación Multilateral la que ha dado mejores resultados.

La incorporación de reservas en la Cuenca de Macuspana se está llevando a cabo mediante una estrategia exploratoria que incluye adquisición sísmica, estudios de los Sistemas Petroleros-Plays,

estudios de caracterización y delimitación de yacimientos, así como la perforación de nuevos prospectos exploratorios.

El Proyecto Integral Cuenca de Macuspana ayudara a la reactivación de la cuenca mediante un ritmo adecuado de extracción de hidrocarburos, asegurando así la operación continua de los campos; todo esto bajo una adecuada planeación, evaluación y explotación de los yacimientos que lo componen.

## **RECOMENDACIONES**

En los últimos 20 años la exploración en la cuenca fue prácticamente nula, por lo que es necesaria su reactivación para incrementar la producción y las reservas de gas natural.

Es necesaria la perforación de nuevos pozos exploratorios en las áreas de oportunidades para poder evaluar el potencial petrolero del área marina y descubrir nuevos yacimientos que contribuyan a la restitución de las reservas.

En los trabajos de exploración es necesaria la aplicación de nuevas tecnologías.

Se recomienda la implementación de más pozos multilaterales que permitan incrementar la producción de una forma más rentable. Es recomendable realizar la perforación de pozos desviados a horizontales para alcanzar los objetivos, ya que en la cuenca se tienen varias áreas restringidas ecológicamente.

Es necesaria la implementación de nuevas técnicas de explotación en los yacimientos existentes y en los nuevos descubrimientos.



## BIBLIOGRAFÍA

Aguilar Rodríguez, A., 2008. ***“Una Nueva Área Petrolera en la Región Sur: La Cuenca De Sakila”***, Informe Inédito, Activo Integral Samaria-Luna, p. 1-7.

Aguilera Gómez, L. E., 2001. ***“Proyecto de evaluación de pozos no productores de la Cuenca de Macuspana”***, Revista Ingeniería Petrolera, publicación mensual de la AIPM, Vol. XLI Agosto, No. 8.

Aguilera Gómez, L., Bortolotti Andrade, C., Sneider, J. S., 2001. ***“In Search of Bypassed Gas Plays in the Macuspana Basin Wells”***, Exploración y Desarrollo de Plays Gasíferos, Cuarta Conferencia Internacional Conjunta AMPG-AAPG, Vol. IV, Sesión Oral IV, Ponencia IV, Veracruz México.

Ambrose, W. A., Wawrzyniec, T. F., Fouad, K., Talukdar, S. C., Jones, R. H., Jennette D. C., Holtz, M. H., Sakurai, S., Dutton, S. P., Dunlap, D. B., Guevara, E. H., Meneses Rocha, J. J., Lugo, J. E., Aguilera L., Berlanga J., Miranda, L., Ruiz Morales J., Rojas R., Solís, H., 2003. ***“Geologic Framework off upper Miocene and Pliocene Gas Plays of the Macuspana Basin, Southeastern México”***, Bulletin American Association of Petroleum Geologist (AAPG), Vol. 87 Septiembre, No. 9, p. 1411-1435.

Aquino López J. A., 2004. ***“Sureste Basin, México and Associated Sub-basins: An Update and Future Potential”***, Resumen de la Conferencia Internacional AAPG, Cancún México.

Berlanga García, J. A., Granados Molina, O. I., Martínez Morales, V. M., Castillejos Zurita, O. G., Del Moral Domínguez, J. M., Macías Ojeda, C., 2004. ***“Bioestratigrafía Aplicada al Estudio de la Cuenca Terciaria de Macuspana”***, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. LI Enero-Junio, No. 1, p. 31-38.

Caballero García, E., Francisco Callejón, A., Holguín Quiñones, N., Elrod, L., Bissada, K. K., 2001. ***“Geochemical Correlation of Natural Gases from the Macuspana Basin”***, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX Enero-Diciembre, No. 1-2, p. 145-150.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011. ***“Dictamen del Proyecto Integral Cuenca de Macuspana”***.

Compañ Cadena, A. B., 2009. ***“Estratigrafía del Campo Narvárez”***, Revista Ingeniería Petrolera, publicación mensual de la AIPM, Vol. XLIX Mayo, No. 05.

Franco, G., 2011. ***“Administración Integral de Yacimientos, clase de inicio de semestre”***, Presentación de clase.

Fuentes Pacheco, F., Vázquez Covarrubias, E., Anunziata Romero, M., Toledo, A., Ramos H., Caballero García, E., Vera, A., Pacheco, J., Martínez Mellado, R., Ramírez Guzmán, F., Rocha Mello, M., Prinzhofer, A., Cañipa Morales, N. K., Escudero Badillo, M., Mayol Castillo M. A., Ramírez Gordillo L., Martínez Ayala, R., Reyes Rivera, A., 2001. ***“Análisis Isotrópicos: una Nueva Alternativa en el Estudio de las Cuencas Gasíferas de México”***, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX Enero-Diciembre, No. 1-2, p. 47-67.



Gobierno del Estado de Tabasco, 2009. <http://www.tabasco.gob.mx/turismo/>

Google Earth, 2012.

González- García, P., Cruz-Helú, P., 2000. **"60 años de Exploración Petrolera en México"**, Boletín del 50 Aniversario de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros.

González García, R., Holguín Quiñones, N., 2001. **"Las Rocas Generadoras de México"**, Artículo reeditado del Vol. XLII, No. 1, 1992, p. 16-30. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX Enero-Diciembre, No. 1-2, p. 16-30.

González-Posadas, J. F., Bolaños-García, J. J., Hernández-Peñaloza, J. J., Ajactle-Hernández A., 2006. **"Tectónica Salina y sus Implicaciones Petroleras en el Oriente del Área Macuspana, Cuenca del Sureste, México"**, Sesión Oral: Estudios de Plays, Simposium de Plays y Yacimientos de Aceite y Gas en Rocas Carbonatadas, Cd del Carmen Campeche.

Guzmán-Vega, M. A., Castro Ortiz, L., Román Ramos, J. R., Medrano Morales, L., Valdés, L. C., Vázquez Covarrubias, E., Ziga Rodríguez, G., 2001. **"El Origen del Petróleo en las Subprovincias Mexicanas del Golfo de México"**, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX Enero-Diciembre, No. 1-2, p. 31-46.

Guzmán Vera E., Aranda García M., 2001. **"Inversión Estructural en la Porción Sur de la Cuenca de Macuspana y sus Implicaciones en la Acumulación de Hidrocarburos"**, Exploración y Desarrollo de Plays Gasíferos, Cuarta Conferencia Internacional Conjunta AMPG-AAPG, Vol. IV, Sesión Poster 2, Ponencia XII, Veracruz México.

Guzmán Vera, E., Calderón Barrera, J. A., 2004. **"Direct Hydrocarbon Indicators and Structural Inversion in the South of the Macuspana Basin an Addition for Hydrocarbons Search"**, Resumen de la Conferencia Internacional AAPG, Cancún México.

Heinz Lesser-J., 1951. **"Geología del Área de Vernet y Amate-Morales en el Estado de Tabasco"**, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. III Septiembre-Octubre, No. 9-10, p. 305-320.

Hernández Herrera S., 1959. **"Posibilidades Petrolíferas de la Porción Norte de la Cuenca de Macuspana, Tabasco"**, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XI Noviembre - Diciembre, No. 11 - 12, p. 619-666.

Hinojosa G.A., 1957. **"Estratigrafía y Estructura de las Formaciones del Mioceno en el Campo Vernet, Tabasco"**, Tesis de Licenciatura, ESIA IPN, p. 10-25.

Holguín Quiñones, N., 1985. **"Evaluación Geoquímica del Sureste de México"**, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XXXVII Enero, No. 1, p. 3-47.

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), 2011. <http://www.inegi.org.mx>

López Ramos E., 1983. ***“Geología de México”***, Tomo III, México D.F., 3ra Edición, p. 167-206.

Magoon, L. B., 2007. ***“The Petroleum Systems - Status of Research and Methods, 1992”***, United States Geological Survey (USGS) Bulletin, p. 2-11.

Marmissolle-Daguerre, D., Aitken, D., Ayala N, S., Ayestarán, L., Bronnec, R., Carrillo Bravo, J., Fayard, A., Granados G., J. L., Hastings, A., Juon, F., Khayan, A., Mendoza, J., Petit, P., Rouault, G., Suter, M., Vargas, M., Vidal, J., Zinat, D., 1984. ***“Evaluación de Formaciones en México”***, Schlumberger y Petróleos Mexicanos, p. 1-26.

Martínez Ramírez, V. M., 2005. ***“Comportamiento Estructural y Evaluación Petrolera de la Caliza Macuspana, en la Porción Sur de la Cuenca de Macuspana”***, Revista Ingeniería Petrolera, publicación mensual de la AIPM, Vol. XLV Octubre, No. 10.

Meneses Rocha, J. J., Guevara, E., Sánchez de Tagle, F. J., Sánchez Barreda, L. A., Lugo Rivera, J. E., 2003. ***“Definición, delimitación y evaluación de plays del Neógeno en las cuencas de Veracruz y Macuspana. Resultados de un estudio interdisciplinario.”***, Revista Ingeniería Petrolera, publicación mensual de la AIPM, Vol. XLIII Enero, No. 01.

Miranda, L. R., Galicia, J. A., De la Barrera, A., Compañ, A. B., Duarte, A., Iglesias, D., Klein, G., 2003. ***“Estudio de Caracterización del Campo Hormiguero en la Cuenca Terciaria de Macuspana, Sureste de México”***, artículo del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Montes De Ávila O., 1955. ***“Geología del Campo Petrolero Vernet, Tabasco”***, Tesis de Licenciatura, ESIA IPN, p. 21-40.

Moran Fernández R., 1953. ***“Geología del Campo Petrolero José Colomo, Tabasco”***, Tesis de Licenciatura, ESIA IPN, p. 6-20.

Narvárez-Rodríguez, J. Y., Helenes-Escamilla, J., Del Moral-Domínguez, J. M., Martínez-Morales, V. M., Macías-Ojeda, C., Castillejos-Zurita, O. G., Sánchez-Ríos, M. A., 2008. ***“Bioestratigrafía de Secuencias del Mioceno-Plioceno de la Cuenca de Macuspana, Sureste del Golfo de México”***, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 25, No. 2, p. 217-224.

Padilla y Sánchez R. J., 2007. ***“Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México”***, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, No. 1, p. 19-42.

PEMEX, 2011. ***“Anuario Estadístico”***.

PEMEX Exploración y Producción, 1999. ***“Las Reservas de Hidrocarburos de México”***, Evaluación al 1 de enero del 1999, Vol. II p. 317-322.

PEMEX Exploración y Producción, 2001. ***“Las Reservas de Hidrocarburos de México”***, Evaluación al 1 de enero del 2001, Vol. II p. 317-322.

PEMEX Exploración y Producción, 2004. ***“Las Reservas de Hidrocarburos de México”***, Evaluación al 1 de enero del 2004 p. 54-60.

PEMEX Exploración y Producción, 2007. ***“Programa de Perforación y Terminación del Pozo de Desarrollo Narváez - 12 M”***, División Sur, Unidad Operativa Cárdenas-Cd. Pemex.

PEMEX Exploración y Producción, 2008. ***“Geología de la Región Sur”***, Informe Interno. p. 13 y 16.

PEMEX Exploración y Producción, 2010. ***“Las Reservas de Hidrocarburos de México”***, Evaluación al 1 de enero de 2010, p. 19,20.

PEMEX Exploración y Producción, 2010. ***“Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, Componente exploratoria”***, Información técnico económica, Activo Exploración Sur.

PEMEX Exploración y Producción, 2010. ***“Proyecto Integral Cuenca de Macuspana, Componente de explotación”***, Información técnico económica, Activo Integral Macuspana.

PEMEX Exploración y Producción, 2011. ***“Las Reservas de Hidrocarburos de México”***, Evaluación al 1 de enero del 2011 p. 54-60.

PEMEX Gerencia de Protección Ambiental, 1985. ***“Marco de referencia ambiental de la vegetación y del uso del suelo en zonas petroleras, Estado de Tabasco”***, Subdirección de planeación y coordinación.

PEMEX Terminación y Mantenimiento de Pozos, 2000. ***“Un Siglo de la Perforación en México”***, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.

Pindel, 2002. ***“Origen, Evolución e Importancia Económica y Petrolera del Sureste de México, Cuenca de Macuspana”***, Informe Técnico Interno de PEMEX, p. 1-23.

Quintín Cárdenas, J, Pérez Cruz, G., 2001. ***“Mejores prácticas tecnológicas para la reactivación de la Cuenca de Macuspana”***, Revista Ingeniería Petrolera, publicación mensual de la AIPM, Vol. XLI Febrero, No.2.

Romero Ibarra, M. A., Medrano Morales, L., Maldonado Villaleón, R., 2001. ***“Subsistemas Generadores de México”***, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX Enero-Diciembre, No. 1-2.

Ruiz Morales, J., Vergara S., H., Anunziata Romero, M., Gómez R., R. D., Zea M., L., Medrano M., L. M., 2001. ***“Plays Hipotéticos del Neógeno en el Área de Akalan, Sonda de Campeche, México”***, Exploración y Desarrollo de Plays Gasíferos, Cuarta Conferencia Internacional Conjunta AMPG-AAPG, Vol. IV, Sesión Poster 2, Ponencia XV, Veracruz México.

Ruíz Santaella J., 1965. ***“Estudio Geológico del Campo Petrolero Chilapilla-José Colomo, Distrito Macuspana, Tabasco”***, Tesis de Licenciatura, ESIA IPN, p. 51-72.

Salas P. G., López Ramos E., 1951. ***“Geología y Tectónica de la Región de Macuspana, Tabasco y parte norte de Chiapas”***, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. III Enero-Febrero, No. 1 - 2, p. 3-56.

Santiago Acevedo J., 1955. ***“Geología del Subsuelo del Campo Petrolero José Colomo, Tabasco”***, Tesis de Licenciatura, ESIA IPN, p. 18-31.

Solís H., Aguilera L., Sosa, A., Caballero E., Reyes G., Granados O., Pinto, O., Escamilla, S., 2006. ***“Estudio Estratigráfico de la Caliza Macuspana en la Porción Sur de la Cuenca de Macuspana”***, Sesión Oral: Estudios de Plays, Simposium de Plays y Yacimientos de Aceite y Gas en Rocas Carbonatadas, Cd del Carmen Campeche.

Sosa Patrón, A.A., Hernández Mendoza, Aguilera Gómez, L.E., Miranda Peralta, L.R., 2001. ***“Plays Gasíferos del Neógeno de la Cuenca de Macuspana, Sur de México”***, Exploración y Desarrollo de Plays Gasíferos, Cuarta Conferencia Internacional Conjunta AMPG-AAPG, Vol. IV, Sesión Poster 2, Ponencia XIII, Veracruz México.

Sosa Patrón, A. A., Philp, P. R., Caballero García, E., 2001. ***“Caracterización Genética de los Gases de la Cuenca de Macuspana, Tabasco”***, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLIX Enero - Diciembre, No. 1-2, p. 143 y 144.

Society of Petroleum Engineers (SPE) and World Petroleum Council (WPC), 1997. ***“Petroleum Reserves Definitions”***.

Williams Rojas, C. T., 2006. ***“Generación de Prospectos en Plays Mesozoicos, Región Sur”***, Sesión Poster: Prospecto, Caracterización de Yacimientos y Evaluación, Simposium de Plays y Yacimientos de Aceite y Gas en Rocas Carbonatadas, Cd del Carmen Campeche.