



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA**

**“Evaluación Petrolera y Métodos de
Explotación en la Región Chiapas-Tabasco
(Caso de estudio del Campo Santuario)”**

TESIS

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

PRESENTA:

JUAN EDÉN CARAVEO AVALOS



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. JAVIER ARELLANO GIL**

MÉXICO, D.F.

SEPTIEMBRE, 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. JUAN EDÉN CARAVEO AVALOS
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-782

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 REGIÓN
CHIAPAS-TABASCO (CASO DE ESTUDIO DEL CAMPO SANTUARIO)**

INTRODUCCIÓN

- I GENERALIDADES**
- II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**
- III SISTEMA PETROLERO**
- IV MÉTODOS DE PERFORACIÓN**
- V 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 de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 25 de Junio de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS
DE LA TIERRA**

ASUNTO: Solicitud de Jurado para Examen
Profesional

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
P r e s e n t e**

Por medio del presente, se informa a usted que el (la) alumno (a):

NOMBRE	NÚMERO DE CUENTA	CARRERA
JUAN EDÉN CARAVEO AVALOS	403060597	ING. PETROLERO

Inscrito(a) en la modalidad de titulación denominada:

"TITULACIÓN POR TESIS"

ha cubierto los requisitos académicos necesarios para realizar su examen profesional, habiendo presentado como trabajo escrito la(el) (tesis, tesina, artículo académico, informe) con el siguiente título:

"EVALUACIÓN PETROLERA Y MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN EN LA REGIÓN CHIAPAS – TABASCO (CASO DE ESTUDIO DEL CAMPO SANTUARIO)"

Por lo anterior se solicita la realización del examen profesional correspondiente, para lo cual se designó el siguiente Jurado:

ASIGNACION	NOMBRE	RFC CON HOMOCLAVE
PRESIDENTE	ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS	VIVM3501017W7
VOCAL	ING. JAVIER ARELLANO GIL	AEGJ610320QZ6
SECRETARIO	ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE	MAAB430807K97
1ER. SUPLENTE	ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS	SEVO6510199Q5
2DO. SUPLENTE	ING. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS	COCA790826148

Se anexa en tres tantos la autorización correspondiente del trabajo escrito por parte de los sinodales.

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
CD. Universitaria, D.F. a 28 de Julio de 2009

EL JEFE DE LA DIVISIÓN


Dr. RICARDO J. PADILLA Y SÁNCHEZ

ENTERADO


SR. JUAN EDÉN CARAVEO AVALOS

AGRADECIMIENTOS

Este momento tan maravilloso no sería posible sin la bendición y cuidados del creador del universo, Gracias Dios por permitirme emprender un nuevo vuelo y poder compartirlo con mis seres queridos.

Gracias a mis padres por apoyarme y brindarme la oportunidad de ser un profesional, con todo el cariño y admiración del mundo para mi madre Lic. Irma Avalos García por entenderme y confiar en mí en todo momento, y a mi padre Ing. Hernán Caraveo Rodríguez por ser quien en un principio me ayudó a decidir mi carrera. Gracias a mis hermanos Irma Graciela, José Carlos y Diana Laura por compartir momentos de felicidad y tristezas, y por permitirme tener una infancia llena de recuerdos hermosos; a toda mi familia por sentirse orgullosos de mí y por confiar en mi esfuerzo.

De manera muy especial quiero agradecer a la mujer que ha llenado de amor y felicidad mi corazón y que ha sido parte imprescindible en mi vida Lic. Zaira Hernández Morán por todo lo que hemos hecho y por ser el motor que me ha impulsado para llegar aquí. También quiero dar las Gracias a la persona más importante en mi vida y por quien me he esforzado, de todo corazón y con un sentimiento inexplicable dedico este trabajo al amor de mi vida Juan Hernán Caraveo Hernández por ser quien me ha dado las fuerzas y ganas de salir adelante en todo momento.

Gracias a los Ing. Francisco Hernández e Ing. María Dolores Morán por ayudarme y confiar en mí, por todo el apoyo brindado en estos últimos años, también por ustedes hoy veo hecho realidad un sueño.

Gracias a mis compañeros por tratar de hacer las clases menos pesadas y a todos los que en algún momento me ayudaron a seguir adelante, explicándome las tareas y estudiando.

Al Ing. Javier Arellano Gil por darme la oportunidad de realizar este trabajo y por invertir su tiempo en la revisión y comentarios, de igual forma agradezco al jurado su valioso tiempo y sugerencias.

A todo el personal del Activo Integral Bellota-Jujo por colaborar con la información de este trabajo y por sus comentarios, de igual forma agradezco a la Ing. Raquel Santiago y al Ing. Chevanier por compartir sus ideas y ayudarme a comprender algunos conceptos.

Por último y no menos importante, quiero agradecer a mi Alma Mater la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi hogar en este camino y que me ha dejado un sentimiento de respeto y admiración hacia mi carrera y con México.

UNAM

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! GRACIAS TOTALES !!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

“Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Región Chiapas-Tabasco (Caso de estudio del Campo Santuario)”

	Páginas
RESUMEN.....	1
1. GENERALIDADES	3
1.1 UBICACIÓN	6
1.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN	9
1.2.1 Carreteras	10
1.2.2 Puertos	11
1.2.3 Ferrocarriles	11
1.2.4 Aeropuerto	12
1.3 OROGRAFÍA	13
1.3.1 Llanura costera	13
1.3.2 Sierra de Chiapas	14
1.4 HIDROGRAFÍA	16
1.4.1 Regiones hidrológicas de Tabasco	16
1.4.2 Aguas superficiales	17
1.4.3 Aguas subterráneas	19
1.5 CLIMA	19
1.6 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA	21
1.6.1 Yacimientos de gas y condensado	23
1.6.2 Yacimientos de aceite volátil	24
1.6.3 Yacimiento de aceite ligero	24
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	26
2.1 SEDIMENTOLOGÍA	28
2.2 ESTRATIGRAFÍA	30
2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	33
2.4 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	36
2.4.1 Introducción	36
2.4.2 Evolución paleogeográfica	38
3. SISTEMA PETROLERO	51
3.1 ROCA GENERADORA	54
3.2 ROCA ALMACENADORA	59
3.2.1 Albiano-Cenomaniano	61
3.2.2 Oxfordiano	62
3.2.3 Kimmeridgiano	64
3.3 ROCA SELLO	66
3.4 MIGRACIÓN	69
3.5 SINCRONÍA	71
3.5.1 Diagramas de sincronía	72
3.6 TRAMPAS	75
3.7 PLAYS	77
3.7.1 Riesgo en plays	78
3.7.2 Plays en las cuencas del Sureste	78
3.7.3 Plays en la región Chiapas-Tabasco	81

4. MÉTODOS DE PERFORACIÓN	85
4.1 HISTORIA DE LA REGIÓN SUR	85
4.1.1 Antecedentes de la exploración	86
4.1.2 Desarrollo y explotación	87
4.1.3 Esplendor del mesozoico Chiapas-Tabasco	88
4.2 TIPOS DE PERFORACIÓN	89
4.2.1 Perforación direccional controlada	89
4.2.2 Perforación horizontal	91
4.3 HERRAMIENTAS	92
4.3.1 Descripción del sistema de rotación	93
4.4 PROGRAMA DE PERFORACIÓN (POZO SANTUARIO-JC)	98
4.4.1 Antecedentes del Campo	98
4.4.2 Datos generales del Campo Santuario	100
4.4.3 Perforación del pozo Santuario-JC	101
4.4.4 Geopresiones y asentamiento de tuberías de revestimiento	102
4.4.5 Estado mecánico programado y características de la geometría del pozo	103
4.4.6 Objetivo de cada etapa	104
4.4.7 Problemáticas que se pueden presentar durante la perforación	105
4.4.8 El control de la verticalidad	105
4.4.9 Programa de fluidos de perforación	107
4.4.10 Control de sólidos	108
4.4.11 Programa de registros por etapa	109
4.4.12 Programa de tuberías de revestimiento	109
4.4.13 Cementaciones	110
4.4.14 Grafica de profundidad contra días de Operación	111
4.4.15 Programa de terminación del pozo Santuario-JC	112
4.5 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	114
4.6 PARÁMETROS PARA EL ÉXITO ECONÓMICO	115
4.6.1 Estimulación de pozos	116
4.6.2 Daño a la formación	116
4.6.3 Clasificación de las estimulaciones	118
4.6.4 Estimulaciones en carbonatos	121
4.6.5 Estimulaciones en arenas	121
4.6.6 Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento	122
5. DESARROLLO DE CAMPOS	126
5.1 DESARROLLO DEL CAMPO SANTUARIO	126
5.1.1 Etapas de explotación	128
5.2 ESTADO ACTUAL	128
5.3 MODELO PETROFÍSICO	130
5.3.1 Análisis de la unidad A-18	132
5.3.2 Análisis de la unidad A-21	133
5.3.3 Análisis de la unidad A-24	134
5.4 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	135
5.4.1 Factor de volumen del aceite (B_o)	136
5.4.2 Densidad del aceite (ρ_o)	137
5.4.3 Viscosidad del aceite (μ_o)	138
5.4.4 Factor de volumen del gas (B_g)	138
5.4.5 Densidad relativa del gas (γ_g)	139

5.4.6 Relación de solubilidad del gas en el aceite (R_s)	140
5.4.7 Presión de burbujeo (P_b)	141
5.5 SISTEMAS ARTIFICIALES	142
5.5.1 Bombeo Neumático	142
5.5.2 Bombeo Mecánico	143
5.5.3 Estudio técnico para optimizar equipo de bombeo mecánico	144
5.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	148
5.7 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	149
5.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA	151
5.8.1 Estudio financiero	151
5.8.2 Flujo de efectivo	152
5.8.3 Estructura de un flujo de efectivo	153
5.8.4 Método del Valor Presente	154
5.8.5 Evaluación económica del Campo Santuario	154
5.9 RESERVAS	155
5.9.1 Recursos prospectivos	156
5.9.2 Recursos contingentes	156
5.9.3 Reservas probadas	157
5.9.4 Reservas no desarrolladas	158
5.9.5 Reservas probables	158
5.9.6 Reservas posibles	158
5.9.7 Reservas del Campo Santuario.....	158
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFÍA	163

El área Chiapas-Tabasco es una de las provincias petroleras que a partir de 1970, ha permitido mantener y aumentar la plataforma de producción de aceite y gas a nivel nacional, ya que cuenta con campos petroleros gigantes pertenecientes a yacimientos en secuencias sedimentarias Mesozoicas y Terciarias, entre los mayores productores de la Región Sur, por lo que en el presente trabajo se describen los principales acontecimientos que permitieron la formación de dichos yacimientos, tomando como base la información geológica, geofísica y petrolera; de igual forma se describen los métodos de explotación y el desarrollo del Campo Santuario que se localiza en la Cuenca de Comalcalco.

En el primer capítulo se describen las generalidades del área a estudiar, es decir, se proporcionan datos de la ubicación; las vías de comunicación, mencionando las principales carreteras, los puertos y ferrocarriles; la orografía del terreno haciendo una descripción de la Llanura Costera del Golfo así como de la Sierra de Chiapas; la hidrografía de la región considerando los principales ríos y sistemas fluviales; se indican los principales climas que existen en el estado de Tabasco y Chiapas; también se presentará una breve reseña de los antecedentes petroleros de dicha región.

En el capítulo dos se desarrolla el marco geológico regional de Chiapas-Tabasco; se describe la sedimentología de las rocas que permitieron almacenar hidrocarburos y entraparlos en el lapso necesario de tiempo geológico; se presentan las columnas estratigráficas de las cuencas del sureste, y las principales Formaciones con las principales características sedimentarias y los cambios que sufrieron por la dolomitización; se describe la geología estructural de la región y de algunos campos, explicando las causas que originaron fallas, plegamientos, fracturamiento, etc.; también se describe la evolución geológica en el sureste mexicano y en consecuencia de la región Chiapas-Tabasco.

En el tercer capítulo se describe el sistema petrolero de las cuencas del sureste; en este caso se detallan las principales propiedades petrofísicas de las principales rocas generadoras del área; del mismo modo se describe a la roca almacenadora y a la roca sello; se presentan las principales teorías de migración expuesta por diversos autores; se presentan los diagramas de sincronía para Chiapas-Tabasco; también se exponen los principales tipos de trampa que están presentes en la cuenca de Comalcalco y se hace mención a las que proporcionan el mayor volumen de hidrocarburos. Por último se habla de los Plays que se estudian en la región sureste y en particular el perteneciente a Comalcalco, que es donde se ubica el Campo Santuario, que en esta ocasión en nuestro objeto de estudio.

El capítulo cuatro se describe la historia petrolera de la región sur, los antecedentes de exploración, los principales áreas de explotación y de la importancia que ha tenido y tiene la región de Chiapas-Tabasco en cuanto a la explotación petrolera; se describen los principales tipos de perforación que se han venido usando en el Campo Santuario; se explican las principales características de las herramientas y del equipo de perforación, desde la sarta de perforación hasta las barrenas y su importancia y funcionalidad; se presenta una breve reseña del Campo Santuario con los principales datos generales. En el caso práctico se expone el programa de perforación, el asentamiento de las tuberías de revestimiento, algunas recomendaciones, el objetivo

de cada etapa de perforación así como los problemas que se puedan presentar durante la misma, también se presenta el programa de fluidos de perforación con sus respectivas recomendaciones y las características la formación, así como de los fluidos esperados. La evaluación de la producción se presenta a través del índice de productividad y se indican las ecuaciones pertinentes que se utilizaron. Se describen los operaciones o acciones que nos ayuden a tener un éxito económico y la teoría de cómo alcanzar dicho éxito, que no es más que el simple hecho de obtener la mayor rentabilidad posible en nuestro proyecto de explotación de hidrocarburos; por último se proporciona información acerca de la practica denominada “perforación direccional con tubería de revestimiento” la cual, permite reducir los costos de perforación ya que se minimizan los tiempos y la cantidad de tubería para perforar, y esto representa una menor inversión.

El capítulo cinco se inicia con la descripción de la perforación de los pozos y como se ha llevado a cabo el desarrollo de los campos, se hace una pequeña introducción de los campos desarrollados en Comalcalco, para proceder al Campo Santuario, la mayoría de la información expuesta en este capítulo ha sido brindada por el Activo Integral Bellota-Jujo; se presenta cual es el estado actual del campo, las historias de producción, datos que sirven para estimar la declinación del campo, también se describe a las principales variables que nos ayudan a desarrollar un modelo petrofísico y las características de las principales arenas productoras del Campo Santuario; se exponen las principales propiedades de los fluidos del yacimiento que se lleva a cabo por el Departamento de Ingeniería de Yacimientos con el objetivo de poder explotarlo de la mejor manera; se describe a los sistemas artificiales aplicados en los pozos del Campo Santuario y las ventajas y desventajas que presentan; se hace un pequeño estudio acerca de los pronósticos de producción del Campo, al realizarse perforaciones de nuevos pozos y aumentar la producción, dicho estudio contempla desde el 2009 hasta el 2027; la finalidad que se tiene con este proyecto es que se sea rentable, reduciendo la inversión y maximizando las ganancias, y para esto se realiza una evaluación económica; todo lo anterior se hace con base en las reservas del campo, se proporciona información de las reservas para el Campo Santuario lo que permite de cierta forma, tener elementos para la aprobación del administrador del Activo y de esta manera obtener financiamiento para realizar todas las operaciones requeridas.

GENERALIDADES

En la región que comprende los estados de Chiapas y Tabasco aflora una amplia secuencia sedimentaria del Mesozoico y Cenozoico, constituida principalmente por rocas que se formaron en ambiente marino, las cuales fueron deformadas por lo que se encuentran plegadas y afalladas. Esta secuencia descansa sobre un basamento cristalino del Precámbrico y Paleozoico que aflora al suroeste de la misma región, en donde las rocas cristalinas de estas Eras Geológicas forman un complejo batolítico y metamórfico que constituye el núcleo de la sierra del Soconusco.

En gran parte del borde nororiental de la Sierra de Soconusco aflora una importante secuencia continental formada por areniscas, conglomerado, limolita y lutitas de color rojo, cuyos afloramientos alcanzan la zona del Istmo de Tehuantepec y aun el borde Oriente del sector Sur de la Sierra Madre Oriental. Esta secuencia ha sido denominada como Formación Todos Santos, y constituye la base del paquete Mesozoico que aflora principalmente en Chiapas. La mayor parte de los autores le han asignado a esta formación un intervalo estratigráfico que varía del Triásico al Jurásico Temprano (Mullerried, 1957; Gutiérrez, 1956; Castro et al., 1975; López Ramos, 1979).

En la parte central de la Sierra de Chiapas, sobre la Formación Todos Santos, descansa una secuencia sedimentaria marina del Jurásico Superior que está formada por calizas de facies someras con algunas intercalaciones de sedimentos continentales. La secuencia del Tithoniano corresponde con un ambiente de plataforma abierta con fauna pelágica, sobre todo en la zona donde convergen los estados de Chiapas, Oaxaca y Veracruz, en tanto que al sureste de Chiapas las facies se vuelven más arenosas (Castro et al., 1975).

Viniegra (1971) interpretó la existencia, durante el Oxfordiano, de una gran cuenca salina que ocupaba gran parte de la actual Sierra de Chiapas, la llanura Costera del Golfo Sur y la plataforma continental de Tabasco, Figura 1.1. Estos depósitos salinos jugaron un papel muy importante en la deformación de la secuencia Mesozoica posterior y en el desarrollo de trampas petroleras. Actualmente estos cuerpos de sal forman dos grandes levantamientos a los que Viniegra (1981) denominó Domo de Campeche y Domo de Jalpa, Figura 1.1. En las zonas petroleras de Tabasco y Campeche, PEMEX ha perforado secuencias del Jurásico Superior, principalmente con facies de plataforma y talud, de las que ha obtenido producción petrolera.

Al intervalo Albiano-Cenomaniano corresponden los depósitos de caliza que afloran ampliamente en la zona central del estado de Chiapas, y revelan ambientes de banco y plataformas aisladas en aguas someras, Figura 1.2. En estas edades los mares transgredieron numerosas áreas erosionadas durante el Barremiano-Aptiano y alcanzaron a cubrir las rocas cristalinas de la Sierra de Soconusco.

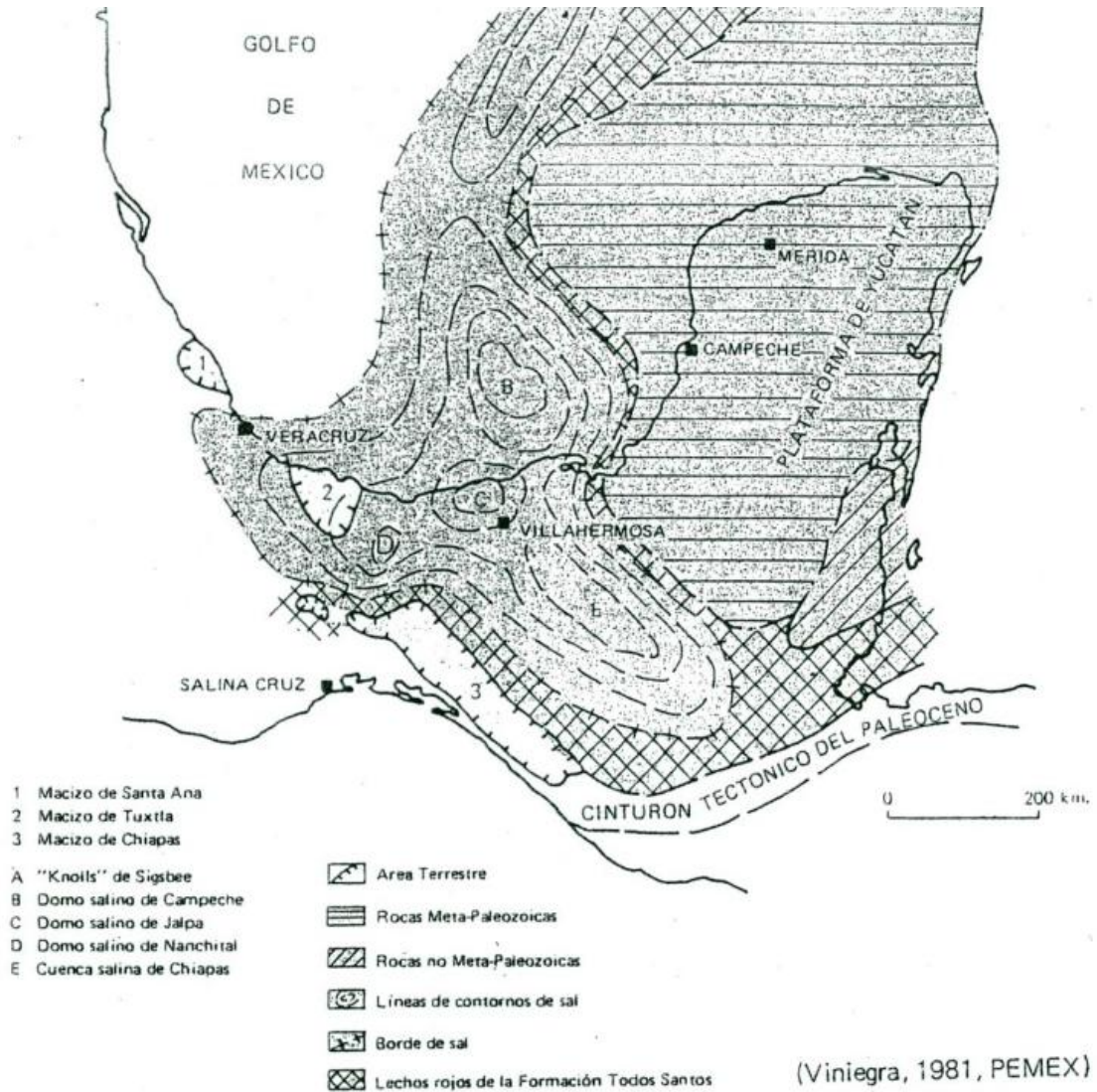


Figura 1. 1 El área Chiapas -Tabasco durante el Oxfordiano (Tomado de Viniegra, 1981).

Estas secuencias del Cretácico Inferior que afloran ampliamente en Chiapas, se pierden debajo de los depósitos Terciarios en el área de Tabasco y Campeche, en los que se ha obtenido producción. En el subsuelo de estas últimas regiones las secuencias reportadas por Petróleos Mexicanos revelan facies de talud, que muestran la persistencia del patrón sedimentológico del Neocomiano-Aptiano y de la existencia continuada de la gran plataforma calcárea Yucateca para el Albiano-Cenomaniano.

En la parte central de Chiapas también afloran cuantiosos sedimentos calcáreos del Cretácico Superior, que muestran facies de banco con calizas prearrecifales y fragmentos de rudistas. En el área de Reforma fueron expuestas y erosionadas las orillas de la plataforma Calcárea durante el Cretácico Superior, por lo que en algunos pozos de Petróleos Mexicanos de esta área se encontró sobreyaciendo al Paleoceno sedimentos del Albiano-Cenomaniano (Viniegra, 1981).

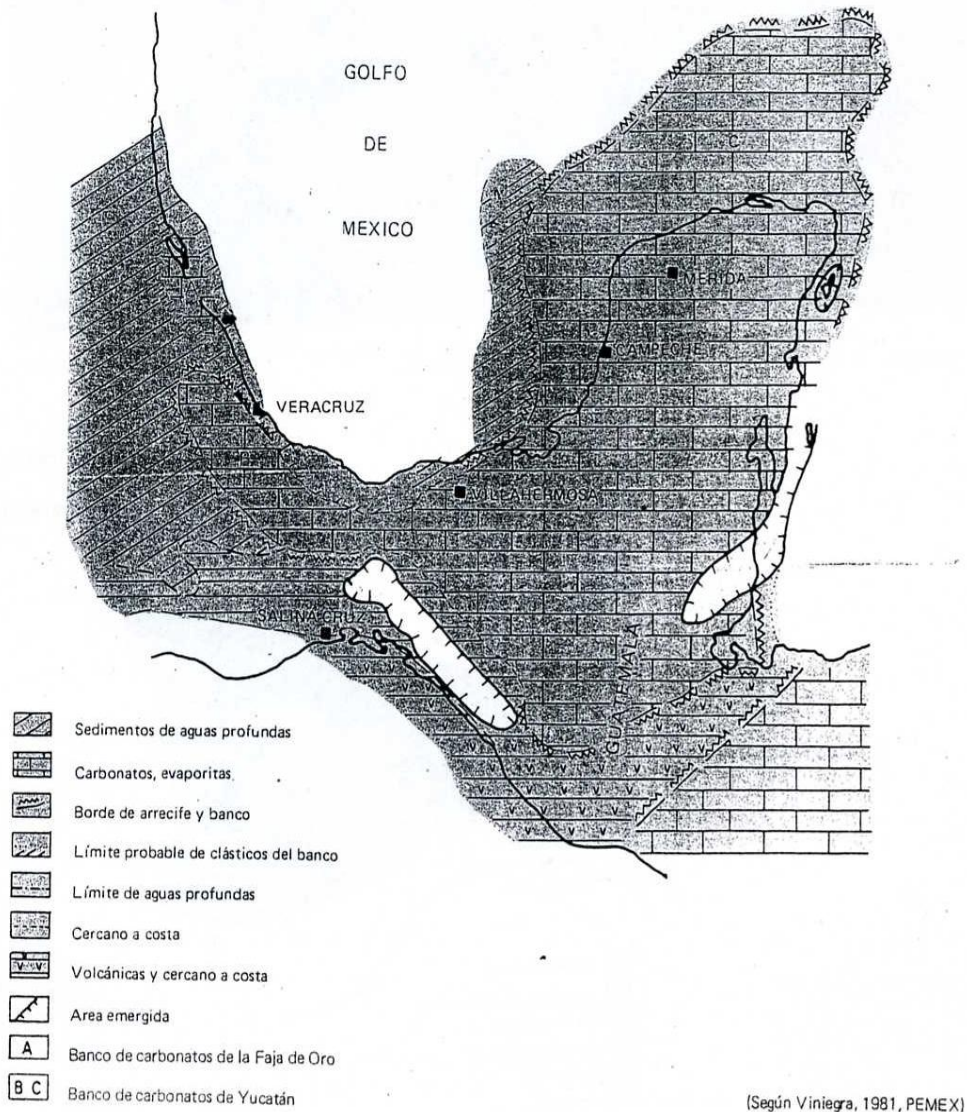


Figura 1. 2 Distribución de facies en el área Chiapas –Tabasco durante el Albiano-Cenomaniano (Tomado de Viniestra, 1981).

Durante el Terciario se inicia, en gran Parte de Chiapas y Tabasco, la sedimentación terrígena marina, la cual es producto de la erosión de las zonas donde ocurrió el levantamiento, como ocurre en la porción occidental de México; en el Paleoceno la deformación originó el plegamiento de la Sierra Madre Oriental. En el subsuelo de la Llanura Costera del Golfo se desarrollaron dos cuencas Terciarias (Comalcalco y Macuspana) separadas por un alto, formado por el "Horst de Villahermosa", resultado del fallamiento normal del anticlinorio de Chiapas. Este anticlinorio está seccionado por fallas normales al pie de la sierra, lo que ha ocasionado su hundimiento en la Llanura Costera del Golfo.

1.1 UBICACIÓN

El área de Chiapas-Tabasco cuenta aproximadamente con una extensión territorial de 9000 Km², se ubica en el Sureste de la República Mexicana en los estados de Tabasco y Chiapas, aproximadamente entre las coordenadas geográficas 91° a 95° de longitud al oeste de Greenwich y de 16° a 20° de latitud norte y está localizada entre las Cuencas de Macuspana y Salina del Istmo. Al Sur se encuentra limitada por la Sierra de Chiapas y al Norte por la costa del Golfo de México, Figura 1.3.

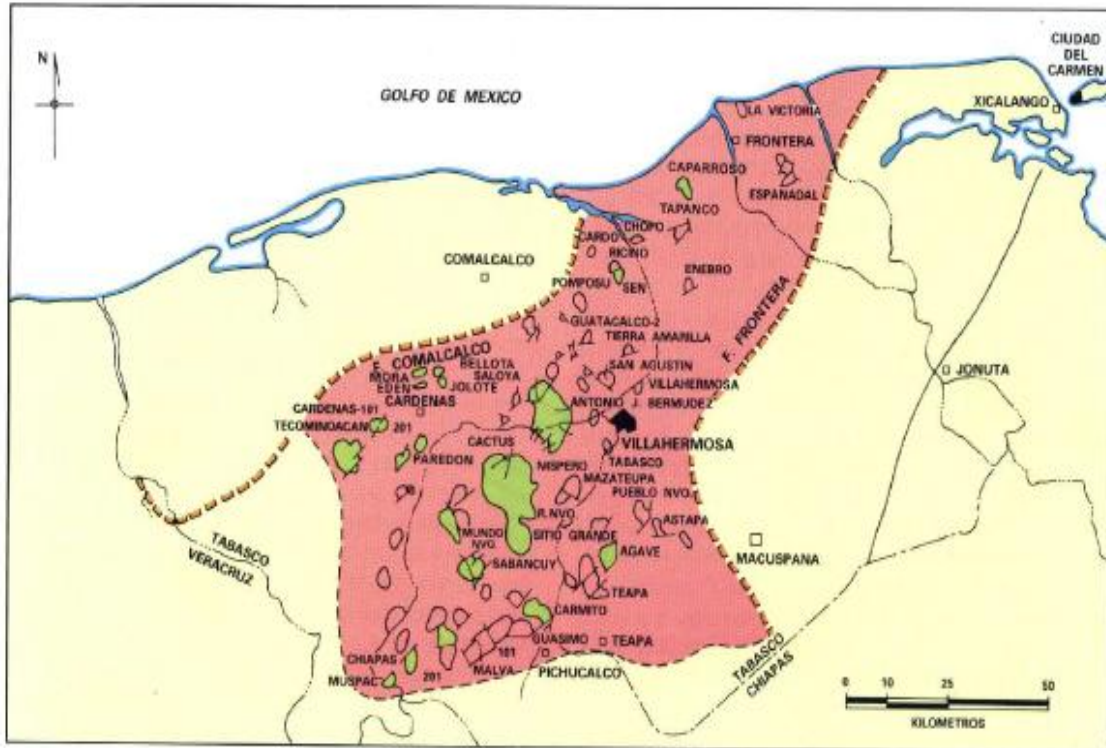


Figura 1.3 Área Chiapas –Tabasco (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

Tabasco comparte con los estados de Veracruz, Chiapas y Campeche terrenos de la Llanura Costera del Golfo Sur, y con Chiapas, los de la provincia denominada Sierras de Chiapas y Guatemala. El desarrollo histórico-geológico del territorio Tabasqueño, determinado por eventos estratigráficos y estructurales del Mesozoico y Cenozoico, han dado lugar a una gruesa secuencia sedimentaria sobre la que se ha configurado el actual paisaje del estado. Los factores geológicos que han influido en el modelado del relieve de esta región son: el tectonismo en sus fases de plegamiento y dislocación del paquete rocoso, que se manifiesta en el subsuelo y en las sierras de Chiapas y Guatemala, y el relleno de Cuencas marinas y lacustres con aportes de materiales terrestres transportados por una compleja red de corrientes superficiales, que depositaron sedimentos en la Llanura Costera y en el Golfo de México.

El límite entre la planicie costera y la Sierra de Chiapas está claramente marcado por un cambio de relieve local, que se manifiesta por lomeríos con suave pendiente en la planicie

contra un relieve abrupto en la sierra en la que aflora un grueso paquete de calizas competentes, plegadas y fracturadas intensamente; la porción serrana está formada por cordones montañosos orientados hacia el noroeste, separados por valles intermontanos angostos, que conservan la misma orientación de las estructuras de plegamiento y dislocación. La Llanura Costera del Golfo Sur es una entidad que está plenamente desarrollada, con una red de drenaje de grande a mediana densidad, bien integrada, excepto en algunas porciones al sur y sureste de Villahermosa. En esta provincia, que ocupa la mayor parte de Tabasco, destacan los fenómenos relacionados con depósitos fluviales, lacustres, palustres y litorales. En Tabasco las rocas más antiguas que afloran son del Mesozoico (Cretácico Superior), que por su constitución litológica indican la existencia de una plataforma donde las aguas someras y tranquilas propiciaron el depósito de sedimentos carbonatados biogénicos.

Los depósitos del Cuaternario son los más extensos en la Llanura Costera del Golfo, Figura 1.4, entre ellos destacan los palustres, aluviales, litorales y lacustres. Todos éstos se manifiestan como testigos del desarrollo de los ambientes sedimentarios, desde el Plioceno hasta el presente.



Figura 1.4 Mapa geológico regional de Tabasco (INEGI, 2009).

En décadas recientes, los estudios realizados por Petróleos Mexicanos, han dado resultados espectaculares en lo que se refiere a la exploración y producción petrolera, al ser descubiertos campos gigantes de hidrocarburos en territorio Tabasqueño y Chiapaneco, algunos ubicados en el límite de estos estados. Las profundidades de los pozos perforados fluctúan desde los 2,700 hasta 5,500 m y han permitido explotar aceite crudo, gas y condensados. La mayor producción proviene de rocas dolomitizadas del Jurásico y Cretácico de plataforma y talud de plataforma y bancos calcáreos.

En esta provincia se localizan las rocas más antiguas que afloran en Tabasco, mismas que pertenecen al Cretácico Inferior y Superior; son rocas carbonatadas (calizas) de origen marino, de plataforma, con fósiles índices del Albiano y se encuentran dolomitizadas y fuertemente fracturadas.

Durante el Terciario Inferior (Eoceno), en un ambiente litoral, se depositaron discordantemente sobre los sedimentos del Paleoceno terrígenos con alternancias de capas clásticas de espesor variable (areniscas, lutitas, limolitas y conglomerados), que contienen fragmentos de caliza; estos depósitos indican inestabilidad en los terrenos de donde provenía el material terrígeno.

En el Oligoceno (Terciario Inferior) las aguas marinas cubren parte del territorio tabasqueño para dejar depósitos de calizas de plataforma, con gran influencia terrígena, que aparecen discordantes sobre los sedimentos del Eoceno.

Los afloramientos rocosos más abundantes en el estado de Chiapas son de origen sedimentario, éstos cubren una superficie aproximada del 64%, el suelo ocupa 18.5%, las rocas ígneas intrusivas 14.6%, las rocas ígneas extrusivas con 2.15% y las rocas metamórficas con 0.22% de la superficie estatal; las rocas más antiguas son de aproximadamente 375 millones de años, correspondiendo al Paleozoico, cubren 16.09% del estado y son del tipo ígneo intrusivo, sedimentarias y metamórficas; se localizan en una franja con dirección NW-SE paralela a la línea de costa.

Las secuencias del Mesozoico abarcan la mayor parte de la entidad, el Jurásico (180 millones de años) es el menos extenso, con 0.16%, es del tipo sedimentario y se ubica al Noroeste del estado; el Triásico-Jurásico (200 millones de años) cubre 2.69% del territorio Chiapaneco, es de origen sedimentario, y los afloramientos están alineados de NW-SE siguiendo una línea paralela a la costa y, el Cretácico (135 millones de años) el más extenso con 42.49%, sus rocas son sedimentarias y se encuentran principalmente del Centro hacia el Norte y del Oeste al Este, intercalándose con rocas del Terciario y Cuaternario (63 millones de años); el Terciario está representado por rocas sedimentarias e ígneas extrusivas con una cobertura de 20.03%, se localizan en la parte Central y Norte de la entidad con dirección NW-SE; el Cuaternario ocupa una superficie de 18.54%, sus afloramientos son generalmente suelos y rocas ígneas extrusivas, diseminadas por toda la entidad, sin embargo, las unidades litológicas más representativas se sitúan en el Oriente y en una franja paralela a la línea costera, Figura 1.5.



Figura 1.5 Mapa geológico de Chiapas (INEGI, 2009).

1.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN

Desde la época prehispánica la red de comunicaciones del estado de Tabasco se empezó a desarrollar con rutas dirigidas hacia Tenochtitlan. Se le puede considerar como una zona donde las características geográficas, que corresponden con una topografía plana y su comunicación directa con el mar, han facilitado el incremento de sus vías de comunicación, tanto en lo referente a carreteras, vías férreas y aeropuertos, así como en la comunicación marítima y fluvial.

El estado de Tabasco cuenta con una amplia red de comunicaciones que permiten arribar a él desde cualquier punto del país, por carretera, avión, vía fluvial o ferrocarril.

1.2.1 CARRETERAS

Cuenta con 5,686 kilómetros de carreteras, de las cuales 607.1 kilómetros son carreteras troncales federales pavimentadas; 2,111.2 kilómetros de carreteras alimentadoras estatales pavimentadas; y 2,968.1 kilómetros de caminos rurales (302 kilómetros pavimentadas y 2,666.1 kilómetros revestidas). Las carreteras más importantes con que cuenta el estado son: Coatzacoalcos – Villahermosa; Tuxtla Gutiérrez – Villahermosa; Escárcega – Villahermosa; y Cd. del Carmen – Frontera – Villahermosa, Figura 1.6.

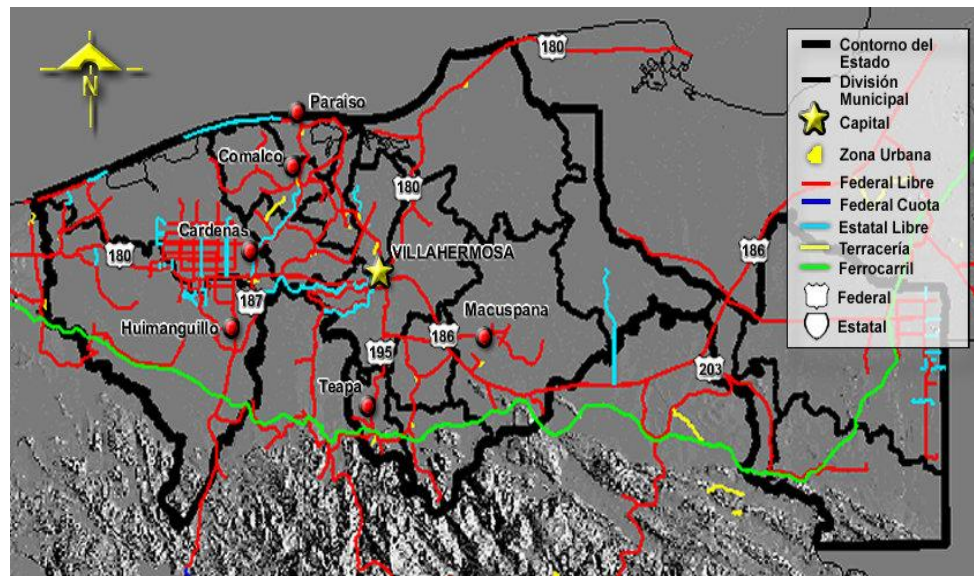


Figura 1.6 Mapa de las principales carreteras del estado de Tabasco (INEGI, 2009).

El estado de Tabasco cuenta con una adecuada red de carreteras, dentro de ésta, destacan cuatro rutas federales que comunican internamente a la entidad, lo mismo que con los estados vecinos. La carretera federal No. 180 recorre la zona costera del Golfo de México, desde Matamoros, Tamaulipas, hasta Puerto Juárez, Quintana Roo. A través de este eje la ciudad de Villahermosa queda comunicada por el oeste, noroeste y norte con Coatzacoalcos, Veracruz; Tampico y la ciudad fronteriza de Matamoros, Tamaulipas; y por el este y noreste con Ciudad del Carmen, Campeche; y Mérida, Yucatán entre otras.

La ruta que va de Villahermosa a Campeche, vía Escárcega, une las poblaciones de Macuspana y Emiliano Zapata; en este tramo penetra en la porción Noreste de Chiapas y pasa por Catazajá, de donde parte un ramal hacia la zona arqueológica de Palenque. La carretera que parte del Puerto La Ceiba y llega a la presa de Malpaso o Netzahualcóyotl, cruza la zona agrícola más importante del estado; en su recorrido pasa por las localidades de Paraíso, Comalcalco, Cárdenas, Huimanguillo y estación Chontalpa.

La capital estatal tiene comunicación con Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, por medio de la carretera No. 195, la cual une también a las poblaciones de Teapa y Pichucalco, entre

otras. De estos ejes se desprenden una serie de ramales pavimentados, revestidos, de terracería y brechas, que se distribuyen por todo el estado y lo comunican internamente. En Chiapas actualmente se cuenta con una longitud de 20,270 kilómetros de longitud de carreteras, de los cuales 4,659 son pavimentadas, 15,057 revestidas y 564 terracerías; comunican a las cabeceras municipales con las pequeñas comunidades dispersas y con las localidades concentradoras de servicios.

1.2.2 PUERTOS

En lo referente a obras portuarias, está el puerto de Frontera que hace 20 años aproximadamente fue la mejor vía para la entrada y salida de productos en la entidad. Actualmente conserva instalaciones importantes como son las de Pemex, que se utilizan para la comercialización del combustible. Asimismo para llegar al estado se cuenta con los puertos de: Dos Bocas, Frontera, Sánchez Magallanes, Chiltepec y el de Tonalá que corresponde territorialmente al estado de Veracruz, pero su administración se lleva a cabo en el estado de Tabasco, Figura 1.7. Por vía fluvial a través de los ríos Grijalva y Usumacinta se puede llegar hasta los municipios de Tenosique, Balancán, Emiliano Zapata, Jonuta, Centla.



Figura 1.7 Puerto de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco (apidosbocas, 2009).

1.2.3 FERROCARRILES

El ferrocarril ha jugado un papel muy importante tanto en la economía como en el crecimiento comercial y urbano, no sólo en el estado de Tabasco sino en todo el país. Se cuenta con una línea que cruza de Oeste a Este la porción Sur de Tabasco, algunas de las estaciones que se localizan en ella son las de Chontalpa, Macuspana, El Águila y San Pedro. Este medio de transporte da salida a los productos, tanto agrícolas como ganaderos en el estado. Cuenta con 315 kilómetros de longitud de vías férreas, con lo que se facilita el enlace entre las regiones del estado y con el resto del país. En 1996, la red ferroviaria estaba constituida de 84.5% de vías troncales y ramales, 9.5% de tipo secundario y sólo 6.0% de particulares.

Por este medio se transporta anualmente un promedio de 523 mil 468 toneladas de carga, de las cuales el 61.2% corresponde a productos industriales. Se cuenta con servicio urbano de pasajeros, transporte rural a través de cooperativas de transporte y servicio de transporte del sector privado con unidades de primera y segunda clase, Figura 1.8.

En Chiapas la red ferroviaria tiene una longitud de 510 Kilómetros, entre troncales, ramales, secundarias y particulares. Al igual que en el resto del país y por iniciativa del Gobierno Federal, el transporte ferroviario está en un proceso de invitación a la iniciativa privada para participar en la modernización.



Figura 1.8 Ferrocarril en Teapa, Tabasco (Municipios de Tabasco, 1999).

1.2.4 AEROPUERTO

A 15 kilómetros de la capital del Estado por la carretera Villahermosa – Macuspana – Escárcega se localiza el aeropuerto internacional “C.P.A. Gustavo Rovirosa” donde operan compañías nacionales e internacionales brindando el servicio de pasajeros y de carga a las ciudades más importantes del país, así como a la Habana, Cuba y Estados Unidos de Norte América.

El aeropuerto internacional en la ciudad de Villahermosa, junto con las aeropistas localizadas en Balancán, Ciudad Pemex, Comalcalco, Emiliano Zapata, Jonuta, Macuspana, Puerto Álvaro Obregón, Rosario, Teapa y Tenosique, complementan la red de comunicaciones de la entidad.

Los dos aeropuertos de Tuxtla Gutiérrez están siendo mejorados en tecnología y capacidad; del mismo modo, ya están siendo instaurados cambios de fondo para operar perfectamente los aeropuertos de Tapachula, Palenque, Comitán y San Cristóbal de la Casas. Si se agregan a esta infraestructura los diversos y funcionales aeródromos de la entidad, se reconocerá a este medio como uno de los más eficientes de Chiapas.

1.3 OROGRAFÍA

El relieve del estado de Tabasco guarda una estrecha relación con la geología de la región. La mayor parte de su territorio queda comprendido dentro de la provincia fisiográfica llamada Planicie Costera del Golfo, y sólo una pequeña porción del Sur, en la cual se localizan las poblaciones de Teapa, Tacotalpa, Tapijulapa, Puxcatán y Lomas Tristes, corresponde a la zona de montañas bajas.

La Llanura Costera del Golfo, está conformada por lomeríos, que se constituyen principalmente de sedimentos aluviales depositados por la gran cantidad de ríos que atraviesan el estado, para desembocar en el Golfo de México. El 95.57% de la superficie estatal se incluye dentro de esta región, formando la subprovincia de las Llanuras y Pantanos Tabasqueños. Una pequeña porción, en la parte meridional del estado, se encuentra en la provincia de las Sierras de Chiapas y Guatemala, a la que corresponde un relieve más accidentado, de montañas bajas, no mayores a los 1000 msnm. El 2.91% de la superficie estatal corresponde a la subprovincia de las Sierras del Norte de Chiapas, que se extiende en la parte meridional de los municipios de Huimanguillo, Macuspana, Tacotalpa y Teapa y el 1.52% corresponde a la subprovincia de las Sierras Bajas del Petén, en el municipio de Tenosique. Las áreas de mayor relieve se encuentran en el sistema plegado de Chiapas, que posee una orientación Noroccidental y está constituido principalmente por calizas de edad cretácica.

En el plano tectónico regional, se trata de un territorio complejo, bajo la influencia de la zona de subducción de la margen pacífica de Centroamérica y de la zona de falla Polochic-Motagua que corta al continente transversalmente, del Océano Pacífico al Caribe, entre el extremo sur de Chiapas y el territorio guatemalteco. Los testigos de la actividad tectónica actual son la fuerte sismicidad y los volcanes que han tenido actividad recientemente, que aunque escasos, han sido importantes en tiempos históricos, entre ellos el Chichonal y el Tacaná.

1.3.1 LLANURA COSTERA

Esta provincia se caracteriza por su suave relieve, casi plano, con altitudes menores de 100 metros, las cuales están cortadas por amplios valles, resultado de la acumulación de grandes depósitos fluviales en diferentes medios, como el lacustre, palustre y litoral. Este relieve presenta extensas planicies de inundación y lagunas, entre las que destacan La Machona, Mecoacán, Sitio Grande y El Rosario.

La llanura costera es una planicie sedimentaria cuyo origen está íntimamente relacionado con la regresión del Atlántico, iniciada desde el Terciario Inferior y debida a procesos tectónicos y al relleno gradual de la cuenca Oceánica, donde fueron acumulados grandes volúmenes de materiales rocosos provenientes del continente. El rejuvenecimiento continuo de la plataforma costera ha permitido la erosión subsecuente de los depósitos marinos Terciarios, que actualmente tienen poca elevación sobre el área, Figura 1.9.



Figura 1.9 Llanura Costera del Golfo en Paraíso, Tabasco (Municipios de Tabasco, 1999).

El límite Norte de la planicie costera lo forma el Golfo de México y el Sur lo marca una línea que corresponde al frente de la montaña y que va de Tenosique hacia el Poniente pasando por Palenque, Salto de Agua, Tacotalpa, Pichucalco, Sotalito y Dolores, localidades de los estados de Tabasco, Chiapas y el sur de Veracruz. Sólo algunas lomas de escasa altura se encuentran en las porciones media y norte. Las llanuras se componen en su mayor parte de materiales de acarreo; contienen enormes pantanos y en la temporada de lluvias se forman lagunas de poca profundidad y gran extensión. El estado de Tabasco se encuentra formado por llanuras bajas y húmedas de origen aluvial, efecto de la acción de los ríos; en la zona de la Chontalpa y parte de los municipios de Centla y Jonuta, hay depresiones pantanosas e inundables, tanto por las avenidas de los ríos como por las aguas que atraen perturbaciones ciclónicas y abundantes lluvias. La mayor parte del territorio es una planicie que se extiende a la vista, sin obstáculo alguno, hasta el horizonte. Al sur hay algunas elevaciones que forman parte de la meseta central de Chiapas. Entre los cerros más importantes se encuentran El Madrigal, que tiene aproximadamente 900 metros de altura sobre el nivel del mar; La Campana, La Corona y Poaná en Tacotalpa; Coconá en Teapa, Mono Pelado en Huimanguillo y El Tortuguero en Macuspana. La mayor parte del territorio tabasqueño cuenta con elevaciones no superiores a los treinta metros sobre el nivel del mar.

1.3.2 SIERRA DE CHIAPAS

Está formada por sierras constituidas de rocas sedimentarias marinas del Mesozoico, principalmente calizas intensamente plegadas con los ejes estructurales orientados predominantemente Este-Oeste y afectadas por afallamiento en ese mismo sentido. En la subprovincia del Norte de Chiapas predominan las calizas, y también se pueden encontrar diversos tipos de materiales recientes, además, asociadas con el Volcán Chichón, cerca de Pichucalco, hay afloramientos de rocas lávicas y un cuerpo intrusivo. Tal diversidad litológica le confiere a las sierras de Chiapas un relieve complejo. En el Estado, dicha subprovincia ocupa una superficie aproximada de 1557 Km², que corresponde a la porción Sureste del municipio de Las Choapas. En esta zona los sistemas de topofomas más representativos son denominados sierras complejas, aunque también hay lomeríos suaves y valles abiertos, los cuales están constituidos de sedimentos arcillo-arenosos.

La estructura de la sierra de Chiapas está constituida por amplios espesores de rocas sedimentarias plegadas e incluyen estratos desde el Pensilvánico hasta el Neógeno (López Ramos, 1981), aunque en algunas zonas predominan las calizas cretácicas. Los pliegues tienen mayor desarrollo hacia el Sur, en contacto con el sistema montañoso conocido como macizo de Chiapas, donde se presentan las elevaciones mayores. Los plegamientos se van reduciendo gradualmente al Noreste hasta desaparecer en la planicie costera de Tabasco con pliegues buzantes. Aunque las estructuras geológicas de pliegues continúa en el subsuelo en esta dirección, se encuentran sepultadas a diferentes profundidades (López Ramos, op.cit.).

Los pliegues anticlinales tienen una expresión directa en el relieve con sus ejes orientados al noreste; están constituidos esencialmente por calizas cuya edad varía del Cretácico temprano al tardío. La formación de montañas en la región se relaciona con la dinámica entre las placas de Cocos, Norteamericana y del Caribe, que han ocasionado dos fases de deformación que originó los pliegues de las secuencias del Paleozoico Tardío, Mesozoico y Cenozoico. Sobre las orogenias que produjeron los pliegues se han reportado dos etapas de deformación principales (INEGI, 1985). En primer término, durante el Cretácico Temprano y hasta el Eoceno Temprano, se produjo la orogenia Larámide, formando los plegamientos ya mencionados con sistema de falla de corrimientos laterales y normales, con dirección Noreste. Posteriormente, con la orogenia Chiapaneca se originó un sistema de pliegues y fallas de corrimientos laterales y normales con dirección Este-Oeste.

Los estudios geológicos realizados por PEMEX, confirmados por perforaciones de pozos petroleros, han conducido a la postulación de que grandes cuencas salinas ocupaban gran parte de la Llanura Costera y parte de la Sierra de Chiapas durante el Jurásico Superior. Estos depósitos salinos jugaron un papel muy importante en la deformación de las rocas del Mesozoico y Cenozoico, y han influido fuertemente en el desarrollo de trampas estructurales, donde se acumularon hidrocarburos que PEMEX explota en esta región. Hacia el Sur hay algunas elevaciones que constituyen las estribaciones de la Sierra Madre de Chiapas, Figura 1.10.



Figura 1.10 Sierra de Chiapas (CNA, 2008).

1.4 HIDROGRAFÍA

Tabasco es la entidad de la República Mexicana que presenta un mayor escurrimiento de agua a lo largo del año, por lo cual, en el estado se aprovecha menos del 5% del agua disponible al año para consumo humano. El estado se localiza en la cuenca hidrográfica del sistema Grijalva-Usumacinta; siendo el Río Usumacinta, Figura 1.11, el más caudaloso del país, ocupando el segundo lugar a nivel nacional; este sistema incluye innumerables afluentes de mayor o menor importancia, como los ríos Carrizal, Mezcalapa, el sistema San Pedro-San Pablo; así como una gran cantidad de lagunas y albuferas diseminadas por todo el territorio, que se conectan con las corrientes en época de crecida.



Figura 1.11 Río Usumacinta en Tenosique, Tabasco (E. Torruco, 2007).

El volumen medio anual descargado por el sistema Grijalva-Usumacinta al Golfo de México es de 125 mil millones de metros cúbicos; esta cifra representa el 35% del escurrimiento acuífero del país. Algunos caudales importantes que quedan fuera de este sistema, son los ríos Tonalá y Tancochapa, que sirven de límite entre Tabasco y Veracruz; el río González, brazo del Mezcalapa que desemboca al Golfo por la barra de Chiltepec, en el municipio de Paraíso; y algunos ríos menores en la Chontalpa, formados por el exceso de agua acumulado en los pantanos de la zona.

1.4.1 REGIONES HIDROLÓGICAS DE TABASCO

El estado de Tabasco es la región del país donde se localiza la red hidrológica más compleja; así como es la que registra mayores precipitaciones. Aquí, a diferencia de otras entidades de la República, es el excedente y no la falta de agua lo que ocasiona problemas, pues se carece de infraestructura adecuada para drenarla, Figura 1.12. La abundancia de escurrimientos superficiales con una distribución aparentemente desordenada, ha dado lugar a la formación de cuerpos de agua de variadas dimensiones, lo mismo que a pantanos y llanuras de inundación poblados por vegetación hidrófila, como mangle, popal y tule.

Uno de los aspectos que caracteriza a los ríos del territorio tabasqueño -considerado una llanura costera de levantamiento- es la formación de meandros (cursos sinuosos), debido al terreno plano y al abundante acarreo de materiales. Esta particularidad está íntimamente ligada con las inundaciones provocadas por la continuidad de las lluvias a lo largo de más de ocho meses. En virtud de lo anterior, una extensión considerable del estado da la apariencia de estar compuesto por una serie de lagos con islas.



Figura 1.12 Regiones hidrológicas de Tabasco (Wikipedia, 2009)

1.4.2 AGUAS SUPERFICIALES

El Estado de Tabasco merece especial atención desde el punto de vista hidrológico, ya que en él se desarrolla un sistema de escurrimiento complejo, que vincula entre sí una serie de fenómenos de carácter geológico, climático y biológico, los cuales tienen respuesta en una variedad de procesos geomorfológicos y sedimentológicos complicados. La llanura costera del Sureste del Golfo de México cuenta con una saturada red de escurrimientos, llanuras deltaicas, sistemas lagunares, esteros, marismas, etc., que se extienden a lo largo del litoral en una distancia de más de 160 km., entre los ríos Tonalá, San Pedro y San Pablo. 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. Las diferentes formaciones en la llanura costera son consecuencia en gran medida de los depósitos de los ríos Usumacinta, Grijalva y Mezcalapa que han formado extensas zonas de marismas y en sus desembocaduras deltas, que están relacionados con los sistemas lagunares.

Formación de Meandros en el Curso Bajo de los Ríos Mezcalapa, Usumacinta y Grijalva

Los cursos sinuosos en los escurrimientos que han dado origen a los sistemas de meandros y cauces abandonados, se deben en parte a las características topográficas del terreno, que generalmente no presenta elevaciones o desniveles, los cuales condicionan el curso de los ríos; así como a los fenómenos de depositación que han ido relleno los

propios cauces provocando que los escurrimientos divaguen e invadan los terrenos adyacentes 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 - evidencia de su madurez- originando extensas llanuras de inundación.

Desembocaduras Deltaicas y Marismas Formadas por los Ríos Mezcalapa y Usumacinta

Los ríos Mezcalapa y Usumacinta forman desembocaduras de carácter deltaico, que consisten en la bifurcación de los escurrimientos en varios canales antes de llegar al mar; esto ha dado lugar a la formación de marismas. En esta área hay un gran número de pantanos y lagunetas de fondos someros, los cuales están interconectados por una cantidad considerable de canales que drenan hacia dichas formaciones o hacia los brazos activos del río Mezcalapa, según la época del año.

Formación de los Sistemas Lagunares de El Carmen -Pajonal, Machona y Mecoacán

La presencia de este tipo de morfología litoral en las costas de la entidad se ve favorecida en gran parte por el tipo de desembocaduras mencionadas. Las albuferas que integran estos sistemas lagunares deben su origen a fenómenos de regresión marina y a procesos de sedimentación fluvio-terrestre, que se desarrollan por efectos de las mareas, las corrientes marinas y el oleaje, los cuales actúan conjuntamente sobre las aportaciones de los ríos, acumulando y distribuyendo el material paralelamente al litoral, Figura 1.13.



Figura 1.13 Laguna de Mecoacán en Paraíso, Tabasco vista desde Puerto Ceiba (2008)

"Río Usumacinta"

La corriente principal de esta cuenca, el Río Usumacinta, tiene como afluente en su margen derecha al río San Pedro. La cuenca se desarrolla en parte de México, Guatemala y Belice, a éste último le corresponde una porción mínima. Las afluentes más importantes del Usumacinta son los ríos Chixoy y Lacantún. La mayor parte de la cuenca del primero se desarrolla en Guatemala y la del segundo en México. Las subcuencas que integran esta región en territorio tabasqueño son: "Río Usumacinta", "Río San Pedro", "Río Palizada", "Río San Pedro y San Pablo" y "Río Chacaljá".

"Laguna de Términos"

Esta cuenca es la que menor área abarca en Tabasco aproximadamente 951.66 km² y por consiguiente la captación es mínima. La corriente principal de la cuenca, es el río Palizada que se localiza principalmente en Campeche. Dicho escurrimiento se deriva del Usumacinta al Noreste de Jonuta, lugar de donde se dirige al Norte hasta la población de Palizada, a partir de ésta, continúa 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: "Río Chumpán" y "Río Candelaria"

"Río Grijalva-Villahermosa"

La cuenca Río Grijalva-Villahermosa es la mayor con 10 586.60 km² y la más importante de Tabasco, ya que en ella desembocan gran parte de los ríos que cruzan la llanura del estado, como es el Usumacinta. Su corriente principal se origina en la Sierra de Cuchumatanes, en territorio guatemalteco; 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.

El Grijalva recorre aproximadamente 600 km en tierras chiapanecas antes de entrar a Tabasco. Aguas abajo de la presa Netzahualcóyotl, en el lugar donde sirve de límite entre Chiapas y Tabasco, es donde por primera vez recibe el nombre de Grijalva (aunque también es conocido en esta zona como Mezcalapa) denominación que conserva hasta su desembocadura al mar en la barra de Frontera. De las subcuencas correspondientes a la cuenca "Río Grijalva-Villahermosa" quedan íntegramente en Tabasco las de "Río Grijalva", "Río Chilapilla", "Río Carrizal". "Río Samaria", "Río Cunduacán" y "Río Caxuchapa"; casi la totalidad de las de "Río Viejo Mezcalapa", "Río Mezcalapa", "Río de la Sierra", "Río Tacotalpa" y "Río Chilapa"; así como una pequeña porción de las subcuencas "Río Almendro", "Río Puxcatán", y Río Macuspana" y "Río Tabasquillo".

1.4.3 AGUAS SUBTERRÁNEAS

Actualmente, la utilización de las aguas subterráneas es baja y su potencial no ha sido cuantificado todavía, sin embargo, es común la presencia de agua salada en formaciones sedimentarias, por lo que al efectuar su explotación, las captaciones deben emplazarse de tal forma que el riesgo de contaminación sea mínimo. Esto implica la necesidad de un detallado conocimiento de la geología del subsuelo y de la calidad del agua.

1.5 CLIMA

Tabasco se localiza en la zona del trópico, en esta región los rayos del Sol penetran con mayor intensidad, lo que provoca que la temperatura se eleve, alcanzando alrededor de 26°C en su media anual, y la temperatura máxima del clima es de 42°C. En el Estado llueve la mayor parte del año, abarcando este periodo, del mes de junio al de marzo. Las lluvias se intensifican en el verano, cuando se dan los grandes aguaceros, mientras que en otoño e invierno se presentan los "nortes", que son tormentas acompañadas de fuertes

vientos provenientes del Golfo de México. Es en esta época cuando se presentan las mayores inundaciones.

A nivel internacional, el municipio de Teapa es considerado como uno de los lugares con más alto índice de lluvias; esto se debe a que las nubes que se forman en el Golfo de México son arrastradas por los vientos que corren en la costa, posteriormente son detenidas por las montañas del sur de Tabasco y al enfriarse se provoca la precipitación pluvial.

Generalmente, sólo se considera época de sequía a los meses de abril y mayo. Se distinguen tres tipos de clima; el primero es el cálido húmedo con abundantes lluvias en verano, que es el clima dominante en Tabasco. El segundo es el cálido húmedo con lluvias todo el año, que es el clima que presentan las selvas altas de Chiapas, Veracruz y la sierra tabasqueña. El tercer tipo de clima es el cálido subhúmedo con lluvias en verano, que se concentra en la parte Oriente de la entidad, en la zona limítrofe con el estado de Campeche, Figura 1.14.

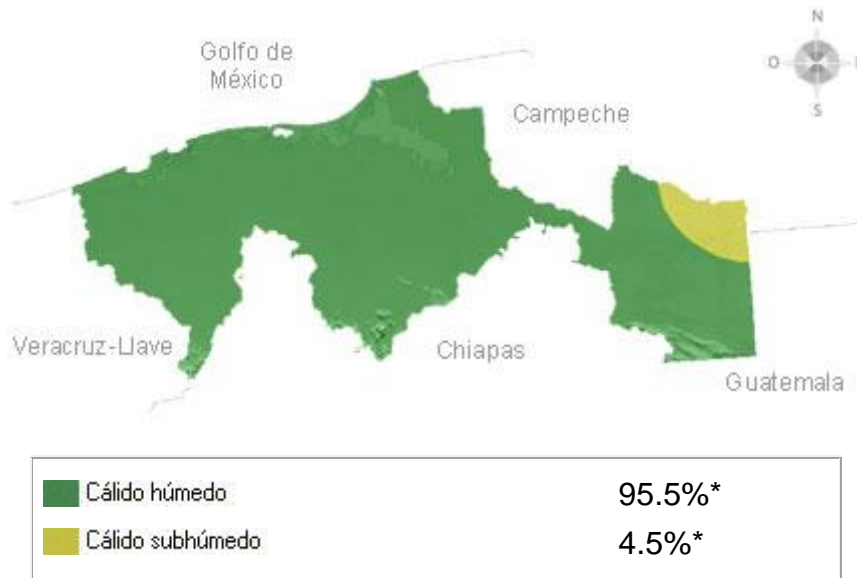


Figura 1.14 Mapa climático de Tabasco (INEGI, 2008)

En el Estado de Chiapas más de la mitad de su territorio, el 54%, presenta clima Cálido húmedo, el 40% clima Cálido subhúmedo, el 3% Templado húmedo y el 3% restante tiene clima Templado subhúmedo, Figura 1.15. La temperatura media anual, varía dependiendo de la región, desde 18 °C en los altos de Chiapas, a 28 °C en la zona costera. La temperatura promedio más alta es de 30 °C y la mínima promedio de 17.5 °C.

La región Norte del estado presenta lluvias todo el año, siendo más abundantes las lluvias en verano. La precipitación total anual varía, dependiendo de la región, de 1 200 mm a 4 000 mm (Soconusco).

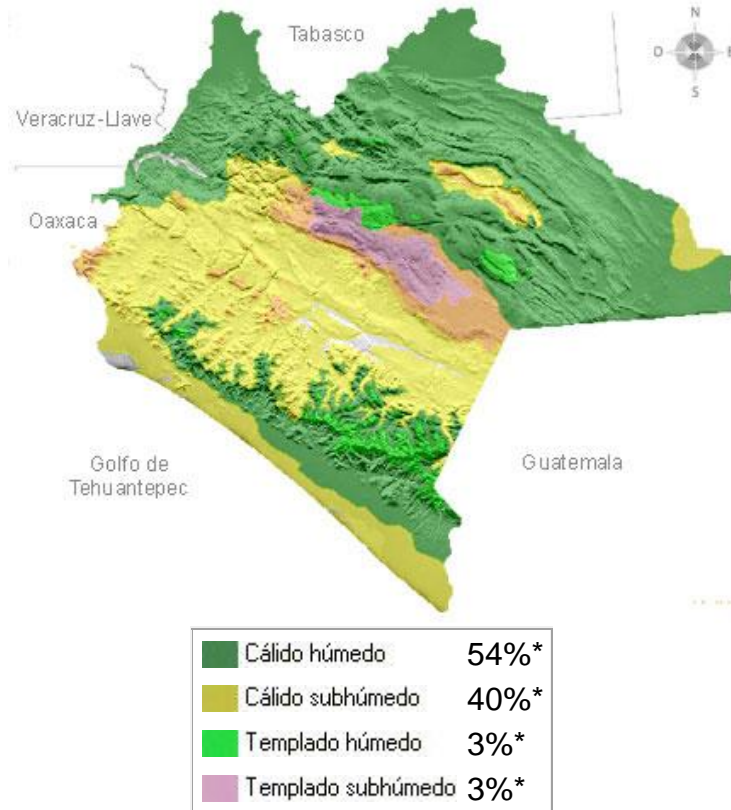


Figura 1.15 Mapa climático de Chiapas (INEGI, 2008).

1.6 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA

La producción de aceite y gas obtenida en el año de 1960, en rocas carbonatadas del Cretácico Temprano en la estructura del cerro Nanchital, localizada a 120 Km al SW de Villahermosa, Tabasco, marca el punto de partida en la exploración de esta provincia.

La información geológica y geofísica obtenida en la Planicie Costera del Golfo y los datos del pozo Jalupa-3, perforado en 1969 a unos 10 Km al norte de Villahermosa, Tabasco, hicieron considerar de gran interés a los sedimentos calcáreos correspondientes al Mesozoico para toda el área. Los trabajos exploratorios realizados en 1972 permitieron el descubrimiento de hidrocarburos en los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1, al resultar productores a una profundidad aproximada a los 4000 m, en Carbonatos del Cretácico Inferior y Superior. Estos descubrimientos fueron el inicio del desarrollo de una de las provincias de mayor productividad de hidrocarburos en México.

A pesar de que en el año de 1971, se incorporó a la explotación un significativo número de yacimientos, México pasó a ser un país importador de hidrocarburos como resultado de la creciente demanda interna y de un nivel bajo de producción de crudo a nivel nacional. Esta situación permaneció hasta 1974, año en el que México reinició sus actividades como exportador de petróleo; para esas fechas la producción alcanzó un promedio cercano a los 700,000 barriles diarios al iniciarse la explotación de los campos Sitio Grande y Cactus descubiertos en 1972 en los estados de Chiapas y Tabasco, Figura 1.16.

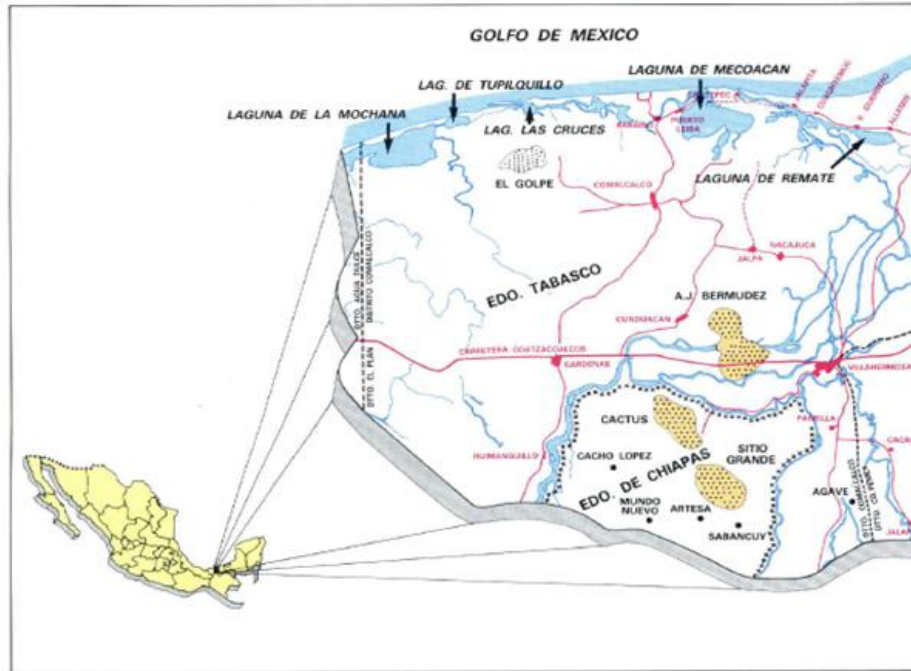


Figura 1.16 Ubicación de los Campos Cactus, Sitio Grande y Antonio J. Bermúdez (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

En esta prolífica provincia que es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, se tienen 37 campos productores, Figura 1.17, que comprenden yacimientos de aceite ligero (33 °API), de aceite volátil (40 °API) y de gas y condensado. Entre estos destaca el Complejo Antonio J. Bermúdez que fue el primer campo supergigante descubierto en México, ya que sus reservas superaban los 5,000 MMBLS de petróleo en el tiempo de su descubrimiento.



Figura 1.17 Campos productores del Mesozoico Chiapas-Tabasco (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

La máxima producción que se obtuvo de estos campos, se alcanzó a fines de 1979 con un volumen cercano a 1.1 MMBPD, por lo que la producción total de México superó 1.6 MMBPD en ese año, Figura 1.18.



Figura 1.18 Distribución de la producción de aceite en yacimientos de rocas Mesozoicas de Chiapas-Tabasco y otros campos (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

1.6.1 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

Al analizar la distribución de los yacimientos respecto al tipo de fluidos que contienen, es notorio el agrupamiento de las acumulaciones de hidrocarburos con propiedades similares que obedecen a la génesis del petróleo y a las teorías de migración que se han establecido para esta provincia. Como se puede apreciar en la Figura 1.19, en la porción Oriental se encuentran localizados los yacimientos de aceite ligero, entre los que se encuentra el supergigante Complejo Antonio J. Bermúdez y los campos gigantes Cactus y Sitio Grande. En la parte Noroccidental, se tienen agrupados diversos campos de aceite volátil en la región de Huimanguillo, siendo los más importantes los yacimientos Cárdenas, Paredón y Jujo.

Respecto a los yacimientos de gas y condensado, estos se ubican en la región Suroccidental, también del área de Huimanguillo y en total se tienen diez campos; de los cuales los más relevantes son Agave y Girdaldas, cuyas reservas los clasifican como yacimientos gigantes. Son productores en rocas carbonatadas de edad Mesozoica, caracterizándose por su baja porosidad (3 a 7 %) y su alta permeabilidad relacionada con un sistema de fracturas y cavernas por disolución. Por tal circunstancia, los pozos de estos yacimientos son de alta productividad, llegando incluso a producir algunos de ellos hasta 100 MMPCD con 10 MBD de condensado en las baterías de separación. La profundidad de los yacimientos de esta área varía de 3600 a 5400 m.

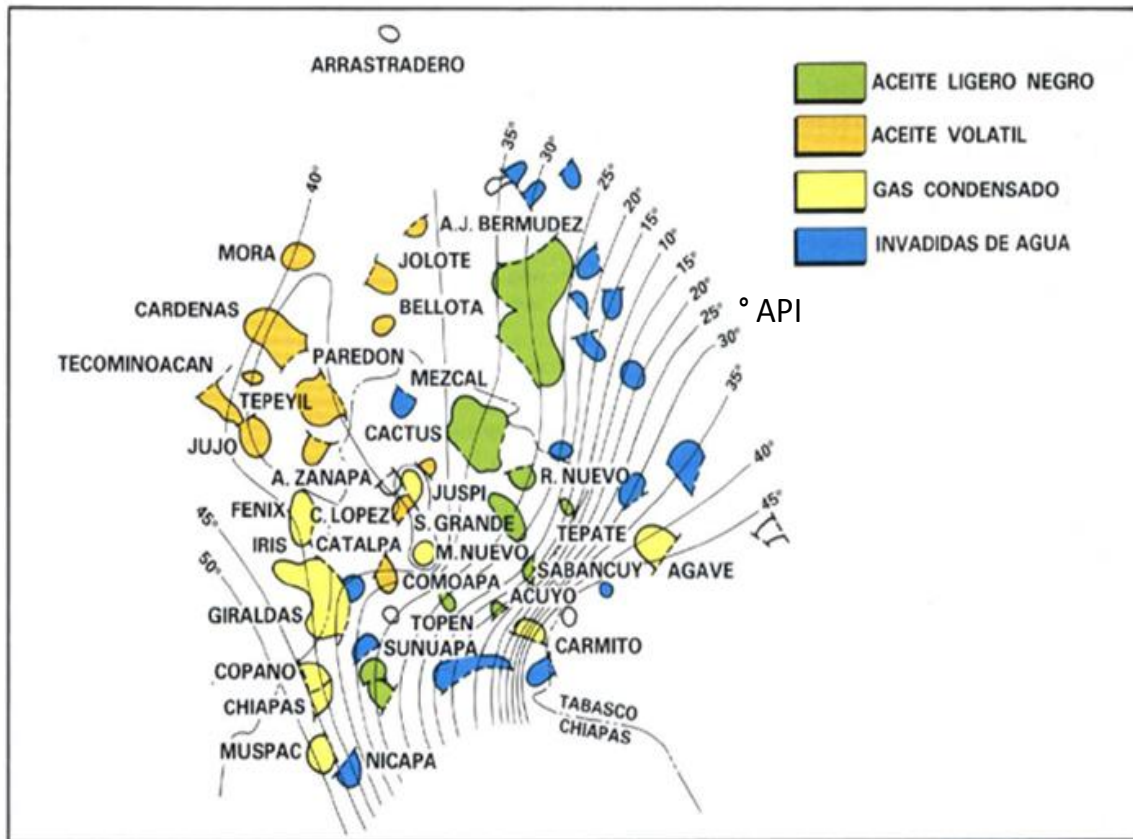


Figura 1.19 Distribución de yacimientos del Área Mesozoico Chiapas-Tabasco, respecto al tipo de fluidos (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

1.6.2 YACIMIENTOS DE ACEITE VOLÁTIL

Los doce campos productores de aceite volátil descubiertos en la Región Sureste de México, se encuentran localizados exclusivamente en el área de Huimanguillo y los hidrocarburos provienen también de rocas carbonatadas del Mesozoico. En este caso, las propiedades petrofísicas de las rocas almacenadoras son aún más extremas, dado que las porosidades de los campos importantes que son Cárdenas, Paredón y Jujo, promedia valores del orden de 3 %.

Al primero de los campos citados, se le clasifica como gigante y sus horizontes productores se encuentran a una profundidad media de 5500 m, siendo de excelente permeabilidad originada por dolomitización asociada a un sistema de fracturas, lo que sustenta las altas producciones de los pozos. El resto de estos campos, aún cuando son de menores dimensiones que Cárdenas, guardan las mismas características que este en cuanto a las productividades de los pozos se refiere.

1.6.3 YACIMIENTO DE ACEITE LIGERO

Si bien es cierto que se han descubierto yacimientos de aceite ligero en casi la totalidad del área explorada, exceptuando la porción noreste de México, también lo es el hecho de

que los campos de mayor relevancia se encuentran localizados en la región mencionada anteriormente y conocida como Mesozoico Chiapas-Tabasco, así como en la plataforma continental, frente a las costas de Tabasco y Campeche.

Los yacimientos de los campos Cactus, Sitio Grande y Bermúdez, producen en rocas carbonatadas con una porosidad media del 5 % y una elevada permeabilidad, originada básicamente por un sistema bien definido de fracturas. Las profundidades de las diferentes acumulaciones de esta región, son variables y oscilan entre los 3000 y 5000 m. La distribución de los fluidos producidos en la región de Chiapas-Tabasco, varía de 20° API hasta 40° API en algunos campos, esto se muestra en la Figura 1.20.

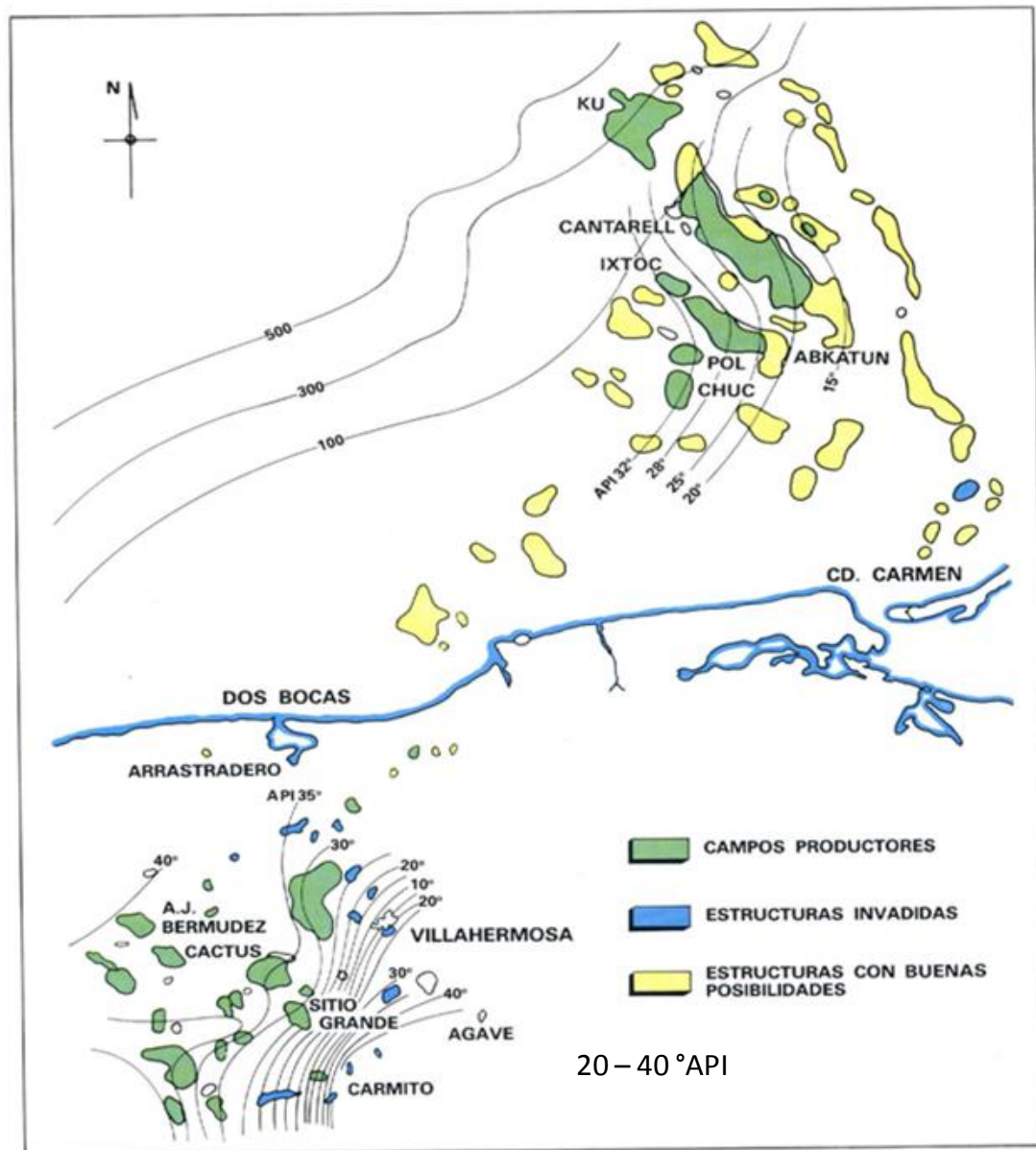


Figura 1.20 Distribución de fluidos en el Área de Chiapas-Tabasco y la sonda de Campeche (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

En el presente capítulo se describe, de forma sencilla, la geología regional del Área Chiapas-Tabasco, también conocida como Mesozoico Chiapas-Tabasco; algunos autores se refieren a esta región como a la porción sur del Pilar Reforma-Akal. De forma general, el Sureste mexicano se refiere a la zona comprendida al Oriente del Istmo de Tehuantepec y al Occidente de la Península de Yucatán, incluyendo parte del área marina meridional del Golfo de México, aproximadamente entre las coordenadas geográficas 91° a 95° de longitud al Oeste de Greenwich y de 16° a 20° de latitud Norte. La región incluye las Cuencas del Sureste (Comalcalco, Salina del Istmo y Macuspana), así como la Cadena Plegada de la Sierra de Chiapas- Reforma-Akal, de la que su tramo Reforma-Akal se conoce solamente por datos del subsuelo, Figura 2.1.

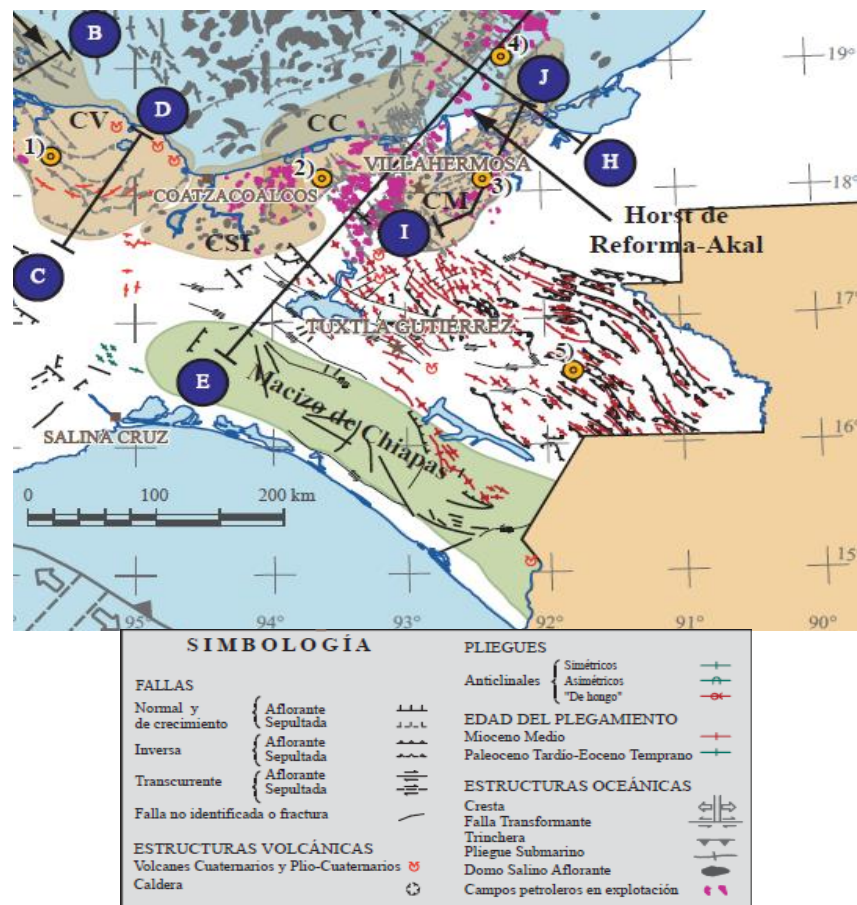


Figura 2. 1 Mapa tectónico del Sureste Mexicano, mostrando las estructuras más relevantes, los horsts y las cuencas en dicha region (Padilla y Sánchez, 2007).

Desde el punto de vista geológico, el Sureste mexicano es una de las regiones más complejas de Norteamérica, dicha complejidad se debe a que los movimientos de las placas tectónicas Norteamericana, del Caribe y de Cocos, convergen en esta región desde el Oligoceno Tardío (Morán-Zenteno *et al.*, 2000); la Placa Norteamericana tiene un movimiento relativo hacia el Oeste respecto a la del Caribe, mientras que la de Cocos se mueve hacia el Noroeste en dirección hacia las dos primeras. Las estructuras resultantes de esta actividad tectónica durante el Cenozoico y la previa ocurrida en el Mesozoico

presentan tendencias estructurales diversas, así como también edades de deformación diferentes. Por ejemplo, la Sierra de Chiapas está constituida por rocas carbonatadas que varían en edad desde el Jurásico Tardío hasta el Paleógeno, mismas que fueron deformadas durante el Mioceno Tardío dando lugar a un conjunto de pliegues asimétricos orientados NW-SE y con una vergencia general al NE. Después de este evento orogénico, como resultado del desalojo de grandes volúmenes de sal y arcilla, se formaron cuencas extensionales cuya dirección de extensión está orientada casi a 90° de los ejes de los pliegues de la cadena. En esta parte del trabajo se describe la historia tectónica, estructural y sedimentaria del Sureste mexicano, dentro de la cual se hará un trato especial a la región de Chiapas–Tabasco, al mismo tiempo se tratará la evolución regional del Golfo de México de una forma sencilla y general. Los datos presentados más adelante en las secciones geológicas son el resultado de la interpretación de líneas sísmicas y de afloramientos estudiados por diferentes autores.

En el desarrollo de este trabajo primeramente se exponen los datos que se conocen acerca del basamento premesozoico, en la región que hoy ocupa el Golfo de México, y después se discute la evolución tectónica y sedimentaria del Golfo de México desde el Mesozoico hasta el Cenozoico, haciendo énfasis en el Área Chiapas-Tabasco.

En la Figura 2.2 se muestra una síntesis de los principales eventos tectónicos que se han interpretado en el Sureste mexicano.

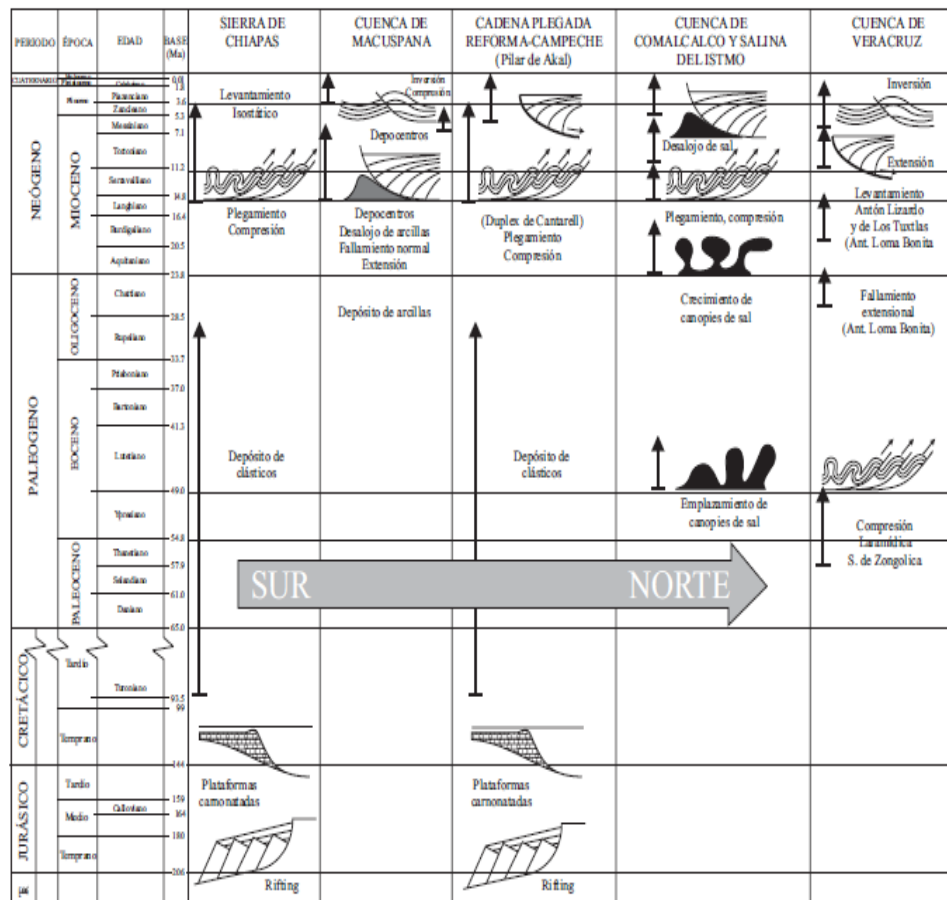
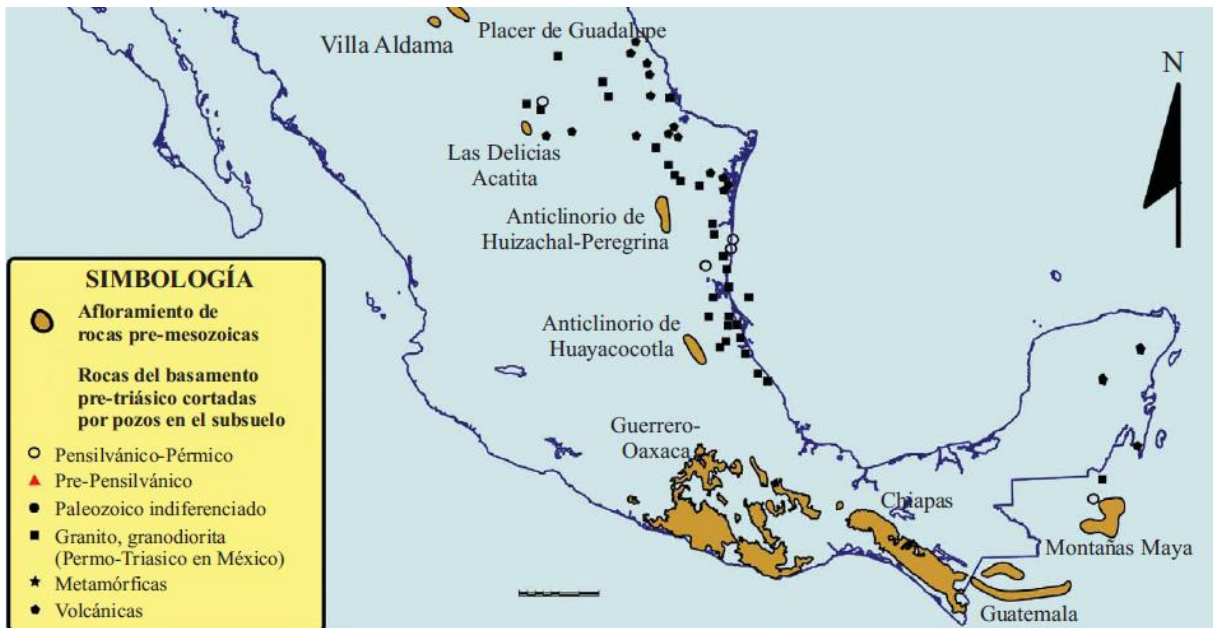


Figura 2. 2 Esquema cronológico de los eventos tectónicos en el Área Chiapas-Tabasco, Veracruz y parte del Golfo de México (Padilla y Sánchez, 2007).

2.1 SEDIMENTOLOGÍA

El conocimiento que se tiene del basamento premesozoico en el área del Golfo de México y sus alrededores es escaso y está basado en unos cuantos afloramientos, Figura 2.3 y en información indirecta obtenida de gravimetría y secciones sísmicas; al Sur del Golfo de México, el basamento aflora en el Macizo de Chiapas, en el Sur de la Sierra de Chiapas, en donde está constituido por un complejo de rocas metasedimentarias del Precámbrico Superior al Paleozoico Inferior (Sedlock *et al.*, 1993), intrusionadas por granitos, granodioritas y tonalitas las cuales han sido datadas con métodos radiométricos de K-Ar y de Rb-Sr como del Permotriásico (Pantoja *et al.*, 1974; López-Infanzón, 1986; Pacheco y Barba, 1986).



2.3 Afloramientos del basamento pre-mesozoico en el Sureste y Golfo de México (Modificada de Woods *et al.*, 1991)

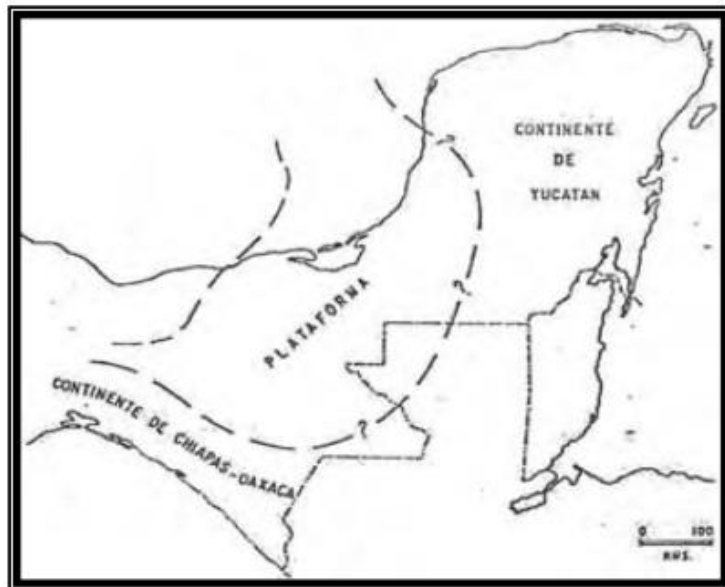
Pero es importante aclarar que no todas las rocas intrusivas en el Macizo de Chiapas son de esa edad, pues Burkart *et al.* (1987) dataron algunas muestras como del Cretácico Superior. En el Sureste de Chiapas (Chicomuselo), Norte de Guatemala (Tactic) y Occidente de Belice (San Miguel Ixtatán), una secuencia de rocas sedimentarias paleozoicas descansan discordantemente sobre las rocas metasedimentarias mencionadas. La parte inferior de la sección paleozoica consiste de areniscas de grano grueso y limolitas, con algunos horizontes ocasionales de conglomerados y algunas lutitas que localmente muestran metamorfismo de bajo grado. Recientemente se determinaron en el Oeste de Villaflores, Chiapas, edades de ≈ 252 -254 Ma, con circones, por el método U-Pb (SHRIMP), así como una edad de ≈ 243 Ma por el método de $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ en hornblendas que se asocian a el levantamiento y enfriamiento del Macizo de Chiapas (Hiller *et al.*, 2004).

En Chiapas y en Guatemala se han reportado espesores de 1,000 a 3,000 m para esta secuencia, misma a la que se ha asignado una edad del Pensilvánico con base en

correlación estratigráfica. Sobre la sección inferior descrita, descansa concordante una secuencia de lutitas y limolitas, con algunas areniscas, y ocasionalmente, capas carbonatadas generalmente discontinuas, mismas que aumentan hacia la cima de la unidad, a la vez que disminuyen las areniscas. El espesor de esta sección varía de 500 a 1,300 m y su edad ha sido determinada con fusulínidos colectados en las capas de caliza como del Pensilvánico Superior al Pérmico Inferior (Hernández-García, 1973). La parte superior de la sección paleozoica en Chiapas y Guatemala está compuesta por calizas de estratificación gruesa a masiva y está ausente en la parte montañosa de Belice.

El basamento de la región está formado por rocas ígneas y rocas metamórficas en las que se han determinado edades absolutas que manifiestan ciclos de reactivación magmática relacionados con los eventos tectónicos Apalachiano, Nevadiano y Chiapaneco.

En el área Chiapas-Tabasco durante el Oxfordiano-Collavino, Figura 2.4, se acumuló una alternancia de dolomías y anhidritas cuyo depósito continuo hasta la base del Kimmeridgiano; estas secuencias forman parte de la plataforma Jurásica, que constituyen la prolongación de las facies evaporíticas del Oxfordiano-Calloviano; la sección más joven del Kimmeridgiano está formada por calizas de plataforma en las cuales es común encontrar cuerpos de packstone y grainstone oolítico.



2.4 Paleografía del Oxfordiano-Calloviano (Tomado de Oviedo, 1996)

La columna sedimentaria incluye estratos paleozoicos muy plegados y afallados, cubiertos en discordancia angular por la Formación Todos Santos que señala el inicio de la pila de rocas mesozoicas; estas últimas fueron depositadas en ambientes de plataforma evaporíticas, de plataforma carbonatada y de cuenca al ir cambiando el nivel del mar, evento asociado a una transgresión generalizada. Durante el Mesozoico se registraron dos movimientos tectónicos importantes, el Prelaramidico al finalizar el Cretácico Medio y el Laramidico, a fines del Mesozoico y principios del Terciario. El ciclo sedimentario del Mesozoico se inicia con una cuenca salina cuya posición estratigráfica ha sido considerada entre el Triásico y el Jurásico Medio, sin que hasta ahora sea posible determinar con precisión su posición estratigráfica.

Desde el punto de vista económico, son las rocas del Mesozoico las más importantes de esta zona, pues de ellas se extrae aceite y gas asociado así como gas y condensado, en los campos petroleros del área Chiapas-Tabasco. La columna del Terciario es principalmente de carácter terrígeno; por ejemplo, en el Mioceno y Plioceno hay una alternancia de lutitas y areniscas de las cuales, en la cuenca de Comalcalco se extrae aceite y gas asociado en tanto que en la de Macuspana se obtiene gas seco así como gas y condensado. La cubierta sedimentaria fue sometida a esfuerzos que dieron lugar a la formación de un cinturón plegado enmarcado por la Plataforma de Yucatán, el sistema de fallas Motagua-Polochic y el Macizo Granítico de Chiapas. El último evento tectónico de importancia fue el Chiapaneco, que culminó a finales del Mioceno, dando su forma actual al cinturón plegado y cabalgado; que es precisamente en él donde se han encontrado los campos petroleros del sureste Mexicano.

2.2 ESTRATIGRAFÍA

La existencia de grandes yacimientos hidrocarburos es el motivo por el cual el Sureste mexicano ha sido estudiado principalmente con datos sísmicos 2D y 3D, así como con la perforación de cientos de pozos petroleros. Los datos sobre la geología superficial y del subsuelo han sido publicados en gran parte por geólogos de PEMEX (Álvarez, 1949; Viniegra, 1950, 1971, 1981; Ricoy, 1989; Meneses, 1991; García-Molina, 1994), quienes describen las secuencias Mesozoicas y la existencia de las Cuencas Terciarias del Sureste mexicano, aunque se desconoce quién las denominó así originalmente. En la Figura 2.5 se muestran cinco columnas estratigráficas representativas del sureste mexicano.

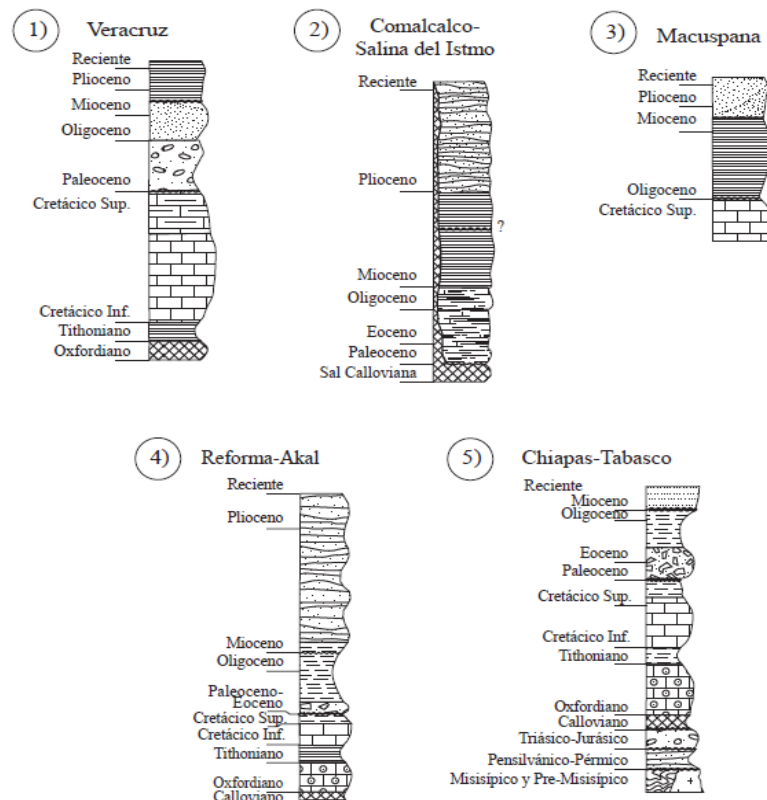


Figura 2.5 Litoestratigrafía regional de las cuencas del Sureste (Padilla y Sánchez, 2007).

Sánchez-Montes de Oca (1969, 1980), Ingeniero Geólogo de PEMEX realizó uno de los trabajos principales sobre la geología superficial de la Sierra de Chiapas. Este autor propuso dos edades de deformación para las estructuras de la Sierra de Chiapas, el Ciclo Chiapaneco (Mioceno tardío) y el Ciclo Cascadiano del Plioceno.

Otros autores agregaron posteriormente datos estratigráficos y cartográficos valiosos (López-Vega, 1980; Quezada-Muñetón, 1987; Santiago-Acevedo y Mejía-Dautt, 1980). Hoy se sabe que las principales rocas almacenadoras son areniscas del Mioceno, calizas del Kimmeridgiano y del Cretácico Superior-Paleoceno; y que las rocas generadoras de los hidrocarburos son principalmente las lutitas del Tithoniano (Holguín, 1985; González y Holguín, 1992).

La secuencia estratigráfica cortada en las estructuras perforadas en varios pozos petroleros, comprende rocas que varían en edad, desde el Calloviano hasta el Mioceno Tardío (formación Paraje Solo). Las rocas correspondientes al Calloviano-Kimmeridgiano, cortadas en los pozos profundos de la región, son típicas de depósitos de aguas someras de plataforma, con alta energía y poseen las condiciones petrofísicas necesaria para constituir buenas rocas almacenadoras.

Las rocas carbonatadas del Cretácico Temprano, representadas por calizas clásticas, micritas con miliólidos y dolomías de plataforma, cubren en aparente concordancia a la parte alta del Jurásico Tardío (Tithoniano) y permanecen infrayaciendo a las diferentes facies sedimentarias identificadas en el Albiano-Cenomaniano, constituyendo en conjunto, las rocas productoras y potencialmente productoras de hidrocarburos en el Mesozoico Chiapas-Tabasco.

La secuencia del Albiano-Cenomaniano se halla constituida por una potente sección de calizas dolomíticas y dolomías que contienen bandas de pedernal negro a blanco lechoso, así como capas de lutitas negras carbonosas y algunos horizontes de bentonita verde. Por los efectos de la dolomitización, la escasa fauna encontrada las ubica dentro del Albiano-Cenomaniano; sin embargo, en cuerpos de caliza arcillosa se ha identificado fauna del Aptiano (pozos Cactus 3, 40, 45, y 60). Más al Sur (área Sitio Grande-Sabancuy), las facies de calizas dolomíticas cambia a calizas bioclásticas (brechas de talud) y calcarenitas dolomíticas con restos de microfauna.

El Cretácico Tardío se encuentra representado por las Formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez todas ellas con contactos concordantes. La Formación Agua Nueva está constituida por calizas micriticas de color blanco a crema, a veces arcillosos, con microfósiles, nódulos de pedernal de color negro y café, pequeñas bandas de lutitas negras y bentonita color verde; ocasionalmente se observan cuerpos de calcarenitas. Descansa discordantemente sobre las dolomías y calizas dolomíticas del Albiano-Cenomaniano, con la característica de presentar una tendencia a desaparecer por acuñaamiento hacia el Sur. También contiene calizas packstone a wackestone de bioclastos, peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados; en su cima, se tienen intercalaciones de packstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, que cambian lateralmente a rudstone de rudistas y corales principalmente, así como brechas gruesas en una matriz con fauna planctónica.

En posición concordante la suprayace la Formación San Felipe, la cual está constituida por capas alternantes de calizas bentoníticas y calizas arcillosas, microfossilíferas, que en ocasiones alternan con caliza biógenas blancas de textura microcristalina. Se conforma por mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, ligeramente arcillosos, en partes dolomitizado, con escasas microestilolitas selladas por calcita.

En algunos casos presenta de pobre a regular impregnación de aceite pesado en porosidades de tipo intergranular, móldica y en fracturas, porosidad que disminuye por las delgadas intercalaciones de horizontes de bentonita y fragmentos de pedernal; la Formación San Felipe fue depositada en un ambiente marino de cuenca.

La Formación Méndez descansa sobre la Formación San Felipe, mediante contacto transicional y está constituida por lutitas arenosas, que alternan con calizas mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos que contienen delgados estratos de margas rojizas, con escasa microfracturas; también contiene wackestone-packstone de bioclastos e intraclastos con poca impregnación de aceite. Se caracteriza por contener cuerpos bien definidos de margas rojizas duras, con intercalaciones de mudstone brechoso. La Formación Méndez, representa a las rocas carbonatadas superiores del Cretácico Tardío y debido a su litología y contenido faunístico se interpreta como facies de mar abierto. Su espesor varía en forma aproximada de 100 a 250 m y como en el caso anterior, tiene un acuñaamiento en la misma dirección.

La división tripartita del Cretácico Tardío se ha podido establecer sin mayor problema, tanto litológica como eléctricamente en casi todos los campos, a excepción de los que se encuentran al Noreste del Campo Cactus (Samaria, Cunduacán, etc.).

Las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, corresponden a depósitos de cuenca. Las calcarenitas y calizas biógenas que constituyen uno de los yacimientos del campo Cactus y que se encuentran alojadas en la formación Agua Nueva como buena roca almacenadora. Las brechas calcáreas del Cretácico Tardío, del Paleoceno, Eoceno e inclusive el Oligoceno, son el resultado de la erosión, transporte y redepositación (por corrientes de turbidez) efectuada por la emersión de la plataforma cretácica, localizada en la porción sur del área, también son potenciales rocas almacenadoras.

Las rocas carbonatadas de grano fino a grueso, tanto del Jurásico Tardío, Cretácico Temprano y Albiano-Cenomaniano, estuvieron sometidas a los procesos diagenéticos que cambiaron sus características sedimentarias y petrofísicas originales, transformándolas en dolomías y calizas dolomíticas; observándose una mayor acción de dolomitización y disolución, misma que aumentó por fracturamiento; la mayor porosidad y permeabilidad se presenta en la parte de la cima que en los flancos de los anticlinales.

En la Figura 2.6 se muestra la columna estratigráfica típica del Área Chiapas-Tabasco.

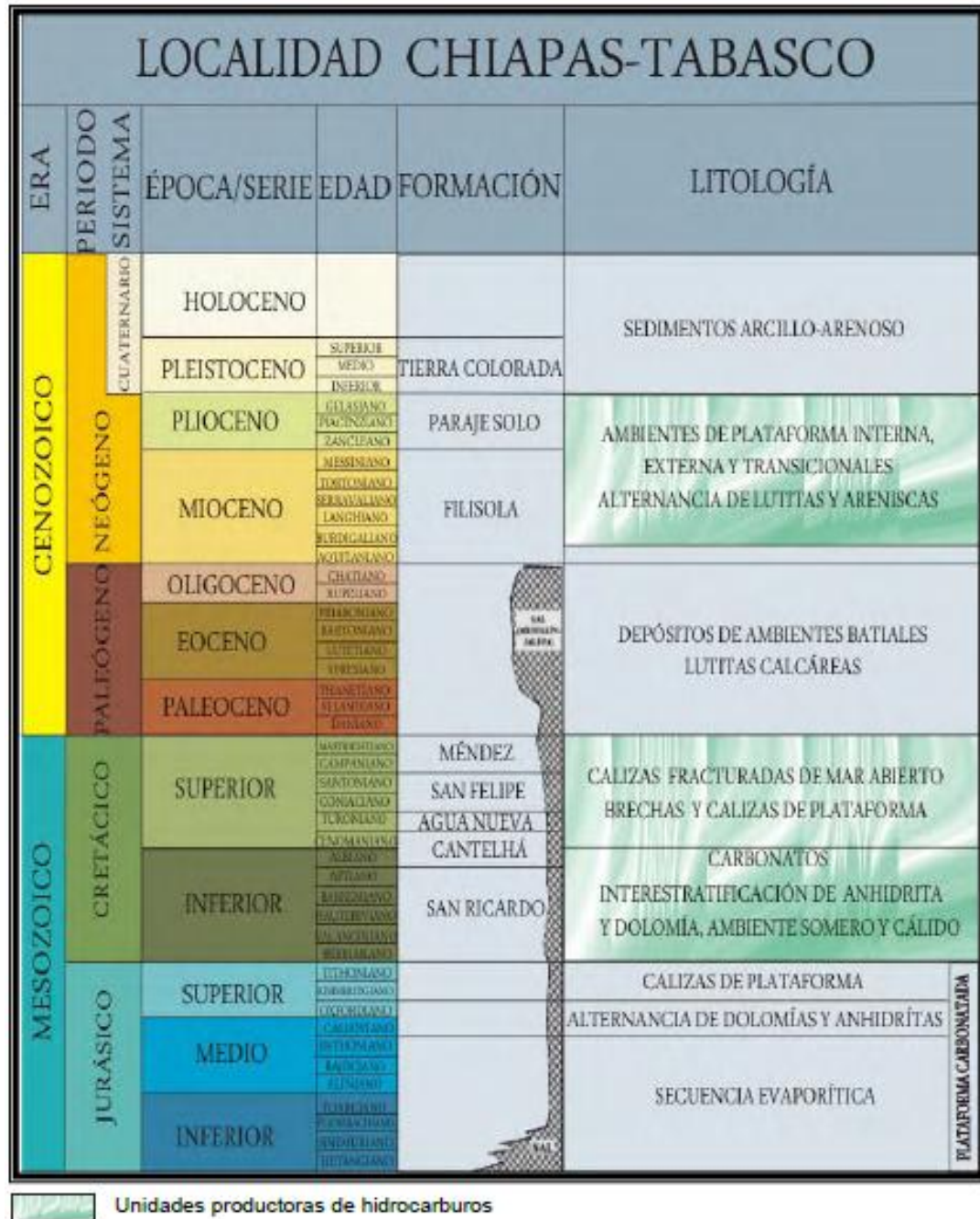


Figura 2.6 Tabla cronoestratigráfica del Mesozoico Chiapas-Tabasco (Modificada de Santiago et al, 1984).

2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Primero se describirán los aspectos regionales del área, es decir, se verá en forma breve la geología estructural de las cuencas del Sureste; partiendo de que se tiene una disposición estructural de la secuencia deformada por compresión y esta tiene su origen en la fase tectónica del Mioceno Medio-Superior, la cual actuó con esfuerzos en dirección Suroeste-Noreste. Se reconocen dos principales fases de deformación; la más antigua y

profunda es resultado de esfuerzos de compresión subhorizontales, y la más joven y somera es producida también por compresión pero en sentido vertical; lo que originó deformación con extensión. La primera, se asocia con el Cinturón de Pliegues y Cabalgaduras desarrollado partir de un despegue entre la secuencia de evaporitas y de calizas del Jurásico Tardío afectando a rocas del Mesozoico y Paleógeno; en estas estructuras están los principales campos petroleros de la región, caracterizándose por la relación pliegues –fallas, Figura 2.7.

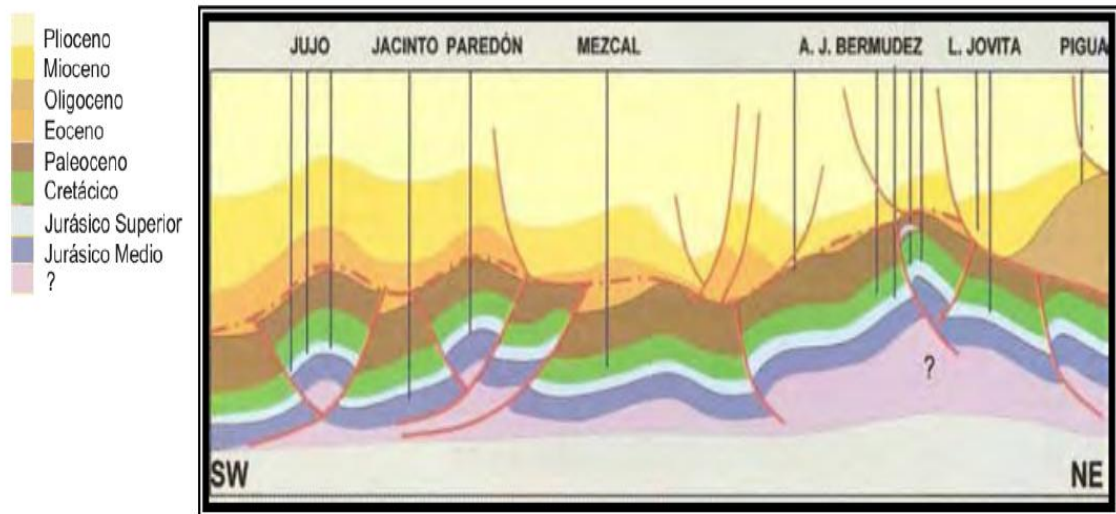


Figura 2.7 Familias estructurales en las cuencas del Sureste (Tomado de Chavez, 2005)

A partir del comportamiento estructural, sedimentológico y estratigráfico de las columnas Cenozoicas, se pueden distinguir las subcuencas del Sureste, y a partir de ello podemos estudiar con mayor énfasis al área Chiapas-Tabasco, en la Figura 2.8 se puede observar con claridad a dichas subcuencas.

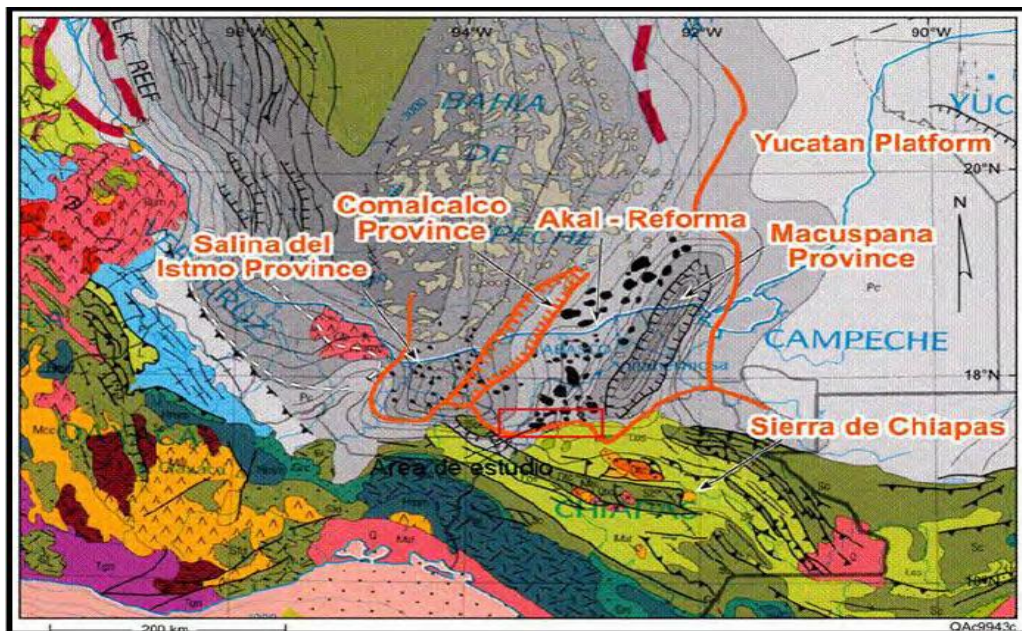


Figura 2.8 Geología estructural y subcuencas de la región Sureste de México (PEMEX, 2000).

El área Mesozoica de Chiapas-Tabasco forma parte de un cinturón plegado, alojado dentro de las Cuencas del Sureste, cuya sedimentación y deformación fue condicionada por los elementos tectónicos que interactuaron; con la plataforma de Yucatán por el Norte, y el Macizo Granítico de Chiapas y la plataforma Chiapaneca por el Sur. Se considera que el depósito de las primeras rocas marinas en la región ocurrió durante el Paleozoico Tardío sobre un basamento de naturaleza ígnea y metamórfica, completándose la columna existente en el Triásico, Jurásico, Cretácico y Cenozoico. Las interrupciones y variaciones en el tipo de facies y deformaciones que las afectan, se atribuyen a los eventos de deformación de la Orogenia Laramídica en el cierre del Cretácico, a la perturbación Cascadiana a fines del Mioceno y al evento “Chiapaneco” del Plioceno; estos dos últimos imprimieron la deformación compleja de los plegamientos compresionales, estrechos, alargados y recortados, asociados a sistemas de fallas normales e inversas. El área Chiapas-Tabasco corresponde con un “horst” o pilar estructural, armado en rocas cretácicas principalmente, buzando al Noreste y cubiertas por secuencias Terciarias, pudiendo considerársele como una continuación de los plegamientos del Anticlinorio norte de Chiapas y cuyas culminaciones ocurren en las áreas donde se localizan los campos petroleros denominados Complejo A.J. Bermúdez, Cactus y Sitio Grande. Sus límites son elementos estructurales y fisiográficos denominados como falla Frontera y Cuenca de Macuspana por el Oriente; la falla Comalcalco y los domos de la Cuenca Salina por el Occidente; los primeros plegamientos frontales o estribaciones de la Sierra de Chiapas al Sur; y la plataforma continental del Golfo de México al Norte, Figura 2.9 y Figura 2.10

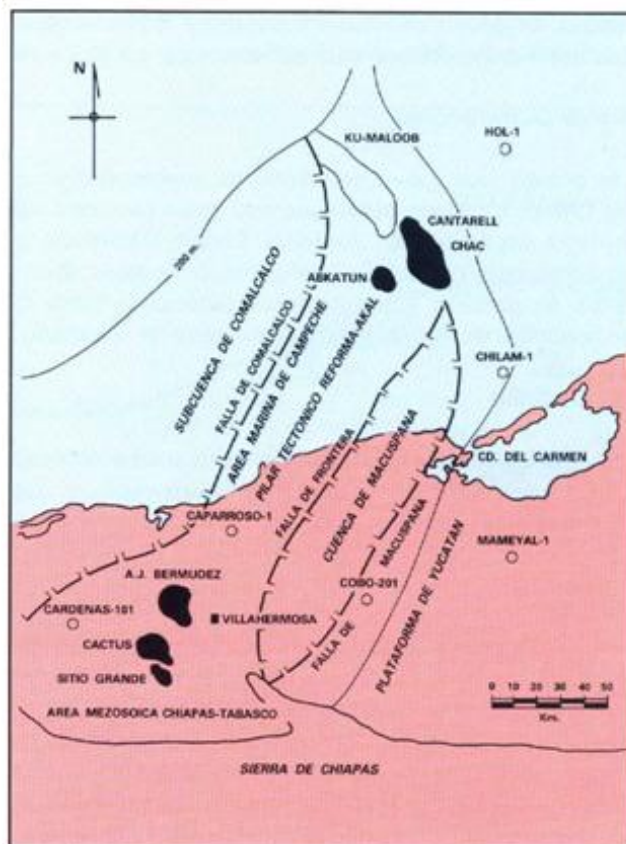


Figura 2.9 Unidades estructurales de las cuencas del Sureste (Evaluación de formaciones en México, 1984).

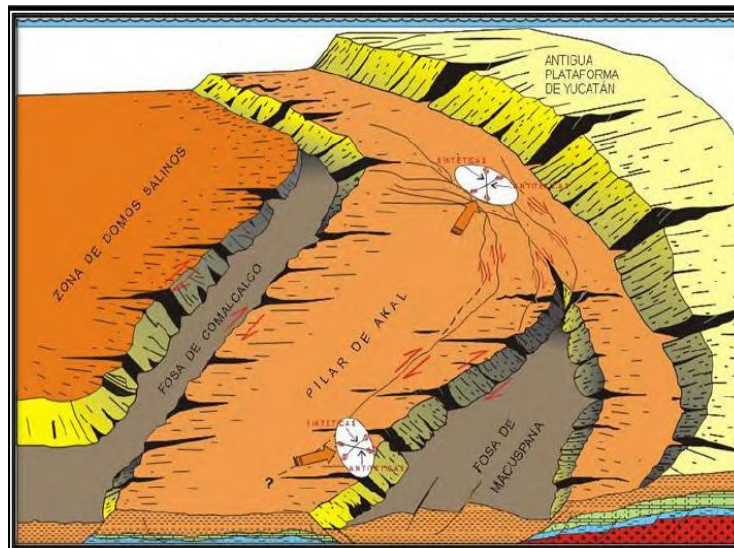


Figura 2.10 Unidades estructurales en el área Chiapas –Tabasco (Angeles-Aquino, 1992).

Las estructuras de los campos descubiertos son de tipo anticlinal elongado y cóncavo, generalmente están limitadas en forma irregular por fallas de tipo normal e inversas, de diferentes saltos verticales, que las dividen en bloques de diferentes tamaños.

Con base en el tipo de fallamiento y a la orientación irregular de las fallas, se estima que el origen de las principales fallas normales se debe a intrusiones de masas salinas profundas, aunque por la forma alargada y la orientación que guardan los ejes de algunas de ellas, se establecen que también tienen relación con el origen de la Sierra de Chiapas donde se tienen bien definidos sistemas de fallas laterales. Aunque se desconoce prácticamente la morfología precambriana, se estima que los primeros fallamientos fueron originados antes del Jurásico Tardío y los secundarios por las Orogénias Laramídica, Cascadiana y el disturbio “Chiapaneco” del Plioceno, siendo incrementados también por intrusiones de masas salinas y por la carga de los depósitos terciarios. La actividad tectónica en la región atribuida a la Orogenia Laramídica, ocurrió durante el Cretácico Tardío y Terciario Temprano, consistió en plegamientos y fallamiento inverso producido por esfuerzos horizontales. Las fallas normales periféricas que se hallan en el margen Sur del Miogeoclinal del Golfo de México, se produjeron por el relajamiento del esfuerzo compresional en el Mioceno Tardío, Plioceno y Cuaternario.

2.4 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA

2.4.1 INTRODUCCIÓN

Durante el Jurásico Medio, en el Sureste Mexicano se presentan las primeras transgresiones de mares someros, las cuales favorecen el depósito de potentes secciones evaporíticas en las fosas tectónicas preexistentes; en el resto de la actual planicie costera se depositó una secuencia arcillo-arenosa (lechos rojos) de ambiente continental.

Durante el Jurásico Tardío se inicia una gran invasión marina, que transgrede a gran parte de la región, quedando emergidos numerosos bloques tectónicos, lo cual dio lugar a la formación de un archipiélago que persistió hasta el cierre del Kimmeridgiano. Este hecho

propició el depósito de sedimentos arenosos y carbonatados de alta energía en las márgenes de las islas, así como de calizas arcillosas y lutitas con alto contenido orgánico en las cuencas. La transgresión supra-jurásica culmina en el Tithoniano con la sedimentación de rocas arcillo-calcáreas de aguas profundas, Figura 2.11.

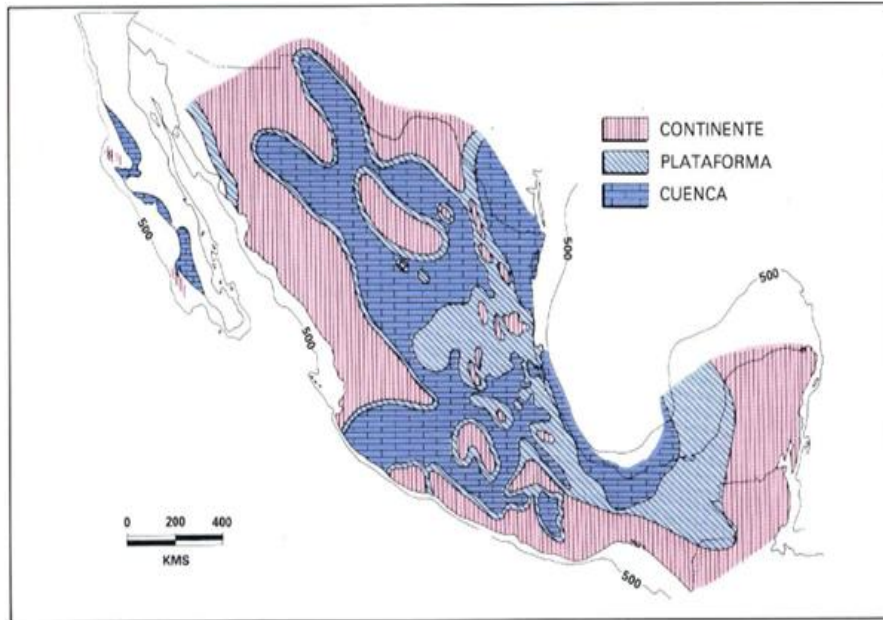


Figura 2.11 Paleogeografía del Jurásico Tardío (Evaluación de formaciones en México, 1984).

En el Cretácico Temprano y hasta el Cenomaniano predominaron los sedimentos carbonatados y se presentó una gran reducción del material arcilloso; en la porción occidental del antiguo Golfo de México, sobre las plataformas, crecieron grandes complejos arrecifales y en las zonas con mayor profundidad, se depositaron calizas micríticas con pedernal, Figuras 2.12 y 2.13.

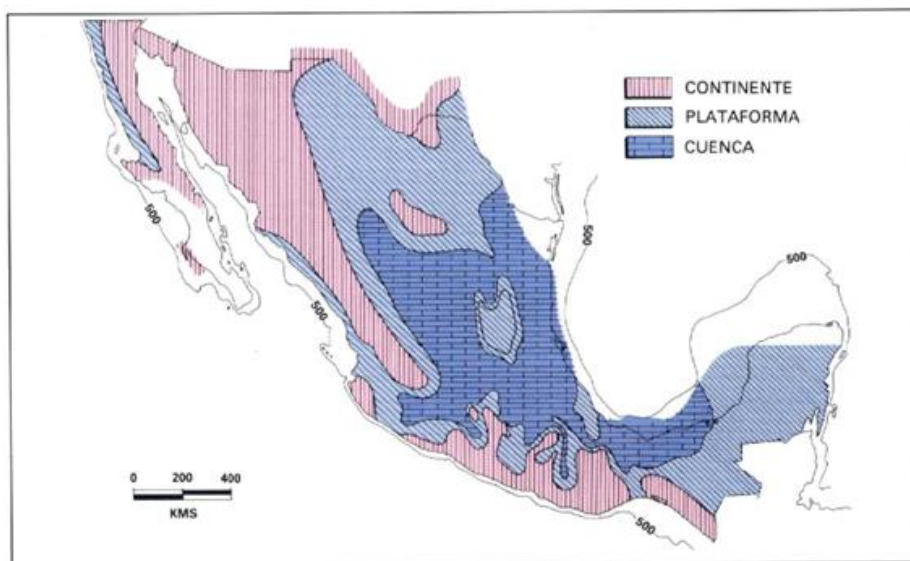


Figura 2.12 Paleogeografía del Cretácico Temprano (Evaluación de formaciones en México, 1984).

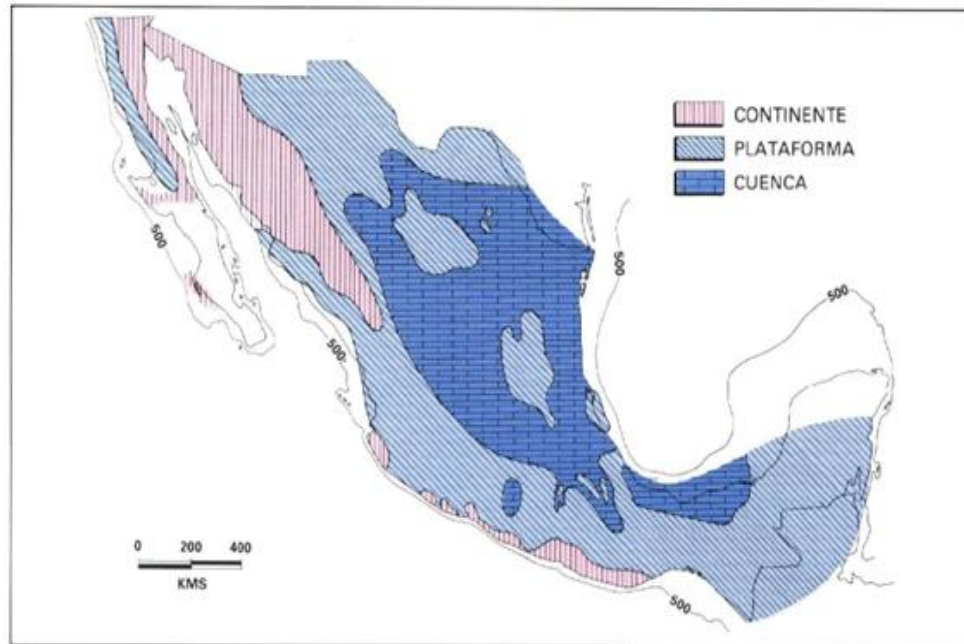


Figura 2.13 Paleografía del Albiano-Cenomaniano (Evaluación de formaciones en México, 1984).

El Cretácico Tardío se inició con un cambio brusco en la sedimentación; a partir del Turoniano, se incrementó el aporte de material terrígeno y culminó con el depósito de una secuencia eminentemente arcillosa, perteneciente a la Formación Méndez del Campaniano-Maestrichtiano. Los sedimentos arcillo-arenosos Terciarios, depositados en las cuencas Cenozoicas, especialmente los del Cenozoico Temprano, presentan características estratigráficas acordes a su ambiente de depósito y todos ellos, en términos generales, son de carácter regresivo. En la porción Nororiental del país, la regresión fue de la Sierra Madre Oriental hacia el Golfo de México, es decir, del Oeste al Este, mientras que en el área Tabasco-Campeche, la regresión fue de Sur a Norte.

2.4.2 EVOLUCIÓN PALEOGEOGRÁFICA

La fragmentación y separación inicial de la Pangea en el área que hoy ocupa el Golfo de México está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por grabens estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991). Al igual que en el caso del basamento premesozoico, alrededor del Golfo de México existen sólo algunas localidades en donde afloran lechos rojos, principalmente a lo largo de la Sierra Madre Oriental, en las áreas de Galeana, Nuevo León, Huizachal, Tamaulipas (Padilla y Sánchez, 1982), Huayacocotla y sur de Tehuacán (Cañón de Tomellín), Puebla (Ramírez-Ramírez, 1984; Salvador, 1991), Cerro Pelón, Veracruz, y en la Sierra Monoclinal, ubicada entre el Macizo y la Sierra de Chiapas, Chiapas (Meneses, 2001). En la Figura 2.14 se muestra de forma esquemática, la ubicación estimada de los grabens que recibieron sedimentos terrígenos continentales.

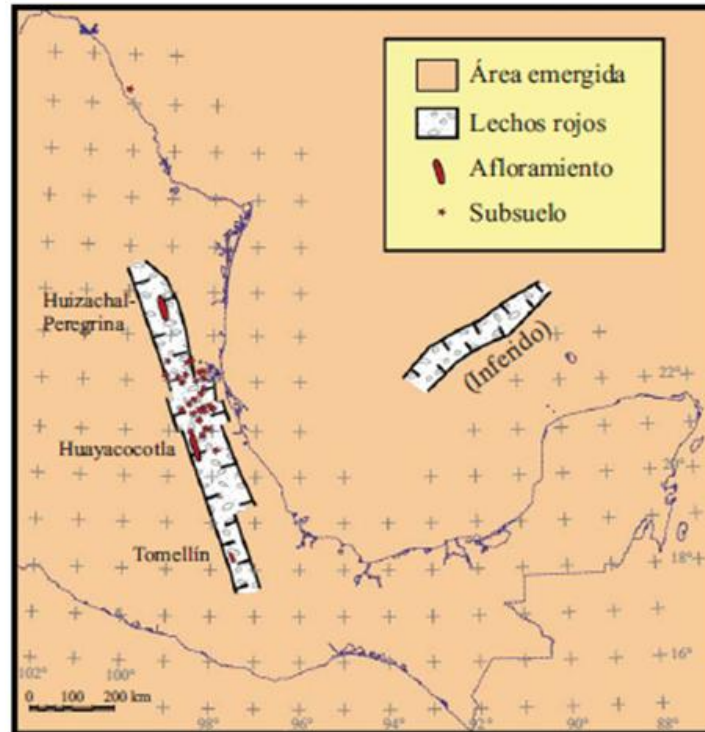


Figura 2.14 Paleogeográfica del Triásico Superior en el Golfo y Sur de México (Salvador, 1991)

La posición estratigráfica de los lechos rojos en el Golfo de México meridional sugiere que su edad de depósito varía desde el Triásico Tardío hasta después del Calloviano. Esto probablemente se debió a un depósito contemporáneo de la sal en la cuenca, mientras que en los bordes de la misma se depositaban lechos rojos. El proceso tectónico de separación de la Pangea prevaleció hasta el final del Jurásico Medio, pero quizá alcanzó el inicio del Jurásico Superior (Oxfordiano inferior), época en la cual la sedimentación continental estuvo totalmente controlada por procesos tectónicos que originaron extensión por lo que hubo desarrollo de fallas normales.

La evidencia con que se cuenta en la actualidad indica que toda la sal del Golfo de México se depositó durante el Calloviano (164-159 Ma) (Salvador, 1991b), en una gran cuenca de miles de kilómetros cuadrados, que hoy se encuentra dividida en dos partes, una al Norte y otra al Sur, por una franja en donde no hay sal, de orientación aproximada E-W en la porción central del Golfo, Figura 2.15. Tal división sugiere que tuvo que existir en esa parte del Golfo una zona más alta y estrecha, asociada con la presencia de una cresta de generación de corteza oceánica que indujo el movimiento del bloque de Yucatán hacia el Sur durante el Jurásico Temprano y Medio, y que separó las dos masas de sal; la de la porción meridional se movió hacia el Sur junto con Yucatán (Humpris, 1979; Salvador, 1987, 1991). Sin embargo, aunque el proceso de *rifting* fue lento, el depósito de la sal fue relativamente rápido pues se realizó en un lapso de aparentemente cinco millones de años, durante el Calloviano.

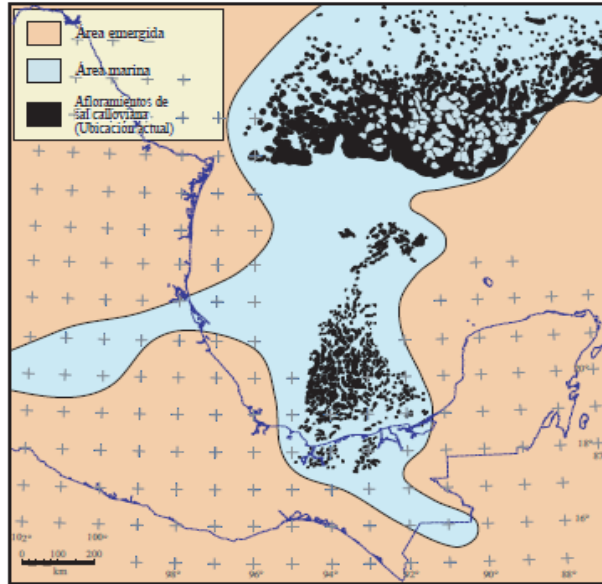


Figura 2.15 Paleogeografía del Jurásico Medio. La sal depositada durante el Calloviano se representa en negro (Padilla y Sánchez, 2007).

La mayor masa de sal se depositó primero en la parte central del Golfo de México, pero posteriormente, a medida que la invasión por aguas marinas iba progresando, se desarrollaron en sus bordes plataformas muy amplias en donde la circulación de las aguas era muy restringida, y estaban limitadas hacia el mar por largas barras de oolitas, que se extendían por cientos de kilómetros cuadrados alrededor del Golfo, condiciones que favorecieron el depósito de otras masas de sal en las zonas lagunares que bordeaban la cuenca. En el Sureste mexicano las barras de oolitas jurásicas tienen una distribución extensa, Figura 2.16 y se han identificado claramente porque son las rocas productoras de hidrocarburos en campos gigantes como Samaría y Sitio Grande (Santiago-Acevedo y Mejía-Dautt, 1980).

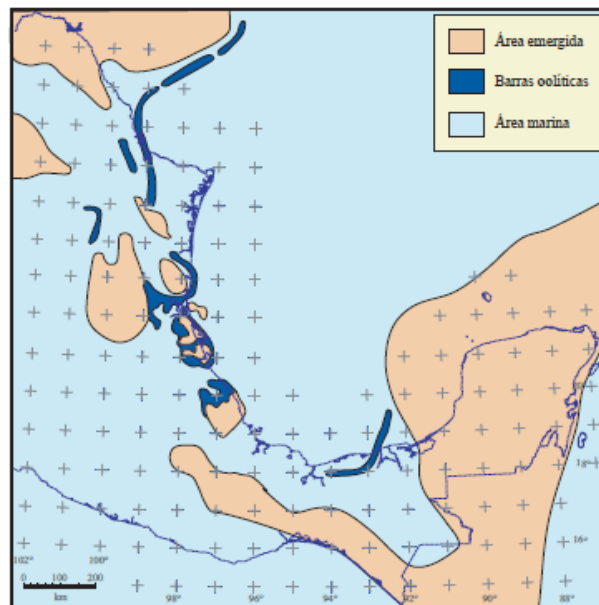


Figura 2.16 Paleogeografía del Kimmeridgiano Temprano. El Macizo de Chiapas y el bloque de Yucatán ocupan la posición que tienen hoy (Padilla y Sánchez, 2007).

El movimiento del bloque de Yucatán hacia el Sur se realizó a lo largo de dos sistemas de fallas transformantes que han recibido diferentes nombres por diversos autores, quienes también las han ubicado en sitios distintos. El sistema occidental fue denominado *Falla Transformante Tamaulipas-Golden Lane-Chiapas* por Pindell (1985), *Falla Tamaulipas-Oaxaca* por Robin (1982) y Padilla y Sánchez (1986) y denominado solamente como la “*Transformante*” por Salvador (1991), mientras que el sistema oriental solamente ha sido mencionado pero no ha recibido un nombre más formal.

La Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca, Figura 2.17 tuvo un papel muy importante en la apertura y posterior evolución tectónica del Golfo de México, por las razones siguientes:

- La forma de arco de círculo que tiene esta falla, apoya un deslizamiento lateral del Bloque Yucatán a lo largo de ella durante el Jurásico Temprano-Medio, que hace girar a Yucatán unos 49° en sentido contrario al de las manecillas del reloj, lo cual es concordante con los datos paleomagnéticos de Guerrero-García (1975) y Pindell y Kennan (2003).
- Al finalizar el Calloviano cambia su desplazamiento lateral nuevamente a vertical y actúa como un sistema de fallas normales que favorecen la subsidencia del piso del Golfo de México (Padilla y Sánchez, 1982; Alaniz -Alvarez *et al.*, 1996).
- Constituye el límite entre la corteza continental verdadera y la corteza continental atenuada.
- Es el conducto en el cual se emplazan las serpentinitas de Cd. Victoria, Concepción Pápalo (Dengo, 1972; Delgado-Argote y Morales-Velázquez, 1984) y Matías Romero.
- Es el conducto para la actividad volcánica alcalina e hiperalcalina en la Planicie Costera del Golfo, además de ser el límite entre el vulcanismo dacítico-andesítico de la Franja Volcánica Trans-Mexicana y la mencionada Planicie Costera del Golfo.
- El conjunto de fallas cuasi-paralelas que constituyen la Falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca, limitan individualmente a los bloques de basamento que estuvieron emergidos durante el Mesozoico Temprano.

Al terminar el Calloviano el Bloque Yucatán alcanzó la posición que ocupa actualmente y desde entonces sólo estuvo sujeto a una subsidencia lenta pero continua, hasta la época del Plio-Pleistoceno, cuando comenzó a emerger. También al término del Calloviano, la falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca detiene su movimiento lateral y comienza a moverse en sentido vertical, favoreciendo la subsidencia de bloques de basamento. En el sureste mexicano es particularmente importante ésta época porque es entonces cuando el Macizo de Chiapas, junto con el Bloque Yucatán, comienza a recibir sedimentos marinos en su porción Norte. El Período Jurásico Tardío se caracterizó por ser una época de tranquilidad tectónica en la que una subsidencia lenta, asociada al desplazamiento divergente de las Placas de Norteamérica de las de Laurasia y Gonwana, propició las condiciones necesarias para el depósito de carbonatos y lodos calcáreo-arcillosos intercalados.

El proceso tectónico de *rifting* que dio paso a la apertura del Golfo de México terminó al fin del Calloviano, después de lo cual, durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del protogolfo de México, en

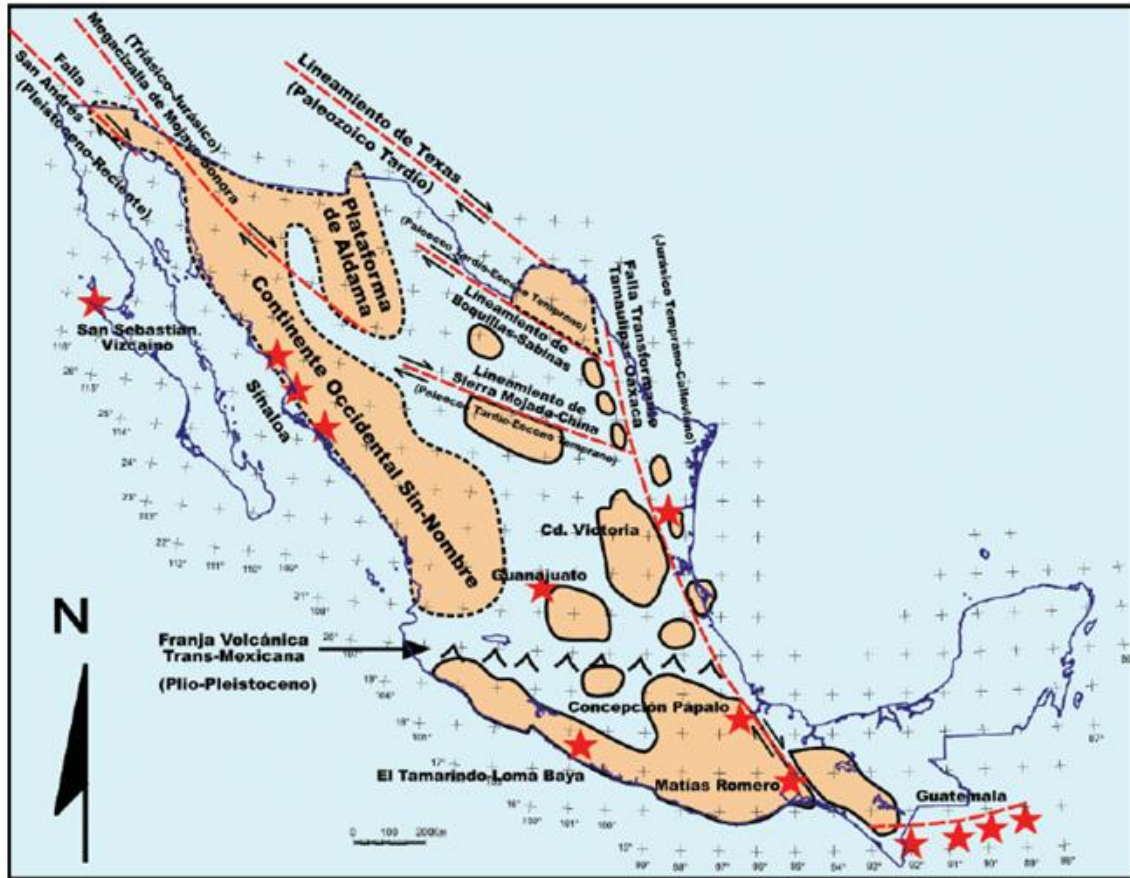


Figura 2.17 Estructuras regionales que afectan la corteza continental de México. Las estrellas indican afloramientos de rocas básicas y ultrabásicas (Modificada de Padilla y Sánchez, 2007).

las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991; Winker y Buffler, 1988; Williams-Rojas y Hurley, 2001). Este período se caracteriza por el depósito de clásticos en las zonas litorales, por la abundancia de carbonatos en las plataformas y por el depósito de menores espesores de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas en las zonas de cuenca. De hecho estas asociaciones litológicas formaron bandas concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México (Salvador, 1991). Los bloques de basamento emergidos que formaban las paleoislas en el occidente del protogolfo de México continuaban afectando la sedimentación de la región, siendo el mayor aporte de clásticos los provenientes del área del Bloque Yucatán y del noroeste. Estas condiciones de subsidencia lenta y continua prevalecieron durante todo el Kimmeridgiano (Salvador, 1987, 1991, 1991).

En el Tithoniano los *horsts* formados en el basamento pre-mesozoico bordeando la parte occidental del Golfo de México permanecieron emergidos y aportando sedimentos clásticos cada vez en menores cantidades a medida que el relieve topográfico disminuía. En las áreas costeras de estas islas continuó el depósito de rocas clásticas, grandes lagunas litorales y de barras oolíticas en los extremos de las plataformas.

En el suroeste del Golfo también se desarrollaron amplias plataformas someras que se extendían hasta el Macizo de Chiapas y el Occidente del Bloque Yucatán que continuaban aportando clásticos. En ellas se depositaron también grandes volúmenes de carbonatos y, probablemente, también algunos depósitos de sal en la parte Noroccidental del Macizo de Chiapas (Viniegra, 1971), aunque no se tiene evidencia concluyente al respecto. Las condiciones de estabilidad tectónica y climática fueron máximas, favoreciendo así la proliferación de vida. En este período se depositaron en la cuenca lutitas muy ricas en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de carbonatos, que son la roca generadora de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos que existen en el Golfo de México, Figura 2.18, especialmente en el Sureste mexicano (González y Holguín, 1992).

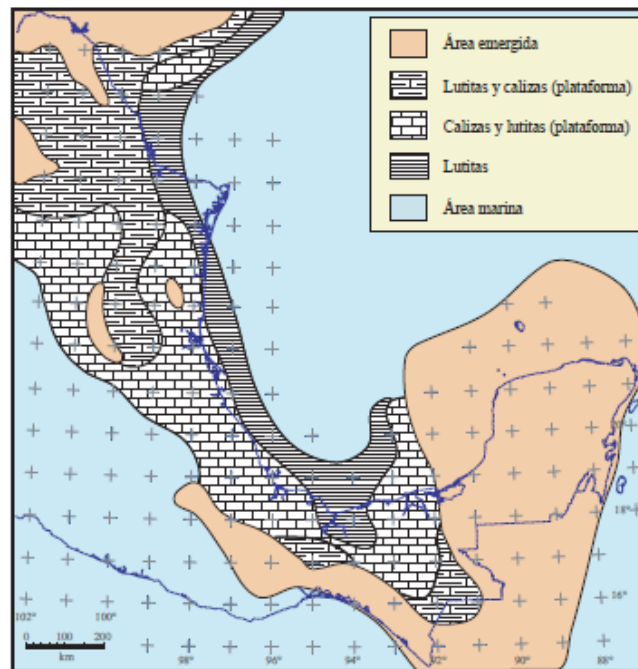


Figura 2.18 Paleogeografía del Tithoniano Superior. Las áreas de plataformas someras, en donde ocurrió el depósito de sedimentos ricos en materia orgánica, que constituyen la principal roca generadora de hidrocarburos en el Golfo de México (Padilla y Sánchez, 2007).

Hacia fines del Tithoniano continuó la gran invasión de los mares en el Golfo de México y se inició la sumergencia de la porción meridional de Florida (Salvador, 1991). La mayoría de las islas del Occidente del Golfo de México fueron cubiertas por los mares jurásicos, pero permanecieron emergidas la parte noroeste de la Península de El Burro-Peyotes, las Islas de Tamaulipas, pequeñas islas en el área de Tampico, el Macizo de Chiapas y el Bloque Yucatán. Al Occidente de México se incrementó la actividad volcánica, como lo indica la presencia de numerosas capas de bentonita y pedernal negro, lentes y nódulos en el Norte de Veracruz (Viniegra, 1966). El espesor de las rocas del Tithoniano varía en el Sur (Tabasco) y el Occidente del Golfo de México (Veracruz y Tamaulipas) de 400 a 500 m y disminuye a aproximadamente 100 m en el área de Saltillo.

Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano, a la vez que las islas del Archipiélago de Tamaulipas, el Macizo de Chiapas y el Bloque Yucatán continuaban su lenta subsidencia y el mar las iba cubriendo

progresivamente. Para el Neocomiano Superior (Hauteriviano-Barremiano), 132 a 121 Ma, aumentó la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordeaban el Golfo de México. Durante este tiempo el Archipiélago de Tamaulipas fue totalmente cubierto por los mares y sólo quedaron emergidos los bloques altos de basamento de la Isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del Bloque Yucatán, en cuyos litorales continuó la sedimentación clástica, Figura 2.19.

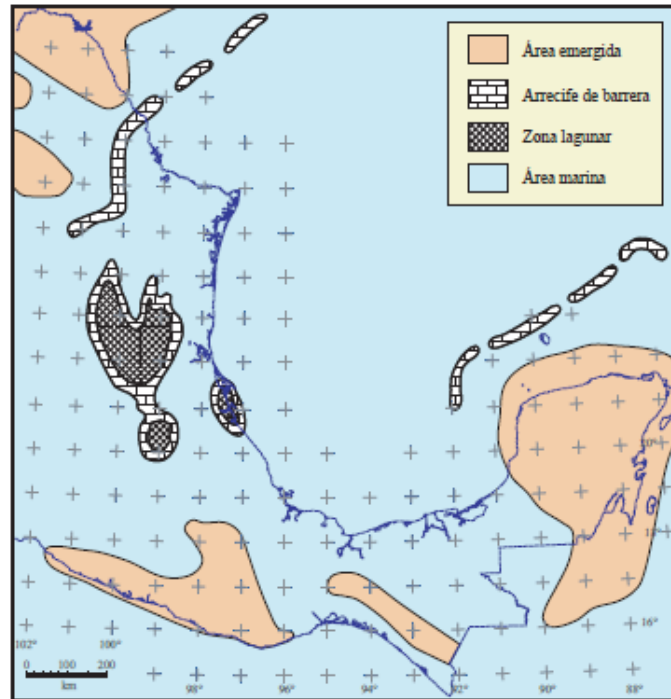


Figura 2.19 Paleogeografía del Barremiano. Note la longitud de la barrera de arrecifes que bordean a las plataformas, así como las áreas de carbonatos en aguas someras (Padilla y Sánchez, 2007).

Con base en el estudio de los abundantes afloramientos a lo largo de la Sierra Madre Oriental y a los datos del subsuelo que existen en pozos de la Planicie Costera del Golfo, se infiere que durante el Coniaciano y el Santoniano se incrementó la actividad volcánica en el Occidente de México, lo cual se reflejó en la sedimentación marina del Golfo de México, en donde continuó el depósito de capas delgadas de calizas y lutitas, pero con abundantes horizontes intercalados de bentonita, abarcando todas las plataformas del borde occidental y meridional del Golfo; mientras que en la cuenca continuaba el depósito de carbonatos con bandas y nódulos de pedernal con delgadas intercalaciones de bentonita (Salvador 1991).

Para el fin del Período Cretácico, durante el Campaniano y el Maestritchiano, aumentó el aporte de sedimentos clásticos provenientes del oeste de México, mientras que en el occidente del Golfo de México la subsidencia aumentó y se depositaron gruesos espesores de margas y lutitas de la Formación Méndez, Figura 2.20. En varias localidades a lo largo de la Sierra Madre Oriental se han reportado horizontes delgados de bentonita (Padilla y Sánchez, 1986), que indican que la actividad volcánica en el occidente continuó hasta casi el fin del Cretácico.

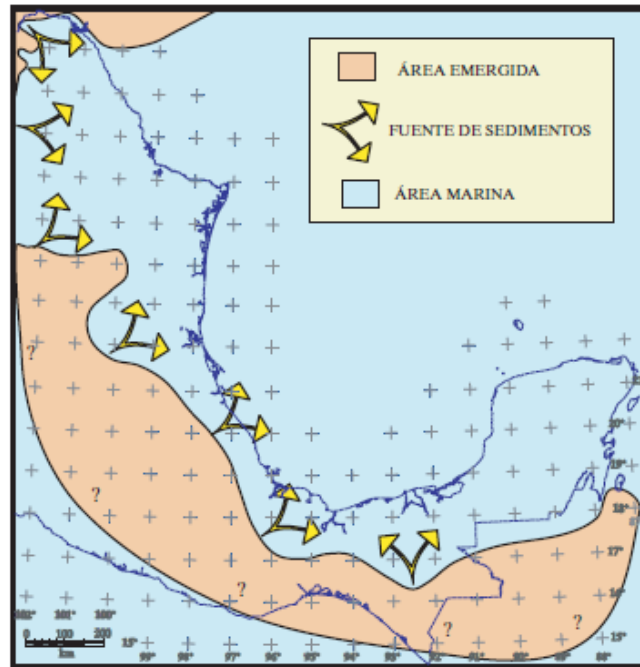


Figura 2.20 Paleografía del Turoniano-Maestrichtiano. El aporte de sedimentos provenientes del occidente y del sur se incrementó y cambió definitivamente el patrón de depósito de carbonatos a clásticos. Esta condición se mantuvo hasta el Cenozoico (Padilla y Sánchez, 2007).

Otro cambio importante en la evolución tectónica del Golfo de México ocurre en el límite entre el Período Cretácico y el Período Paleógeno, cuando se ha postulado que en el área de Chicxulub, en la costa norte de Yucatán, ocurrió el impacto de un cuerpo extraterrestre al que se considera responsable de la extinción de numerosas especies animales y vegetales, entre las que destacan los dinosaurios y las amonitas (Alvarez *et al.*, 1992). Coincidente con esta edad, existe una brecha en carbonatos que tiene una gran extensión en el sur del Golfo de México y tiene también una gran importancia económica para el país, por ser la roca almacén de los grandes campos petroleros del área marina del sureste de México, Figura 2.21.

La Era Cenozoica se inicia prácticamente con el evento tectónico que dió origen a las cadenas plegadas y cabalgadas del occidente del Golfo de México, específicamente las Sierras y Cuencas de Coahuila, la Sierra Madre Oriental y la Sierra de Zongolica, desde el Paleoceno tardío hasta el Eoceno temprano (Padilla y Sánchez, 1982).

Durante el Cretácico la forma y el tamaño de la cuenca del Golfo de México estuvo determinada por las plataformas carbonatadas; a partir del Eoceno Tardío se depositaron gruesos espesores de arenas finas en los talúdes del occidente del Golfo de México, Planicie Costera del Golfo, al tiempo que los sedimentos más finos iban rellendo las partes más profundas (Goldhammer 1999).

Como consecuencia del aporte masivo de sedimentos la sal y la arcilla de la parte meridional del Golfo de México empezaron a moverse, formando “rollers”, diapiros, lenguas y canopies, así como también contribuyendo a la sobrepresurización de las masas de arcilla.

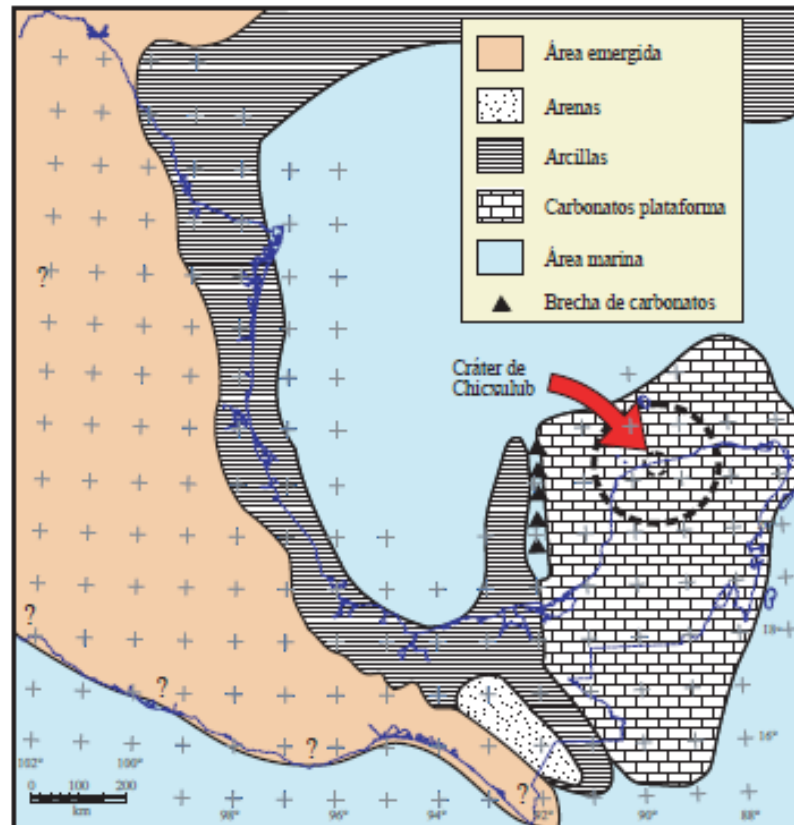


Figura 2.21 Paleogeografía de inicios del Paleoceno, cuando se ha propuesto el impacto de un meteorito en el área de Chicxulub. En este tiempo se depositó una brecha de carbonatos con una gran extensión y espesores que alcanzan los 700 m (Padilla y Sánchez, 2007).

El origen de las Cuencas del Sureste está íntimamente ligado con la Sierra de Chiapas y con la Cadena Plegada de Reforma-Akal. Según Santiago-Acevedo *et al.* (1984), a principios del Paleógeno, el Macizo de Chiapas continuaba emergido en su parte sur, mientras que sobre las rocas carbonatadas marinas (de plataforma en Chiapas y de cuenca en Campeche) de su parte norte, se depositaban gruesas secuencias de clásticos con espesores que varían de 2,500 m en la zona de Campeche (Pozo Ateponta 1), hasta cerca de 3,000 m en Chiapas (Pozo Triunfo 101).

De acuerdo con Ambrose *et al.* (2003), durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en todo el Sureste Mexicano, aunque en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un depocentro en donde se depositaron gruesas secuencias de arcillas. Al mismo tiempo, sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal se depositaron espesores menores de arenas y arcillas, mientras que en el área de Comalcalco-Salina del Istmo comenzó la movilización hacia el norte, de grandes volúmenes de sal en forma de almohadillas y “rollers” (Angeles Aquino *et al.*, 1992). Los mismos patrones sedimentarios continuaron hasta el Mioceno Temprano, pero en el Mioceno Medio (Serravaliano, 12.0 Ma) ocurrió la máxima etapa de deformación que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de *décollement* en la cima de la sal calloviana y una vergencia hacia el norte. Sánchez-Montes de Oca (1980) denominó a esta orogenia como Evento Chiapaneco, Figura 2.22.

Durante este evento el Macizo de Chiapas también se acortó, por lo que García-Molina (1994) considera que existe otro nivel de despegue profundo dentro del bloque de basamento.

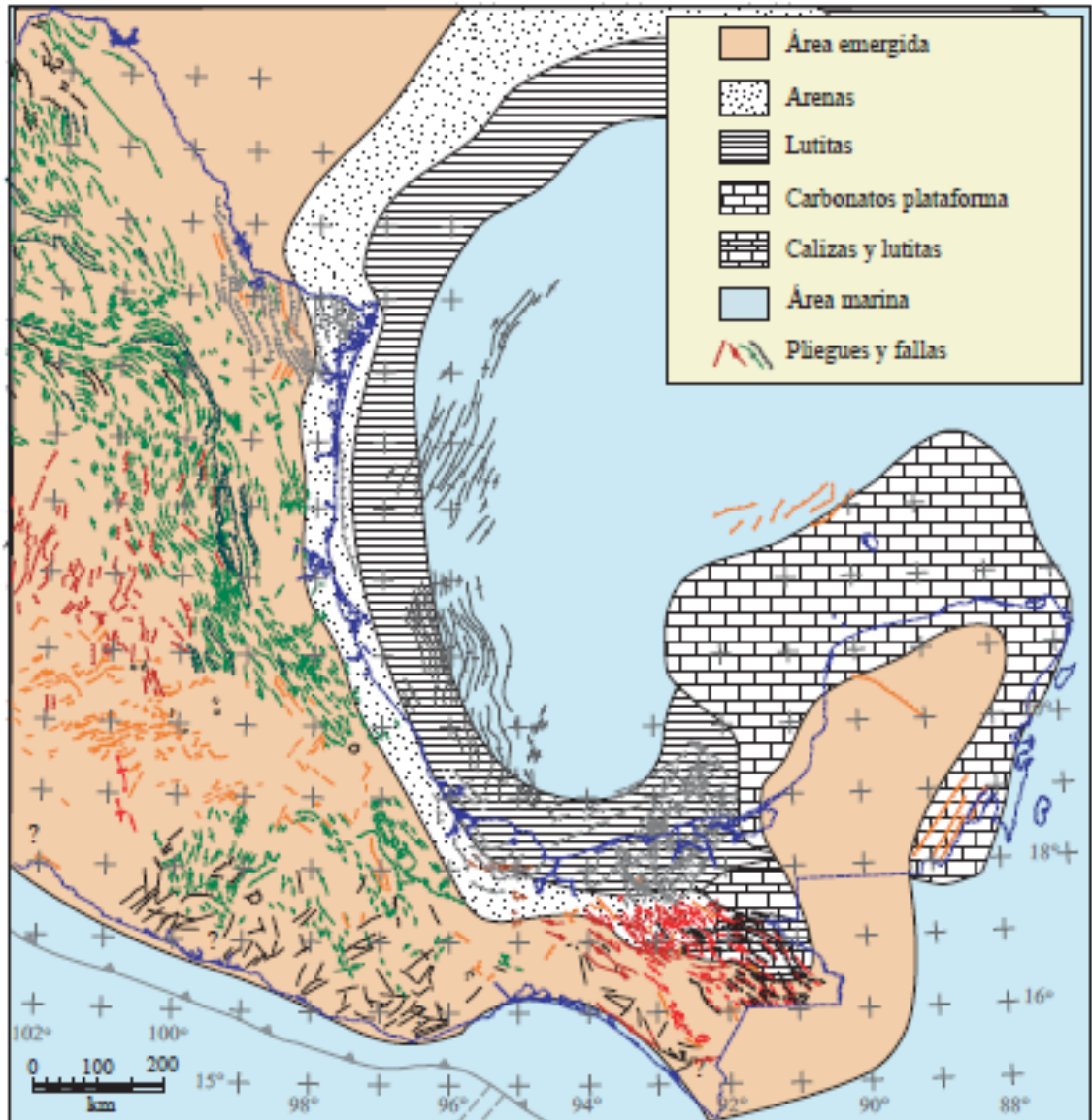


Figura 2.22 Paleogeografía del Mioceno tardío, cuando ya se habían formado las Crestas Mexicanas y los pliegues y fallas de la Cuenca de Veracruz, y de la Sierra de Chiapas-Reforma-Akal (Padilla y Sánchez, 2007).

Hacia fines del Mioceno e inicios del Plioceno, después de la deformación compresiva del Evento Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal Calloviana en la misma dirección, Figura 2.23. El gran aporte de clásticos provenientes del Macizo de Chiapas durante el Plioceno y el Pleistoceno, causó el depósito de varios kilómetros de espesor de sedimentos, cuya sobrecarga empezó a generar grandes fallas de crecimiento orientadas NE-SW, con sus bloques caídos hacia el Norte.

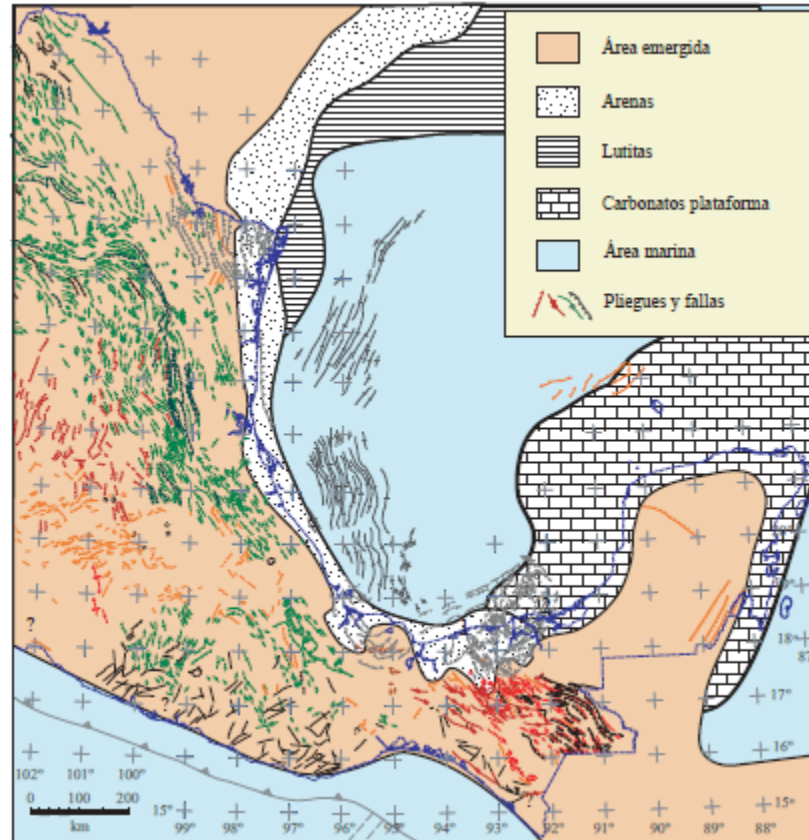


Figura 2.23 Paleogeografía del Pleistoceno Tardío. En este tiempo ya había ocurrido el basculamiento hacia el norte de la cadena Sierra de Chiapas-Reforma-Akal por el desalojo de sal calloviana y se habían formado las cuencas de Comalcalco, Salina del istmo y Macuspana (Padilla y Sánchez, 2007).

En la Figura 2.24 se ilustra de manera esquemática la relación tectónica entre las estructuras compresionales del Evento Chiapaneco y las estructuras extensionales que las sobreyacen.

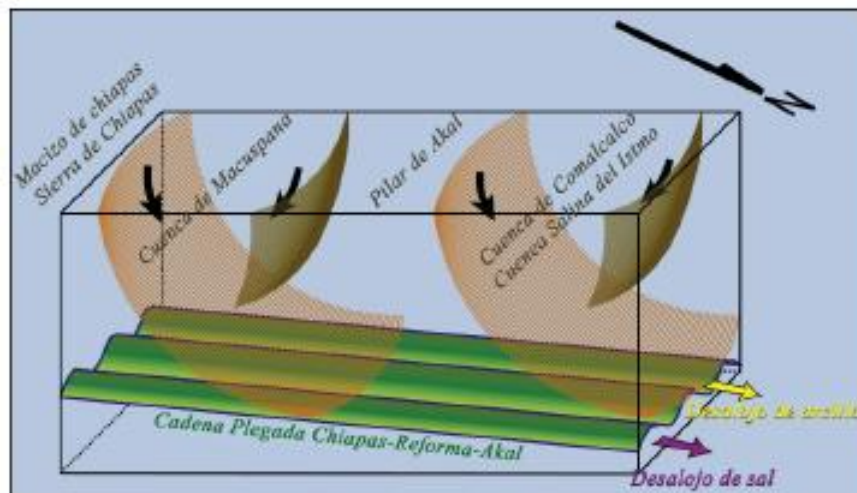


Figura 2.24 Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional (Padilla y Sánchez, 2007).

Las mayores fallas lístricas normales del Plio-Pleistoceno se formaron en las cuencas de Macuspana, Comalcalco y Salina del Istmo, mientras que espesores menores de sedimentos clásticos fueron depositados también sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal. Una diferencia que es notable entre estas cuencas, consiste en que mientras en la cuenca de Comalcalco y Salina del Istmo se desalojaba sal (Ricoy, 1989), en la de Macuspana se desalojaba arcilla (Ambrose *et al.*, 2003). En las secciones geológicas regionales de la Figura 2.25, se muestran las estructuras de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y Macuspana, así como las estructuras de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal.

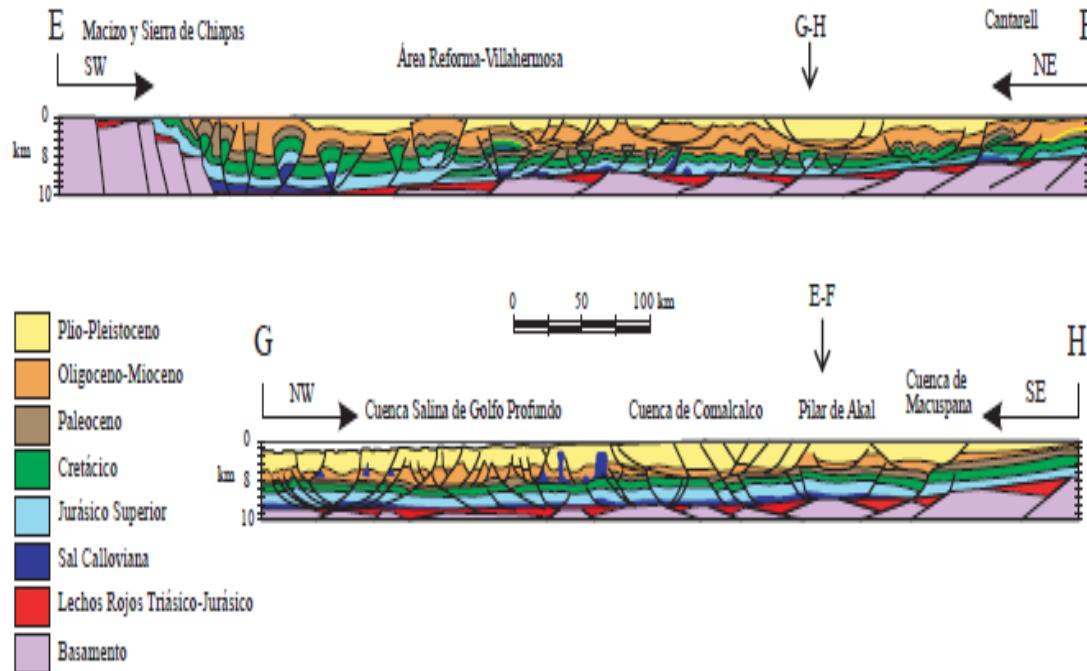


Figura 2.25 Secciones geológicas de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal y de la Cuenca de Comalcalco (Modificada de García 1994).

Finalmente, la deformación del sureste mexicano ocurrió en el Neógeno, Figuras 2.26, en el orden siguiente:

1. Plegamiento y fallamiento de la Cadena Plegada y Cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal durante el Mioceno medio, Figura 2.26 b, con un despegue al nivel de la sal del Calloviano y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas.
2. Basculamiento, hacia el Noreste, de la cadena plegada durante el Mioceno tardío.
3. Depósito de gruesos espesores de arcillas durante el Mioceno tardío.
4. Deslizamiento gravitacional de la columna Paleógena tardía sobre las arcillas miocénicas.
5. Formación de la cuenca de Comalcalco durante el Plioceno, Figura 2.26 c.
6. Formación de la cuenca de Macuspana en dos etapas: las fallas que la limitan al SE y al NW se formaron durante el Plioceno y las fallas oblicuas escalonadas Este-Oeste se formaron durante el Pleistoceno y hasta el Reciente, Figura 2.26 c. En ambos casos las arcillas del Mioceno favorecieron el *décollement* de la columna.

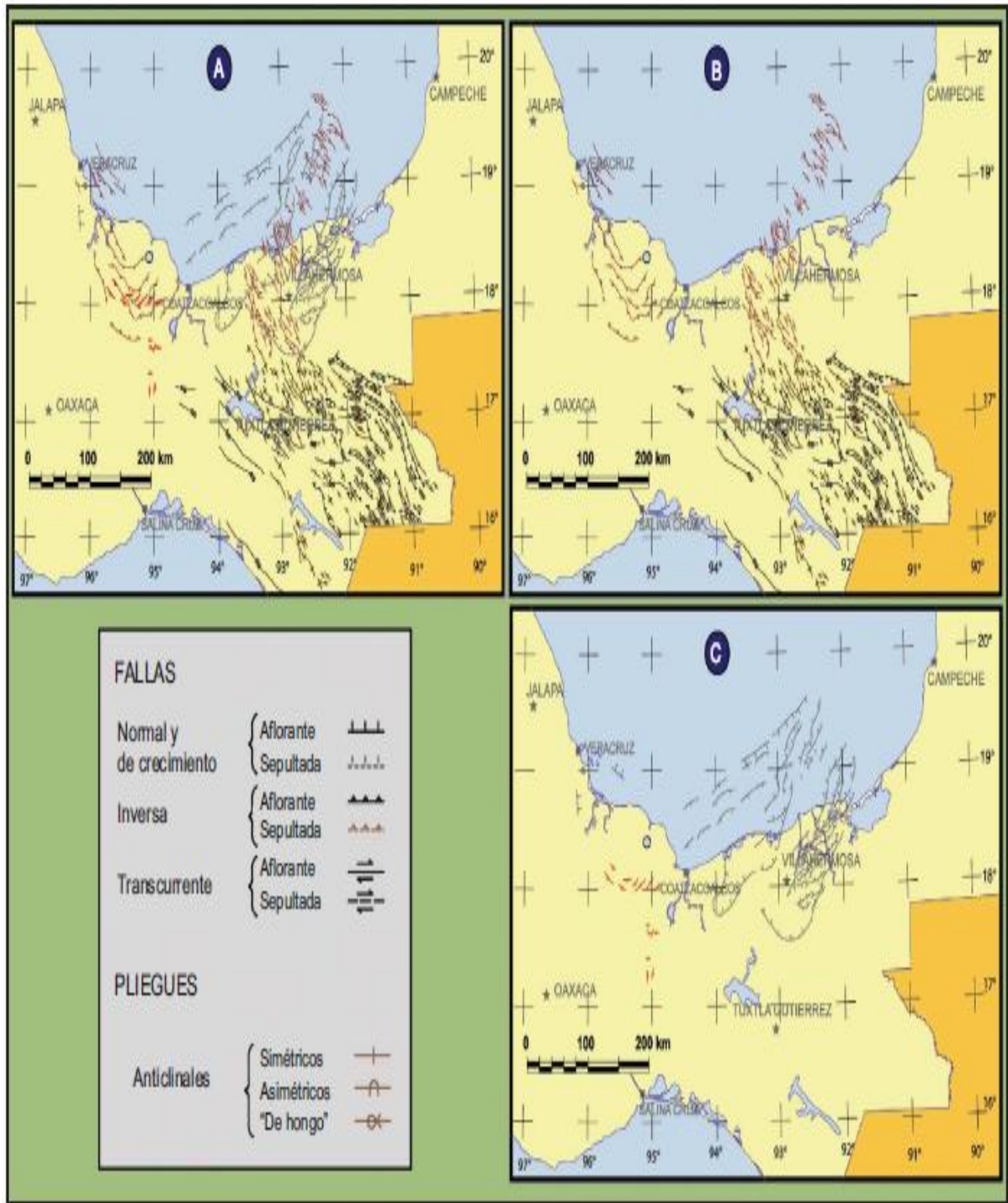


Figura 2.26 Estructuras Cenozoicas del Sureste Mexicano. Las estructuras con línea discontinua están en el subsuelo. A) Todas. B) Pliegues y fallas compresionales Miocénicas. C) Fallas extensionales y pliegues compresionales del Plio-Pleistoceno (Padilla y Sánchez, 2007).

SISTEMA PETROLERO

El avance en el conocimiento de los mecanismos de generación, transporte y acumulación de hidrocarburos, junto con la definición de los elementos de control sedimentario, diagenético, estructural y químico son cruciales para entender la formación y acumulación de hidrocarburos.

En efecto, los procesos sedimentarios, la acumulación de la materia orgánica y su transformación en aceite y gas durante los procesos diagenéticos, catagenéticos y metagenéticos han sido estudiados desde diferentes puntos de vista y de manera muy detallada, al igual que los mecanismos de migración y acumulación. Para poder conocer la evolución de las cuencas petroleras, se han desarrollado diferentes técnicas o metodologías, que involucran los siguientes aspectos:

- 1.- La microtermometría de inclusiones fluidas acuosas y de hidrocarburos.
- 2.- La geoquímica de halógenos en los solutos de fluidos en inclusiones y en salmueras.
- 3.- La geoquímica de isótopos estables en carbonatos, fluidos de inclusiones y salmueras, incluyendo técnicas microanalíticas de desarrollo reciente.
- 4.- La geoquímica de gases y de isótopos estables de gases nobles en inclusiones fluidas.
- 5.- La espectroscopía de infrarrojo con transformada de Fourier.

En la Figura 3.1 se presenta un esquema general de la formación de hidrocarburos, y sus respectivas ventanas de generación, de acuerdo a la profundidad de sepultamiento de la roca generadora (o roca madre); aunque la maduración de los hidrocarburos depende además del tipo de kerógeno, de la historia del sepultamiento, y del gradiente geotérmico (Tissot *et al.*, 1974). Existe una relación directa entre el poder reflector de la vitrinita con las temperaturas de maduración de los hidrocarburos, así como con otros mecanismos, como los de oxidación-reducción. Según Machel (1987, 1997, 2001), es en estas condiciones en que se pueden generar procesos de reducción bacteriana del sulfato (BSR) hasta 80°C, y de reducción térmica del sulfato (TSR) entre 100° y 140°C, con todas sus consecuencias mineralógicas e isotópicas. Los hidrocarburos generados se pueden acumular *in situ* o migrar y acumularse en trampas geológicas a condiciones muy distales de la roca madre que los generó.

Actualmente es posible entender las condiciones de presión-volumen-temperatura-composición (PVTX) de los fluidos que se formaron, desde las etapas más tempranas de la generación de hidrocarburos hasta su acumulación, por medio de (1) el estudio microtermométrico detallado de las inclusiones fluidas, (2) el estudio de los procesos de interacción agua/roca con el auxilio de los isótopos estables, (3) el estudio de la geoquímica de halógenos, y (4) de la geoquímica de gases nobles (Kyser, 2000; Samson *et al.*, 2003).

Los datos geoquímicos, isotópicos y termobáricos basados en sólidos estudios petrográficos y adquiridos mediante una extensa gama de técnicas analíticas aplicadas al estudio de las inclusiones fluidas son de gran importancia si consideramos que las rocas de la corteza terrestre son el resultado de una larga historia que puede incluir numerosos episodios de deformación, metamorfismo y diagénesis.

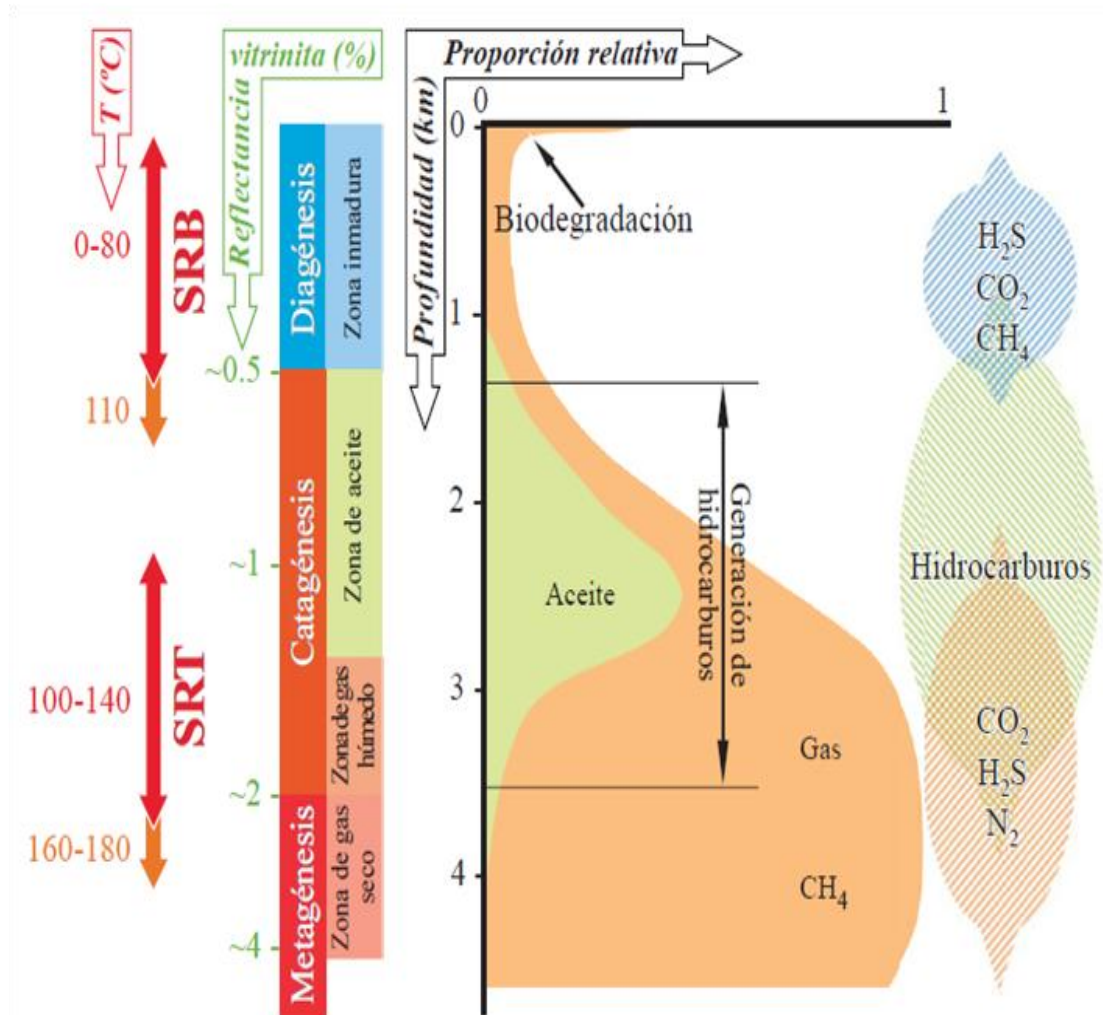


Figura 3.1 Condiciones de generación de hidrocarburos, SRB = reducción bacteriológica del sulfato; SRT = reducción térmica del sulfato (tomado de González- Partida et al, 2008).

Así, el correcto estudio de las inclusiones fluidas proporciona información que no puede ser obtenida de ninguna otra manera, pues éstas son una evidencia directa de los fluidos asociados a los procesos geológicos. En las Cuencas del Sureste Mexicano, particularmente en el área Chiapas-Tabasco, las principales rocas almacenadoras son calizas con diferentes grados de dolomitización debida a fenómenos de interacción agua/roca que originaron buena porosidad secundaria en la que se alojan importantes volúmenes de hidrocarburos.

La dolomitización es un proceso químico por el cual una roca carbonatada, formada esencialmente por calcita, es substituida parcial o totalmente por una roca constituida por dolomita, que recibe el nombre de dolomía y que generalmente presenta importantes cambios texturales y aumento de porosidad. Para que se produzca este fenómeno se necesita esencialmente:

- (1) Una permeabilidad inicial de la roca a substituir.
- (2) Un mecanismo que actúe de motor del flujo de fluidos.
- (3) Una fuente suficiente de magnesio movilizado mediante dichos fluidos.

Los fluidos que se han asociado a la formación de dolomías son muy diversos: aguas marinas, aguas continentales, mezcla de éstas con salmueras de cuenca, mezcla de salmueras hipersalinas con aguas de mar o, en el caso de sistemas de mayor temperatura, salmueras de cuenca enfriadas. Tales procesos son conspicuos en las rocas calcáreas que contienen los hidrocarburos de los campos petrolíferos de las Cuencas del Sureste.

En la Figura 3.2 se presenta la distribución de los campos petroleros en el sureste de México, donde se puede observar con detalle los pertenecientes al área Chiapas-Tabasco, y en particular se muestra una sección geológica representativa del área construida con base en la reinterpretación de un perfil sísmico.

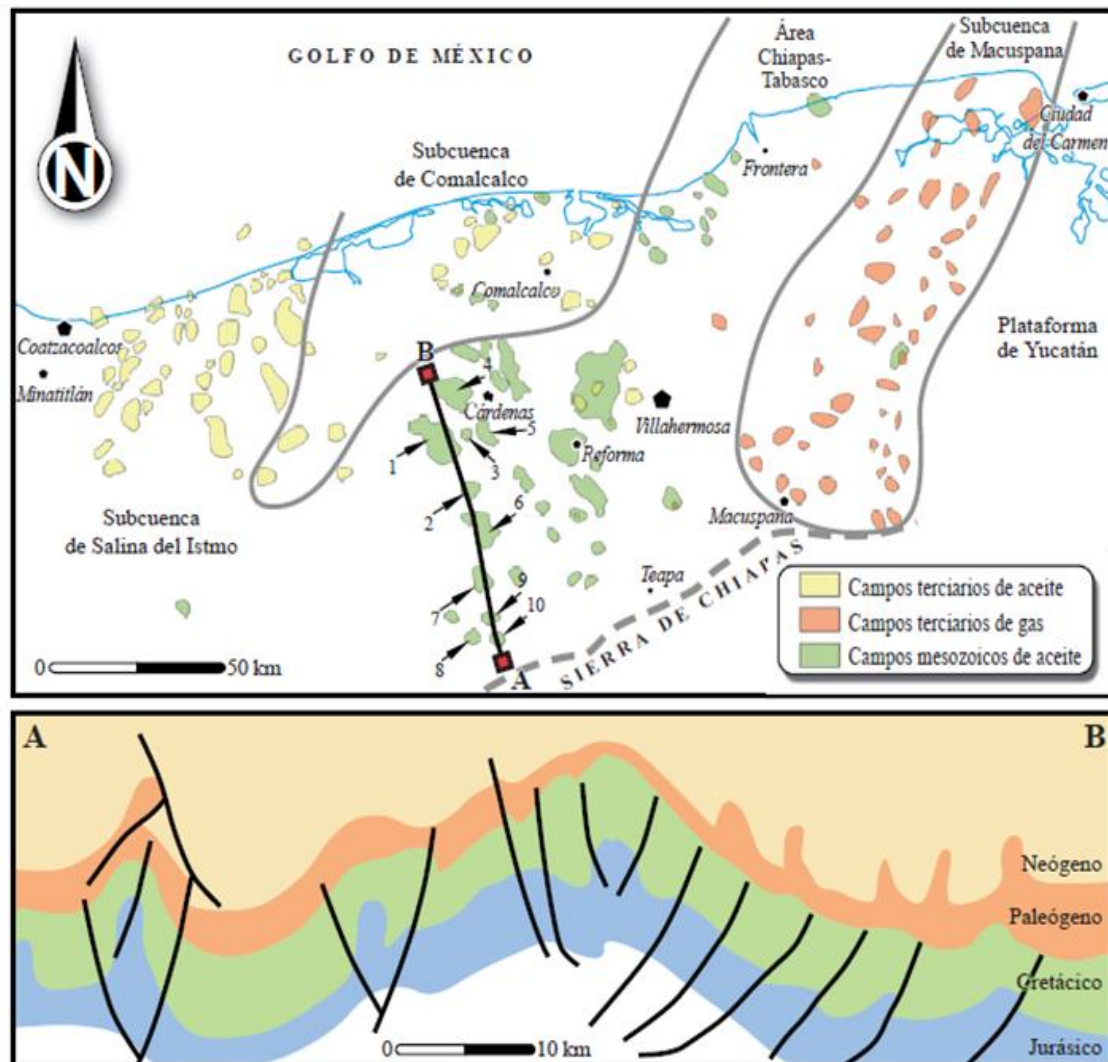


Figura 3.2 Mapa de la porción continental de las Cuencas del sureste, con la distribución de campos petroleros y una sección geológica representativa (Chavez-Valois et al, 2004).

Se han caracterizado a los fluidos relacionados con los yacimientos de hidrocarburos de las Cuencas del Sureste, tanto en las rocas generadoras del Tithoniano-Kimmeridgiano, como en las rutas de migración y del llenado de los yacimientos. Martínez-Ibarra (1999),

Martínez-Ibarra *et al.*(2003), González-Partida *et al.* (2004), Levresse *et al.* (2004, 2005), Méndez-Ortiz *et al.* (2004), Bourdet *et al.* (2005) y Pironon *et al.* (2005) caracterizaron los paleofluidos más precoces relacionados a las rocas generadoras del Tithoniano-Kimmeridgiano, que son salmueras cálcicas; las inclusiones con hidrocarburos presentan Temperatura de homogenización entre 40° y 86°C.

Las salmueras acuosas presentan concentraciones entre 5 y 28% molar de CH₄, menos del 7% molar de H₂S, y entre 6 y 33% molar de CO₂, con la presencia de alcanos pesados entre 60.2 y 61.3% molar, correspondientes a una cadena de carbono entre C₈ y C₁₄ (datos obtenidos mediante espectroscopía de infrarrojo mediante transformada de Fourier, o FTIR). Tales cadenas son características de aceites del tipo *black oil* a aceite ligero. La repartición de la mayoría de las inclusiones presentan densidades API en dos modas comprendidas entre 2° y 6° API, y entre 11° y 13° API. Bourdet *et al.* (2005) y Levresse *et al.* (2005a) interpretaron que el primer episodio de circulación de fluido está representado por la presencia de inclusiones fluidas acuosas muy ricas en CH₄ formadas a una presión de ~1200 bar, sugiriendo que las rocas estaban sobrepresurizadas en el momento de la circulación e interacción de los paleofluidos con la roca regional. La gran cantidad de CH₄ determinada en las inclusiones fluidas acuosas sólo puede estar ligada a una maduración de materia orgánica que se originó durante el flujo de las salmueras.

En la etapa de migración se generaron al menos cinco tipos de dolomita (González-Partida *et al.*, 2004; Levresse *et al.*, 2004; Méndez-Ortiz *et al.*, 2004), y se pasó de un régimen litostático a uno hidrostático con generación de brechas hidráulicas cementadas por dolomita y calcita tardía. Dicho cambio se produjo a presiones entre 500 y 900 bar y a temperaturas entre 100° y 150°C (Martínez-Ibarra, 1999; Bourdet *et al.*, 2005; Levresse *et al.*, 2005a, 2005b; Pironon *et al.*, 2005), con salinidades entre 1.6 y 12 % de NaCl. Las Temperaturas de homogenización en inclusiones con hidrocarburos varían entre 5° y 110°C. Es de destacar que las inclusiones fluidas constituidas principalmente por metano con temperaturas de homogenización muy bajas (5°C) son testigos de un régimen de presiones altas durante el atrapamiento de los hidrocarburos. El llenado de los yacimientos se produjo a Temperaturas de homogenización entre 130° y 150°C, por fluidos acuosos con salinidades medias entre 2 y 8 % de NaCl.

3.1 ROCA GENERADORA

Los volúmenes más grandes de hidrocarburos presentes en los yacimientos del Sureste de México, han sido generados por el subsistema generador Tithoniano, constituido por sedimentos arcillo-calcáreos depositados en un ambiente marino carbonatado anóxico; son extremadamente ricos en materia orgánica tipo II, con una riqueza que varía entre 4 y 15% hacia las áreas inmaduras, mientras que la riqueza residual conocida en el subsuelo oscila entre 0.5 y 6% de COT, Figura 3.3. Tiene un espesor neto generador entre 35 y 400 m, Figura 3.4. Los parámetros de madurez como T_{max} y R_o indican que estas rocas sepultadas a más de 5000 m presentan condiciones de madurez a sobremadurez, Figura 3.5.

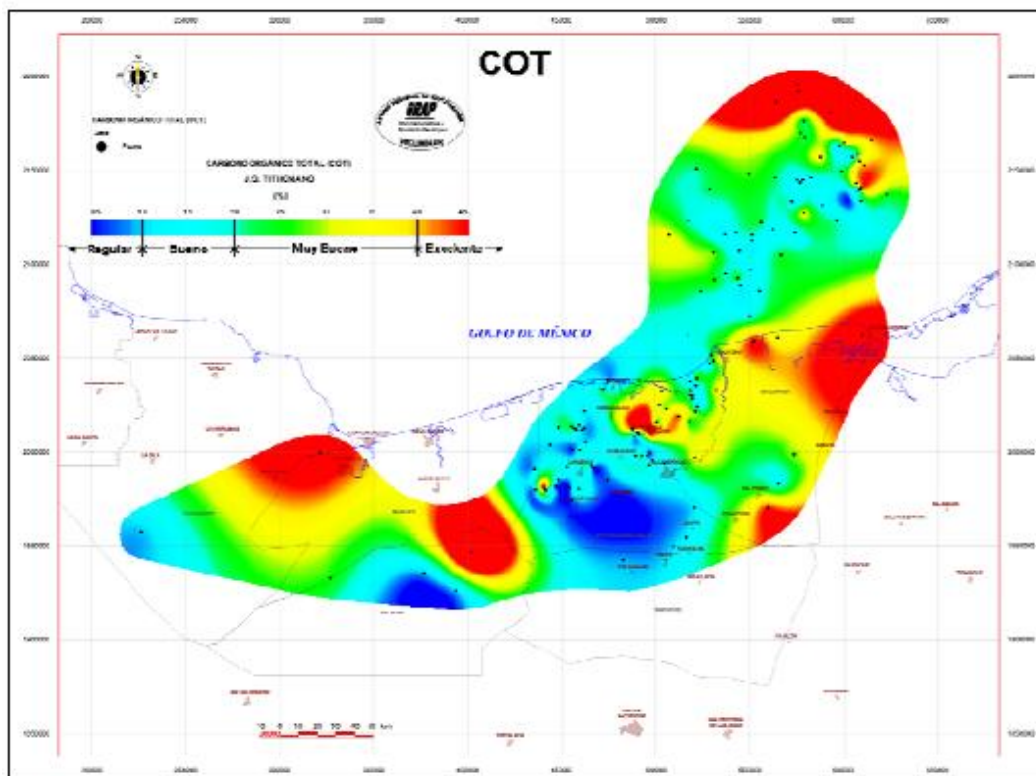


Figura 3.3 Mapa de la distribución del Carbono Orgánico Total con excelentes zonas aisladas (AMGP Delegación Villahermosa, 2008).

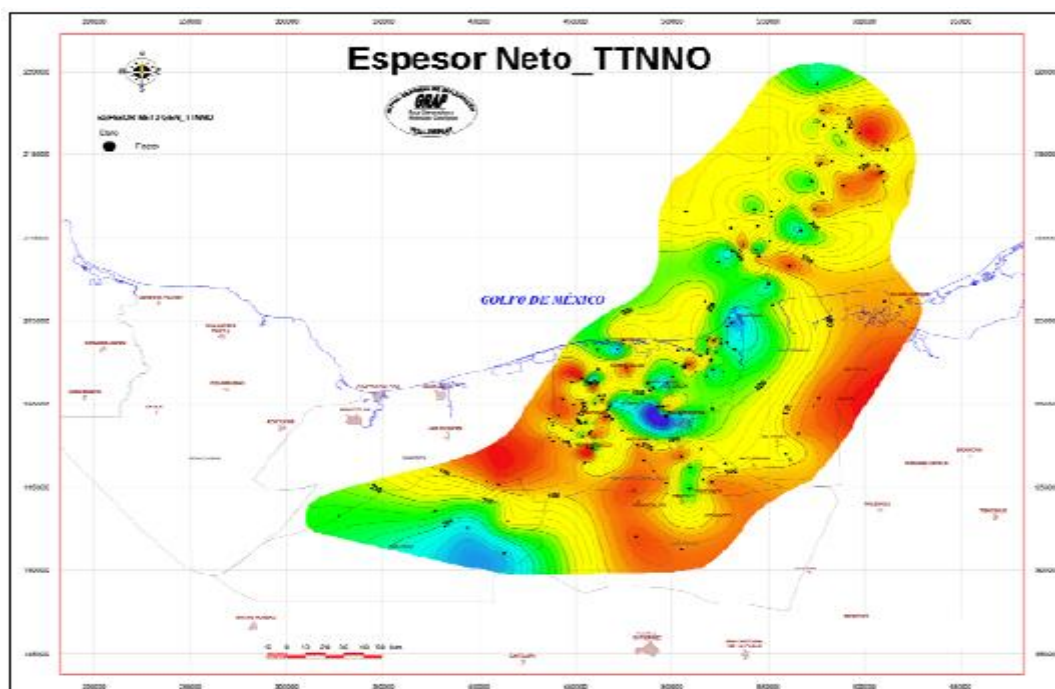


Figura 3.4 Mapa de distribución del espesor neto generador del Jurásico Superior (Tithoniano), se observan depocentros con buenos espesores al norte, NE y SW de Reforma-Comalcalco (AMGP Delegación Villahermosa, 2008).

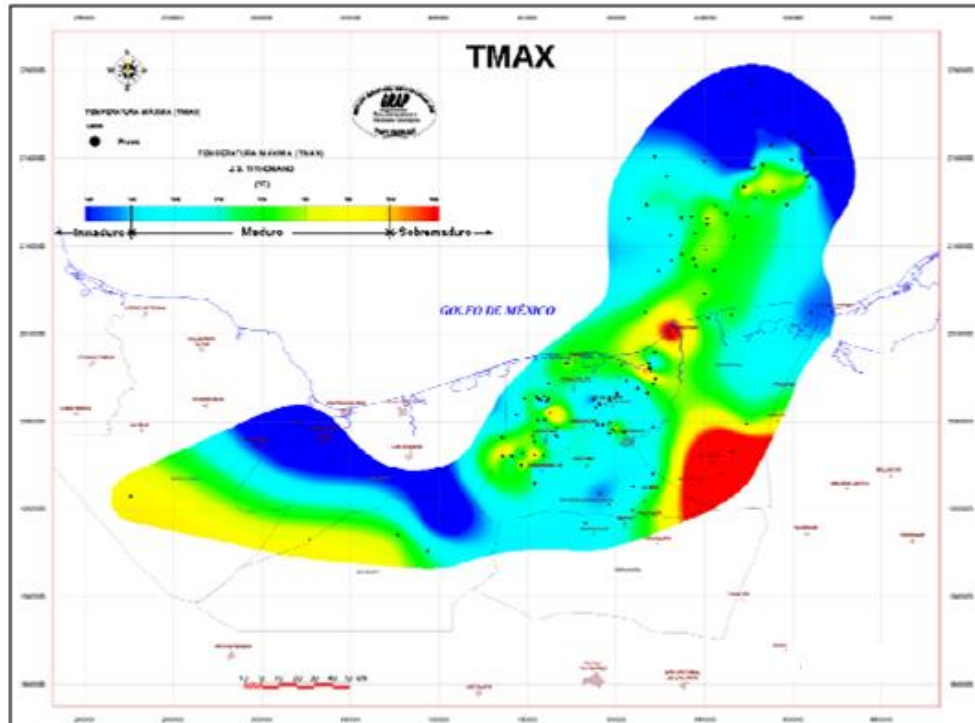


Figura 3.5 Mapa de distribución de la Temperatura Máxima del Jurásico Superior (Tithoniano), las áreas maduras a sobremaduras presentan de muy buena a excelente riqueza orgánica (AMGP Delegación Villahermosa, 2008).

En las Cuencas del Sureste se han identificado cuatro familias de aceite que se producen en sus diferentes campos, cuya distribución se muestra en la Figura 3.6

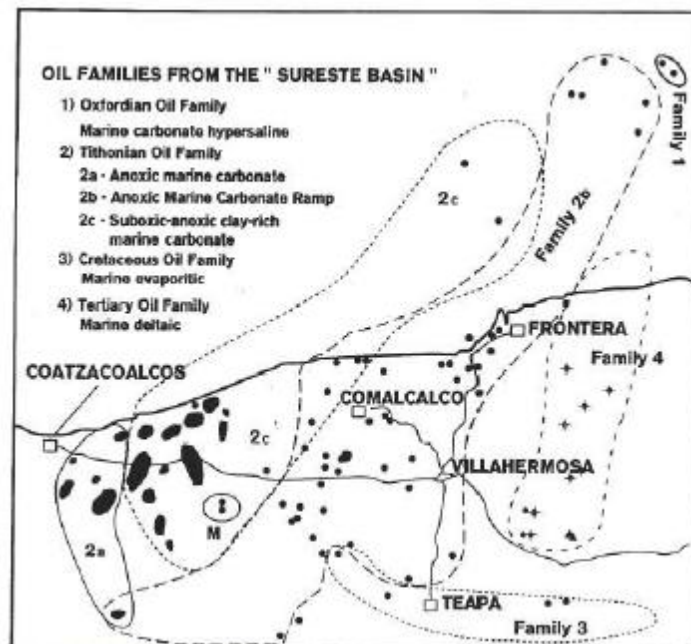


Figura 3. 6 Distribución geográfica de las cuatro familias de aceite identificadas en las Cuencas del Sureste (Sanchez Montes de Oca, 2006).

Cada una de las familias de aceite fue generada por un paquete de rocas generadoras con características propias, tanto en su litología como en el contenido de materia orgánica. Las rocas generadoras del Oxfordiano se han encontrado únicamente en el Norte de la Sonda de Campeche; contienen principalmente materia orgánica tipo II, incluida en lutitas y calizas arcillosas de esta edad, de donde proceden los aceites de la Familia 1.

La Familia 2 fue generada por las rocas del Tithoniano; incluye a tres subfamilias, la Subfamilia 2a se encuentra en la Cuenca Salina del Istmo, en yacimientos contenidos en rocas del Cretácico, del Mioceno y del Plio-Pleistoceno. Estos aceites son poco evolucionados térmicamente y fueron generados por carbonatos con poca influencia de arcillas, depositados en ambientes marinos anóxicos. La Subfamilia 2b se produce en la Cuenca de Comalcalco, el Alto de Reforma-Akal y en la Cuenca de Macuspana; los yacimientos que contienen esta subfamilia se encuentran en rocas del Jurásico, del Cretácico y del Mioceno-Plioceno. Las rocas que generaron esta subfamilia de aceites se formaron en ambientes marinos carbonatados con poca o nula influencia de arcillas. La Subfamilia 2c se ha reconocido en manifestaciones superficiales de la Cuenca Salina del Istmo, así como en yacimientos del Mioceno y Plio-Pleistoceno. En este caso las rocas generadoras fueron depositadas en ambientes carbonatados marinos, subóxicos, con gran aporte de arcillas. Los indicadores de madurez de las tres subfamilias llevan a la conclusión de que fueron expulsadas desde la fase inicial a la fase final de la ventana de generación del petróleo.

La Familia 3 pertenece a un subsistema generador de edad cretácica, depositado en ambientes carbonatados-evaporíticos. Se encuentra en los campos Gaucho, Secadero, Catedral, Comoapa y Topén, dentro de la llamada Plataforma Artesa-Mundo Nuevo. El subsistema se extiende hasta Guatemala y el norte de Belice.

El subsistema generador del Mioceno Inferior, del que procede la Familia 4, se encuentra en la Cuenca de Macuspana y cargó algunos yacimientos del Mioceno y del Plioceno. Sus características geoquímicas sugieren que el aceite proviene de rocas sedimentarias marinas, siliciclásticas, depositadas en ambientes deltaicos. Este aceite se suma al proveniente de las rocas jurásicas formando una mezcla de aceites y de gases termogénicos.

En Chiapas-Tabasco fueron identificados y cartografiados tres subsistemas generadores: el del Tithoniano, el del Cretácico (hipersalino) y el del Mioceno; este último se encuentra únicamente en la Cuenca de Macuspana. Además se encontró que las rocas de cuenca del Cretácico Inferior, las del Turoniano y las del Eoceno son generadoras, aunque su contribución a los hidrocarburos de los campos del área es muy pequeña y, en consecuencia, no se consideran como subsistemas generadores importantes.

La Figura 3.7 es un mapa que muestra la distribución de las rocas generadoras de Chiapas-Tabasco en el cual no se incluye la maduración de la materia orgánica, por lo que en el sentido estricto no constituye un mapa de subsistemas generadores.

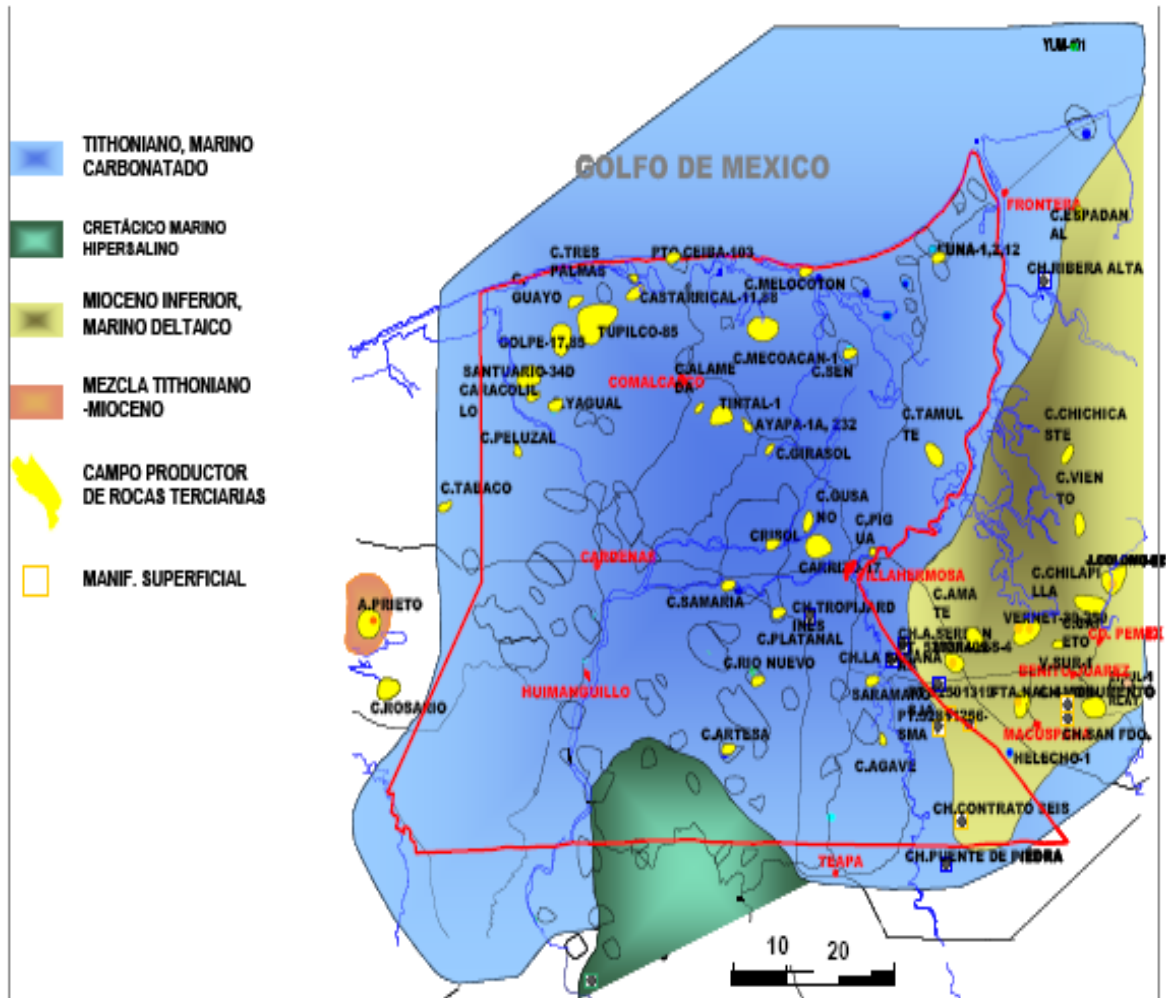


Figura 3. 7 Niveles Estratigráficos generadores de Chiapas-Tabasco (Fuentes Pacheco et al., 2002).

Con relación al tiempo de generación-expulsión del subsistema generador del Tithoniano, se considera que de acuerdo a los procesos de modelado realizados en el área Chiapas-Tabasco, se concluyó que el inicio de la generación procedente de las rocas del Tithoniano cubre desde el Cretácico Superior hasta el Plioceno, según se indica en la Figura 3.8.

Tan importante como la generación es la etapa de expulsión de los hidrocarburos generados, puesto que determina las rutas de migración y el llenado de las trampas. Atendiendo a las conclusiones de Sosa Patrón y Clara Valdés, en la mayor parte de Chiapas-Tabasco se interpreta que la expulsión es post-mioceno Medio, lo que explica la gran cantidad de campos petroleros encontrados en Chiapas-Tabasco y en la Sonda de Campeche, puesto que en este tiempo las trampas originadas por los eventos Chiapaneco y Campechano estaban en su fase final de configuración. La sincronía es semejante en el caso de las trampas asociadas a la movilidad de la masa salina, incrementada durante el Neógeno como resultado del arribo de la carga sedimentaria generada por el levantamiento de la Sierra de Chiapas.

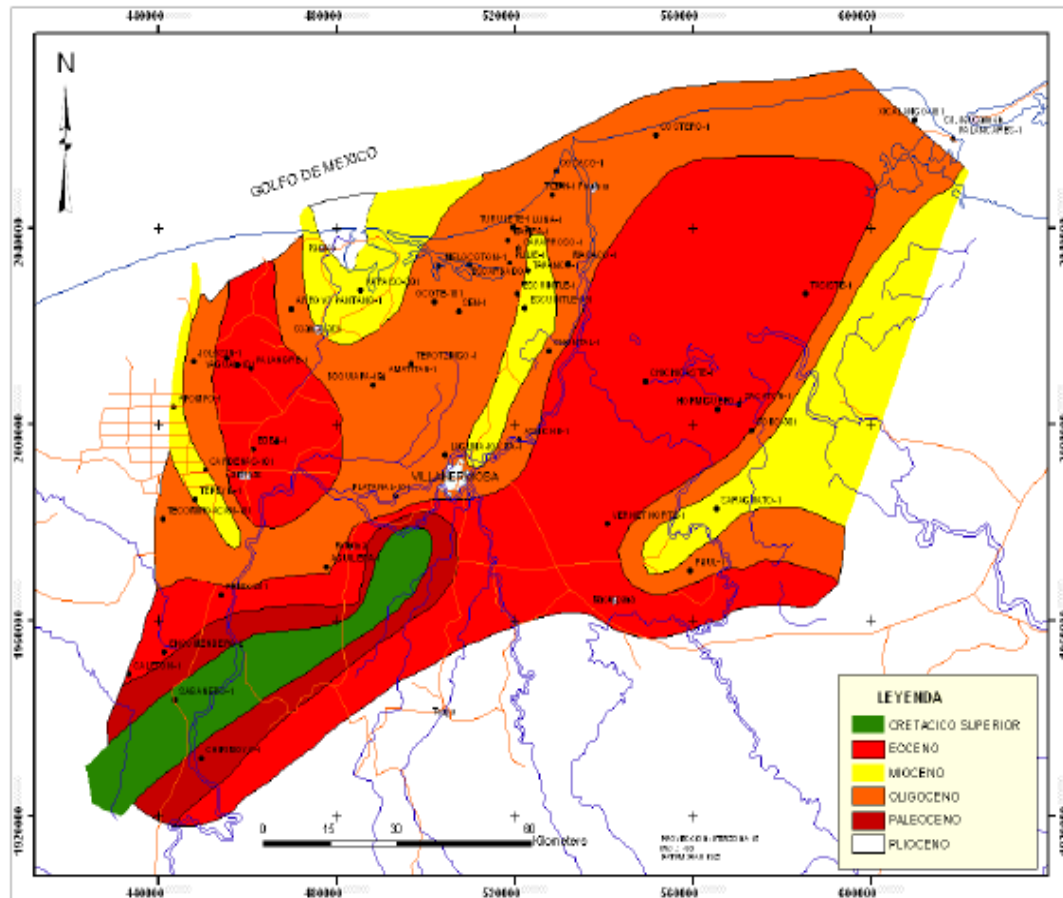


Figura 3.8 Inicio de la Ventana de generación del Tithoniano en Chiapas-Tabasco (Sosa Patrón y Clara Valdés, 2001).

3.2 ROCA ALMACENADORA

Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en rocas del Albiano-Cenomaniano, Figura 3.9, y en menor proporción en las del Cretácico Superior con producción en facies de plataforma interna (packstone-grainstone de miliólidos, pellets, oolitas, con porosidad intergranular, móldica e intraparticular); parches arrecifales (floatstone de rudistas de aspecto brechoso y fuertemente dolomitizadas), talud superior (brechas proximales dolomitizadas y abundantes cavernas de disolución); talud inferior (brechas distales) y cuenca (mudstone-wackestone) asociados a fracturas y ligera dolomitización. El espesor de la roca almacenadora alcanza hasta 1200 m en la plataforma, 300 m en el talud y 100 m en la cuenca. En el área se tienen alrededor de 56 campos productores de aceite ligero y condensado con densidades que fluctúan entre 28 y 57 °API.

En menor proporción se tienen también buenas rocas almacenadoras en secuencias del Oxfordiano y Kimmeridgiano. A continuación se describen las principales características de las rocas almacenadoras más importantes.



Figura 3.9 Roca almacén del Albiano-Cenomaniano del Área Chiapas-Tabasco con textura original de Packstone (AMGP Delegación Villahermosa, 2008).

En la Figura 3.10 se presenta la distribución de los hidrocarburos de acuerdo a su correspondiente distribución de °API, el mapa fue realizado y construido en base a diversos estudios y generalizado para una fácil localización.

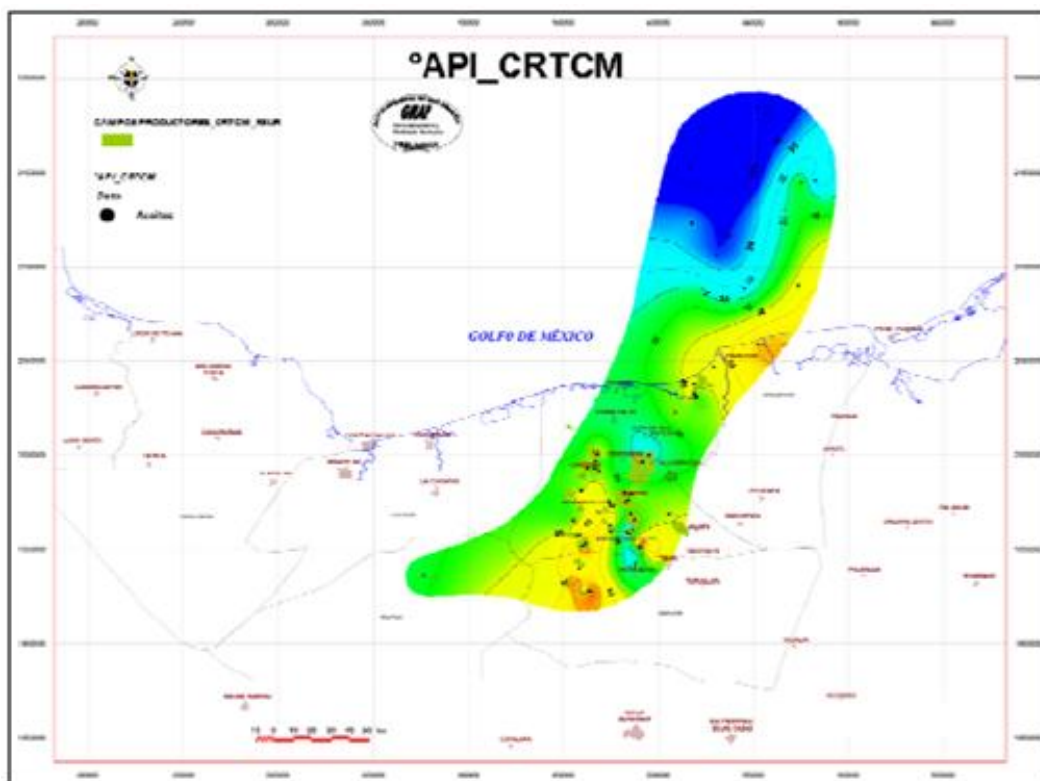


Figura 3.10 Mapa de distribución de °API de aceites del Albiano-Cenomaniano (AMGP Delegación Villahermosa, 2008).

Al referirnos a la Cuenca del Sureste las rocas almacenadoras están distribuidas en prácticamente toda la cuenca, a niveles estratigráficos diferentes. Las más productivas son las del Mesozoico, pero fueron las del Neógeno las que impulsaron la búsqueda de petróleo en esta cuenca.

En la Sierra de Chiapas se encuentran rocas almacén en la columna del Jurásico Superior, Cretácico Inferior y Cretácico Superior. En Chiapas-Tabasco se agregan a los carbonatos del Mesozoico las arenas del Mioceno y Plio-Pleistoceno, mientras que en la Cuenca Salina del Istmo y la Cuenca de Macuspana las rocas almacenadoras fueron depositadas en el Mioceno y el Plioceno. En la Sonda de Campeche las acumulaciones de petróleo principales están contenidas en rocas del Mesozoico con aportes menores del Paleógeno, mientras que las arenas del Mioceno y Plioceno son potencialmente productoras en algunas localidades.

3.2.1 ALBIANO-CENOMANIANO

Los estratos del Cretácico, en particular los del Cretácico Inferior constituyen rocas almacenadoras importantes en la Cuenca del Sureste. En los casos ideales, la dolomitización, combinada con las fracturas dan lugar a grandes yacimientos, cuando las condiciones estructurales son adecuadas. Los principales campos cretácicos se encuentran asociados a depósitos cercanos al borde de la plataforma carbonatada o bien en zonas de cuenca donde la dolomitización ha jugado un papel importante para el incremento en su porosidad. También han sido descubiertos campos petroleros en rocas de plataforma del Albiano-Cenomaniano en el sur de Chiapas-Tabasco, en la llamada Plataforma Artesa Mundo Nuevo. En esta plataforma, interpretada como un elemento separado de la plataforma de Chiapas-Yucatán, se han identificado áreas con desarrollos de karst pero al parecer no se han hecho trabajos con el objetivo de delimitar las zonas sometidas a karstificación.

La mayor parte de los campos petroleros encontrados en rocas cretácicas fueron formados por el subsistema generador del Tithoniano y solamente en el sur de Chiapas-Tabasco, en los campos Gaucho, Secadero, Catedral, Comoapa y Topen (en la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo), se han identificado aceites con gravedades API entre 27° y 52° procedentes de rocas generadoras depositadas en el Cretácico, en ambientes carbonato-evaporíticos. En el oriente de la Sierra de Chiapas se ha descubierto producción en la zona de plataforma evaporítica del Albiano-Cenomaniano, que en México no tiene importancia comercial, aunque en Guatemala algunas compañías pequeñas explotan campos de aceite que resultan rentables para su escala del negocio. En estos yacimientos las rocas generadoras pertenecen al subsistema generador hipersalino del Cretácico. En la Cuenca del Sureste la dolomitización ha jugado un importante papel en la formación de rocas almacenadoras, de tal manera que el petróleo generado a partir de rocas Jurásicas encontró los receptáculos adecuados para su acumulación muy cerca de su lugar de origen, no solamente por su cercanía a las fuentes de generación sino por que la estructuración hace que se trate de un área de alta impedancia, lo que le da una gran eficiencia para almacenar el petróleo generado (Demaison y Huizinga, 1994).

La dolomitización del Albiano-Cenomaniano se acentúa en la zona más cercana al talud y disminuye hacia la cuenca, hasta desaparecer por completo ya en la zona de cuenca. A pesar de esto, gracias al fracturamiento se han encontrado algunos yacimientos de aceite alojados en calizas de cuenca. En las rocas de cuenca Cretácicas cercanas a la plataforma, las calizas sufrieron una intensa dolomitización lo cual les proporcionó la porosidad y la permeabilidad adecuadas para almacenar el petróleo procedente del Subsistema Generador Tithoniano.

3.2.2 OXFORDIANO

Las rocas almacenadoras del Oxfordiano fueron depositadas en una plataforma en zonas muy cercanas a la costa o bien en la costa misma, donde se incluyen depósitos de areniscas eólicas con algunas intercalaciones de anhidritas. Es de esperar que de mantenerse el esquema paleogeográfico con el continente ubicado en el E-NE, las litofacias del Oxfordiano se hagan menos marinas hacia el Oriente, tal como lo indica la presencia de clásticos eólicos, lutitas y anhidritas. La distribución regional de los ambientes de depositación se muestra en la Figura 3.11

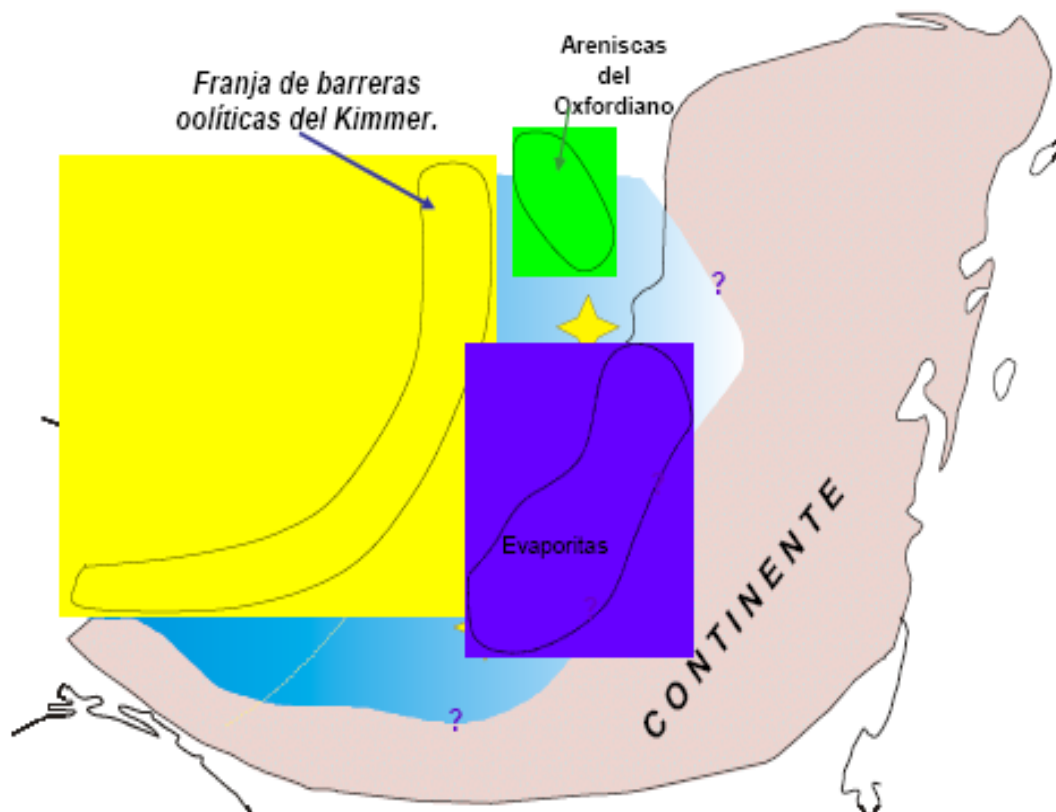


Figura 3.11 Esquema paleogeográfico regional del Oxfordiano y del Kimmeridgiense. Las estrellas señalan la ubicación paleogeográfica donde se espera encontrar rocas almacenadoras. La estrella más pequeña destaca a las rocas almacenadoras del Oxfordiano productoras de aceite en Ek-Balam, que tienden a ser depósitos cercanos a la costa (Modificado por Sánchez Montes de Oca, 2004).

En el plano paleogeográfico del Oxfordiano en Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche, Figura 3.12, puede verse una pequeña porción del continente y la rampa formada durante las primeras etapas de la transgresión del Jurásico durante la deriva del Bloque Maya hacia el Sureste.

La superficie incluida en el mapa estuvo ocupada por una rampa interna, con la rampa externa localizada hacia el Oeste; la porción lagunar, ubicada en el Oriente, rodea al continente. Los depósitos eólicos quedan ubicados dentro de la zona lagunar, pero por sus reducidas dimensiones no se representaron en la figura.

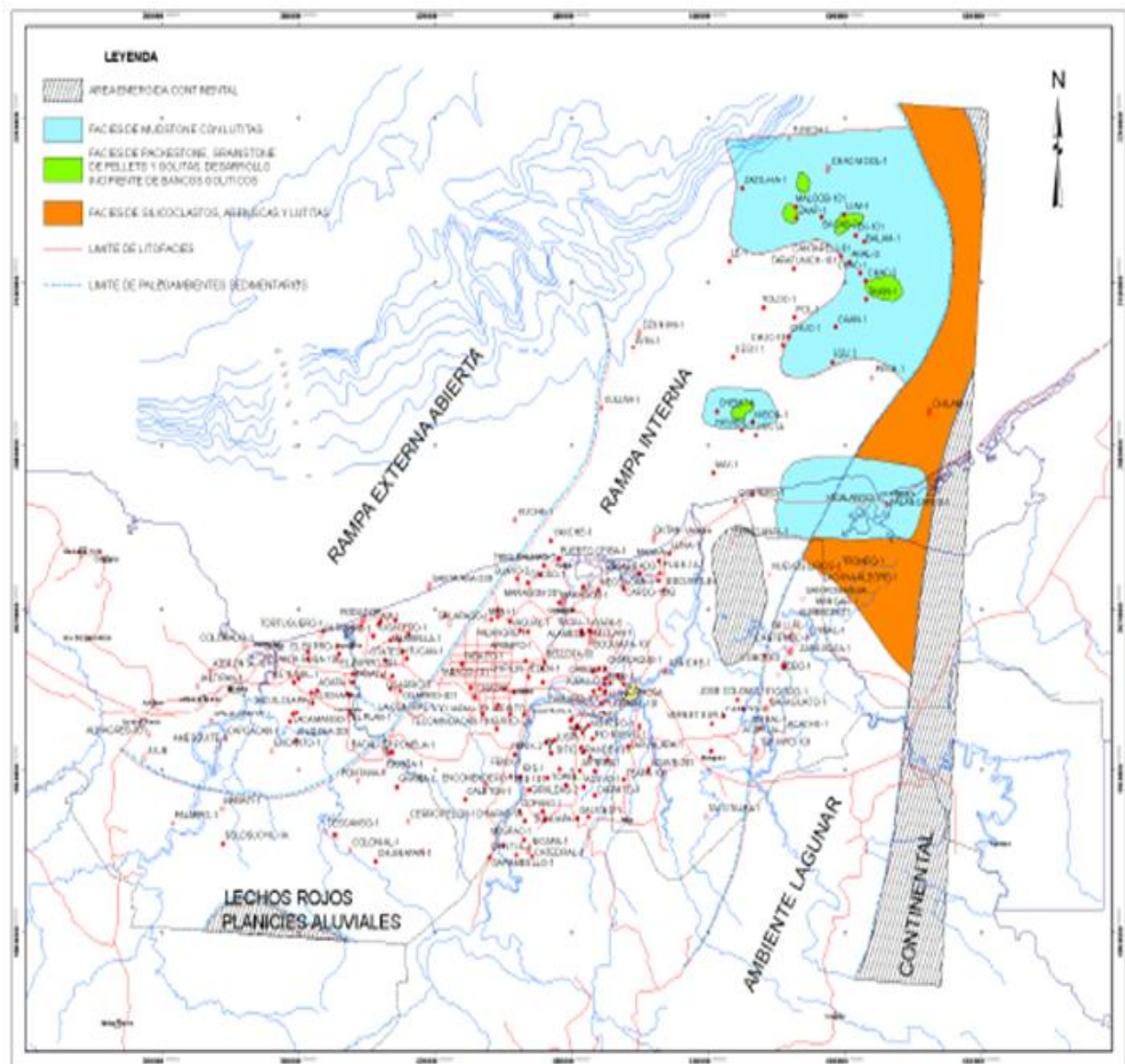


Figura 3.12 Mapa paleogeográfico del Oxfordiano en las áreas de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche. (Tomado del Atlas de Cuencas PEMEX, 2004).

3.2.3 KIMMERIDGIANO

En el Kimmeridgiano la sedimentación de las rocas almacenadoras ocurrió principalmente en una plataforma carbonatada de escasa pendiente que ha sido clasificada como una rampa interna. En ella se han cartografiado barreras oolíticas que constituyen yacimientos importantes. Su porosidad intergranular original se incrementó notablemente debido a un proceso de dolomitización y su capacidad de flujo fue aumentada gracias a la formación de fracturas.

Dentro del Kimmeridgiano se han identificado litofacies formadas en una rampa en la que predominan las rocas carbonatadas, en muchas partes dolomitizadas, con intercalaciones de anhidritas. Las rocas almacenadoras más importantes son los bancos oolíticos mostrados en el modelo ilustrado en la Figura 3.13.

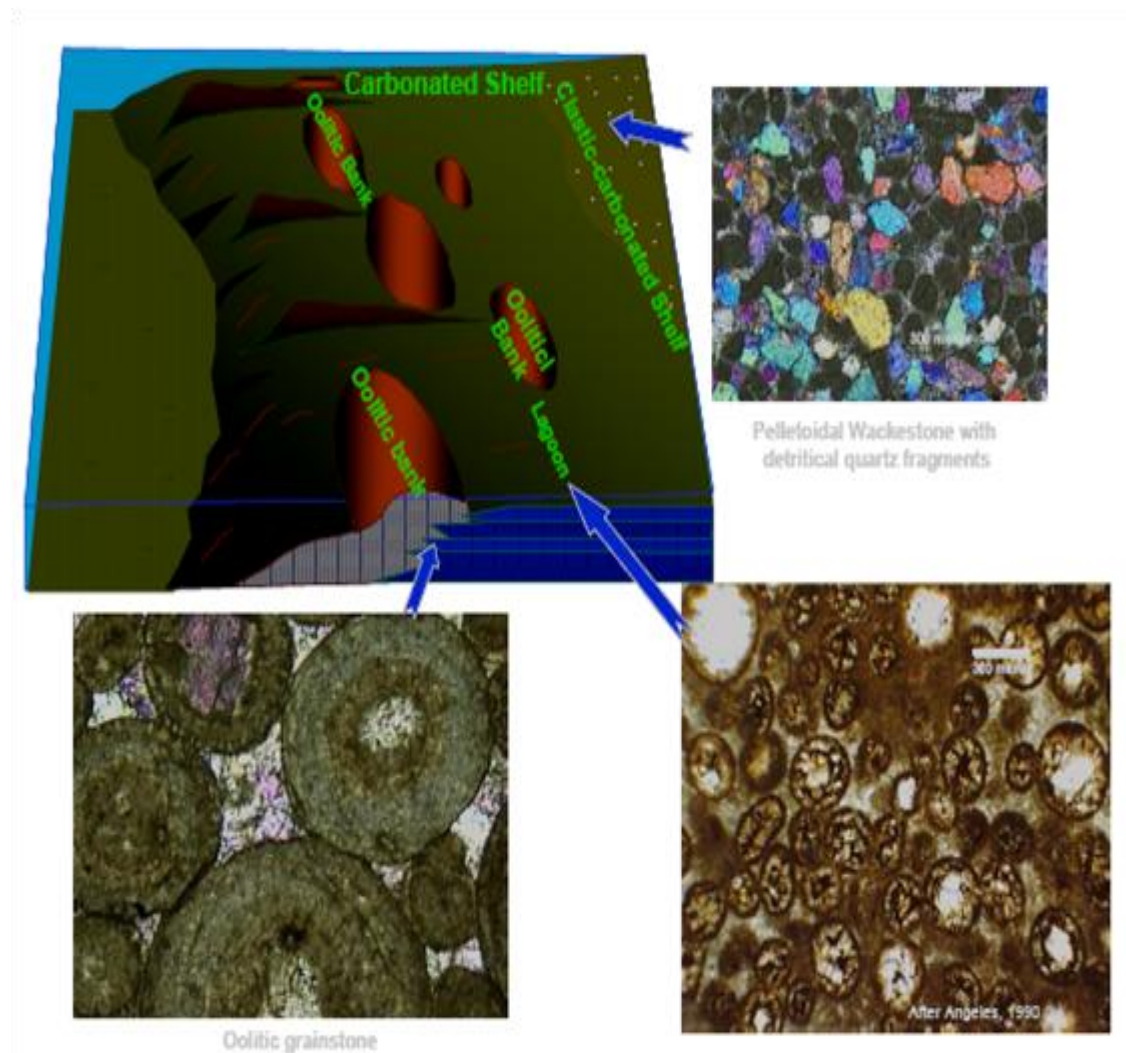


Figura 3.13 Modelo sedimentario y litofacies principales identificadas en el Kimmeridgiano de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche. (Modificado por Monroy Faustino et al., 2004).

A la porosidad original de los bancos oolíticos se agrega la producida por la dolomitización que en ocasiones fue completa y solamente se conservaron algunos fantasmas de las oolitas como testigos de la existencia de una franja orientada de SW-NE que constituía el borde de la rampa.

El modelo sedimentario aceptado es una rampa en cuyo borde se acumulan barreras formadas por montículos de oolitas. El borde está cortado por canales que forman corrientes, que a su vez producen bancos oolíticos en el interior de la laguna, tal como se ilustra en la Figura 3.14.

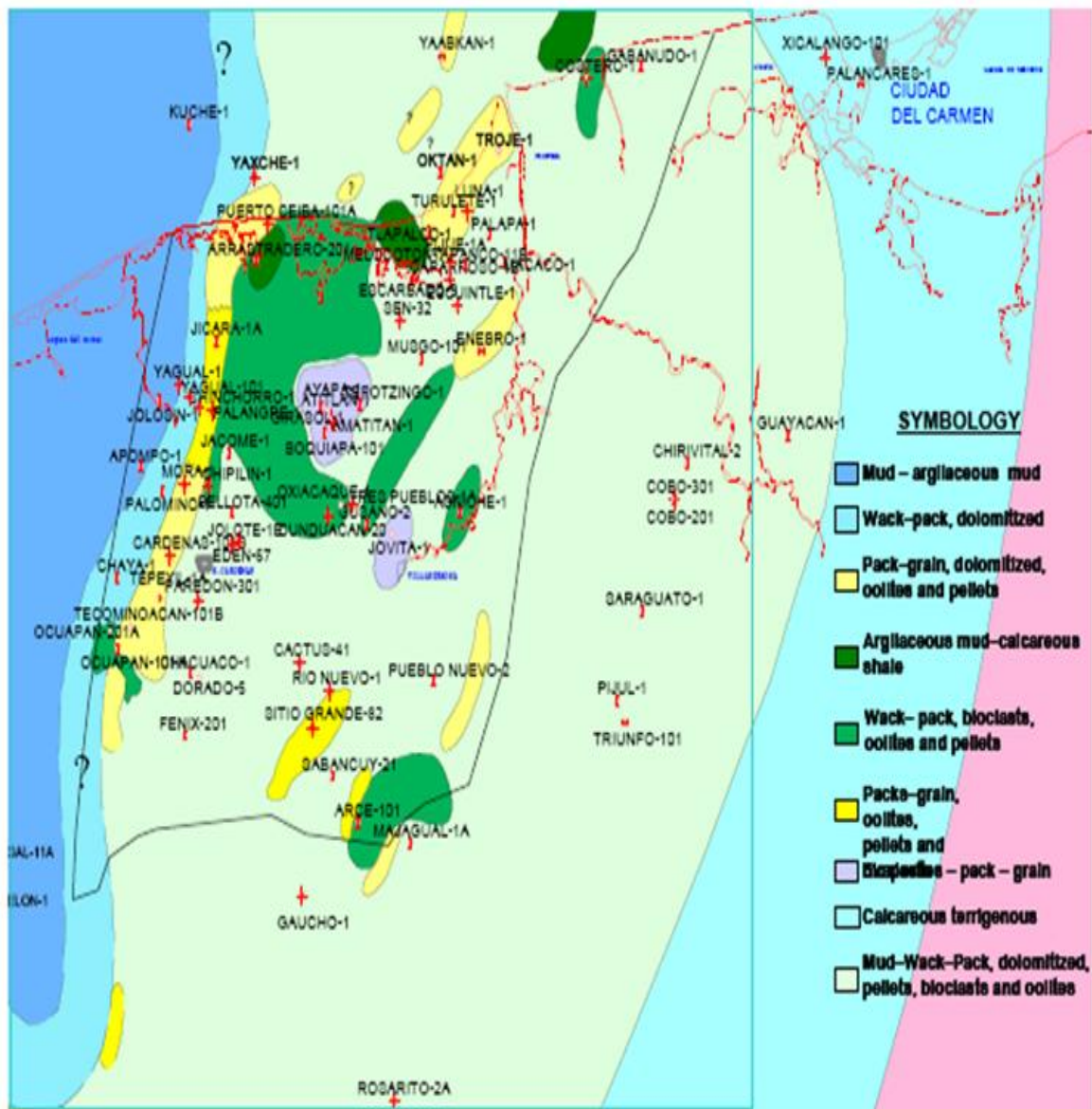


Figura 3.14 Distribución de litofacias del Kimmeridgiano de Chiapas-Tabasco. Este es un plano con mayor detalle que el mostrado en la Figura 3.13. Su espesor bruto oscila entre 100 y 400 m en Chiapas-Tabasco. (Tomado de González Posadas y Clara-Valdés M. L., 2004).

3.3 ROCA SELLO

Se denomina roca sello a aquella que puede determinar la extensión geográfica de algún sistema petrolero, donde la migración finaliza cuando se tiene la presencia de sellos (rocas impermeables) con comportamiento mecánico plástico. Los mejores sellos son los hidratos de gas, la sal y las evaporitas, pero los más comunes son las lutitas, lutitas calcáreas, calizas arcillosas o margas; estas son rocas compactas sin fracturas abundantes. Las trampas por lo general tienen sellos en la parte superior y en su parte lateral, aunque en algunos casos también existe un sello interior. Los sellos son principalmente de tres tipos:

- Sellos Capilares, una característica importante en los sellos capilares es el gradiente de flotación, el cual se define como la diferencia de presiones entre el agua y los hidrocarburos, a mayor diferencia de presiones mayor será la fuerza de empuje de flotación. La resistencia es igual a la presión capilar y está en función del tamaño de la garganta del poro; si la flotación es mayor que la resistencia entonces se tendrá que el hidrocarburo migrará, en caso contrario, si la resistencia es mayor que la flotación entonces el hidrocarburo no podrá migrar y existe un entrapamiento, es decir, hay un sello.

Una de las fuerzas resistivas de flotación es la tensión interfacial hidrocarburo-agua y es provocada por la interacción entre ambos fluidos. La mojabilidad es otra fuerza resistiva a la flotación, la cual es provocada por la interacción roca-fluidos; cuando la roca está parcialmente mojada por aceite, entonces la presión de desplazamiento disminuye.

- Sellos de Presión, son más comunes a una profundidad mayor a 3000 m y el gradiente de presión raramente excede de 1 psi/ft. Estos sellos de presión pueden ocurrir en rocas de cualquier edad geológica; sin embargo, son más comunes en el Cretácico y en el Cenozoico; comúnmente están limitados por fallas aunque no es una condición indispensable. Los sellos de presión son muy importantes debido a que se caracterizan porque pueden soportar grandes volúmenes de hidrocarburos que no contienen agua libre, la desventaja es que estos sellos tienen que ser efectivos para que no haya fuga de los hidrocarburos.
- Fallas Sello, las fallas funcionan como un tal cuando: yuxtaponen litologías permeables con impermeables y tienen en la zona de falla un material impermeable. Existe en algunos casos la presencia de fenómenos diagenéticos a lo largo de la falla, como la recristalización lo que origina una disminución de la porosidad; también puede ocurrir cizallamiento a lo largo de la falla por lo que se pueden formar zonas de alta presión. En otros casos los echados de las unidades cruzan la falla lo que favorece la formación de sellos efectivos.

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

Las rocas arcillosas del Cretácico Tardío (Formación Méndez) y las lutitas del Cenozoico son las principales secuencias sedimentarias que constituyen el sello de los yacimientos del área Chiapas-Tabasco. En los Campos Cactus y Cunduacán se ha determinado que las calizas arcillosas de la base de la Formación Agua nueva, con un espesor variable de 20 a 100 m (Cunduacán-52), separan a dos yacimientos que se presentan sobrepuestos,

uno de ellos en la parte superior de la zona de calcarenitas del Cretácico Tardío y el otro, subyaciendo al cuerpo arcilloso citado en la zona de dolomías del Albiano-Cenomaniano. El espesor de la Formación Méndez varía de 60 a 402 m, también es un sello efectivo que se encuentra sobre la secuencia calcárea del Cretácico Tardío (Formaciones San Felipe y Agua Nueva) mediante discordancia paralela.

La naturaleza arcillosa de la secuencia Cenozoica y su actitud discordante sobre todo en la porción Sur, constituye un sello adicional en los yacimientos cretácicos. El espesor de este sistema es potente, llegando a rebasar los 500 m, pero con una distribución irregular. Los sellos identificados en la Figura 3.15, por petrografía de láminas delgadas, difracción de rayos X (XRD), registros geofísicos de pozo, bioestratigrafía y análisis de núcleo, han determinado para las rocas cretácicas la presencia de dos sellos que corresponden al Turoniano- Santoniano (wackestone de planctónicos con intercalaciones de arcillas bentoníticas verdes); este sello funciona bien en la parte norte y nororiental del área; otro sello corresponde al Paleoceno-Oligoceno Superior, Figura 3.16, constituido por arcillas, arcillas-calcáreas y bentoníticas que fueron depositadas en un ambiente marino profundo con aporte significativo de material volcánico. La abundancia de arcillas illíticas contribuye a la buena calidad del sello.

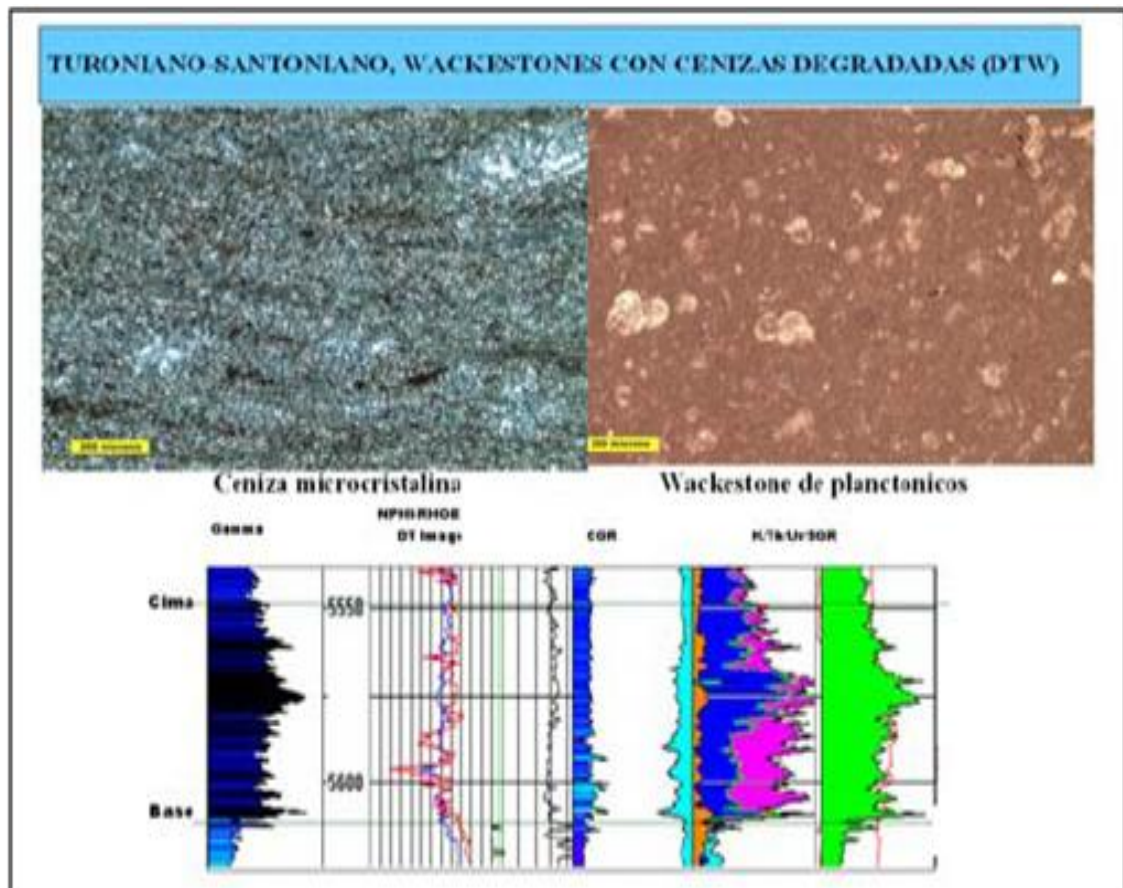


Figura 3. 15 Fotomicrografías y perfil eléctrico que muestra las características de los sellos del Turoniano-Santoniano (AMGP, Delegación Villahermosa, 2008).

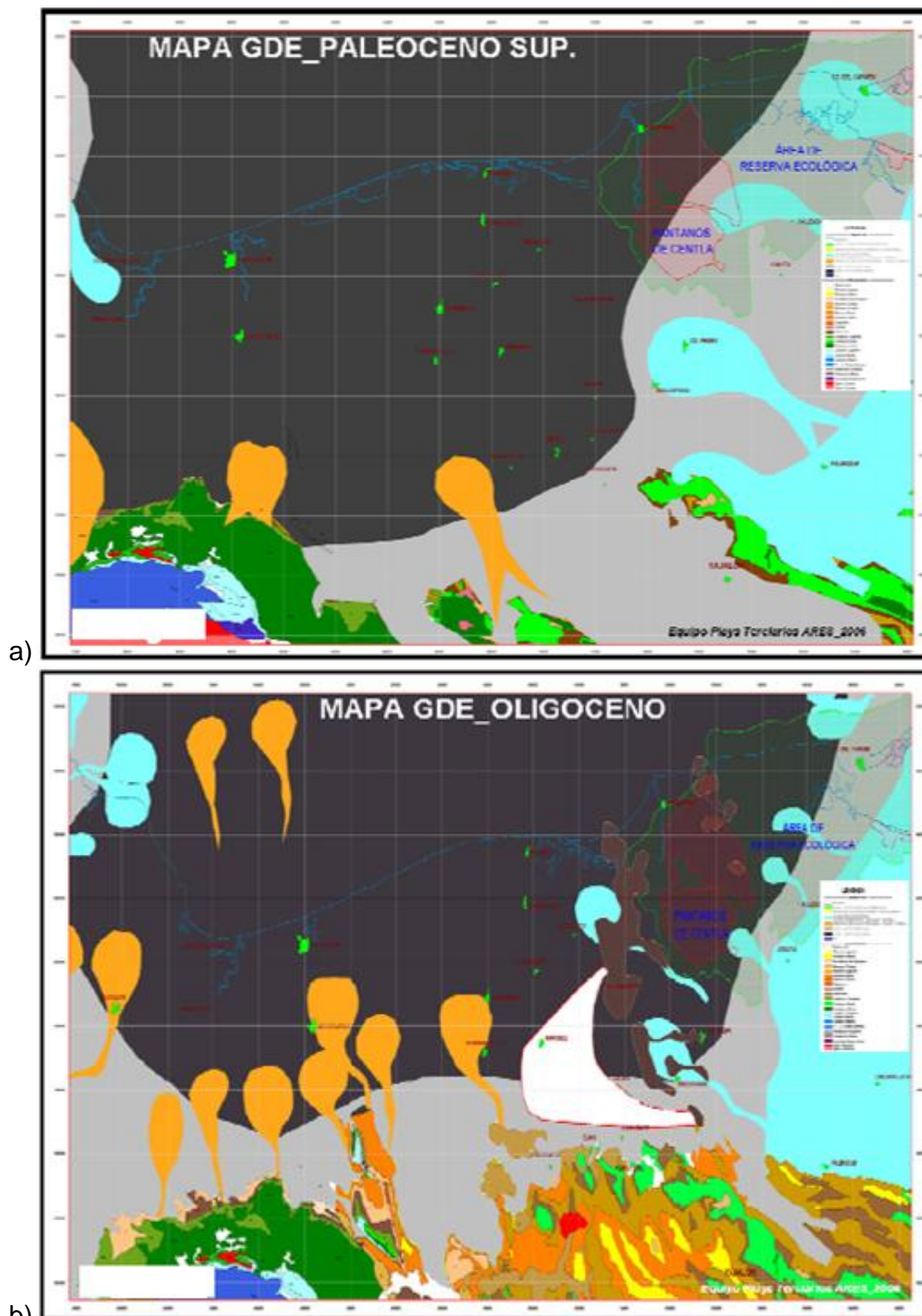


Figura 3. 16 Mapas de distribución de litofacies del a) Paleoceno Superior y b) Oligoceno que corresponden con potenciales rocas sellos en las facies arcillosas (AMGP, Delegación Villahermosa, 2008).

3.4 MIGRACIÓN

La migración de petróleo dentro de la red de capilares y poros, tiene que realizarse en presencia de un fluido acuoso y, prácticamente todos los poros de las rocas almacenadoras o transportadoras en el subsuelo se encuentran saturados con agua. Tal movimiento puede ocurrir por un fluido activo en agua o en forma independiente de la fase acuosa, ya sea por desplazamiento o por difusión. Puede existir una sola fase o en un sistema multifásico de fluidos (Tissot y Welte, 1984).

Se le denomina migración primaria al desprendimiento de compuestos de petróleo de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores; se involucra también al transporte dentro y a través de los poros y capilares estrechos del lecho generador de grano fino. La migración secundaria ocurre cuando el aceite expulsado del lecho generador pasa a través de los poros más amplios de la unidad de roca más permeable (England, 1994). La diferencia entre migración primaria y secundaria no se fundamenta en distintos procesos de migración, sino en su localización de poros de diferentes tamaños y litología. Por otro lado se denomina dismigración, a la pérdida de hidrocarburos en una trampa. El peso específico del gas y del aceite es menor que el del agua de formación, es por esto que los yacimientos de gas y aceite se encuentran principalmente en estructuras altas, donde las rocas (con porosidad y permeabilidad adecuada) están cubiertas por una roca sello (densa y relativamente impermeable) como evaporitas o lutitas. Se interpreta que la generación de los aceites del subsistema Tithoniano inicia al Sur de la cuenca a finales del Cretácico Superior y alcanza hasta el Mioceno Superior al Norte. La expulsión sigue un patrón muy similar, en el Oligoceno-Mioceno al Sur, y durante el Mioceno-Plioceno al Norte de la cuenca. Las rutas de migración son predominantemente verticales hasta el llenado de las trampas cercanas durante el Mioceno, posteriormente se tiene migración lateral durante el Plioceno para saturar las menos próximas. El sistema petrolero funciona eficientemente generando y reteniendo hidrocarburos en gran parte de la cuenca, las trampas se formaron antes de la expulsión y fueron adecuadamente llenadas. El grado de preservación del petróleo tiene un bajo riesgo.

En la subcuenca de Comalcalco Próximo, la migración de los hidrocarburos ocurre principalmente desde el Mioceno en un movimiento ascendente, desde el Tithoniano hasta alcanzar los horizontes almacenadores del Cretácico Inferior y Superior. En mejores condiciones de porosidad y permeabilidad, los hidrocarburos migran entonces en sentido transversal y vertical, hasta saturar al 100% parte de las trampas en el ámbito regional, hecho que generalmente ocurre desde el Plioceno. Los estudios de sistemas petroleros realizados en Cuencas del Sureste indican que esta área se distingue por tener un sistema muy complicado, donde muchos de los hidrocarburos presentes, han migrado grandes distancias y han sido afectados por procesos de alteración secundaria durante la migración y/o en el yacimiento. Los estudios de biomarcadores muestran claramente que este proceso de biodegradación afecta a los aceites alojados principalmente en yacimientos terciarios derivados de rocas generadoras del Jurásico Superior (Tithoniano) que está representada por dos familias: Familia JS (condiciones marino-carbonatadas con baja presencia de arcillas) en el área de Reforma-Comalcalco y Familia JS1 (condiciones marino-carbonatadas con alta presencia de arcillas) en la Cuenca Salina del Istmo; asimismo, se reconocen rasgos de biodegradación en aceites terciarios provenientes de

rocas generadoras del Mioceno Inferior (condiciones marino-deltaicas) en la Cuenca de Macuspana (Melo et al., 2006), Figura 3.17.

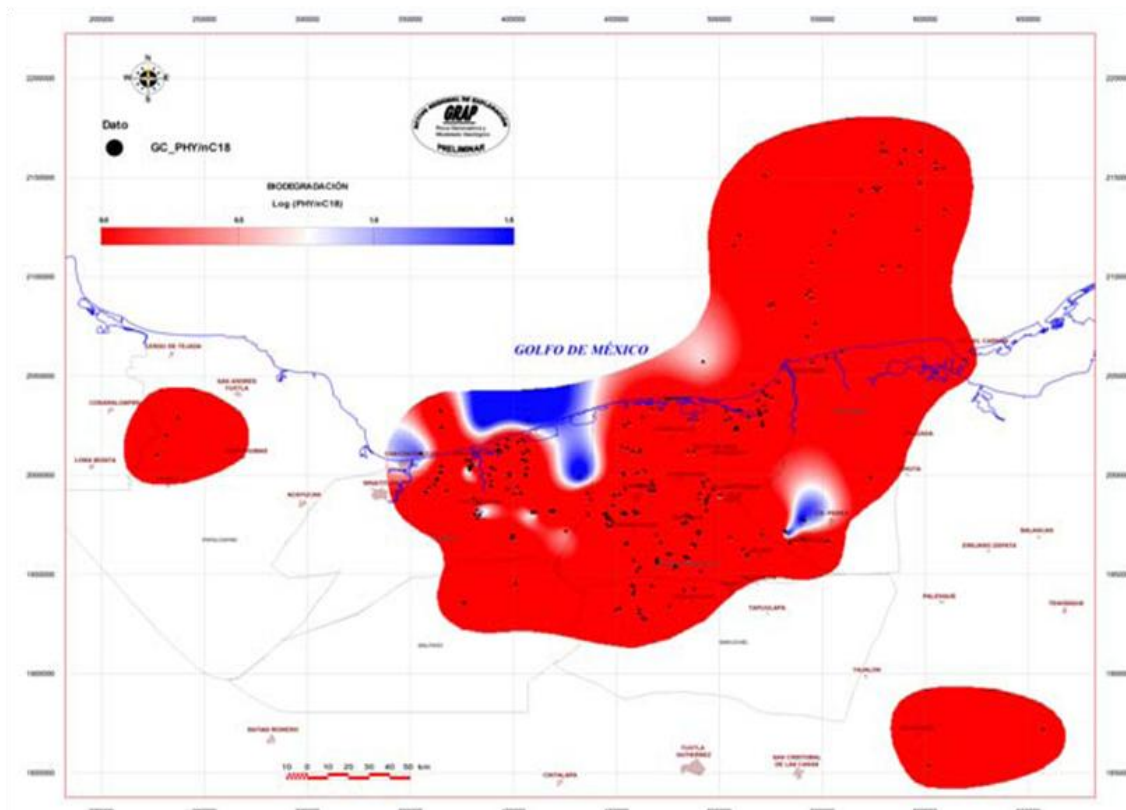


Figura 3.17 Distribución geográfica de las áreas afectadas por biodegradación en yacimientos del Terciario (AMGP Delegación Villahermosa, 2008).

La presencia de 25-norhopano en los aceites crudos es comúnmente reconocida como un indicador de severa biodegradación. Existen diversas opiniones acerca del origen de 25-norhopano, lo que es un hecho y ampliamente aceptado es que todos los aceites crudos que contienen n-parafinas, isoprenoides y 25-norhopano corresponden a una mezcla formada por un aceite fuertemente degradado (los aceites paleobiodegradados contienen 25-norhopano); también se tiene un aceite más reciente que se caracteriza por el alto contenido de n-parafinas (Peters y Moldowan, 1993). La interpretación de los aceites que presentan 25-norhopano indican un primer pulso de migración, Figura 3.18, o bien corresponden a los primeros productos creados desde la roca generadora; cabe mencionar que a través de los estudios de inclusiones fluidas realizados en núcleos de diferentes niveles estratigráficos se han identificado la coexistencia de dos familias de inclusiones fluidas (UNAM-PEMEX, informe inédito, 2006), que relacionando estas al comportamiento del fragmentograma (m/z 191) muestran que los hopanos no presentan rasgos de degradación, por lo que se interpreta que existió un segundo pulso de migración que se mezcló con el aceite original, hecho que favoreció a la presencia de aceites de mejor calidad (ligero, volátil y condensado) y debido a que la carga principal de hidrocarburos en Cuencas del Sureste ocurrió durante el Mioceno Medio-Pleistoceno (con base a los modelados realizados en el área) el aceite y el gas se han preservado hasta la actualidad, en yacimientos del Mesozoico y del Terciario.

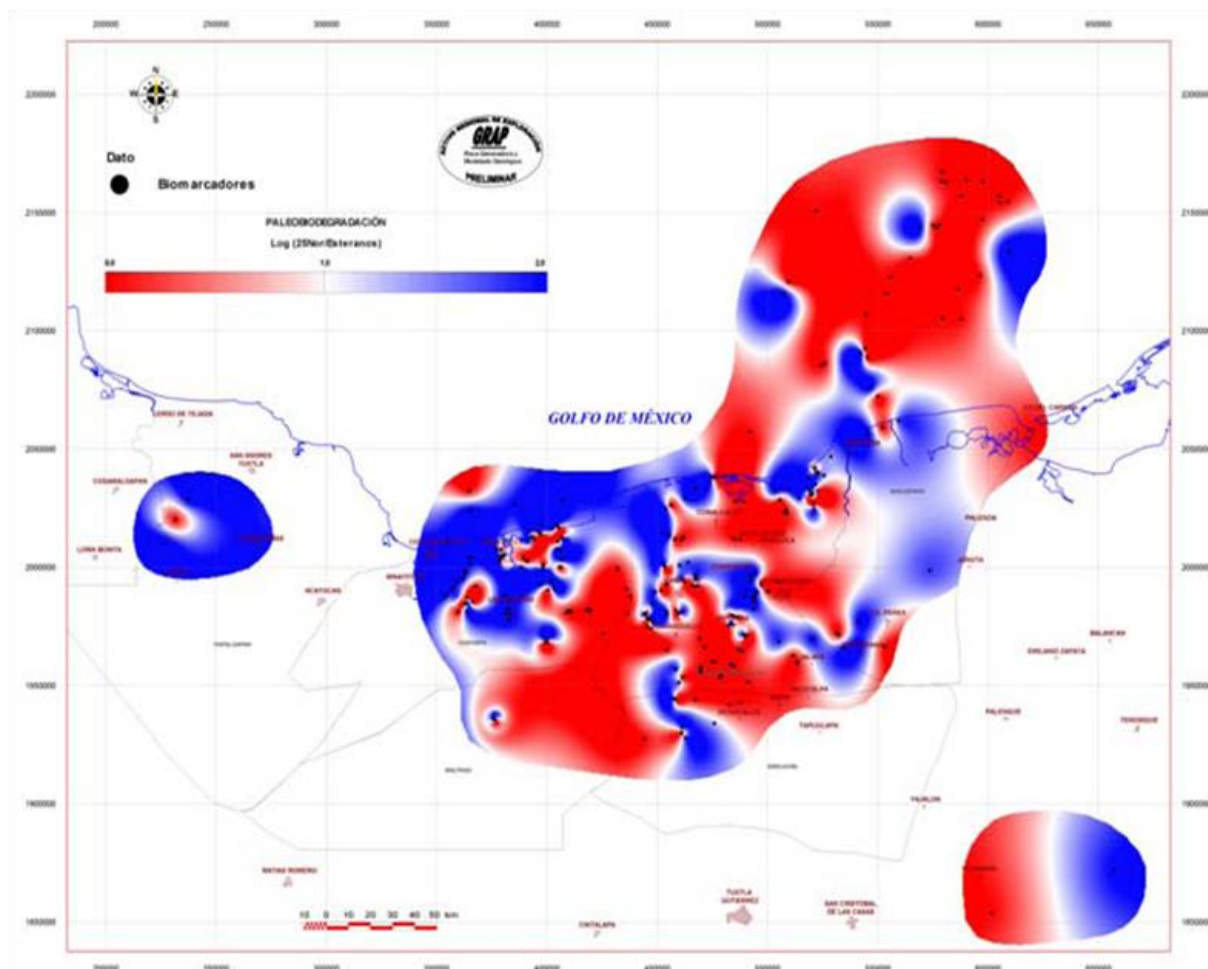


Figura 3.18 Distribución donde se ha identificado la presencia de 25-norhopano, indicando un primer pulso de migración de hidrocarburos (AMGP, Delegación Villahermosa, 2008).

3.5 SINCRONÍA

En la mayor parte de Chiapas-Tabasco, la expulsión de hidrocarburos es post-Mioceno Medio, lo que explica la gran cantidad de campos petroleros encontrados en Chiapas-Tabasco y en la Sonda de Campeche, puesto que en este tiempo las trampas originadas por los eventos Chiapaneco y Campechano estaban en su fase final de configuración. La sincronía es semejante en el caso de las trampas asociadas a la movilidad de la masa salina, incrementada durante el Neógeno como resultado del arribo de la carga sedimentaria generada por el levantamiento de la Sierra de Chiapas. Para que el sistema petrolero esté completo y se tengan yacimientos susceptibles de explotarse con rendimiento económico se requiere que existan ciertos elementos geológicos y que los procesos esenciales para la formación de yacimientos petroleros ocurran en una secuencia específica (maduración, expulsión, migración secundaria, acumulación y conservación de los hidrocarburos entrampados) (Demaison y Huizinga, 1994).

La concurrencia de estos elementos y la realización de los procesos esenciales para la formación de yacimientos petroleros se resumen mediante diagramas, llamados diagramas de sincronía, que permiten establecer si las circunstancias geológicas fueron las adecuadas para que existan almacenamientos de petróleo que se puedan explotar con rendimiento económico. En el transcurso de la exploración petrolera de la región Chiapas-Tabasco se han elaborado diferentes diagramas de sincronía en cada uno de los activos (o proyectos) en los que se divide administrativamente el territorio donde se encuentran las Cuencas del Sureste. En la Figura 3.19 se muestran estos diagramas y se hacen algunos comentarios acerca de ellos.

3.5.1 DIAGRAMAS DE SINCRONÍA

La generación, migración y el entrapamiento de los hidrocarburos en la región Chiapas-Tabasco ocurrió una vez reunidos los elementos y los procesos necesarios para formar los sistemas petrolíferos, capaces de formar yacimientos tal como se muestra en los diagramas de sincronía que se presentan en las Figuras 3.19 y 3.20.

Puede verse en los diagramas para cada una de las divisiones de la porción norte de las Cuencas del Sureste, que existe cierta falta de consistencia en el procedimiento de elaboración que se sigue en los diferentes Activos (divisiones administrativas). Es de esperar que en el corto plazo, se cuente con un criterio unificado como consecuencia de los trabajos que se están coordinando desde las oficinas centrales de Exploración; una de las consecuencias de este esfuerzo será la elaboración de diagramas de sincronía más regionales, que permitirán calcular mejor el riesgo geológico en el proceso exploratorio.

El diagrama de sincronía de Chiapas-Tabasco, Figura 3.19, abarca a las rocas almacenadoras del Mesozoico y a las del Terciario. En este diagrama no se considera la existencia del Evento Laramídico y únicamente se menciona una etapa de compresión en el Mioceno y una de distensión en el Plioceno como elementos formadores de trampas. En los diagramas se incluye a Chiapas-Tabasco, a las cuencas de Macuspana y de Comalcalco, también a el Alto Reforma-Akal, que son elementos de edades y origen diferentes.

La omisión de la etapa de deformación Laramídica puede generar incertidumbre en la identificación de los estilos de deformación y, obviamente el no considerar la etapa transpresiva del Mioceno, limita la percepción del tipo de trampas que están expuestas en la Sierra de Chiapas. Este último punto puede ser muy importante en el Sur de Chiapas-Tabasco y perder importancia a medida que se avanza hacia el Norte.

La Figura 3.20 corresponde al diagrama de sincronía de la Cuenca de Comalcalco, que únicamente debe referirse a plays del Plioceno. Es cierto que en el subsuelo de la superficie ocupada por la Cuenca se han encontrado yacimientos contenidos en carbonatos mesozoicos, pero estos no fueron depositados dentro de la Cuenca de Comalcalco puesto que esta se formó en el Plioceno.

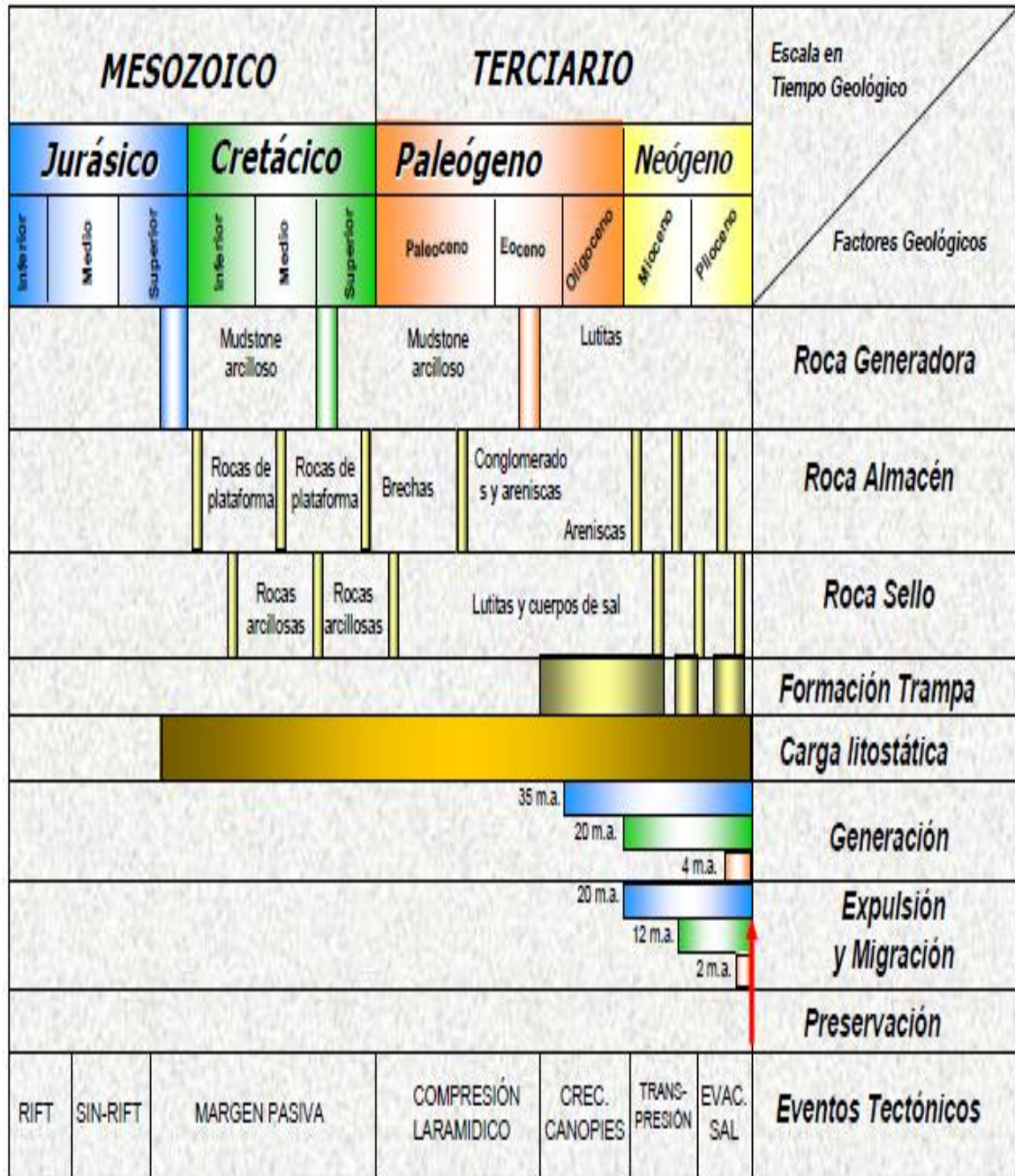


Figura 3.19 Diagrama de eventos del Área Chiapas-Tabasco (Introduction to the Petroleum Geology of Mexican Basins, 2004).

En este caso específico, no es conveniente incluir a rocas almacenadoras que no hayan sido depositadas dentro de la Cuenca de Comalcalco, a menos que se puntualice que se habla de yacimientos que se encuentran dentro del área geográfica cubierta por ella.

El Campo Santuario se encuentra ubicado geológicamente dentro de la Cuenca de Comalcalco y debido a esto, es que se retoma la importancia de describirla dentro del área Chiapas-Tabasco, en dicha Cuenca está perfectamente definido que las rocas almacenadoras son únicamente las del Mioceno y el Plioceno, Figura 3.20, y que las rocas

que generaron los hidrocarburos de los campos de la Cuenca son las del Jurásico y las del Mioceno, por lo que se trata de un sistema cuyo subsistema generador es mixto; desde este punto de vista sería interesante establecer en cada yacimiento las proporciones de hidrocarburos aportados por el Jurásico y por el Mioceno respectivamente.

Al incluir a las rocas Cretácicas entre las almacenadoras potenciales se manifiesta la posibilidad de que en la parte profunda de la Cuenca puedan ser localizados algunos campos petroleros almacenados en rocas cretácicas, aunque, desde luego, estas no se depositaron en la Cuenca de Comalcalco puesto que ésta inició su actividad en el Mioceno.

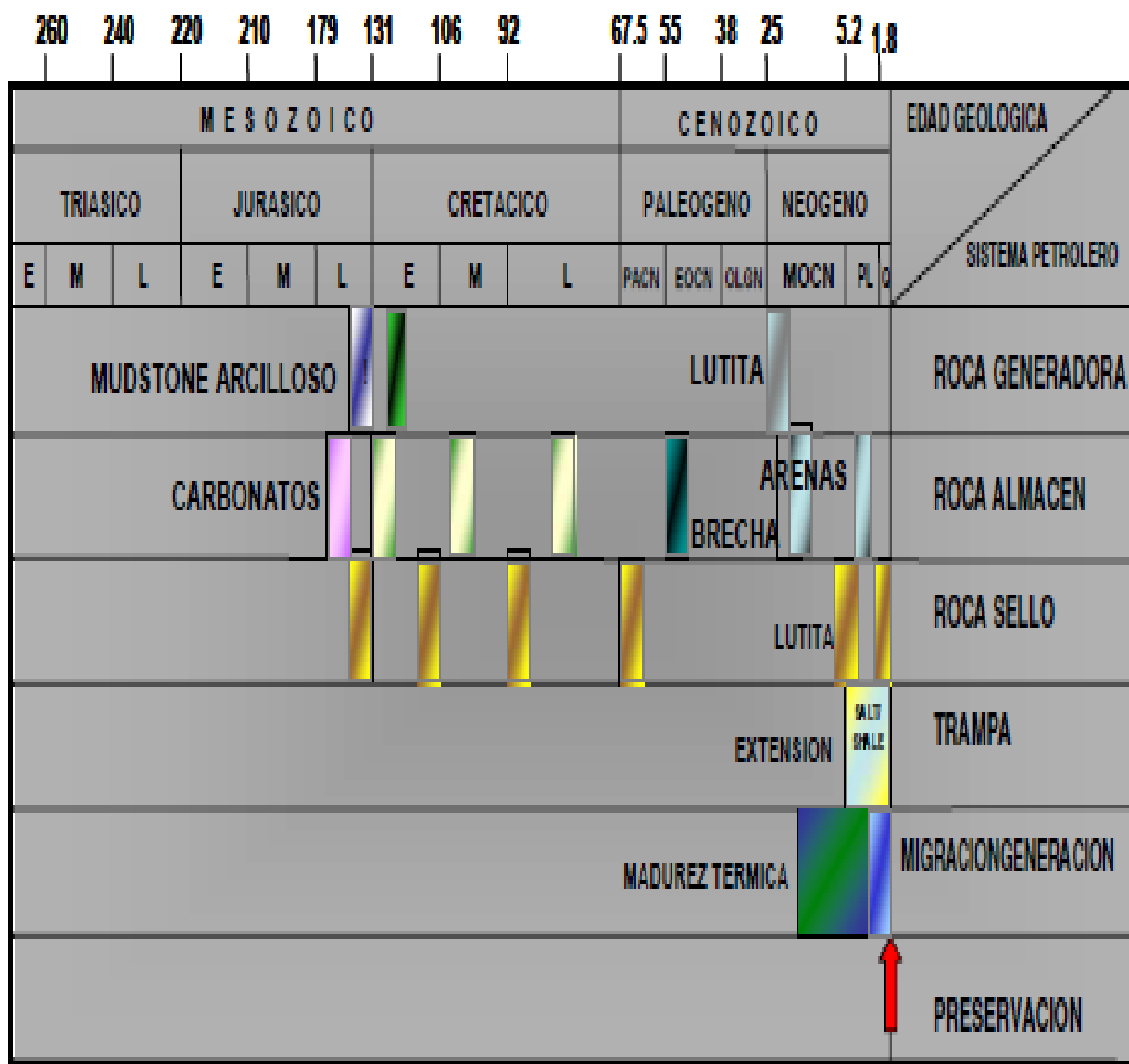


Figura 3.20 Diagrama de la cuenca de Comalcalco (PEMEX, 2004).

3.6 TRAMPAS

En la parte Noroeste de la Provincia de Fallas Transcurrentes, los plegamientos en echelón es el elemento estructural dominante y da lugar a la Provincia de Simojovel, que bien podría ser denominada provincia de plegamientos en echelón. Los estratos más jóvenes incluidos en la deformación de esta provincia son los del Mioceno. Es esta una provincia de gran valor económico ya que al sepultarse bajo los sedimentos terciarios en la Planicie Costera del Golfo, forma trampas que albergan campos petroleros importantes en Chiapas-Tabasco. Además de trampas con rocas almacenadoras terciarias, existen oportunidades dentro de rocas mesozoicas cuya presencia fue demostrada por el pozo Tabscoob, perforado al Norte de Coatzacoalcos. En el Noroeste de las Cuencas del Sureste se han identificado estructuras cuya formación se atribuye a los eventos Laramídico y Chiapaneco, el plegamiento involucra a estratos del Terciario y del Mesozoico que por su cercana vecindad de la zona productora de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche poseen, en un primer análisis, un buen atractivo petrolero.

En la Cuenca Salina del Istmo, el crecimiento progresivo de los domos y su morfología influyeron en la distribución de arenas transportadas por corrientes de turbidez durante el Mioceno y participaron en la formación de trampas estructurales compartimentalizadas por fallas normales. Es posible que la masa salina haya participado también en la distribución de los abanicos correspondientes a los sistemas turbidíticos del Paleoceno y del Eoceno identificados en el NW de la Sierra de Chiapas.

El sistema petrolero de la Cuenca de Comalcalco, también alimentado por aceites tithonianos almacenados en arenas pliocénicas, con trampas originadas por los esfuerzos que originaron tensión en el Evento Campechano. Los sellos son cuerpos de lutitas intercalados con las arenas y las trampas se formaron gracias a la actividad de fallas lítricas contemporáneas. Un nombre adecuado podría ser Sistema Tithoniano-Plioceno.

La formación y yuxtaposición de los toldos salinos ha obstaculizado la exploración de los estratos que subyacen a la cubierta de sal, donde podrían existir trampas adecuadas para formar receptáculos de hidrocarburos. En la Figura 3.21, puede verse una trampa cubierta por la capa de sal en el Área Marbella, que contiene al Play Blasillo y tal vez al Play Mesozoico perteneciente al área Chiapas-Tabasco.

En el caso de los yacimientos del Neógeno el sello son las intercalaciones de lutitas que separan los cuerpos de arenas, con lo que se tiene la oportunidad de encontrar varios yacimientos en una sola trampa estructural. La formación de las trampas estructurales está ligada a los eventos Laramídico, Chiapaneco y Campechano, con una gran influencia de la cinemática de la sal en el NW de la Cuenca.

En el caso de los hidrocarburos que proceden de rocas Tithonianas y se encuentran concentrados en estratos almacenadores Jurásicos y/o Cretácicos; sus trampas fueron formadas en el transcurso de dos eventos tectónicos, el Laramídico y el Chiapaneco y el sello regional es la columna de clásticos finos del Terciario. Este sistema forma los yacimientos de Chiapas-Tabasco y de la Sonda de Campeche y se postula que puede ser encontrado costa fuera, cubierto por los "canopies" salinos.

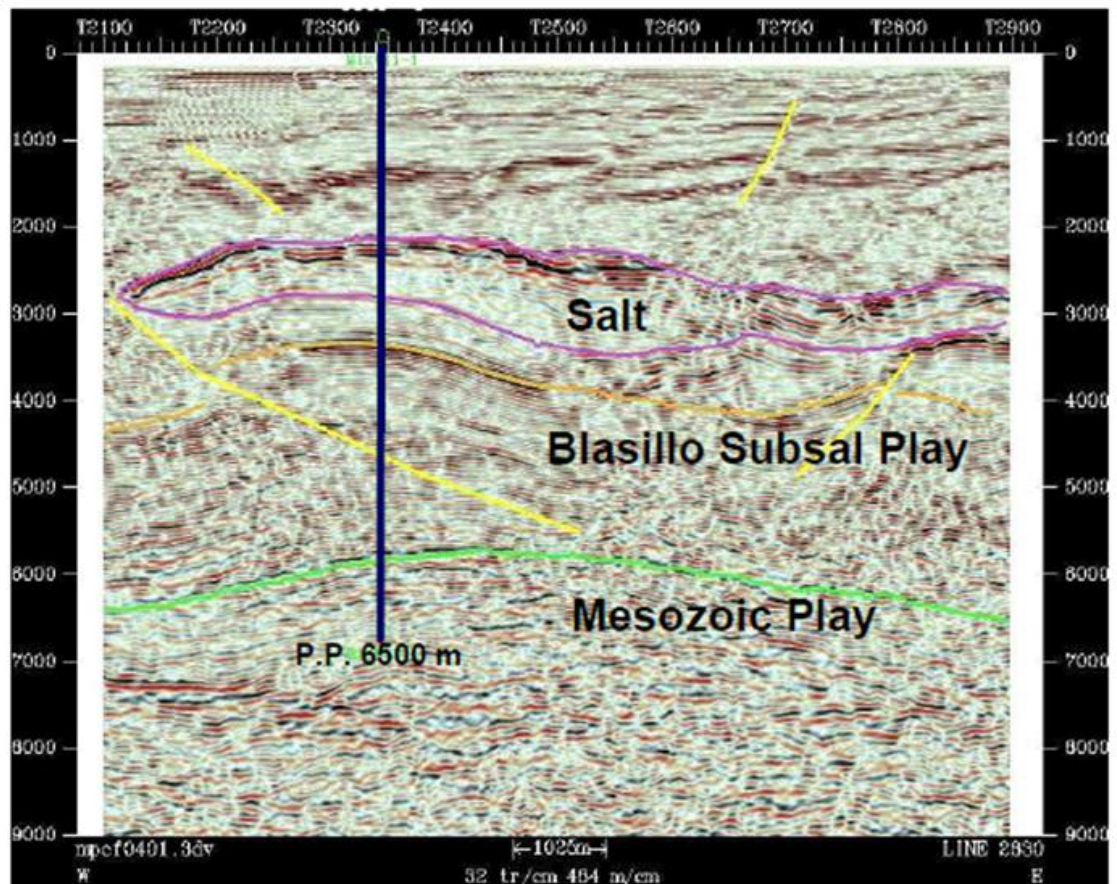


Figura 3.21 Ejemplo de una trampa subsalina dentro de la cuenca de Comalcalco, con dos objetivos, uno en el Terciario y el segundo en el Mesozoico. (Introduction to the Petroleum Geology of Mexican Basins, 2004).

La evolución tectónico-estratigráfica ha sido importante para establecer las condiciones propicias para la formación de trampas, ya que el área ha estado sujeta a diferentes regímenes tectónicos, los más importantes se presentaron a fines del Cretácico Superior hasta el Eoceno donde ocurre el acercamiento, colisión y sutura del arco de islas de las Grandes Antillas (Bloque Chortis) provocando carga, levantamiento flexural y erosión de carbonatos antiguos más al norte, así como, el ahogamiento de varias plataformas, esta época marca el fin de la etapa pasiva y el inicio de la fase convergente que favorece a una primera etapa de estructuración de las rocas mesozoicas.

En el Mioceno se tiene un aporte masivo de clásticos, movilización de sal y arcilla que reestructuran las trampas previamente formadas, durante el Plioceno-Pleistoceno, la evacuación de sal ocurre en algunas áreas y la formación de grandes fallas lítricas y contraregionales que favorecen la formación de trampas y de las subcuencas terciarias (Macuspana, Comalcalco y Salina del Istmo), en estos sistemas de fallas lítricas se formaron trampas estructurales tipo “rollover”.

En términos generales las trampas son estructurales de tipo anticlinal, alargadas y de forma cómica; es conveniente resaltar el hecho de que, en la mayoría de los casos, en dirección Noroeste no se aprecian los sinclinales, sino que forman grupos de 3 a 4 separados ente si por fallas normales e inversas. Este ordenamiento estructural permite tener verdaderos complejos productores de magnitudes colosales, como los denominados Antonio J. Bermúdez, que abarca 285 Km² y el formado por Cactus, Sitio Grande, Rio Nuevo y Níspero, con aproximadamente 200 Km² de extensión, Figura 3.22.

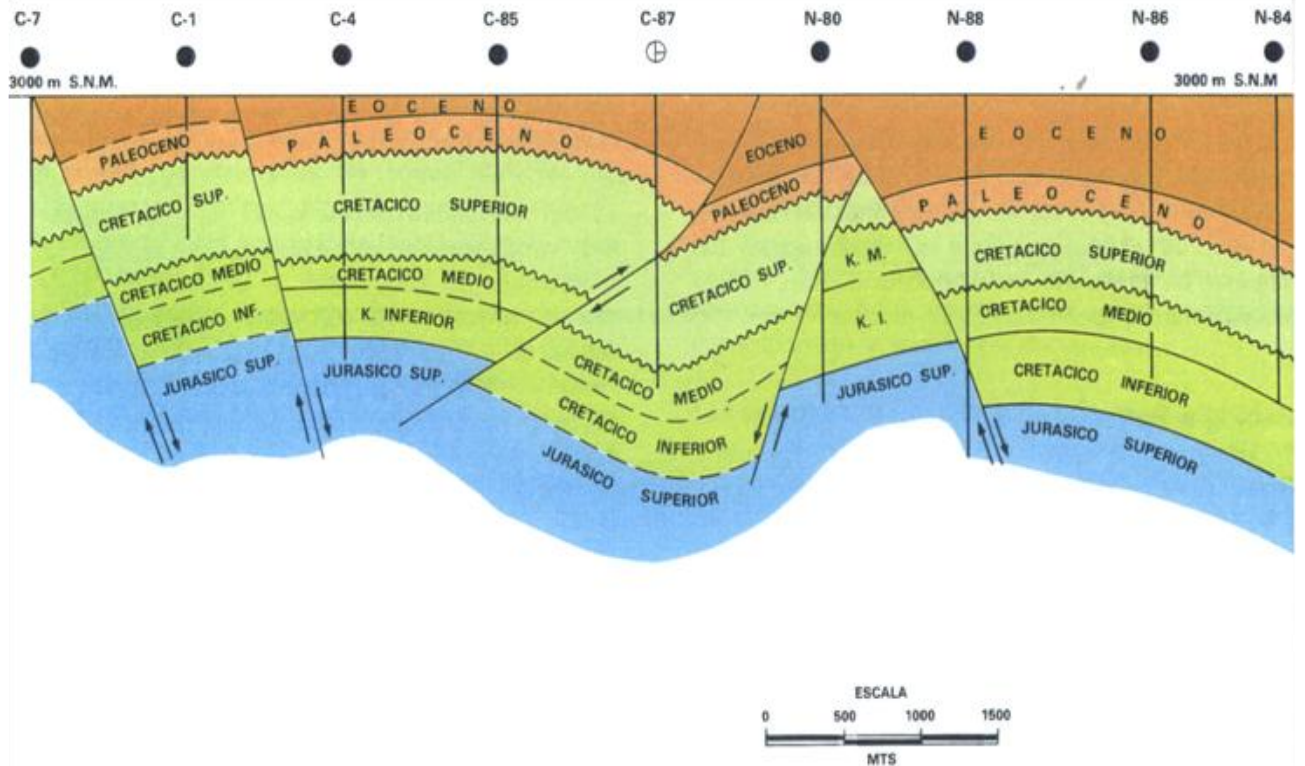


Figura 3. 22 Sección estructural de los campos Cactus y Níspero de la Región Sur (Evaluación de Formaciones en México, 1984).

3.7 PLAYS

El tipo de esfuerzos y los estilos de deformación rigen la estructuración de sus trampas y las características de los sistemas de fracturas que gobiernan la permeabilidad de las rocas almacenadoras. Por su parte la evolución estructural influye fuertemente en la secuencia de depositación, en la composición litológica de la columna sedimentaria, en sus espesores y en la distribución geográfica de las litofacies y, consecuentemente influyen fuertemente en la formación y la distribución de los plays. Un play es un grupo de prospectos y campos, que tienen el mismo tipo de roca almacén, sello, trampas y procesos de carga (White, 1993). En Pemex Exploración y Producción (PEMEX SECTER, 2007) se utiliza el siguiente concepto: “Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas”.

El análisis de plays es una herramienta para estimar volúmenes de hidrocarburos, y el riesgo asociado a cada elemento del play; permitiendo evaluar la cuenca y jerarquizar las mejores áreas (White, 1993). Se basa en el estudio de cada uno de los elementos del Sistema Petrolero, con la diferencia que el estudio del Sistema Petrolero se hace en función de la roca generadora (Magoon, 1987), por ejemplo, el Sistema Petrolero de las calizas arcillosas del Tithoniano, mientras que el análisis del plays se hace en base al estudio de la roca almacenadora, por ejemplo el Play Brechas del Cretácico Superior y el Play Calizas del Cretácico Superior, por lo que un solo Sistema Petrolero puede tener varios Plays.

Un play puede tener una gran cantidad de prospectos, cuyos volúmenes a encontrar convergen a mediano plazo; y la evaluación del riesgo de cada prospecto, sustenta las estrategias exploratorias a largo plazo (Navarro Baca, 2007).

3.7.1 RIESGO EN PLAYS

El riesgo es la potencialidad de perder o no encontrar algo, y está asociado a los conceptos de incertidumbre, probabilidad y suficiencia. La incertidumbre es el rango de posibles resultados, por ejemplo al lanzar una moneda al aire los resultados posibles son “águila o sol”, en consecuencia el rango es 2. La probabilidad es la confianza de que algo suceda o exista (García Esparza, 2007). Finalmente la suficiencia, es la capacidad del Sistema Petrolero de generar al menos un campo productor en el Play (White, 1993). Los prospectos dentro de un play son interdependientes, por lo cual el play tiene dos componentes de riesgo: uno compartido y otro independiente o local (Baker, 1988). El riesgo compartido caracteriza al play, se ubica entre los prospectos, y está relacionado a las condiciones regionales del play; por ejemplo un ambiente con capas delgadas de roca almacén aumentaría el riesgo de la existencia de la misma. Por otro lado el riesgo local es propio de cada prospecto, un ejemplo de este tipo de riesgo puede ser un mal sello debido a fallas en el prospecto.

3.7.2 PLAYS EN LAS CUENCAS DEL SURESTE

En el año 2001, el Bureau of Economic Geology de la Universidad de Texas, con la participación de personal de Exploración de PEP, terminó un proyecto encaminado a estudiar los plays del Mioceno y del Plioceno de las Cuencas del Sureste. En este trabajo a escala de la cuenca, se analizaron con detalle sus características estructurales y la evolución estratigráfica y sedimentológica.

En el estudio de la Universidad de Texas se mantiene la idea original acerca de la estructuración, aunque ahora la definición incluye a un proceso tardío de inversión tectónica, se hace énfasis en la influencia de las arcillas y se fechan sus movimientos; además se modifica la interpretación de las fallas de Macuspana y Frontera.

En la Figura 3.23 se identifica en color azul oscuro a la Falla Macuspana una de las fallas lítricas mejor conocidas de la Cuencas del Sureste, perteneciente a las fallas lítricas con despegue profundo.

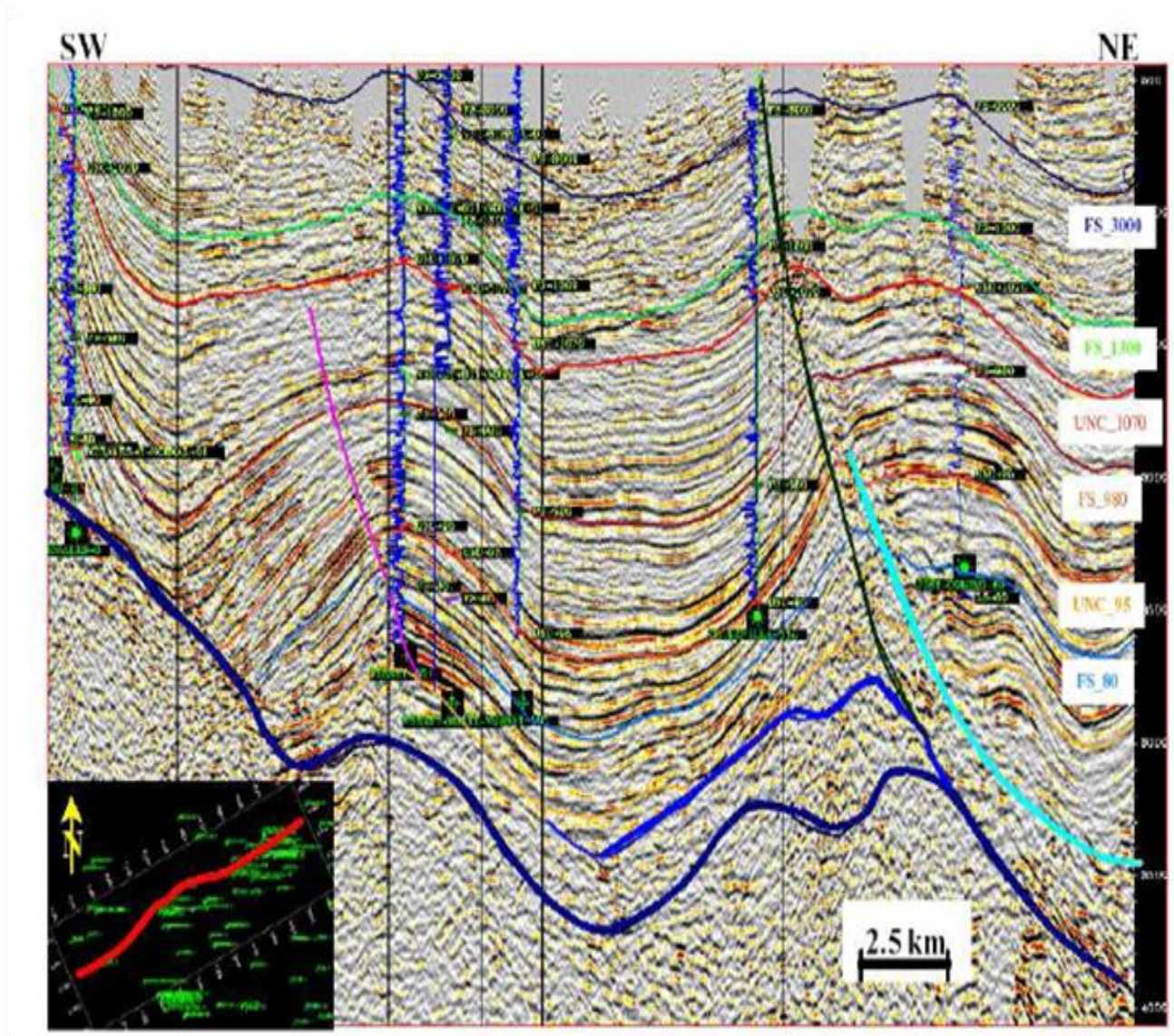


Figura 3. 23 Falla lítrica buzante al NW que corta a las estructuras de las Cuencas del Sureste (PEMEX-BEG, 2001).

El Neógeno ha sido objeto de importantes estudios a base de estratigrafía de secuencias, estudios que han culminado con la identificación de plays. Estos trabajos cubren desde la Cuenca Salina del Istmo hasta la Cuenca de Macuspana.

De acuerdo con las conclusiones expuestas en el Plan estratégico de evaluación de plays, en la Cuencas del Sureste, podemos mencionar que en al Norte del límite de la cuenca de Comalcalco en la zona salina existen los siguientes plays:

Blasillo (21.0 -12.5), Mioceno Inferior y Medio, Figura 3.24.

Magallanes (12.5-5.5), Mioceno Superior, Figura 3.25.

Cinco Presidentes (5.5-3.0), Plioceno Inferior-parte baja del Plioceno Medio

Bacal (3.0-1.4) Plioceno Medio.

En el área de Chiapas se considera la posibilidad de alcanzar con pozos a las rocas mesozoicas, plegadas según un patrón de estructuración semejante a los plegamientos de la Sierra, cubiertas por los “canopies” de sal. Los plays hipotéticos del Mesozoico reciben los nombres: Yum, Yagualito y Jujito. En la Figura 3.26 se muestra la ubicación de estos plays en una sección estructural esquemática.

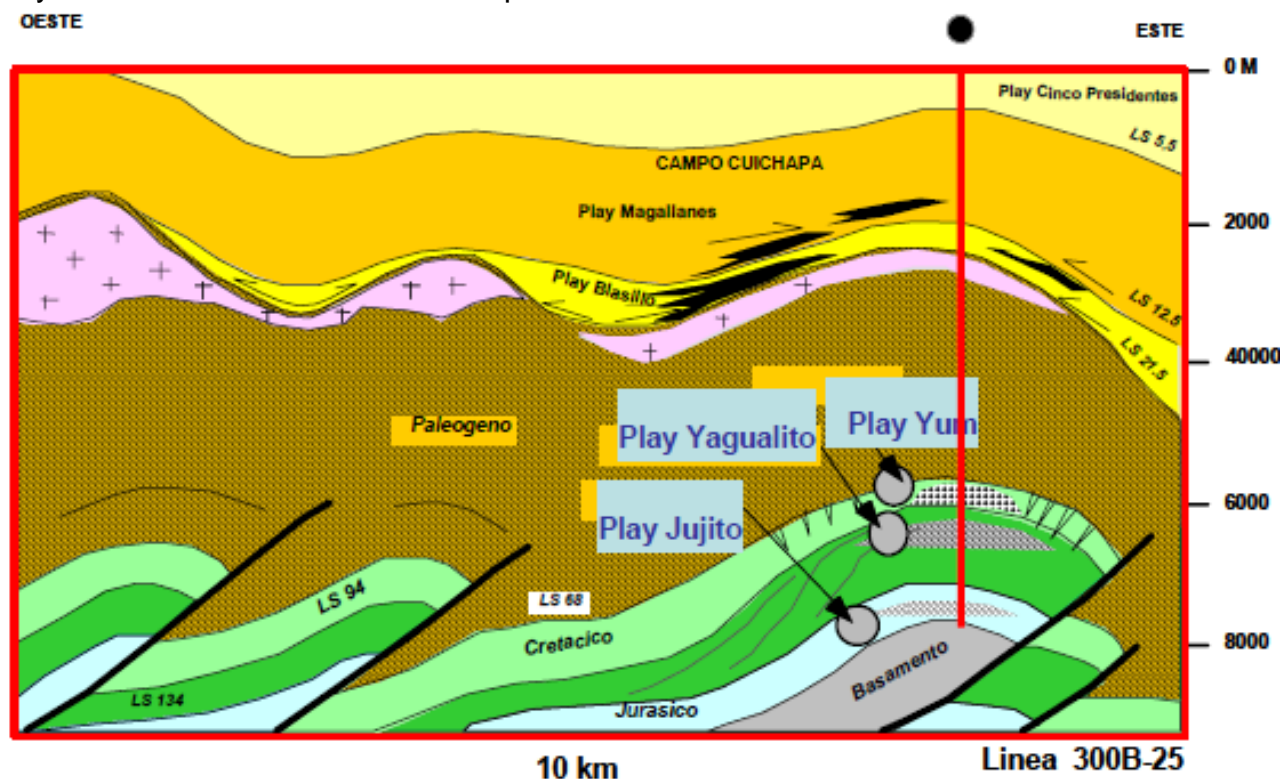


Figura 3. 26 Ubicación conceptual de los plays hipotéticos del Mesozoico en el área de Chiapas, en estructuras pertenecientes a la prolongación hacia el norte de los plegamientos de la Sierra de Chiapas (Tomado del Plan estratégico de Evaluación de Plays, PEMEX 2001).

3.7.3 PLAYS EN LA REGIÓN CHIAPAS-TABASCO

En el área estudiada en este trabajo y de acuerdo al plan estratégico 2002-2010 de Pemex Exploración y Producción de la Región Sur, se propuso el estudio de la zona de Reforma-Comalcalco, y cuyo trabajo tiene el objetivo de conocer y evaluar el potencial petrolero de las secuencias siliciclásticas del Terciario presentes en el subsuelo una parte importante de la Cuenca del Sureste denominada Activo de Exploración Reforma-Comalcalco (AERC). Estas rocas dejaron de ser exploradas a raíz de los descubrimientos de hidrocarburos en el Mesozoico a principios de los años 70's, lo cual propició que se abriera una brecha de desconocimiento de casi treinta años en la columna sedimentaria del Terciario.

El Estudio de Identificación, Definición y Delimitación de los Plays Terciarios en el AERC fue realizado por un equipo interdisciplinario de trabajo que compiló y validó información para crear una base de datos; programar y armar trece transectos regionales apoyados con casi 1900 kilómetros de líneas sísmicas 2D y 3D, columnas geológicas y registros

geofísicos de más de 200 pozos, estudio de 160 núcleos, estudios bioestratigráficos, información de producción de campos terciarios, etc.

El análisis e interpretación integral de los datos permitió establecer el marco estratigráfico-secuencial de la columna terciaria del AERC identificando y correlacionando, a lo largo y ancho del área de estudio, siete secuencias de tercer orden y sus respectivos límites, así como los ambientes de depósito prevalecientes desde la interfase Cretácico-Paleoceno hasta el Holoceno y las facies sedimentarias asociadas a cada uno de ellas.

Se caracterizaron dos grandes familias estructurales: la más antigua, representada por un cinturón de pliegues y cabalgaduras que se despega sobre la sal jurásica, provocada por dos fases de deformación, la primera se desarrolla durante el Paleógeno y que es re deformada durante el Mioceno Medio tardío al Plioceno Medio. La segunda está representada por fallas normales generadas por deslizamiento gravitacional desde el Plioceno Inferior al Holoceno, originando, al norte del área, la subcuenca de Comalcalco asociada a evacuación de grandes masas salinas y al oriente la subcuenca de Macuspana asociada a movilización de gruesos depósitos de lutitas.

La caracterización de los sistemas petrolíferos recalca la importancia que tiene la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano) como la principal contribuidora de hidrocarburos hacia los yacimientos de las secuencias del Terciario cuyas gravedades varían de 23° a 50° API. A partir del modelado geoquímico se identifican focos de generación que han funcionado desde hace 29 m.a. hasta la actualidad. La migración hacia las trampas terciarias ocurre principalmente desde hace 11.7 m.a., mediante fallas mesozoicas que se conectan con las del terciario facilitando el ascenso de los hidrocarburos.

Se identificaron zonas de oportunidad donde se postula el desarrollo de plays importantes:

- Porción occidental del AERC donde se postulan plays de edad Mioceno-Plioceno asociados a turbiditas no confinadas que tienen muy buenos desarrollos arenosos y sellos eficientes.
- Franja norte del AERC, en esta área se ubican los plays probados de los campos terciarios de la subcuenca de Comalcalco asociados a sistemas deltaicos de margen de plataforma desarrollados durante el Mioceno Superior-Plioceno.
- Parte noreste del AERC, se identifican plays de arenas turbidíticas del Mioceno Superior asociadas a minicuenas originadas por diapiros arcillosos.
- Extremo sur del AERC donde se encuentran los cuerpos de brechas calcáreas del Eoceno Medio desarrolladas como depósitos de talud o como flujos de escombros provenientes de la plataforma, al sur.
- Franja oriental del AERC, se han identificado y postulado plays asociados a acuñamientos y truncamientos de capas arenosas de edad Plioceno de facies transicionales contra los flancos de las crestas arcillosas.

Estudiar los plays en cualquier cuenca es importante ya que estos representan la unidad operativa fundamental del proceso exploratorio a cualquier nivel de prospección en que ella se encuentre y, debido al considerable valor económico que agregan, deberán influir en las estrategias exploratorias futuras de la Región. El entendimiento de la historia tectónico-sedimentaria de la cuenca y la relación que guarda con sus sistemas petrolíferos

permite reconocer las áreas más atractivas con presencia de plays de alto y mediano potencial que en un futuro permitan la incorporación de nuevas reservas además de revertir al corto plazo la tendencia de declinación de nuestros campos.

Aunque todos los plays (con la excepción de Turbiditas no Confinadas), son productores en por lo menos un campo, solamente los contenidos en la Cuenca de Comalcalco, pueden considerarse productores importantes. Esto puede ser apreciado en la Figura 3.27, donde se agrupan todos los plays terciarios identificados en el estudio de Reforma-Comalcalco (sin incluir los de la Cuenca de Macuspana). En este plano destaca que la Cuenca de Comalcalco concentra no solamente a la mayor parte de los campos petroleros del Neógeno, también incluye a los más productivos.

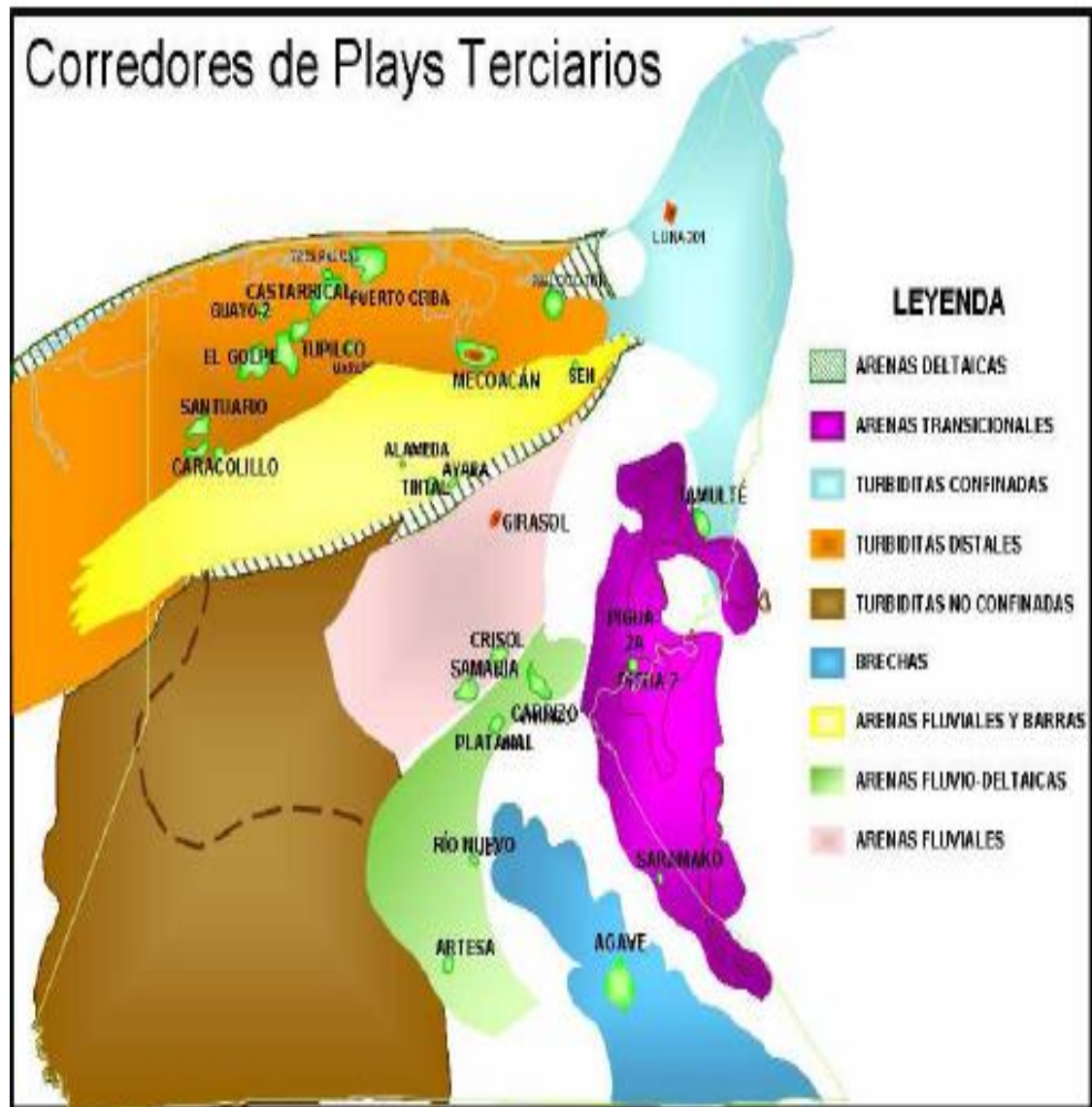


Figura 3.27 Ubicación de los campos petroleros productores de plays terciarios en el Activo Reforma-Comalcalco. En este plano es evidente que los tres plays más importantes son Arenas Deltaicas, Turbiditas Distales y Arenas Fluviales y Barras, alojados en la Cuenca de Comalcalco. (Tomado de “Estudio Plays Terciarios, PEMEX, Activo Reforma-Comalcalco, 2003).

La mayor parte de los hidrocarburos que se explotan en los campos Terciarios de Reforma-Comalcalco fueron generados a partir de las rocas del Tithoniano, las diferencias entre ellos están provocadas por los diferentes grados de madurez térmica y de la fase de expulsión de los hidrocarburos así como al fraccionamiento sufrido durante la migración. A diferencia de la Cuenca de Macuspana, las rocas miocénicas no aportaron hidrocarburos debido a que no alcanzaron la ventana de generación. Finalmente, el pronóstico del tipo de hidrocarburos contenidos en los plays es otro de los elementos importantes en la selección de las áreas por explorar.

En el caso de la Cuenca del Sureste existe ya un buen control de este aspecto de la evaluación, aportado por los hidrocarburos en explotación. La Figura 3.28 es el resumen de los trabajos hechos en relación con este tema.

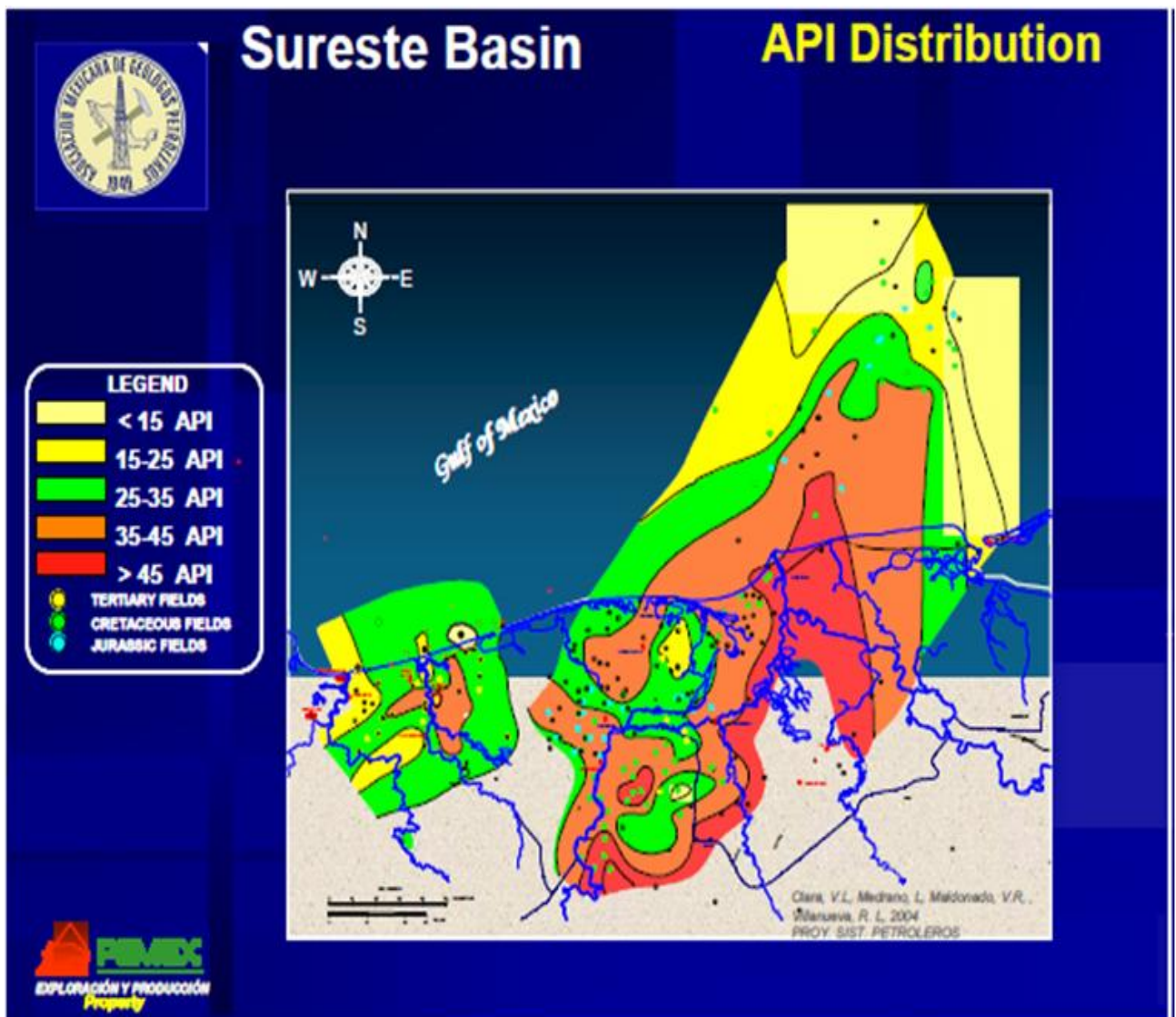


Figura 3. 28 Distribución de gravedades API de los crudos recuperados en la zona Sur (Clara V., Caballero, Maldonado y Pacheco, 2004).

MÉTODOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se presenta un panorama general en cuanto a la historia petrolera de la Región Sur, los antecedentes de la exploración en dicha Área, brindándole una especial atención al Área denominada Mesozoico Chiapas-Tabasco, y en especial al Campo Santuario, del cual se desarrollará lo relevante a la perforación y terminación de un pozo que pertenece a dicho campo. También se describirá la perforación direccional controlada y la perforación horizontal, que corresponden con los métodos con los que se ha venido trabajando en varios Proyectos de la región de Comalcalco.

Se describirán los antecedentes del campo, su ubicación, las características geológicas y propiedades petrofísicas, así como el programa de perforación del pozo Santuario-JC, que es uno de los últimos pozos perforados y que tiene como objetivo principal aumentar las reservas del campo y seguir siendo rentable, aunque dicho campo fue descubierto en 1967, en la actualidad se está realizando una nueva reestructuración o reingeniería que permita competir con los demás campos del Terciario, y una manera de hacerlo es perforando nuevos pozos, con el propósito de mantener el volumen de producción.

4.1 HISTORIA DE LA REGIÓN SUR

Lo que hoy denominamos Región Sur, se originó a partir del interés comercial de los yacimientos petrolíferos en el Sur de la República Mexicana. Por tanto, su evolución organizacional se ha dado en función de la localización geográfica de las actividades de exploración y producción. La primera localidad importante, desde donde se dirigieron operaciones de exploración, desarrollo y explotación de campos petroleros, fue Coatzacoalcos.

Posteriormente, gracias al gran atractivo de los yacimientos petrolíferos descubiertos en tierras tabasqueñas, se inició en los años sesenta un proceso migratorio hacia el sureste del territorio mexicano, con la creación de los distritos Comalcalco, Cd. Pemex, y la constitución de la Gerencia de Zona Sureste, que se convertiría posteriormente en la Coordinación de la Región Sur en 1989, para luego ser denominada Subdirección de Región Sur, a partir de la nueva estructura de Pemex Exploración y Producción establecida en la Ley Orgánica del 16 de julio de 1992.

La Región Sur se encuentra ubicada en el sureste de la República, Figura 4.1, al Norte colinda con el Golfo de México y la Región Norte en el paralelo 18, y al Noroeste con el Río Tesechoacán, al Sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico.

Cuenta con una superficie aproximada de 390 mil kilómetros cuadrados, y comprende ocho estados de la República: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo (PEMEX, 2000).



Figura 4. 1 Localización de la Región Sur (PEMEX, 2000).

4.1.1 ANTECEDENTES DE LA EXPLORACIÓN

La exploración en busca de hidrocarburos en la porción Sur y Sureste de nuestro país, prácticamente se inició desde fines del siglo pasado, cuando en 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubrió lo que llamó la Mina de San Fernando, cerca del poblado de Tepetitán en el estado de Tabasco, e inclusive envió diez barriles de aceite que obtuvo, a la ciudad de Nueva York para su análisis.

En 1883, el Dr. Simón Sarlat, gobernador de Tabasco, perforó un pozo de 27.4 metros de profundidad en el anticlinal denominado con el apellido de él mismo, Sarlat, y en 1886 estableció una pequeña producción de aceite ligero que no llegó a explotarse comercialmente.

Durante 1905, las compañías extranjeras que operaban en México descubrieron producción de aceite en forma comercial en el campo denominado Capoacán, en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Ver.

En 1911, se obtuvo producción de aceite en la estructura denominada Ixhuatlán; en 1928, en la de Concepción; en 1929, en la de Tonalá-El Burro; y 1931, en la llamada El Plan. Todas ellas situadas también en el sur de Veracruz. Los dos últimos campos mencionados fueron los de mayor importancia debido a su producción proveniente de arenas del Mioceno Inferior, Medio, Superior y Plioceno; asociadas a domos salinos o masas de sal existentes en el área (PEMEX, 2000).

4.1.2 DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN

La conformación de los campos petroleros está condicionada directamente por las estructuras geológicas susceptibles de contener hidrocarburos y la localización geográfica de los yacimientos; el área donde se realizan las actividades de explotación de hidrocarburos y su tratamiento primario, determina lo que se ha dado a llamar espacio del petróleo. En Tabasco, este espacio empezó a configurarse en 1940, con el descubrimiento del campo Progreso, ubicado al sureste de Villahermosa. Después, en 1949, se descubrió el yacimiento de hidrocarburos de La Venta, cuyo primer pozo entró en operación en 1954, con una producción de 125 barriles de aceite diarios y una densidad de 36 API, que lo caracterizó en aceite ligero y que constituiría una de las mejores calidades en la producción nacional de crudo. Paralelamente, en 1950 entraron en operación los campos Fortuna Nacional y Sarlat en Macuspana y, aunque en esta época la falta de una red carretera al interior del estado dificultaba las comunicaciones y limitaba la actividad exploratoria, se perforaron pozos en los municipios de Cárdenas, Macuspana y Huimanguillo, pertenecientes a las áreas de Comalcalco-Terciario, Cd. Pemex y Comalcalco-Cretácico.

Durante los años cincuenta del siglo pasado, con la llegada del ferrocarril del sureste y la construcción del tramo carretero Coatzacoalcos-Villahermosa, se facilitó la construcción de algunos caminos por parte de Pemex, para realizar exploraciones en los municipios de Cárdenas, Huimanguillo, Teapa, Jalapa, Macuspana y Tenosique, que culminaron con la perforación, en 1951, del pozo José Colomo y el descubrimiento de los campos Cantemec y Bitzal, todos productores de gas localizados en el municipio de Macuspana. La importancia de estos descubrimientos motivó el establecimiento de la planta de absorción de gas licuado en Cd. Pemex, inaugurada el 3 de marzo de 1958, fue la primera localización industrial petrolera en Tabasco. En ese año se inició también la construcción del gasoducto Cd. Pemex-Minatitlán, por donde sería enviada la producción gasera al Bajío y centro-oeste del país, para abastecer a la industria de aquellas regiones. Hasta finales de los años cincuenta, las principales zonas petroleras se localizaron al oriente del estado, en lo que corresponde al actual sector operativo de Cd. Pemex, que comprende parte de los municipios de Macuspana, Jonuta y Centla. Por otro lado, la exploración en la margen derecha del Río Tonalá, al poniente de la Chontalpa, permitió el descubrimiento de otros yacimientos: Cinco Presidentes, Sánchez Magallanes, Ogarrío y Central.

Durante la década de los sesenta, el aumento de la demanda nacional de crudo, gas natural, líquidos de absorción, productos derivados del gas natural y productos petroquímicos, provocó una expansión moderada del espacio petrolero en Tabasco, favorecida en parte por la construcción de la red carretera. Se inició entonces la construcción de la planta de absorción La Venta en 1963, y la explotación de los campos

Samaria, Tamulté, Crisol, Carrizo y Platanal en las cercanías de Villahermosa. Asimismo, se intensificó el desarrollo de los campos de gas natural de los municipios de Centla, Jonuta y Macuspana; y con ello fue ampliada la planta petroquímica de Cd. Pemex, que entró en operación en 1967.

En 1965, la producción de crudo alcanzó la cifra de 104 mil barriles por día y la de gas llegó a 596 millones de pies cúbicos por día. Entre este año y 1972 se intensificó la exploración en el distrito Comalcalco-Terciario, que condujo a una expansión de la frontera petrolera, con la puesta en operación de los campos Tupilco, el Golpe y Mecoacán del mismo distrito. En este período, el espacio petrolero de Tabasco estaba configurado por dos grandes zonas de explotación: Macuspana y La Venta, unidas por medio de ductos que permitían enviar hidrocarburos a la zona Coatzacoalcos-Minatitlán (PEMEX Región Sur, 2002).

4.1.3 ESPLENDOR DEL MESOZOICO CHIAPAS-TABASCO

En 1972, se inició una nueva etapa en la producción de hidrocarburos en esta porción del país, con los descubrimientos de los campos que corresponden al área mesozoica de Chiapas-Tabasco. La crisis mundial de los energéticos que propició el aumento drástico de los precios del petróleo, llevó a un replanteamiento del papel de la industria petrolera en el conjunto de la economía nacional. Los hidrocarburos dejaron de ser un rubro más dentro de la estructura productiva para convertirse en una de las actividades económicas fundamentales del país. Con este salto cualitativo en la importancia nacional adjudicada al petróleo, la explotación de los yacimientos en las formaciones del mesozoico en el área Chiapas-Tabasco, permitió la expansión de la industria petrolera a partir de 1974. Un factor importante en esta expansión fue la posibilidad de asumir los costos de producción por el alza en los precios del petróleo, en virtud de que hasta entonces la explotación de los yacimientos del área cretácica, cuya exploración se había iniciado desde mediados de los años sesenta, requería la perforación de pozos con más de 3 mil 500 metros de profundidad y demandaba fuertes inversiones.

Para 1977, el Gobierno Federal asignó a la industria petrolera el carácter de prioridad nacional y eje conductor del crecimiento económico del país, por lo que el mayor volumen de inversiones se canalizó hacia el desarrollo de esta industria; este año marcó también la absorción plena de Tabasco en el programa de expansión petrolera. El distrito Comalcalco se consolidó como área productiva con la explotación de los recursos de esa zona, cuyo potencial justificó el incremento de los equipos de perforación, de 36 que había en 1972 a 46 en 1974; para 1977 la cifra llegó a 50, y con la contratación de compañías perforadoras se logró incrementar el número de equipos hasta 134 en 1980, lo cual significó que en ese año se utilizaron en el estado de Tabasco y en el área adyacente a Reforma, Chiapas, casi la mitad del total de equipos de perforación disponibles en el país.

El desarrollo de los campos Cactus, Sitio Grande, Nispero, Samaria y Cunduacán, dio como resultado un incremento notable en la producción de crudo y gas natural. La producción anual en el distrito Comalcalco fue de 92 mil barriles por día en 1973 y de 370 mil barriles por día en 1975. Con el desarrollo de los nuevos campos Paredón, Oxiacaque y Girdaldas, entre los principales, el volumen de producción en 1979 llegó a 1.163 MMBPD.

Por su parte, la producción de gas creció de 701 MMPCD en 1972 a 1, 328 MMPCD en 1975; producción que se duplicó en 1981, cuando los distritos Comalcalco y Cd. Pemex obtuvieron 2 mil 600 millones de pies cúbicos por día.

Paralelamente, entre 1973 y 1981 se construyeron las líneas de conducción necesarias para interconectar las diversas instalaciones de procesamiento y transformación: Cd. Pemex con Cactus, Cunduacán con Samaria, Paredón con Cactus, y el complejo marítimo Akal con la terminal de Dos Bocas. En ese período se tendieron alrededor de 4, 500 km de ductos para estos fines, que incluyen el troncal del Sistema Nacional de Gas (gasoducto de 48" de diámetro Cactus-Reynosa) puesto en operación en 1978, con 77.6 km. de ductos que atraviesan el municipio de Huimanguillo de Oriente a Poniente.

A principios de los ochenta, se descubrieron nuevos campos como Cárdenas, Mora y Bellota, que resultaron productores en estructuras del Cretácico Inferior y Jurásico Superior. En los cinco años siguientes, se encontraron en la parte Norte y Occidental de la Región, los yacimientos más significativos de esta década: Puerto Ceiba, Caparroso, Sen, Luna, Pijije y Cardo.

La suma de la producción comercial de los campos Sen en 1984, Luna en 1985, Pijije en 1986 y otros campos petroleros adscritos a la zona Norte de la Región, permitieron integrar un conjunto de campos petroleros en un complejo de producción al que se denominó "Ing. Miguel A. Zenteno Basurto". Gracias a los trabajos de desarrollo en este complejo, se compensó entonces la declinación natural de los campos en explotación. En la década de los ochenta, figuran dos campos que por su producción destacan entre los más grandes de la Región: el Jujo y el Tecominoacán, ambos pertenecientes al distrito Cárdenas. El campo Jujo fue descubierto en 1980 con la perforación del pozo Jujo 2-A, a 5,786 m de profundidad, en una formación del Kimerigdiano (Jurásico Superior), obteniendo una producción inicial de 4,428 BPD. Actualmente, es el primer campo productor de la Región, con 78,240 BPD de aceite y 108.1 MMPCD de gas. Por su parte el campo Tecominoacán fue descubierto en 1983 con la perforación del pozo Tecominoacán 101-B; su producción inicial fue de 5,945 BPD; en la actualidad es de 49,406 BPD de aceite y 64.65 MMPCD de gas (PEMEX Región Sur, 2002).

4.2 TIPOS DE PERFORACIÓN

En este subtema se desarrollan los dos principales tipos de perforación que se han utilizado en los últimos años en el Campo Santuario; dichos tipos son la perforación direccional controlada y la perforación horizontal.

4.2.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL CONTROLADA

En sus inicios, la perforación direccional fue utilizada para controlar la desviación, esto es, para mantener la inclinación o el desplazamiento horizontal de un pozo dentro de límites preestablecidos. Actualmente, la principal aplicación del control de la desviación es limitar el ángulo de inclinación por razones tales como: mantener el agujero dentro de líneas territoriales o dentro de determinadas líneas de drene. La práctica de alcanzar objetivos determinados se considera perforación direccional y no control de la desviación, aun

cuando las inclinaciones y los desplazamientos sean pequeños. La perforación direccional tiene como objetivo el alcance de una ubicación subterránea predeterminada, con ubicación y desplazamiento de la vertical a cierta profundidad a través de una trayectoria planificada, Figura 4.2.

Razones para perforar direccionalmente:

1. Cuando los estratos de la roca almacén tienen alguna inclinación, o por algún evento tectónico estos se posicionan con cierto ángulo, la perforación direccional es la forma más conveniente de hacerlo, debido a que el barrido se hace con mayor eficacia, y el radio de drene se maximiza que con la perforación vertical.
2. Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional controlada en la actualidad, es en los pozos costa afuera. Construir una plataforma de producción cuesta millones de dólares y una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen a la cima del yacimiento, respetando el espaciamiento requerido entre pozos; esta aplicación se ha incorporado a los proyectos terrestres del Campo Santuario.
3. Algunas veces es imposible localizar el equipo de perforación sobre el punto exacto donde el pozo se debe de perforar, ya sea por razones técnicas o económicas. Para evitar este problema, el equipo de perforación se puede colocar a un costado y desviar el pozo con la finalidad de llegar al objetivo programado.
4. Si un pozo se perfora en el casquete de gas de un yacimiento, este se puede taponar parcialmente, por lo que en ocasiones es conveniente desviarlo y localizar la zona de aceite.
5. También, la perforación direccional puede usarse para desviarse de algunos de los eventos que ocurren en el subsuelo, como pueden ser los domos salinos y el contacto agua-aceite.
6. Efectuar la desviación de un pozo existente, esta desviación puede ser efectuada para librar una obstrucción ("un pez") en el agujero original.

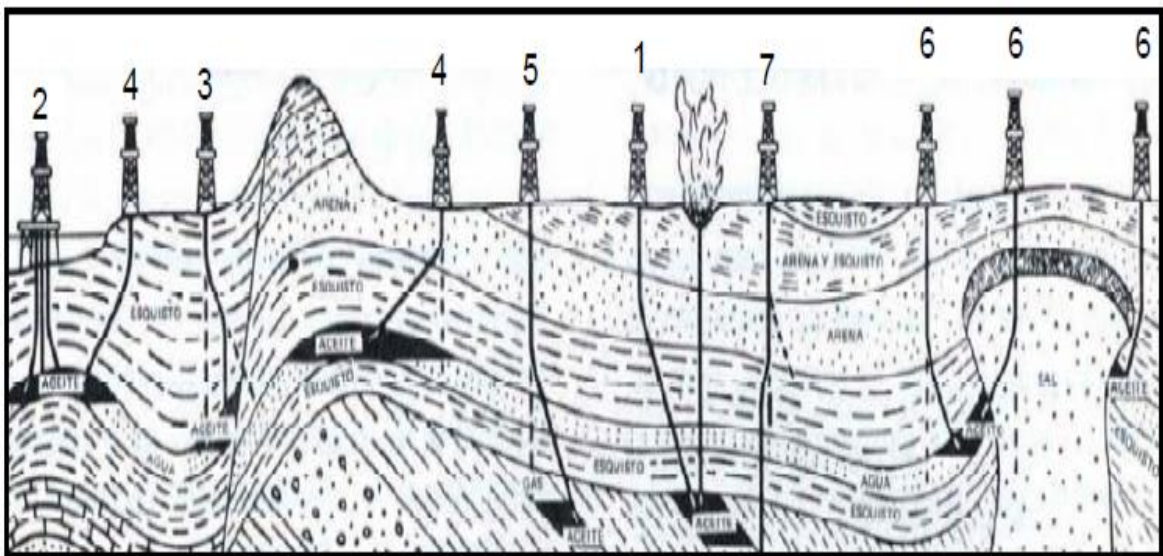


Figura 4. 2 Aplicaciones típicas de la perforación direccional (PEMEX, 2000).

4.2.2 PERFORACIÓN HORIZONTAL

Los pozos horizontales se definen desde un punto de vista operacional e incluyen los pozos desviados por encima de los 75° de la vertical, donde no se pueden usar las herramientas convencionales de línea de acero. Desde un punto de vista del yacimiento, pozos con desviación superior a los 80° se aproximan a la típica producción de los pozos productores horizontales.

Los pozos horizontales permiten incrementar el área de contacto del yacimiento y aumentan la productividad por arriba de la que puede proporcionar un pozo vertical. Los pozos horizontales también pueden reducir la tendencia a la conificación en yacimientos con cuerpos de agua o casquete de gas, ya que generan una baja presión diferencial alrededor de la zona abierta al flujo.

La productividad de los pozos horizontales puede ser mayor que la de los pozos verticales por muchas razones: generan una gran área de comunicación con la formación productora, atraviesan perpendicularmente el sistema natural de fracturas; por lo general justifica los costos de perforación con altos gastos de producción, reducen las caídas de presión y generan una gran eficiencia de drenaje de la formación productora. La productividad de un pozo horizontal depende de su longitud. El largo del giro en el pozo depende de la técnica de perforación y del radio de giro, considerando que el radio de giro es el radio requerido para girar de la vertical a la dirección horizontal. Las cuatro técnicas de perforación basadas en el radio de giro son: radio ultra corto, radio corto, radio medio y radio largo. La Figura 4.3 muestra la longitud del pozo esperada para diferentes técnicas de perforación.

- a) Radio ultracorto.
- b) Radio corto.
- c) Radio medio.
- d) Radio largo.

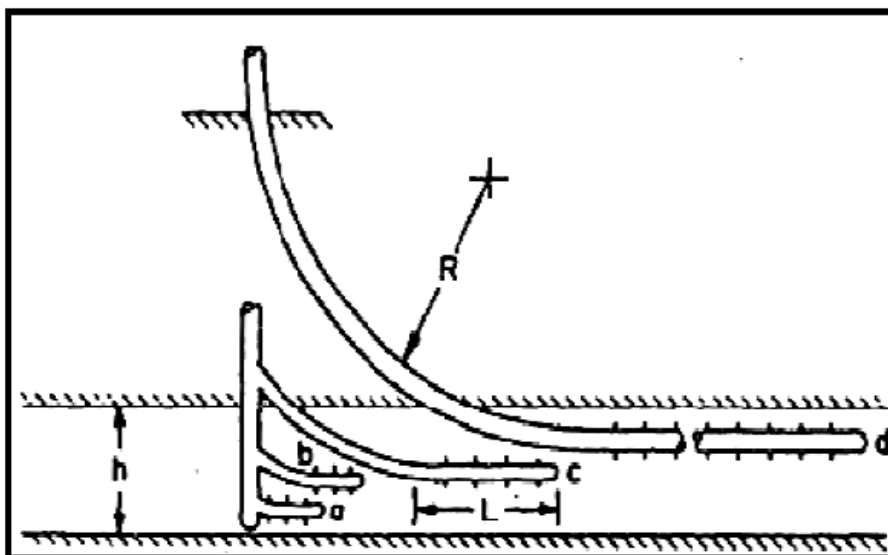


Figura 4. 3 Esquema de las diferentes técnicas de Perforación (PEMEX, 2000).

4.3 HERRAMIENTAS

Hay una considerable cantidad de parámetros que son fundamentales para el diseño de cualquier programa de pozo a perforar. La selección del equipo de perforación, es una consideración básica, Figura 4.4. Algunos de los elementos que deben tomarse en cuenta en la selección del equipo de perforación, son:

- Lugar en el cual se va a operar.
- Rangos de profundidad de pozo y tamaños de los agujeros a ser perforados.
- Requerimientos de rotación de la mesa rotaria (RPM).
- Tubería de perforación – Lastra barrena.
- Limitación en los paquetes de perforación.
- Sistemas de lodo, tanques, múltiples (manifold).
- Servicios auxiliares y energía requerida.
- Alturas de trabajo, dentro de la estructura.
- Equipo de Control de Presión del yacimiento (Preventor).
- Controles.
- Varios (cargadores, herramientas, instrumentos, etc.).



Figura 4. 4 Equipo de perforación en operación y en movimiento: plataforma de perforación (Cortés, UNAM 2008).

En la Figura 4.5, se muestran los componentes básicos de un equipo de perforación

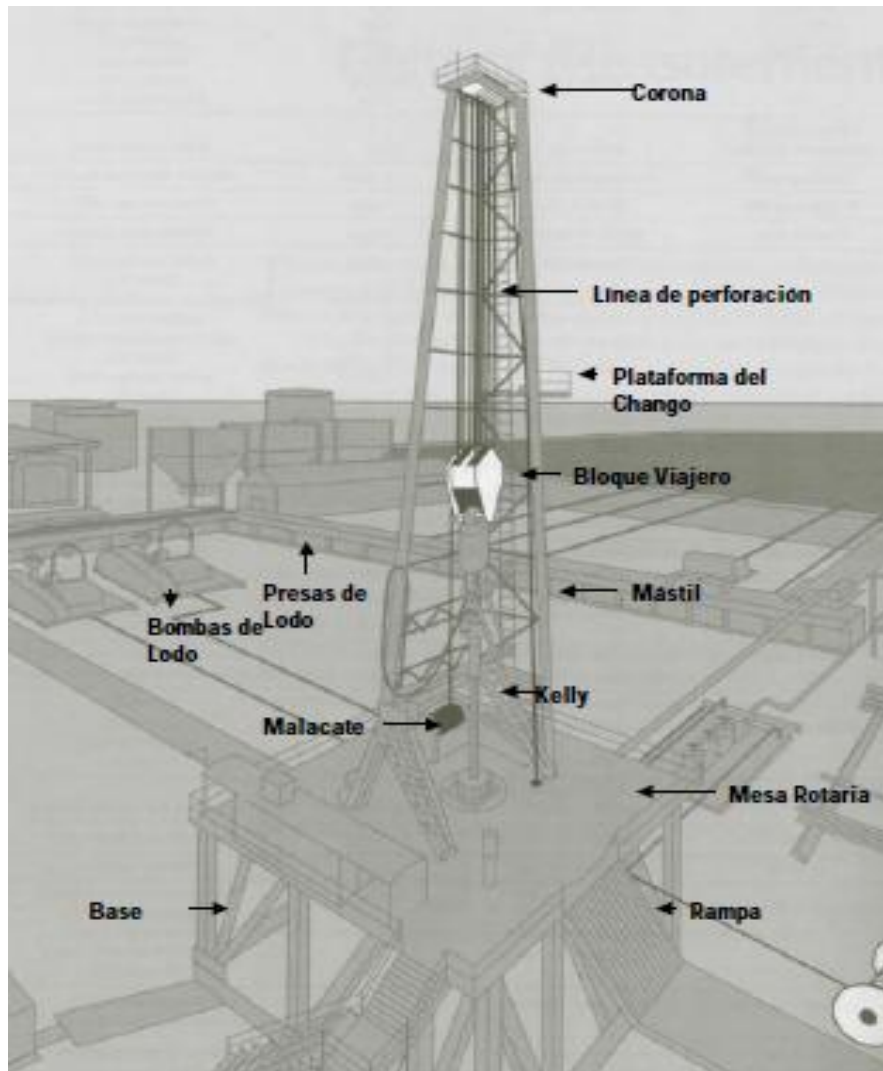


Figura 4. 5 Componentes de un equipo de perforación (Cortés, UNAM 2008).

4.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ROTACIÓN

El sistema de rotación es uno de los componentes más importantes en el equipo de perforación. Su función principal es hacer rotar la sarta de perforación y la barrena (Cortés, 2008). El sistema de rotación tiene tres componentes principales:

1. La mesa rotaria y/o el top drive
2. La Sarta de Perforación
3. La Barrena.

✓ La Mesa Rotaria:

La mesa rotaria se encuentra en el piso de perforación sobre el pozo, Figura 4.6.

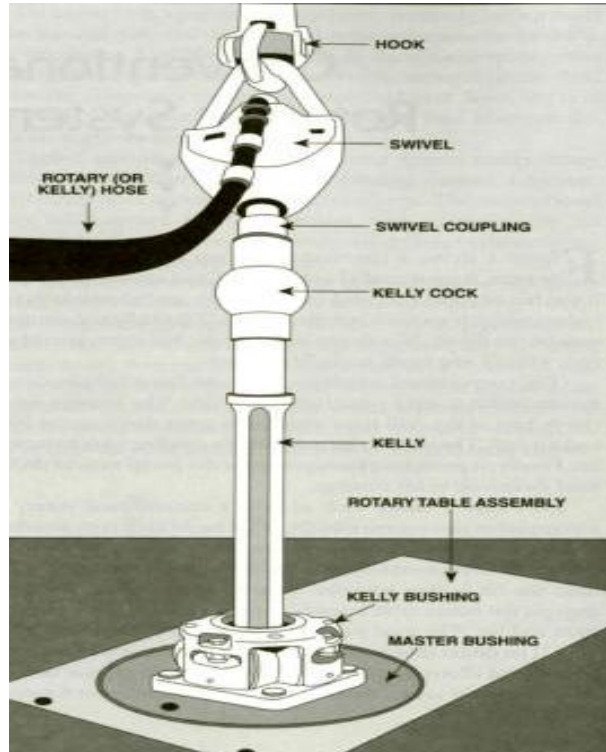


Figura 4. 6 Mesa rotaria (Cortés, UNAM 2008).

Para rotar la sarta de perforación se utiliza la mesa rotaria, el buje principal y el buje de la flecha. Desde el gancho, la unión giratoria y la flecha se encuentran enroscadas en la tubería de perforación. La mesa rotaria no puede hacer girar la flecha directamente. El buje principal y el buje de la flecha transfieren la rotación de la mesa a la flecha. Para soportar la sarta de perforación mientras se agregan o remueven secciones de tubería de perforación con la ayuda de las llaves de fuerza, se utilizan la mesa rotaria, el buje principal y las cuñas, Figura 4.7. Se pueden cambiar los insertos para acomodar diferentes tamaños de tubería.

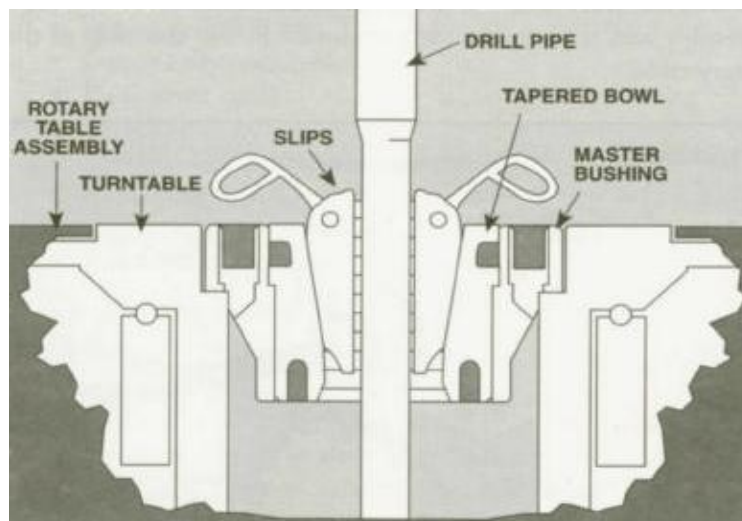


Figura 4. 7 Esquema de la mesa rotaria, el buje principal y las cuñas (Cortés, UNAM 2008).

✓ El Top Drive:

El sistema del Top Drive, o TDS, reemplaza a la mesa rotaria, a la flecha y a la unión giratoria, Figura 4.8. Está colgado del gancho en el bloque viajero. Un motor para trabajo pesado montado en el Top Drive provee la potencia necesaria.

La lingada superior se enrosca directamente al Top Drive. El Top Drive hace rotar la sarta de perforación y la barrena directamente. Esto elimina la necesidad de una mesa rotaria giratoria y la flecha. Debido a su diseño el Top Drive sirve para agilizar las operaciones de perforación.

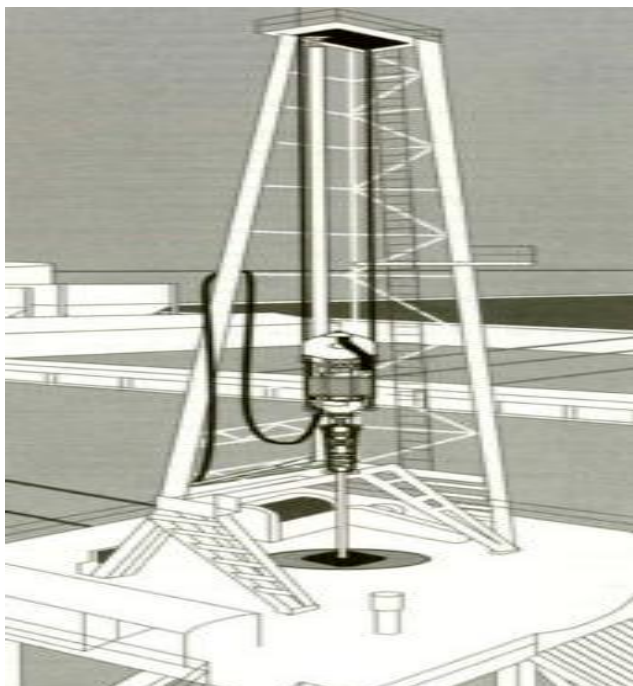


Figura 4. 8 Esquema del top drive (Cortés, UNAM 2008).

✓ La Sarta de Perforación

Este componente incluye:

- La flecha: es cuadrada o hexagonal y está suspendida debajo de la unión giratoria y pasa por el buje de la flecha, la rotaria le transmite Torque a la sarta de perforación.
- Rosca de Seguridad: está conectado a la parte inferior de la flecha y evita el desgaste de la conexión inferior de la flecha.
- La tubería de perforación y el BHA.
- Barrena

La sarta de perforación está suspendida debajo del gancho y el bloque viajero por los brazos y la unión giratoria, es una columna de tubería de perforación unidad por juntas, normalmente es utilizada para dos cosas:

1. Servir como conducto para el fluido de perforación.
2. Transmitir la rotación de la mesa rotaria o el top drive a la barrena en el fondo.

Tubería de perforación. La mayoría de la tubería de perforación es de acero forjado en una barra y después punzada para producir un tubo sin costura, Figura 4.9. La junta es una pieza separada soldada a la tubería de perforación con roscas que permiten enroscar un tubo con otro Los factores principales que intervienen en el diseño de la tubería son:

- Resistencia al colapso y al estallido.
- Resistencia a la tensión.
- Resistencia a la Torsión.
- Resistencia contra el colapso causado por las cuñas.
- Resistencia contra fluidos agresivos (por ejemplo: H_2S y CO_2) / resistencia a la corrosión.

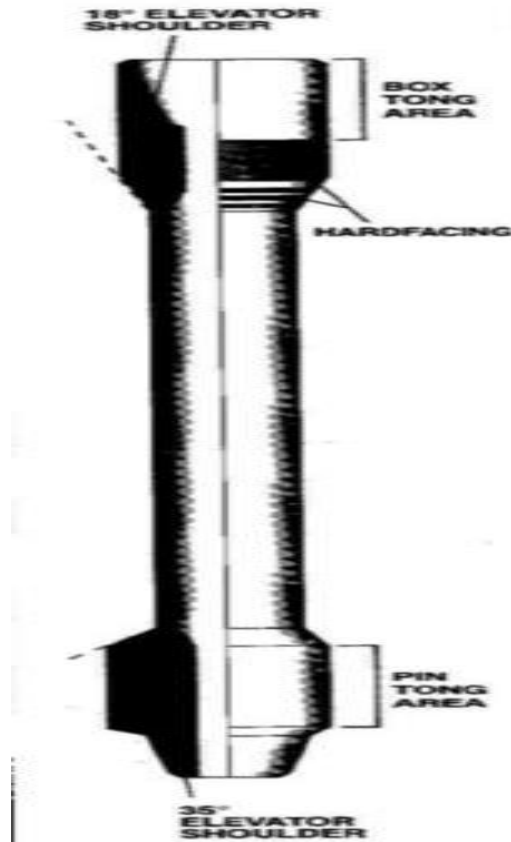


Figura 4. 9 Tubería de perforación (Cortés, UNAM 2008).

Las fuerzas que actúan sobre los tubos de la sarta de perforación incluyen:

- Tensión, el peso combinado de los Lastra barrenas y la tubería de perforación sumada al margen de sobre tensión. Siempre se debe contar con un margen de sobre-tensión para poder tirar de la sarta en diferentes casos.
- Torsión, cuando el hoyo se encuentra cerrado se pueden producir altos valores de Torque. El Torque de apriete para las juntas no se debe exceder.
- Fatiga asociada con muescas.
- Fatiga por esfuerzos cíclicos mientras se rota la sarta en agujeros irregulares. Se debe evitar si es posible patas de perro mayores a 3 Grad./30 m (3 Grad./100 pies).
- Formaciones abrasivas (erosión).
- Vibraciones a velocidades de rotación críticas.

Existen diferentes grados de acero para cumplir con los diferentes requerimientos de cada hoyo, siendo los más comunes el G105 y S135 (Cortés, 2008).

El G105 se utiliza más comúnmente en pozos someros o en ambientes con H_2S . El S135 se considera estándar para operaciones costa afuera. El U150 es un grado relativamente nuevo que se utiliza para operaciones en aguas profundas.

La Tubería de Perforación no se utiliza generalmente para proporcionar peso sobre la barrena, al ser más delgados y livianos que los Lastra barrenas. Adicionalmente a esto, en pozos verticales la sarta se encuentra suspendida en tensión y no en compresión. La sarta es mantenida en tensión por dos fuerzas: el peso del ensamblaje de fondo y el gancho jalando en la superficie. Mantener la TP en tensión previene que se doble y pandee prolongando su vida útil. La pared de una conexión es de aproximadamente de 2" de grueso y un pie de largo. Cada pin o caja en la conexión incluye lo siguiente:

- Área para las Llaves: es la parte de la conexión donde las cuadrillas colocan las llaves de apriete.
- Hombro o receso para el elevador: El receso para el elevador tiene un perfil suave para poder pasar fácilmente por las patas de perro y curvas presentes en el hoyo. Normalmente tiene un ángulo de 18°.

Algunos fabricantes producen conexiones con recubrimiento de protección en el exterior, Figura 4.10. Este recubrimiento puede alargar la vida de una conexión debido a que una formación abrasiva la puede desgastar y acotar su vida útil.

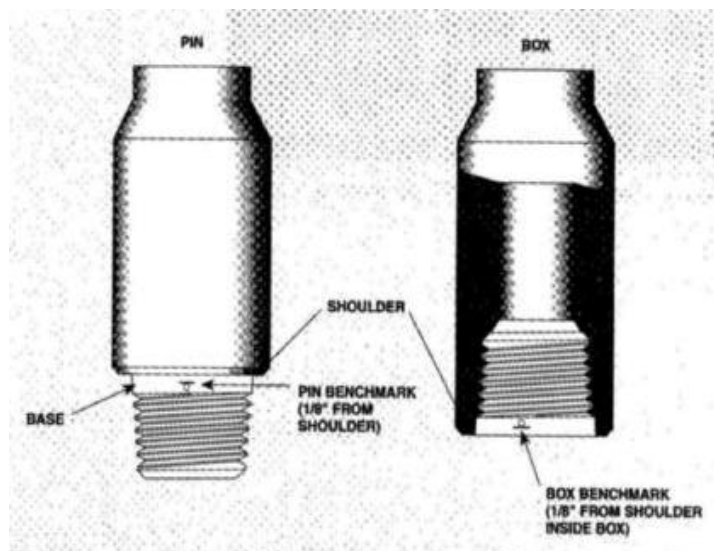


Figura 4. 10 Conexión de la tubería de perforación (Cortés, UNAM 2008).

✓ Barrena

Hay dos tipos principales de barrenas disponibles:

1. Barrenas Tricónicas o para Rocas

Estas se pueden dividir en Barrenas con Dientes de Acero y de Insertos

2. Barrenas de Cortadores Fijos

Estas se pueden dividir en: de diamantes naturales, PDC y TSP

Selección de Barrenas

Los factores a considerar en la selección de barrenas son:

- Durabilidad: Se necesita que la barrena dure una cantidad razonable de horas de rotación.
- Efectividad: Está relacionada con la durabilidad, efectivo se refiere a que perfora la mayor cantidad de metros.
- Naturaleza de la Formación: Se pueden presentar cambios en la formación, por lo que se debe conseguir una barrena que rinda en estas condiciones (Cortés, 2008).

Diseño de las barrenas

El diseñador de barrenas considerara diferentes variables en función del tipo de formación a perforar y de la profundidad esperada. Las variables más comunes son:

- Rodamientos de alta resistencia
- Carcasa de los conos de alta resistencia
- Longitud de los dientes de corte

Si el diseñador requiere una barrena con dientes cortos, la carcasa del cono debe ser más delgada y los rodamientos de menor tamaño.

El producto final debe ser una barrena que dure el tiempo planeado sin fallas prematuras en ninguno de estos elementos (Cortés, 2008).

No se debe olvidar que un factor importante es la habilidad y experiencia del perforador, puesto que en el campo son ellos los que se encargan de dicha actividad.

4.4 PROGRAMA DE PERFORACIÓN (POZO SANTUARIO-JC)

Debido a que en esta sección del trabajo se trata de un caso práctico, y la información solo puede adquirirse mediante las oficinas de Pemex Exploración y Producción (PEP) de la Región Sur, se tuvo que realizar un oficio dirigido a las autoridades del Activo, solicitando información con fines totalmente académicos y en apoyo al trabajo de tesis. El oficio fue elaborado por la Coordinación de la carrera de Ingeniería Petrolera; en las oficinas de PEP en Comalcalco conté con el apoyo de la Coordinación de Explotación, quienes me hicieron sugerencias acerca de la tesis, y quienes me asesoraron y brindaron la información, como la información es clasificada como confidencial, se torna un tanto estricto, ya que se debe seguir un proceso y no se proporciona con facilidad. Todos los datos dispuestos en la presente sección son brindados por el Activo Integral Bellota-Jujo, y se pretende sean entendidos con fines totalmente académicos. En algunos casos hubo que pedir apoyo a otras áreas del Activo dentro de las oficinas de Comalcalco.

4.4.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO

El campo Santuario se localiza en el Estado de Tabasco, a 9 kilómetros, aproximadamente al SW del campo El Golpe y a 29 kilómetros al Oeste de la ciudad de Comalcalco, Figura 4.11. Geológicamente se ubica dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste. Geográficamente se localiza en los 18° 15' latitud norte y 93° 29' longitud oeste del Meridiano de Greenwich.

El Campo Santuario se descubrió en 1967, con la perforación del pozo Santuario 1, que resultó productor de aceite y gas en secuencias arenosas de la Formación Concepción. En el Campo se tienen exploradas dos áreas: la terrestre y la lacustre, donde la que aporta la mayor producción es el área terrestre, ya que en el área lacustre los pozos petroleros han presentado mayor porcentaje de agua salada en periodos cortos de producción; es un campo con una serie de yacimientos que producen aceite negro. En la estructura del campo se determinó la presencia de cinco fallas normales escalonadas con saltos de 20 a 30 m, orientadas de NE-SW, con caídas al NW que dividen al campo en bloques estructurales.

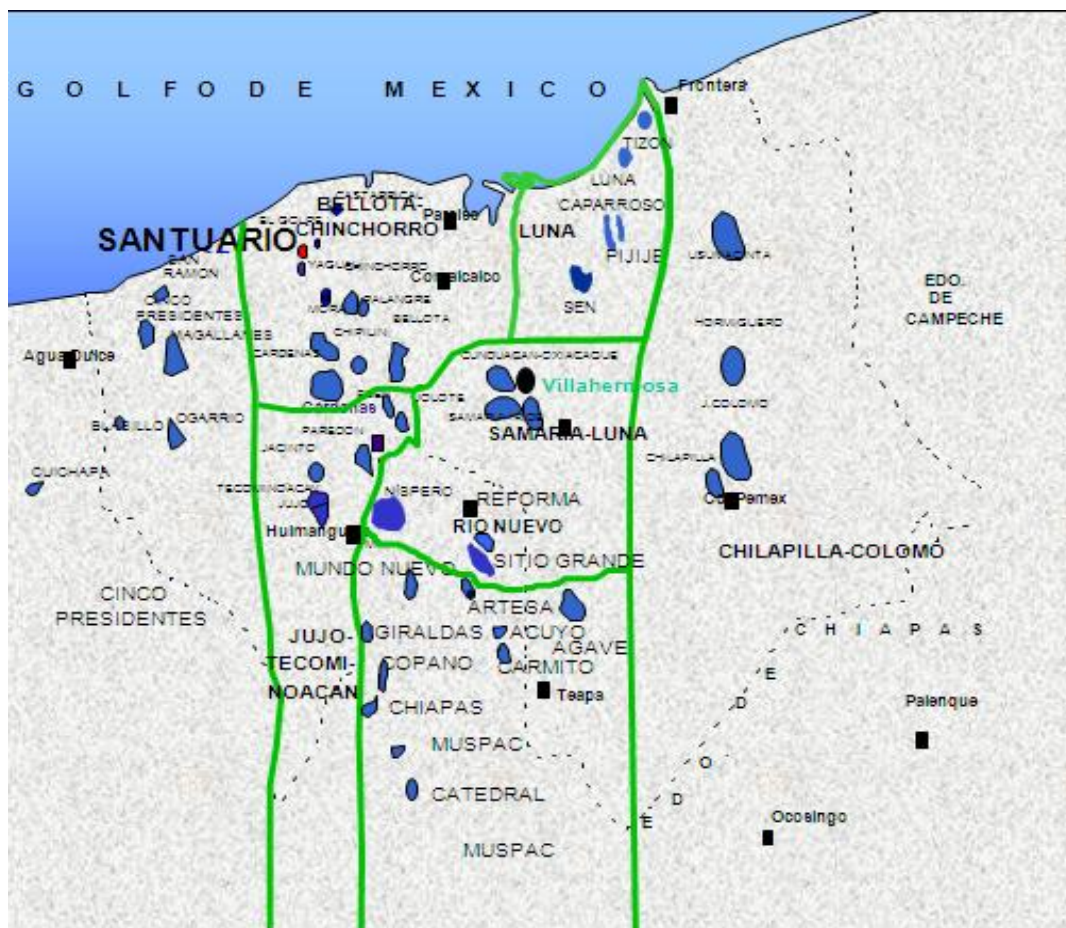


Figura 4. 11 Plano de Ubicación del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

En la porción culminante de la estructura donde se encuentran ubicados los pozos productores, 31, 31-D, 34, 34-D, se encuentran los espesores más potentes de las arenas productoras, entre las que destacan la 18 y la 20 por ser las que han aportado la mayor producción de hidrocarburos. El tipo de trampa que caracteriza a los yacimientos del campo Santuario es de aspecto estructural y estratigráfico (trampas mixtas), dado que las fallas que acompañan a estos yacimientos ocasionaron dislocamientos y aislamientos de las arenas productoras dando lugar a la formación de unidades independientes de menor espesor hacia la porción noroeste del campo. Con base en los núcleos cortados y en las muestras de canal recuperadas, estas rocas almacenadoras de hidrocarburos están constituidas por arenas y areniscas grises de grano medio a fino, que en promedio oscilan entre 10 y 20 metros de espesor. Las rocas sello más importantes para este campo la constituyen paquetes de lutitas gris verdoso, con intercalaciones de arena de grano fino que en partes cambia a lutitas de color gris claro, plásticas, laminares, de espesores variables que separan a los diferentes cuerpos arenosos, donde se almacenan los hidrocarburos. La columna Geológica cortada en este campo está constituida por las siguientes formaciones de la más joven a la más antigua: Reciente, Plio – pleistoceno Paraje Solo, Plioceno Filisola, Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto. Sobresaliendo la formación Concepción Superior que presenta características ideales como rocas almacenadoras de hidrocarburos.

4.4.2 DATOS GENERALES DEL CAMPO SANTUARIO

En la Tabla 4.1 se muestran los datos generales y algunas características del yacimiento en mención.

Tabla 4. 1 Información general del campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, 2008).

INFORMACION GENERAL	
ANTECEDENTES	
Pozo descubridor	Santuario 1
Año de perforación del pozo descubridor	1967
Inicio de explotación	Junio de 1967
YACIMIENTO	
Formación productora	Concepción Superior
Tipo de yacimiento	Aceite Negro
Área probada (km ²)	5.944
Espesor neto (m)	238
Profundidad media (mbnm)	3200
Tipo de Empuje	Expansion del sistema Roca-Fluido, Empuje hidraulico
Porosidad (%)	24
Permeabilidad (mD)	100
Temperatura (° C)	95
Densidad del Aceite (°API)	33
Saturacion de Agua (%)	20
Salinidad (ppm)	135,000
Litologia	Lutita Gris Verdosa

En la Tabla 4.2 se muestran las presiones del yacimiento y datos de producción.

Tabla 4. 2 Datos de presiones y producciones (Activo Integral Bellota-Jujo, 2008).

YACIMIENTO			
Presión estática (kg/cm ²)	Inicial		Actual
	254		215
Presión de burbujeo (kg/cm ²)	209		
PRODUCCIÓN			
Pozos	Perforados		Productores Actualmente
	48		5
Gasto de aceite (BPD)	Inicial	Maxima Feb-72	Actual
	485	10331	560
Gasto de gas (MMPCD)	Inicial	Maxima Feb-72	Actual
	0.625	7.807	6.542
RGA (m ³ /m ³)	Inicial		Actual
	120		158

En la Tabla 4.3 se presenta la columna estratigráfica cortada por el pozo.

Tabla 4. 3 Columna estratigráfica (Activo Integral Bellota-Jujo, 2008).

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	
Formación	Profundidad
PARAJE SOLO	60 - 104
FILISOLA	104 - 164
CONCEPCIÓN SUPERIOR	164 - 2830
CONCEPCIÓN INFERIOR	2830 - 4310
ENCANTO	4310 - 4480
NÚMERO DE YACIMIENTOS	20
LITOLOGÍA	Mudstone Arcilloso Gris Osuro

CASO PRÁCTICO

4.4.3 PERFORACIÓN DEL POZO SANTUARIO-JC

En este subtema se presentará todo lo relacionado con el programa de Perforación y Terminación del pozo Santuario-JC, que se encuentra en el Campo Santuario, y que pertenece a la denominada Área Chiapas-Tabasco, específicamente al Activo Integral Bellota-Jujo, dentro del Proyecto Comalcalco. El Pozo Santuario-JC, es clasificado como un pozo terrestre direccional, el cual se encuentra en el municipio de Cárdenas, Tabasco. El objetivo principal es obtener producción comercial de hidrocarburos de las arenas 34-A Y 34-B de la formación Concepción Superior a través de un pozo direccional que reconocerá las arenas 16 hasta la 36.

En la Tabla 4.4 se presenta la columna geológica probable.

Tabla 4. 4 Columna geológica probable (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.n.m.)	Litología.
ARENA 16	2575	Arenas y Areniscas
ARENA 18	2744	Arenas y Areniscas
ARENA 21	2875	Arenas y Areniscas
ARENA 26	3079	Arenas y Areniscas
ARENA 32	3246	Arenas y Areniscas
ARENA 34-A	3314	Arenas y Areniscas
ARENA 34-B	3356	Arenas y Areniscas
ARENA 36	3372	Arenas y Areniscas
PT	3400	Arenas y Areniscas

En la Tabla 4.5 se pueden observar las características de fluidos esperados y algunas características petrofísicas.

Tabla 4. 5 Características de la formación y fluidos esperados (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Intervalo	Tipo de hidrocarburo	Gastos		Presion de fondo (kg/cm ²)	Temperatura de fondo (° C)	Porosidad (%)	Sw (%)	Perm. (md)
		Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)					
A 34-A	Aceite /Gas	1000	0.546	280	85	19	15	38
A 34-B	Aceite /Gas	1000	0.546	280	85	19	19	64

4.4.4 GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El modelo geomecánico elaborado para el área de Santuario-JC se ha desarrollado en función a los eventos de perforación de los pozos 28D, 28H y 208 del mismo Campo. Por las características geológicas y similitudes a nivel de yacimiento, el comportamiento geomecánico se espera que sea similar al de los pozos de correlación mencionados. El resultado del modelo que será utilizado para Santuario-JC, predice presiones normales; donde el gradiente de presión de poros alcanzaría un valor máximo de 1.25 gr/cc. La presión de poro se estimó con base en el modelo de Eaton y para las arenas en función de las presiones del yacimiento de los pozos de correlación. Los resultados de este análisis, fueron utilizados para el diseño de asentamiento de las TR's del área de estudio; las observaciones más importantes generales en cada uno de los intervalos a perforar, son:

Intervalo de 0- 800 md:

- En el intervalo de 0 a 800 md los registros de los pozos de correlación fueron reconstruidos. Se estima un gradiente de presión de poro normal de 1.06 gr/cm³.
- El gradiente de fractura en el intervalo está entre 1.22 gr/cm³ y 1.3 gr/cm³

Intervalo de 800 – 2640 md:

- En este intervalo se espera un tren de compactación normal.
- El gradiente de presión de poro en el intervalo está entre 1.18 – 1.2 gr/cm³.
- El gradiente de fractura en el intervalo está entre 1.4 –1.6 gr/cm³.
- El gradiente de derrumbes de 2000 a 2700m es de 1.15 a 1.26 gr/cm³.

Intervalo de 2640–3800 md:

- Este intervalo, es el inicio de las areniscas por lo que se hizo un ajuste de presión de las arenas de acuerdo a la información proporcionado por el activo (presión estática ~ 260 Kg/cm²).
- El gradiente de presión de poro en el intervalo de las arenas está entre 0.85 – 0.88 gr/cm³.
- El gradiente de fractura en el intervalo está entre 1.45 – 1.6 gr/cm³.
- El gradiente de derrumbes es de 1.15 - 1.35 gr/cm³.

RECOMENDACIONES DE GEOMECANICA

- Tomar núcleos en lutitas y principalmente en arenas para determinar propiedades elásticas de relación de Poisson, módulo de Young, UCS, Ángulo de fricción. Este dato permitirá calibrar la ventana geomecánica y también para dar soporte el tipo de terminación en pozos multilaterales y/o horizontales.

- Correr registros para determinar la magnitud y direcciones de los esfuerzos horizontales.
- Hacer una prueba de goteo a 1250 m para determinar y confirmar el gradiente de fractura.

4.4.5 ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO Y CARACTERÍSTICAS DE LA GEOMETRÍA DEL POZO

El estado mecánico programado para el pozo Santuario-JC, se ilustra con los parámetros más importantes en la Ilustración 4.1

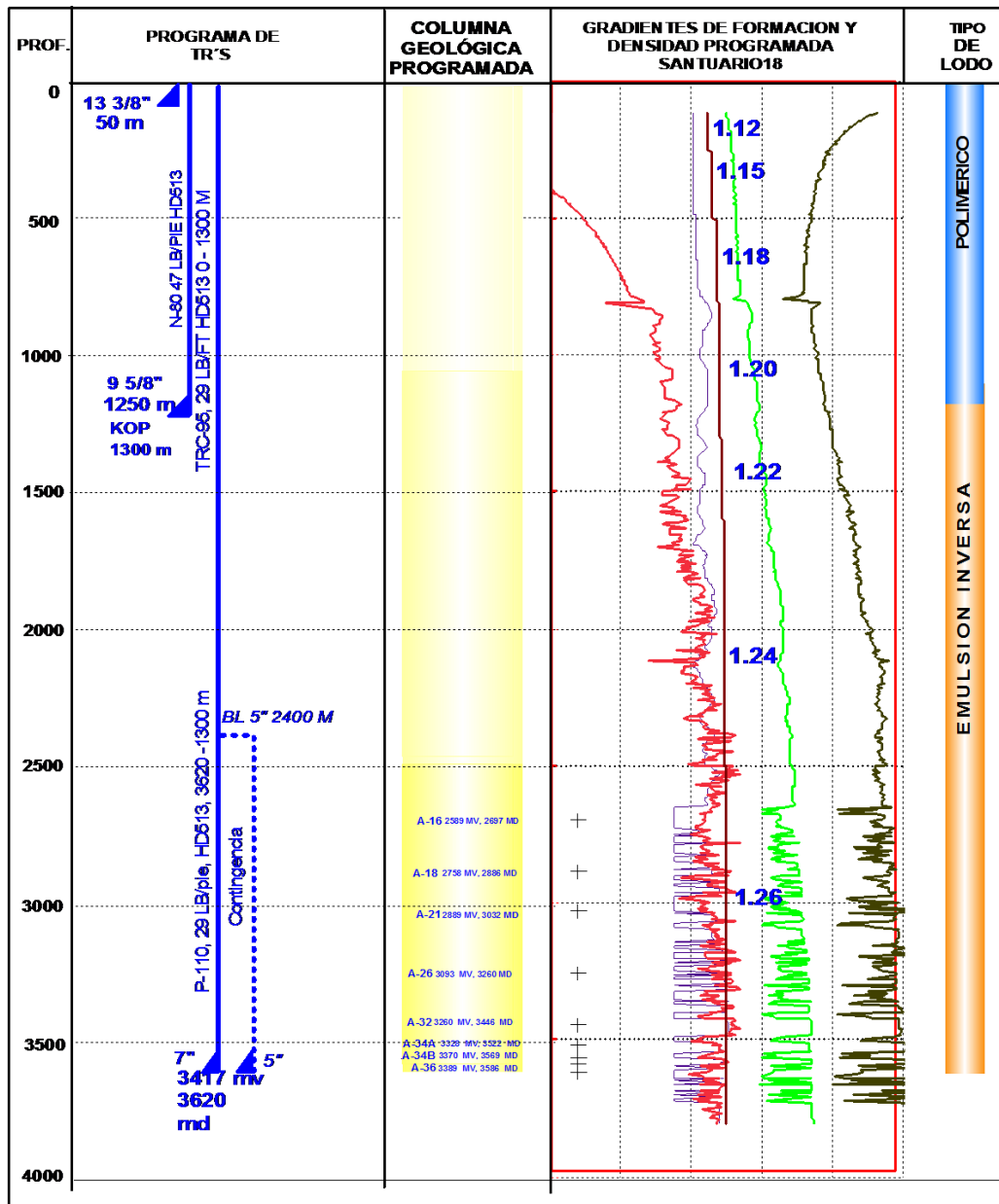


Ilustración 4.1 Estado mecánico del pozo Santuario-JC (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

RECOMENDACIONES

Debido a la gran densidad de pozos perforados en el campo, Figura 4.12, es necesario controlar estrictamente la trayectoria direccional y continuamente efectuar el análisis anticolidión con los registros de trayectoria reales, principalmente en el intervalo de 2900 a 3100 [m], que es donde existe proximidad con el pozo Santuario 28D, que si bien no es crítica, merece una atención y por lo mismo se debe monitorear continuamente durante el desarrollo de la perforación.

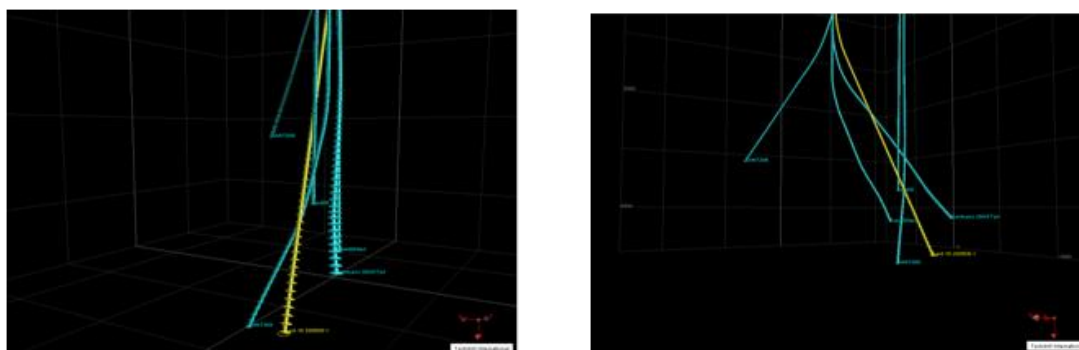


Figura 4. 12 Esquema de la densidad de pozos en el campo estudiado (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

4.4.6 OBJETIVO DE CADA ETAPA

A continuación se presenta la Tabla 4.6, en la que se observan los objetivos particulares de cada etapa, así como los diámetros de la barrena y profundidad correspondiente.

Tabla 4. 6 Objetivos por etapas durante la perforación del pozo Santuario-JC (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Diámetro TR (pg)	Objetivo
Cond.	Hincado	50	50	13 3/8	Tener un medio para la circulación del fluido e instalar el primer cabezal, así como instalar conjunto de preventores.
1	12 ¼	1250	1250	9 5/8	Aislar formaciones poco consolidadas y permitir utilizar densidades adecuadas para formaciones arcillosas, así como instalar conjunto de preventores.
2	8 1/2	3416	3620	7	Identificar profundidades y espesores de arenas objetivo para posteriormente explotarlas comercialmente.
Contingencia	6	2502	2600	5"	Identificar profundidades y espesores de arenas objetivo para posteriormente explotarlas comercialmente.

4.4.7 PROBLEMÁTICAS POSIBLES DURANTE LA PERFORACIÓN

En la Tabla 4.7 se muestran algunos problemas probables que pueden ocurrir durante la perforación y de manera conjunta se muestran las posibles soluciones a los mismos.

Tabla 4. 7 Probables problemáticas durante la perforación del pozo Santuario-JC (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mv)	Profundidad (md)	Problemática	Alternativas de Solución
1	12 ¼	1250	1250	Inestabilidad del agujero.	Agregar inhibidor de lodo, fluido en óptimas condiciones. Circulación continua.
2	8 1/2	3416	3620	Inestabilidad del agujero, Manifestaciones de gas, filtración de lodo a la formación, pegaduras por presión diferencial.	Fluido en óptimas condiciones, emplear carbonato de calcio, movimiento continuo de la sarta. Mantener el gasto de circulación adecuado.
Contingencia	6	2502-3416	2600-3620	Manifestaciones de gas, filtración de lodo a la formación, pegaduras por presión diferencial.	Fluido en óptimas condiciones, emplear carbonato de calcio, movimiento continuo de la sarta.

4.4.8 EL CONTROL DE LA VERTICALIDAD

El control de la verticalidad del pozo se llevará a cabo de la siguiente manera: De 0 a 1300 [m.d.b.m.r.], el intervalo máximo entre desviación será de 30 (m), permitiendo una variación máxima de 1°, y se verificara utilizando la herramienta de medición Single-Shot^{M.R.} cada 400 (m) y al finalizar la etapa con un registro giroscópico.

De 1300 a 3620 [m.d.b.m.r.], el intervalo máximo entre desviación será de 30 (m), permitiendo una variación máxima de 26.29°, y la herramienta de medición será MWD^{M.R.}, Figura 4.13.

El desplazamiento horizontal máximo con respecto a los objetivos debe ser de 25 m para profundidades hasta 2,000 m; 50 m de 2,000 m a 5,000 m; y 100 m a profundidades mayores de 5,000 m.

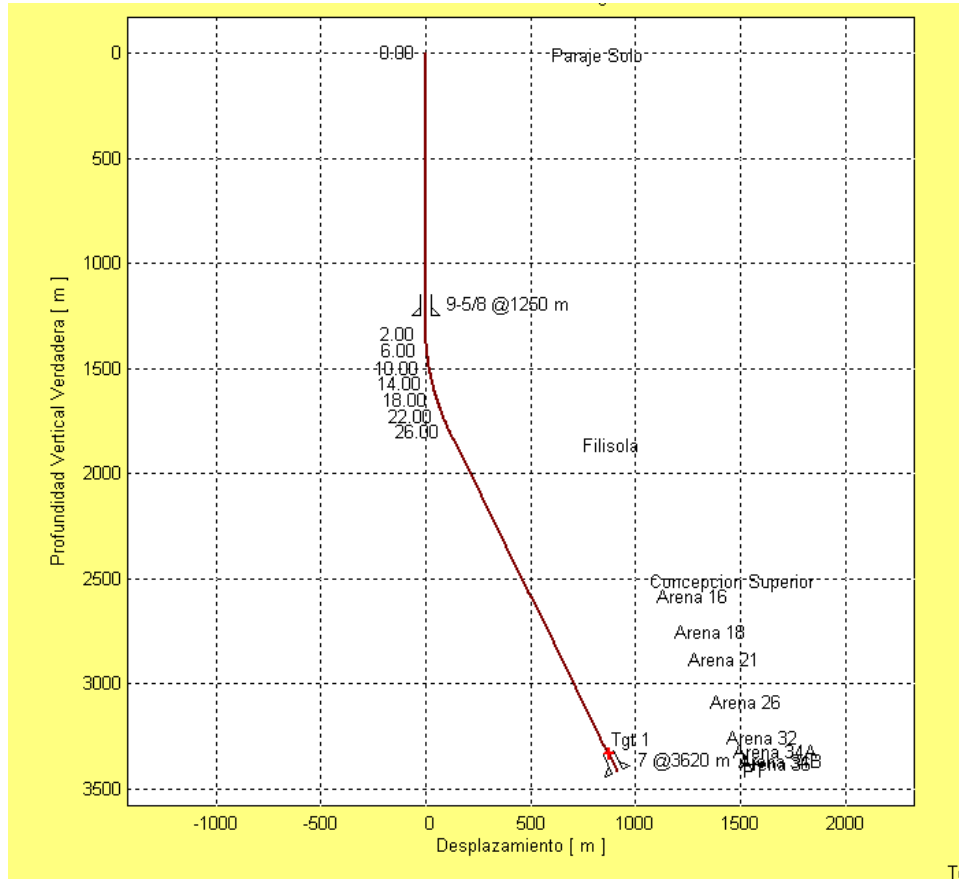


Figura 4. 13 Perfil esperado del pozo Santuario-JC (Activo integral Bellota-Jujo, 2009).

PRIMERA ETAPA DE PERFORACION

ETAPA 12 1/4"

1.- Se realizara con barrena tricónica y sarta estabilizada (se recomienda el uso de DCN 8" y TPHW 5" helicoidales), se perforará verticalmente a 1250 m, se tomarán registros geofísicos de etapa, efectuar viaje de acondicionamiento de agujero y sacar a superficie para introducir y cementar TR 9 5/8".

SEGUNDA ETAPA DE PERFORACION

ETAPA 8 1/2"

1.- Se armará un sistema Rotatorio con barrena PDC 8 1/2" mas MWD ^{M.R.}, para rebajar cemento y accesorios, después se perforará verticalmente a 1300 m (KOP) e iniciará con el programa de perforación direccional construyendo ángulo y rumbo a razón de 1.5°/30 m (ángulo máximo 26.29°, rumbo 76.66 SW) hasta 1828 md (1807 mv).

2.- Mantener Tangencial Hasta 2600 md (2502 mv).

3.- Sacar sarta a superficie para armar barrena PDC y sistema Rotatorio con MWD-LWD para definir la profundidad para el corte del núcleo No 1.

4.- Con el sistema LWD-MWD ^{M.R.} integrado en la sarta de perforación de esta etapa se tomará registro de resistividad-GR en tiempo real con el fin de identificar las arenas 18, 21, 32, 34-A y 34-B, en las cuales se procederá a cortar núcleo en cada una de ellas; por lo que se efectuarán viajes adicionales a superficie para bajar con corona 8 1/2" y barril de muestreo.

5.- Es importante monitorear el funcionamiento (interferencias en lecturas de desviación) del equipo MWD ^{M.R.} en esta etapa debido a la cercanía de pozos direccionales cercanos (Santuario 28 y 28D).

6.- En esta etapa es determinante el uso de Drill Collars 6 ½” helicoidales y TPHW 5” helicoidal, para reducir el área de contacto entre cuerpos arenosos de alta permeabilidad y el BHA, disminuyendo con esto el riesgo de pegaduras por presión diferencial.

4.4.9 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Etapa 12 ¼” (0 – 1250 m).

La etapa de 12 ¼”, se perforará con fluido Polimérico inhibido, iniciando la perforación del agujero con una densidad inicial de 1.12 hasta 1.20 g/cm³ según el programa. El fluido de control tendrá una salinidad inicial de K⁺ 20,000 ppm; la misma se ajustará de acuerdo al monitoreo de la humedad relativa de los recortes y del fluido de perforación. Se bombearán baches viscosos en cada lingada perforada para ayudar la limpieza del agujero; se requiere que los equipos de control de sólidos estén operando eficientemente conjuntamente con las bombas de lodo para garantizar la limpieza del agujero y facilitar la perforación del mismo. También se realizará un viaje de reconocimiento antes de la bajada de los registros geofísicos y de la TR.

Etapa 8 ½” (1250 – 2600 m).

En la perforación del agujero de 8 ½” se utilizará fluido de Emulsión Inversa, con una densidad inicial de 1.20 hasta 1.26 g/cm³. Se requiere mantener el fluido de control con las concentraciones de los aditivos recomendados, ajustando las concentraciones a medida que avanza la perforación. Posteriormente se debe adicionar al sistema de fluido asfalto sulfonado y/o gilsonita modificada para ayudar a sellar las paredes del agujero y evitar pérdida de fluido y filtrado, ayudando a mantener estable la formación. Se debe trabajar con filtrados ajustados al programa de fluidos de perforación para impactar lo menos posible el agujero. Se requiere que los equipos de control de sólidos estén operando eficientemente conjuntamente con las bombas de lodo para garantizar la limpieza del agujero y facilitar la perforación del mismo.

Etapa 8 ½” (2600 – 3620 m).

Se empleará emulsión inversa, con una densidad de 1.26 g/cm³, manteniendo el fluido de control con las concentraciones de los aditivos recomendados, ajustando las concentraciones a medida que avanza la perforación. Se recomienda adicionar al sistema carbonato de calcio con granulometría variada como material puenteante para los casos de pérdida de circulación. Se debe trabajar con filtrados ajustados al programa de fluidos de perforación para impactar lo menos posible el agujero.

RECOMENDACIONES DEL PROGRAMA DE FLUIDOS

Se deberá llevar un monitoreo continuo de la humedad relativa (entre el recorte y el fluido de perforación) y el factor de lubricidad, para ajustar la salinidad y el poder lubricante del fluido respectivamente. Se imprimirá el programa de fluidos con respecto a sus propiedades y se colocarán en un lugar visible en el equipo de perforación, para que el ingeniero de fluidos verifique diariamente los valores reales mismos que serán validados por el supervisor de fluidos de PEMEX, Ing. de Pozo e Inspector Técnico de Perforación

(ITP), y poder visualizar la tendencia de los parámetros para que en su momento se hagan las observaciones pertinentes.

Durante la perforación de las formaciones del yacimiento, se deben utilizar obturantes biodegradables y solubles al ácido. Es recomendable emplear sistemas compatibles con la formación para evitar en lo posible el daño al yacimiento. Es importante realizar tres (3) análisis diario al fluido de control, por lo que es necesario mantener los equipos de laboratorio calibrados y los reactivos en buen estado, con la finalidad de obtener valores representativos que faciliten la interpretación de los resultados físico – químicos obtenidos. Para conocer las propiedades del fluido de control a condiciones de fondo, es necesario efectuar una prueba completa al fluido de control en la salida, detectar los efectos de la temperatura sobre el fluido y definir el tratamiento necesario para mantenerlo en buenas condiciones.

4.4.10 CONTROL DE SÓLIDOS

- En el Primer Frente, se debe contar con cuatro vibradores de alto impacto sencillos con capacidad de manejo mínima de 350 (gpm), una fuerza mínima con carga y en operación de 5 G's; con esto se garantiza el manejo del 100% del volumen de circulación para remover selectivamente las partículas sólidas de mayor tamaño, desde 75 micrones en adelante. Es importante favorecer y mejorar la eficiencia de los equipos de control de sólidos ubicados corrientes abajo.
- Se debe contar con limpialodos, conformado por un desarenador y desarcillador integrados de 2 y 16 conos de 12" y 4" respectivamente, con capacidad de procesar 1000 GPM en cada unidad de separación, esto permite un arreglo de malla en la canasta por encima de 250 Mesh. El Vibrador de alto impacto de movimiento lineal o de moción elíptica balanceada, debe de tener 5 G's de fuerza, como mínimo en operación y con carga.
- Se debe adecuar la presa de trasiego del Fluido de Control de la malla del limpialodos con drenaje a la trampa de arena, para permitir limpiar este fluido en las centrífugas. En las dos etapas se debe mantener operando el desarenador con la finalidad de limitar el contenido de arena menor al 1%, ya que este material es abrasivo y puede causar daños a las partes sensibles de las Bombas y reducir su eficiencia.
- La centrífuga decantadora, permite el proceso de toda la corriente líquida proveniente de las mallas del limpialodos y el fluido recuperado debe ser procesado en doble etapa de centrifugación recuperando el material densificante. La Centrifuga de baja gravedad específica debe tener alta capacidad volumétrica hasta 160 GPM para permitir descargas continuas hasta 5 toneladas/hora con fluidos de control de bajas densidades. La Centrifuga recuperadora de Barita deberá ser de bajas revoluciones con velocidades variables entre 2500 y 3250 RPM y fuerza G entre 1250 y 2100, lo que permite eliminar sólidos finos en la limpieza del fluido de control y durante la deshidratación de los recortes.

4.4.11 PROGRAMA DE REGISTROS POR ETAPA

Etapa 1, de 0 a 1250 m

Registros a tomar: Inducción enfocado con rayos gamma y potencial espontáneo; litodensidad con rayos gamma; sónico dipolar con rayos gamma; neutrón compensado desviación –calibración.

Observaciones: Serán de utilidad para realizar correlación y control estratigráfico, evaluación de formaciones, geología estructural, petrofísica; obtener el sismograma sintético es de gran utilidad en el procesamiento de información sísmica 3D, así como su ley de velocidades sísmicas y evaluación de la cementación, obtener permeabilidad cualitativa y cuantitativa.

Etapa 2, de 1250 a 3620 m

Registros a tomar: Inducción enfocado con espectroscopia de rayos gamma y potencial espontáneo; litodensidad con rayos gamma; sónico dipolar con rayos gamma; neutrón compensado; desviación – calibración; echados y cementación; giroscópico desde la superficie a la Profundidad Total (PT); probador dinámico de formaciones y registro mientras perfora con transmisión en tiempo real.

Observaciones: Será de utilidad para correlación y control estratigráfico, evaluación de formaciones, geología estructural, petrofísica; se debe obtener un sismograma sintético que será de gran utilidad en el procesamiento de información sísmica 3D, así como su ley de velocidades sísmicas y evaluación de la cementación. Es importante obtener información sobre la permeabilidad cualitativa y cuantitativa.

4.4.12 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Para iniciar con la aplicación y explicación de cualquier método para diseño, es necesario y recomendable determinar la resistencia de la tubería. Una falla en la tubería es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Ello propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son cargas de presión, axiales y mecánicas.

La falla por colapso en una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes de la misma y es superior a su capacidad de resistencia. La falla por colapso depende de diversos factores propios de la naturaleza de fabricación del tubo. Dentro de estos resaltan la cedencia del material, la geometría del tubo, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

La falla por estallamiento de una tubería es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la misma. La resistencia que opone la fuerza del tubo se denomina resistencia al estallamiento. Debido al manejo del término “burst”, generalmente se le denomina resistencia a la presión interna.

La tensión es una condición mecánica de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Los criterios que se deben tomar en cuenta para el diseño de la tubería de revestimiento para el pozo Santuario-JC se indican en la Tabla 4.8.

Tabla 4. 8 Criterios del diseño de TR`s (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

	9 5/8" Superficial	7" Producción
Profundidad (m.v.b.m.r)	1250	3416
Profundidad (m.d.b.m.r)	1250	3620
Criterios Presión Interna	1.25	1.25
Mínimo Factor de seguridad Presión Interna (estallamiento)	3.14	2.25
Criterios Colapso	1.125	1.125
Mínimo Factor de seguridad al colapso	2.68	1.76
Criterios de tensión	1.6	1.6
Mínimo Factor de seguridad a la tensión	2.69	1.64
Criterios Triaxial	1.25	1.25
Mínimo Factor de seguridad Triaxial	2.69	2.31

La distribución de la tubería de revestimiento se indica en la Tabla 4.9.

Tabla 4. 9 Distribución de las TR`s (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Diám. Ext. (pg)	Grado	Peso lb/pie	Conexión	Diám. Int. (pg)	Drift (pg)	Apriete (Ft-Lb)	Resist. Presión Interna (psi)	Resist. Colapso (psi)	Resistencia Tensión (lbs X 1000)		Distribución (m.d.b.m.r.)	
									Cuerpo	Junta	de	a
9 5/8	N80	47	HD513	8.681	8.525	17000	6870	4750	1086	837	0	1250
7	TRC-95	29	HD513	6.184	6.059	9500	9690	7840	803	546	0	1300
	P110	29	HD513	6.184	6.059	9500	11220	8530	929	650	1300	3620

4.4.13 CEMENTACIONES

Las cementaciones son las operaciones con cemento que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros. En este caso se trata de una cementación primaria para el pozo Santuario-JC; la cementación primaria es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente.

Objetivos de las cementaciones primarias:

- 1.- Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
- 2.- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- 3.- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
- 4.- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

El reto principal es obtener sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo del espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento, evitando canalizaciones en la capa de cemento. Se ha vuelto práctica común que para cumplir con el segundo y tercer objetivo, el cemento debe de desarrollar un esfuerzo compresivo mínimo de 500 psi (35 kg/cm²) dentro de las primeras 8 horas. Este valor es producto de la práctica.

Para la primera etapa se cementa la tubería de 9 5/8" de 0 a 1250 m, con una densidad de lechada de 1.6 gr/cm³ y con un gasto de 4 a 6 barriles por minuto; de la profundidad de 1050 a 1250 m, se utiliza una lechada con densidad de 1.85 gr/cm³, manteniendo el mismo gasto.

En la etapa 2 se cementa la tubería de 7", desde la profundidad de 800 a 3620 m, utilizando una lechada con densidad de 1.35 gr/cm³ y con un gasto que varía de 2 a 5 galones por minuto. En la tabla 4.10 se presenta un resumen de la cementación por cada etapa.

Tabla 4. 10 Resumen de la cementación (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Diámetro TR (pg)	Profundidad (m)	Densidad de lechadas (gr/cm ³)	Cima Cemento (m)	Base Cemento (m)	Gasto desplaza -miento (bpm)	Densidad equivalente de circulación máxima (gr/cc)
9 5/8	1250	1.85	1050	1250	4-6	1.88
		1.60	0	1050	4-6	1.63
7	3620	1.35	800	3620	2-5	1.38

NOTA: En la TR de 9 5/8" se puede colocar un anillo de cemento en caso de que no salgan los baches en la superficie; para la TR de 7" se puede utilizar una lechada con controlador de gas.

4.4.14 GRÁFICA DE PROFUNDIDAD CONTRA DÍAS DE OPERACIÓN

En la Figura 4.14 se observa la gráfica de perforación del pozo indicando la profundidad de cada etapa y el tiempo empleado en ella, de igual forma se puede observar la profundidad y el día en que se empieza a desviar el pozo, con esto se logra tener una visión más clara de la operación.

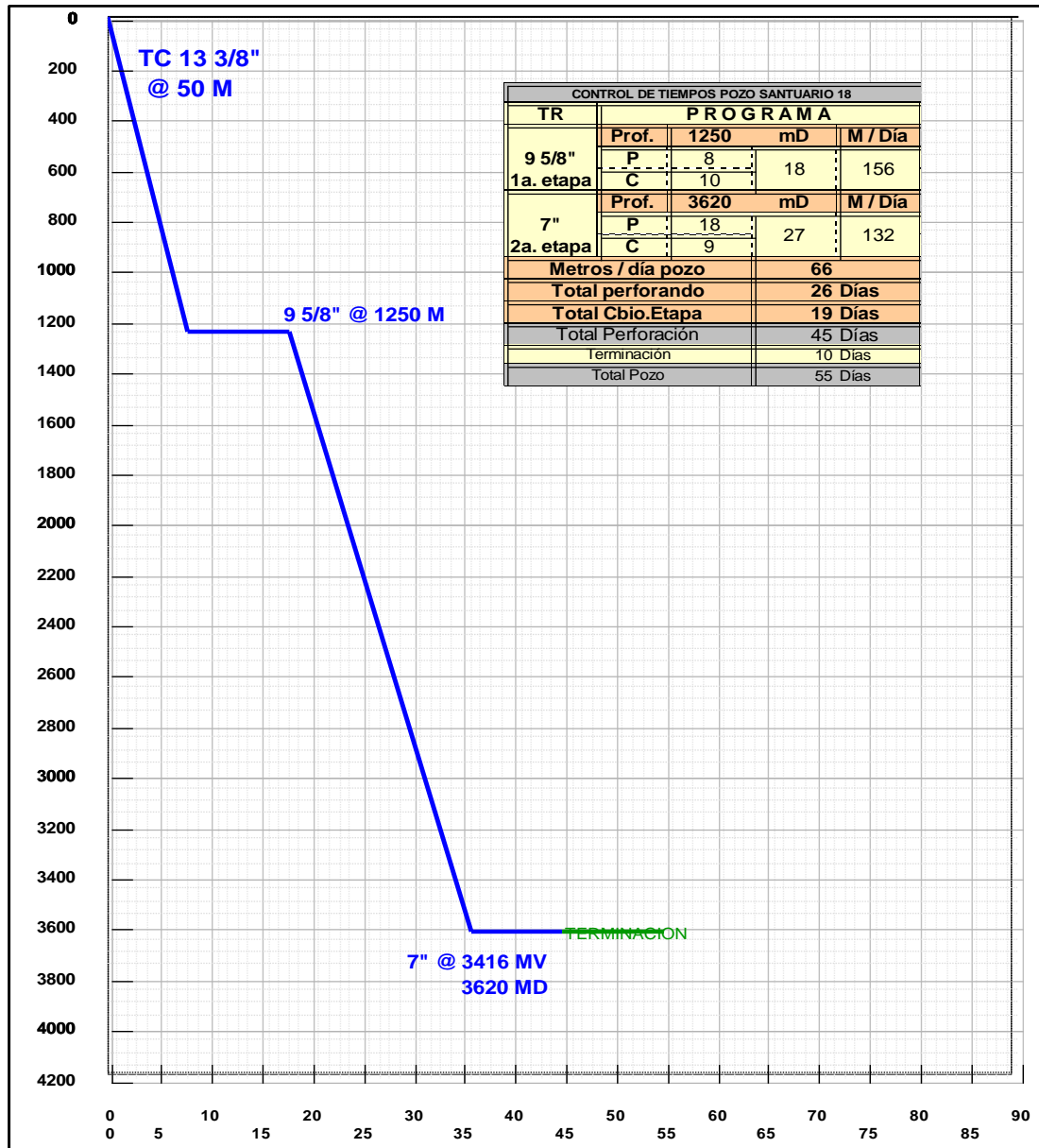


Figura 4. 14 Gráfica de profundidad VS Tiempo (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

4.4.15 PROGRAMA DE TERMINACIÓN DEL POZO SANTUARIO-JC

El objetivo de la terminación es comunicar la formación productora con el pozo y obtener producción comercial de hidrocarburos de las arenas 34 A Y 34B de la formación Concepción Superior, a través de un pozo direccional que cortará una columna geológica que contiene las arenas 16 hasta la 36. El pozo será terminado con aparejo sencillo de 2 7/8", se utilizó un empacador de 7 5/8" anclado a la profundidad de 3191 m. El mecanismo de explotación de acuerdo a las presiones esperadas y análisis nodal, indican que el pozo será fluyente natural.

El intervalo disparado tiene un espesor aproximado de 30 m, y corresponde a las arenas 34A y 34B, que pertenecen a la Formación Concepción Superior, la cual está constituida por arenas y lutitas, la porosidad promedio del intervalo de producción es de 24% y la permeabilidad varía de 30 a 500 md; en la Tabla 4.11 se muestran las características de la formación.

Tabla 4. 14 Características de la Formación (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

No.	Intervalos	Formación M	Litología	Ø (%)	Sw (%)	Perm. (md)
1	Arenas 34A, 34B 1 intervalo de +/- 30 m	Concepción Superior	Arenas/lutitas	24	19	30-500

Se espera que el yacimiento aporte hidrocarburos de 34° API, con una temperatura de 85 °C, y la presión inicial del yacimiento se espera sea de 1050 psi; el gasto estimado promedio será de 1000 BPD, la presión en la cabeza de la tubería de producción será de 711 psi, y aun no se han realizado estudios en donde se determine el porcentaje de fluidos corrosivos; la información de fluidos esperados se presenta en la Tabla 4.12.

Tabla 4. 15 Fluidos esperados (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Intervalo	Formación M	Tipo de HC's	Gastos		Temp (°C)	P.yac (psi)	P.TP (psi)
Arenas 20-36 1 intervalo de +/- 30 m	Concepción Superior	34° API	1000	.546	85	1050	711

Los requerimientos de la TR y aparejo de producción son:

La tubería de revestimiento de explotación será TR de 7". El aparejo de producción que se requiere para la terminación del pozo de acuerdo al análisis nodal, será terminación sencilla de 2 7/8", con un empacador de 7 5/8" anclado a la profundidad de 3191 m.

El fluido de terminación será agua filtrada con una densidad de 1 gr/cm³; el fluido empacante a utilizar será agua con inhibidores de oxígeno con densidad de 1gr/cm³; si es necesario inducir el pozo se realizará con la inyección de Nitrógeno. Sí el intervalo resulta productivo y requiere ser controlado, se utilizará salmuera (NaCl₂) 1.28 gr/cm³. Los fluidos de terminación se muestran en la Tabla 4.13.

Tabla 4. 13 Fluidos de terminación (Activo Integral Bellota-Jujo, 2009).

Tipo	Descripción	Densidad (gr/cm ³)	Observaciones
Terminación	Agua filtrada libre de sólidos	1.0	menor de 30 NTU's
Empacante	Agua	1.0	fluido empacante (con inhibidores de oxígeno)
Inducción	Nitrógeno	0.81 g/m	Inducción de pozo
Control	E. Inversa	1.25	para control del pozo

4.5 EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

El índice de productividad (J), es un indicador de la capacidad o habilidad que tiene el pozo en un yacimiento para producir fluidos. Se expresa como la relación entre el gasto producido en tanque (q) y la caída de presión en el yacimiento. Cuando la presión dinámica en el fondo del pozo o mejor conocida como presión de fondo fluyendo (Pw), es más grande que la presión en el punto de burbuja (Pb), el flujo de fluido es similar al flujo monofásico, y la curva que representa el índice de productividad se manifiesta como una línea recta (Martínez, 2007). El índice de productividad para pozos horizontales y verticales está dada por:

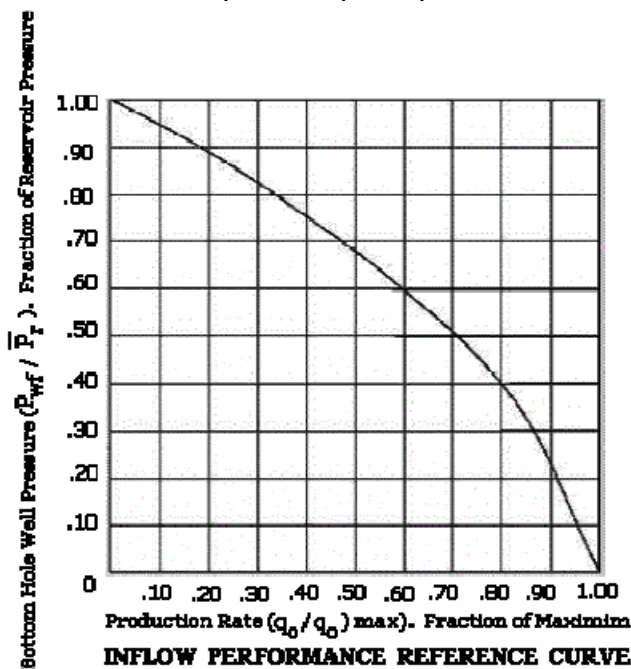
$$J = \frac{q_o}{P_e - P_w} \dots\dots\dots 4.1$$

- J = Índice de Productividad
- q = gasto del fluido
- Pe = Presión estática promedio del yacimiento
- Pw = Presión de fondo fluyendo @ q conocido

Si Pw es menor que Pb, el comportamiento del fluido será multifásico, por lo tanto se deberá usar el método del IPR (Inflow Performance Relationship). La relación está dada por la siguiente ecuación:

$$Q_o (max) = \frac{Q_o}{1 - 2\left(\frac{P_w}{P_e}\right) - 8\left(\frac{P_w}{P_e}\right)^2} \dots\dots\dots 4.2$$

Esta relación fue utilizada por primera vez por W.E. Gilbert (1954) y luego desarrollada por J.V. Vogel (1968); quien desarrolló una curva de referencia adimensional que puede ser usada para determinar la curva de IPR para un pozo particular, Grafica 4.1.



Grafica 4.1 Curva de IPR (Hirschfeldt, 2009).

A nivel internacional se han realizado varios trabajos para evaluar la productividad de los pozos horizontales, donde se considera un área cerrada de drene, de esta manera se ha establecido que la ecuación que representa el índice de productividad para condiciones de flujo en estado estacionario, es la siguiente:

$$q_H = \frac{0.00708 K_H h \Delta p}{B_\mu \left[\frac{a^2 + \sqrt{a^2 - 0.25 L_w^2}}{0.5 L_w} \right] + \left(\frac{\beta h}{L_w} \right) \ln \left[\frac{0.5(\beta h)^2 + 2\beta^2 \delta^2}{\beta h_{rw}} \right] + Sd} \dots\dots\dots 4.3$$

Donde: $\beta = \sqrt{\frac{K_H}{K_V}}$ $a = 0.5 L_w \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_e}{L_w} \right)^2} \right]^{0.5}$

Combinando las ecuaciones 4.1 y 4.3 para el gasto de un pozo vertical, se obtiene:

$$\frac{J_H}{J_V} = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\ln \left[\left(1 + \left(\frac{2r_e}{L_w} \right)^2 \right)^{0.5} + \frac{2r_e}{L_w} \right] + \left(\frac{\beta h}{L_w} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{2\pi r_w} \right)} \dots\dots\dots 4.4$$

De la ecuación anterior, se obtiene un resultado interesante, el cual indica que el índice de productividad solo es función de los siguientes cinco parámetros del yacimiento:

- 1.- Radio de drene
- 2.- Radio del pozo
- 3.- Longitud horizontal del pozo (Lw)
- 4.- Espesor de la formación (h)
- 5.- $\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$

4.6 PARÁMETROS PARA EL ÉXITO ECONÓMICO

En un proyecto de inversión es importante tratar de disminuir los costos y al mismo tiempo poder incrementar las ganancias, sin incrementar los tiempos de operación y procurando no modificar de manera sustancial la metodología, puesto que son las bases indispensables para poder convertirse en los líderes del mercado. Como parte de la industria petrolera se deben evitar algunas acciones con la finalidad de mantener y aumentar la producción de hidrocarburos.

Se debe prever cual será el posible daño a la formación y la forma de cómo contrarrestarla, a través de estimulaciones; también se debe conocer cuál es la importancia que se tiene al disminuir o eliminar la pérdida de filtrado, de igual forma se desarrollará la perforación de pozos con tubería de revestimiento.

4.6.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS

Entre las contribuciones más significativas a la industria petrolera está la estimulación de pozos, ya que, es posible mejorar la producción de aceite, gas e incrementar los factores de recuperación de las reservas. La estimulación de pozos ha llegado a ser una práctica común, y se puede asegurar que actualmente no existe pozo productor ó inyector que no se haya estimulado por lo menos una vez.

La estimulación de pozos se define como el proceso mediante el cual se restituye el daño o se crea un nuevo sistema extensivo de canales en la roca productora, para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo y viceversa. Este proceso consiste en la inyección de productos químicos (ácidos, solventes y surfactantes) a la formación, a gastos controlados y a presiones de inyección por debajo de la presión de fractura; la estimulación de pozos es una actividad fundamental para el incremento y mantenimiento de la producción. La estimulación de pozos, es el proceso de inyectar una solución ácida o no ácida a la formación sin rebasar la presión de fractura de la misma para restituir el daño ocasionado durante la perforación, terminación y producción del pozo. El principal objetivo es remover el daño en la vecindad del pozo ó crear nuevos canales de flujo para incrementar la productividad del pozo (Martínez, 2007).

4.6.2 DAÑO A LA FORMACIÓN

Debido a que el objetivo principal de una estimulación es la remoción del daño, es conveniente conocer que es el daño, las causas que lo originan, así como los tipos de daño y como remediarlos. El daño a la formación es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección al pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una caída de presión adicional en las inmediaciones del pozo. En la Figura 4.15 se mencionan las principales causas y los tipos de daño a la formación.

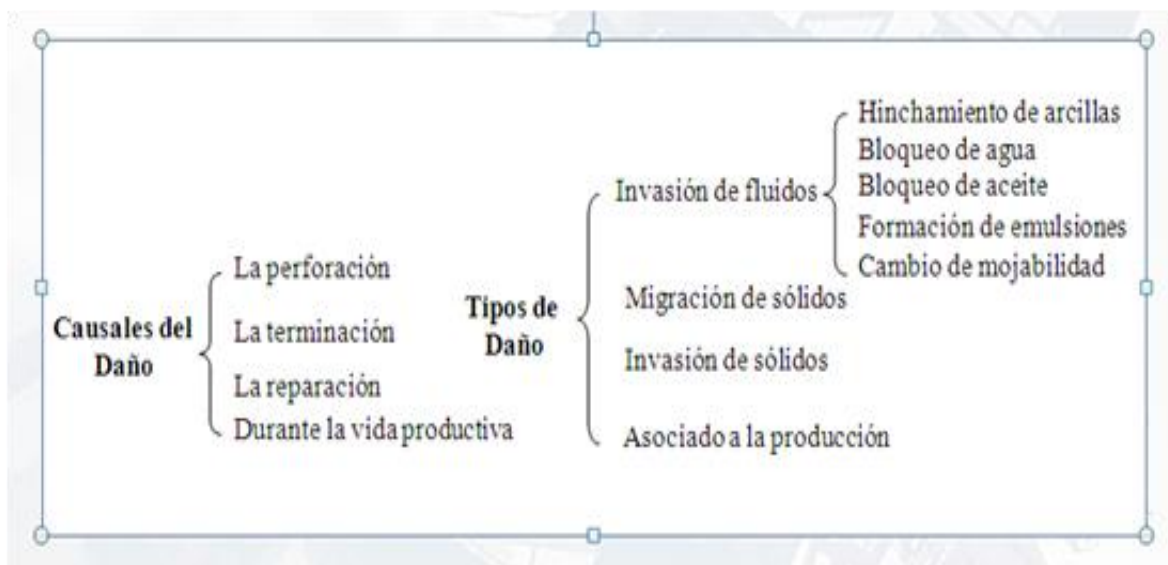


Figura 4. 15 Causales y Tipos de daño (López, UNAM 2007)

La clasificación anterior corresponde a lo que se denomina Daño Mecánico y es el que puede ser removido mediante una estimulación, aunque también existen los pseudo daños que comprenden situaciones como: penetración parcial del yacimiento, condiciones de flujo, fracturas, etc.

Independientemente del origen o tipo de daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo. Los mecanismos de daño se clasifican de acuerdo con la alteración que ocasionan a las características del sistema roca – fluido y así tenemos los siguientes:

- Reducción de la permeabilidad absoluta.
- Reducción de la permeabilidad relativa.
- Alteración de la viscosidad.

Reducción de la permeabilidad absoluta.- Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio poroso libre al flujo; esto se presenta cuando partículas sólidas son depositadas en los espacios porosos.

Reducción de la permeabilidad relativa.- Esta reducción es ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo como resultado de una alta invasión de filtrado, y si el filtrado contiene surfactantes se puede presentar un cambio de mojabilidad de la roca dando como resultado una reducción en la permeabilidad relativa al aceite.

Alteración de la viscosidad.- Esta alteración ocurre cuando los fluidos utilizados invaden la formación cuando son incompatibles con los fluidos contenidos en la misma, propiciando la formación de emulsiones. Se sabe que las emulsiones de agua en aceite (fase continua el aceite) son más viscosas que las de aceite en agua y que los surfactantes en unión con sólidos finos tienen la tendencia a estabilizar las emulsiones. Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, la presión y temperatura disminuyen produciendo cambios en la composición de los mismos por la pérdida de componentes ligeros o la precipitación de material orgánico.

Los efectos producidos por los disparos pueden originar un compactamiento de la formación, sufriendo alteraciones en sus características físicas, las cuales propician el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo a través de las perforaciones, y estas se ven incrementadas por los detritos de las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación (López, 2007).

Representación del daño

La Figura 4.16 muestra de manera esquemática las condiciones de la vecindad del agujero donde, r_x y k_x representan la penetración del daño y la permeabilidad de la zona dañada, k_x es diferente a la permeabilidad de la formación en la zona virgen representada por “ k ” (López, 2007).

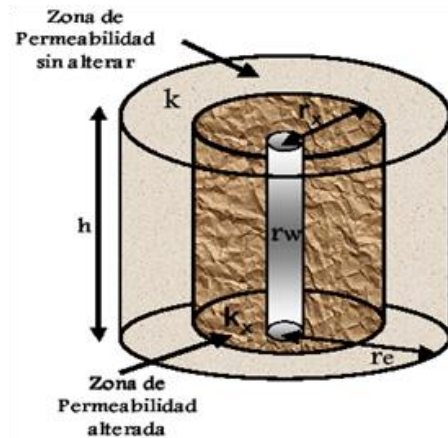


Figura 4. 16 Representación del daño a la formación (López, UNAM 2007).

El factor de daño (S) está dado por:

$$S = \left(\frac{K}{K_x} - 1 \right) \ln \frac{r_x}{r_w} \dots\dots\dots 4.5$$

Los tratamientos de estimulación en la mayoría de los casos reducen el factor de daño, sin embargo, el efecto total de daño involucra varios factores, donde algunos de ellos no pueden ser alterados; el daño total se representa por la siguiente ecuación:

$$S_t = S_{c+\emptyset} + S_p + S_d \dots\dots\dots 4.6$$

Donde: $S_{c+\emptyset}$, es el daño por terminación parcial y ángulo de desviación.
 S_p es el daño por efectos del disparo.
 S_d es el daño por invasión de los fluidos.

Sí:
 $S > 0$ nos indica un pozo dañado y $K > K_x$.
 $S = 0$ nos indica un pozo sin daño y $K = K_x$.
 $S < 0$ nos indica un pozo estimulado y $K < K_x$.

4.6.3 CLASIFICACIÓN DE LAS ESTIMULACIONES

Como ya se mencionó con anterioridad, el objetivo de una estimulación es la eliminación del daño ocasionado durante la perforación, terminación, reparación o durante la vida productiva del pozo. Por lo que podemos clasificar a las estimulaciones en dos tipos.

En base al fluido utilizado: a) estimulación de limpia
 b) estimulación matricial
 c) estimulación por fracturamiento

En base al reactivo: d) estimulaciones no reactivas
 e) estimulaciones reactivas

Estimulaciones de limpia.- El principal objetivo de esta estimulación es eliminar el daño ocasionado por los disparos y el fluido de perforación. Esto obliga en lo general a estimular el pozo inmediatamente después de efectuar los disparos. Esta estimulación se caracteriza porque utiliza pequeños volúmenes de soluciones reactivas ó no reactivas que no sobrepasan los tres pies de profundidad y son inyectados a bajo gasto (2 a 4 bpm).

Estimulación matricial.- Se caracteriza por la inyección de mayores volúmenes de la solución reactiva ó no reactiva, suficientes para eliminar el daño causado a la matriz de la formación; los gastos utilizados son de 4 a 8 bpm, lo que permite una penetración mayor.

Estimulación por fracturamiento.- Se caracteriza por el empleo de grandes volúmenes de fluido reactivo inyectado a alto gasto (de 6 a 20 bpm) y rebasando la presión de fractura; esta estimulación es utilizada cuando la permeabilidad de la formación es muy baja.

Estimulaciones no reactivas.- Son aquellas donde los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la formación. Los fluidos comúnmente empleados son: el fluido base (aceite, xileno, alcohol, etc.) y un agente activo siendo el surfactante el más utilizado. El surfactante es un compuesto de moléculas orgánicas caracterizadas por formar dos grupos químicos, uno soluble en agua (hidrofílico) y otro soluble en aceite (lipofílico). Dependiendo de su naturaleza iónica se dividen en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfoteritos.

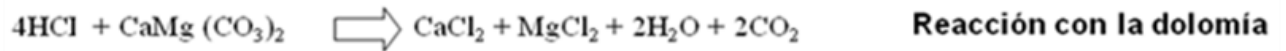
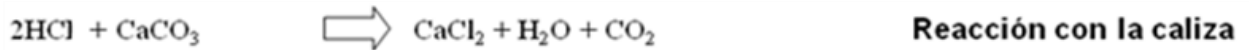
Estimulaciones reactivas (ácidas).- Son aquellas donde los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales sólidos de invasión y de la misma roca. Los ácidos comúnmente utilizados son:

Ácidos inorgánicos:	*Clorhídrico	*Fluorhídrico
Ácidos orgánicos:	+Acético	+Fórmico

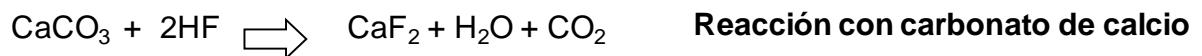
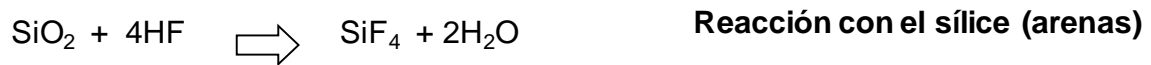
Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás ácidos se utilizan para estimular formaciones calcáreas; el fluorhídrico es el único ácido que disuelve minerales sílicos sin formar precipitados. Un ácido para que pueda ser utilizado en la estimulación de pozos debe cumplir con las siguientes características:

- Los productos de reacción deben ser solubles en agua y de fácil remoción.
- Sus efectos dañinos puedan ser controlados.
- De fácil manejo.
- De bajo costo.
- Disponibles en grandes cantidades.

Ácido clorhídrico.- Es el más utilizado en la estimulación de pozos y consiste de una solución de cloruro de hidrógeno en agua, puede alcanzar concentraciones de hasta el 43 % en peso a condiciones estándar, sus productos de reacción son solubles en agua y es altamente corrosivo. El ácido clorhídrico reacciona con material calcáreo compuesto principalmente de calcita y dolomita. A continuación se muestran las reacciones químicas cuando se utiliza ácido clorhídrico (López, 2007):



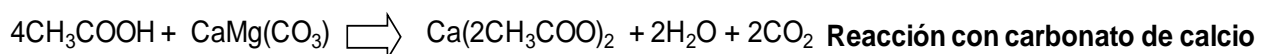
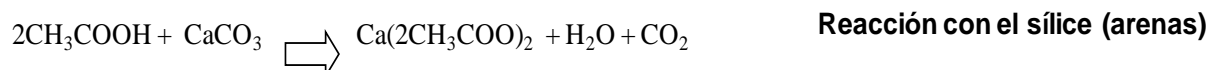
Ácido fluorhídrico.- Es el único ácido que disuelve materiales arcillosos como feldespatos y arena (cuarzo). Además de reaccionar con estos materiales, también reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de la formación. Sin embargo, los productos de reacción son insolubles en agua, por lo que se deben realizar pruebas rigurosas de compatibilidad. Este ácido se usa mezclado con el ácido clorhídrico y la mezcla más común es; 3% HF y 12% HCl, la acción corrosiva es similar a la del ácido clorhídrico, las reacciones químicas se muestran a continuación (López, 2007):



El uso del ácido fluorhídrico presenta varios inconvenientes, los más comunes son:

- ❖ La reacción origina productos de baja solubilidad y en algunos casos su precipitación es inevitable, lo que puede ocasionar taponamiento de los conductos de flujo.
- ❖ Debido a la gran área de contacto de las arcillas, el ácido pierde sus propiedades rápidamente reduciendo la penetración a escasos centímetros.
- ❖ Este ácido, disuelve gran cantidad de minerales silíceos que funcionan como material cementante, lo que puede ocasionar un colapso de la formación en la vecindad del pozo.

Ácido acético.- Fue el primer ácido orgánico utilizado en la estimulación de pozos, es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente, se utiliza como ácido retardado. Su poder de disolución es menor que la del ácido clorhídrico pero es menos corrosivo. A continuación se muestran sus reacciones químicas:



Al igual que el ácido fluorhídrico, sus productos de reacción tienen baja solubilidad en el agua por lo que su uso es limitado.

Ácido fórmico.- Este ácido tiene mayor poder de disolución que el ácido fluorhídrico, pero menor que el clorhídrico, se utiliza combinado con el HCL ó HF en concentraciones del 10%, a concentraciones mayores los productos de reacción son gelatinosos y difíciles de extraer.

4.6.4 ESTIMULACIONES EN CARBONATOS

En este tipo de estimulaciones, ya sea en formaciones de calizas o en dolomías, nos da la oportunidad no tan solo de remover el daño causado, sino de mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo, debido a la generación de canales de disolución de material calcáreo; pueden ser reactivas o no reactivas. La acidificación en carbonatos puede considerarse como un proceso mucho más sencillo que una acidificación en areniscas, debido a que la mayoría de los productos de reacción en carbonatos son solubles en el ácido ya utilizado. El ácido clorhídrico es el más usado en la estimulación de pozos, se le conoce como ácido regular; también es el más corrosivo (López, 2007).

4.6.5 ESTIMULACIONES EN ARENAS

Para formaciones de areniscas el tipo de ácido que puede utilizarse es:

- ✓ Ácido fluorhídrico mezclado con HCl.
- ✓ Ácido fluorhídrico mezclado con ácidos orgánicos

Se puede mezclar con HCl o ácidos orgánicos para disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas. Debido a que los minerales arcillosos y los feldespatos tienen mayor área de contacto, la mayoría del HF se gasta rápidamente en estos minerales que en el cuarzo o en las arenas. Es el único ácido que reaccionará con arena y otros minerales silícicos como la arcilla. El HF al reaccionar con minerales calcáreos producirá precipitados insolubles; este ácido debe ser utilizado en pozos con temperaturas mayores de 200°F. La mezcla debe ser preparada con agua dulce, nunca debe usarse salmueras ya que contienen sodio o potasio. La mejor selección para remover daño por arcillas en pozos calientes y profundos (en formaciones de areniscas) es una solución del 6% de ácido fórmico y 1.5% de HF (López, 2007).

En la estimulación de areniscas existen tres etapas básicas de bombeo:

- Precolchón
- Fluido de tratamiento
- Fluido de desplazamiento

Precolchón.- Siempre se bombea por delante del HF con el objetivo de reducir la posibilidad de formar fluosilicatos y fluoaluminatos de potasio. Los más comunes son:

- ❖ Ácido clorhídrico
- ❖ Cloruro de amonio
- ❖ Diesel

Fluido de tratamiento.- Removerá el daño por arcillas; ya que los surfactantes en un fluido de tratamiento para un yacimiento de areniscas debe ser de tipo no iónico – aniónico. La habilidad del HF para remover el daño por arcillas se genera en una distancia de 2 pies (vecindad) ya que para daños más profundos resulta incosteable económicamente.

Fluido desplazante.- Se utiliza para desplazar el HF asegurando que la mayoría reaccione en la formación. La Tabla 4.14 nos puede servir como guía para la selección del sistema más adecuado:

Tabla 4. 14 Sistema de selección (López, UNAM 2007).

Sistema	Sistema recomendado	Daño a remover	Observaciones
Ácidos	HCL	Incrustaciones inorgánicas, taponamiento por sólidos.	Usado en carbonatos o como precolchon para un tratamiento con HF en arenas. La concentración del ácido es del 7.5 al 20%.
	Ácido acético	Incrustaciones inorgánicas, taponamiento por sólidos y bloqueos de por agua.	Utilizado para pozos con alta temperatura.
	Ácido fórmico		
	HF	Incrustaciones inorgánicas y taponamiento por sólidos del lodo de perforación.	Utilizado solo en arenas mezclado con HCL.
Solventes	Solvente mútuo	Bloqueos por agua, aceite, emulsiones, cambios de mojabilidad	Utilizado en arenas y carbonatos.
	Aromáticos: xileno, alcohol, etc.	Incrustaciones orgánicas, lodos asfálticos	Utilizado en arenas y carbonatos.
Sistema combinado	EDTA	Para remover incrustaciones inorgánicas y orgánicas.	Usado generalmente en carbonatos.
Agua aceite	Agua caliente Aceite caliente	Incrustaciones orgánicas (parafinas) y aceite viscoso.	Usado con agentes de suspensión

4.6.6 PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación de pozos con tubulares de gran diámetro elimina la necesidad de bajar la sarta de perforación convencional, que luego debe ser extraída, para instalar la tubería de revestimiento permanente. Además, mitiga los problemas de pérdidas de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías. Algunas de las ventajas que se obtienen al utilizar esta técnica son menos viajes de entrada y salida del pozo, más seguridad en su posicionamiento, mayor eficiencia y menores costos, lo que se traducen en una gamma de aplicaciones en expansión, por lo que se puede realizar la perforación direccional con tubería de revestimiento.

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación constituye una tecnología incipiente que permite bajar los costos de construcción de pozos, mejorar la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental. Básicamente simple en principio, esta técnica de perforación utiliza los tubulares de gran diámetro que quedarán instalados permanentemente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional. Las exigencias económicas de los marcos geológicos complejos, los yacimientos de menor extensión con reservas recuperables limitadas y la necesidad de

optimizar el desarrollo y la explotación de los campos maduros hacen que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento resulten cada vez más atractivas para las compañías operadoras (Fontenot y colaboradores, 2005).

En la actualidad, es posible adosar una barrena de perforación rotativa convencional o una zapata de perforación especial al extremo de una sarta de revestimiento para perforar pozos verticales. La reducción del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce también los incidentes de colapso de pozos producidos por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no programadas y minimiza el desgaste interior de las sarta de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente. Después de alcanzar la profundidad total (TD, por sus siglas en inglés), la tubería de revestimiento ya se encuentra en su lugar, lo que elimina la necesidad de extraer la sarta de perforación y luego bajar la tubería de revestimiento permanente.

Los nuevos equipos de perforación compactos para operaciones de perforación con tubería de revestimiento requieren menos potencia, utilizan menos combustible, producen menos emisiones, operan desde localizaciones de superficie más pequeñas y pueden ser transportados en forma más rápida y fácil que los equipos de perforación convencionales de mayor tamaño, Figura 4.17.



Figura 4. 17 Entubación durante la perforación y perforación direccional con tubería de revestimiento (Strickler, 2006).

En comparación con las operaciones de perforación tradicionales, la técnica de entubación durante la perforación minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación generado por

la existencia de episodios inesperados, tales como el atascamiento de las tuberías o la pérdida del control del pozo resultantes de un influjo de fluido de formación. Las evidencias biográficas indican que las operaciones de perforación con conexiones de tubulares de mayor diámetro reducen los problemas de pérdida de circulación mediante la formación del enjarre de los recortes y los sólidos de perforación en la pared del pozo. Es posible que este efecto de “empaste” genere un enjarre de filtración impermeable o cree una terminación superficial sólida que permita perforar los intervalos débiles, de baja presión y agotados sin pérdidas significativas de fluido de perforación (Fontenot y colaboradores, 2005).

Las sargas de revestimiento poseen uniones más largas que las tuberías de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reducen en aproximadamente un 25%. Otro de los beneficios que ofrecen es que se invierte menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo durante la conexión de las tuberías. Además de mejorar la eficiencia de la perforación; estas dos ventajas se traducen en una reducción consecuente en el costo total y del impacto ambiental. Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento eliminan varias etapas del proceso de construcción de pozos convencional y ofrecen otras ventajas críticas, tales como mejor circulación del fluido y remoción de los recortes de formación para lograr una limpieza más efectiva del pozo. A medida que los operadores adquieren más experiencia en un área, las velocidades de penetración de la perforación (ROP, por sus siglas en inglés) con tubería de revestimiento normalmente mejoran, equiparándose o superando en última instancia a las ROPs logradas previamente con una sarga de perforación, si se comparan los días por cada 305 m [1,000 pies] o los pies por día (Fontenot y colaboradores, 2005).

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10 y el 35% por pozo, en ciertas condiciones. Aproximadamente un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente. Este proceso más rápido, más simple y más eficaz se traduce en menos sorpresas relacionadas con la perforación y en costos más bajos. Los avances registrados en términos de herramientas, equipos y procedimientos están expandiendo el uso de esta tecnología para incluir la perforación de formaciones blandas y duras, tanto en tierra firme como en áreas marinas, y más recientemente las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento.

La utilización de la tubería de revestimiento para perforar pozos de petróleo y gas representa un cambio fundamental en el proceso de construcción de pozos. La técnica de entubación durante la perforación provee la misma capacidad de ejecución de pozos que las operaciones con sarga de perforación, con una mejor remoción de los recortes de perforación y un mejor desempeño en términos de limpieza del pozo. La tubería de revestimiento utilizada para la perforación puede ser una tubería de revestimiento corta (liner) parcial o una sarga completa, Figura 4.18. Desde sus primeras aplicaciones hasta la

reciente reactivación de la actividad, la utilización de la tubería de revestimiento para la perforación de pozos ha mostrado gran potencial en comparación con la perforación convencional (Fontenot y colaboradores, 2005).

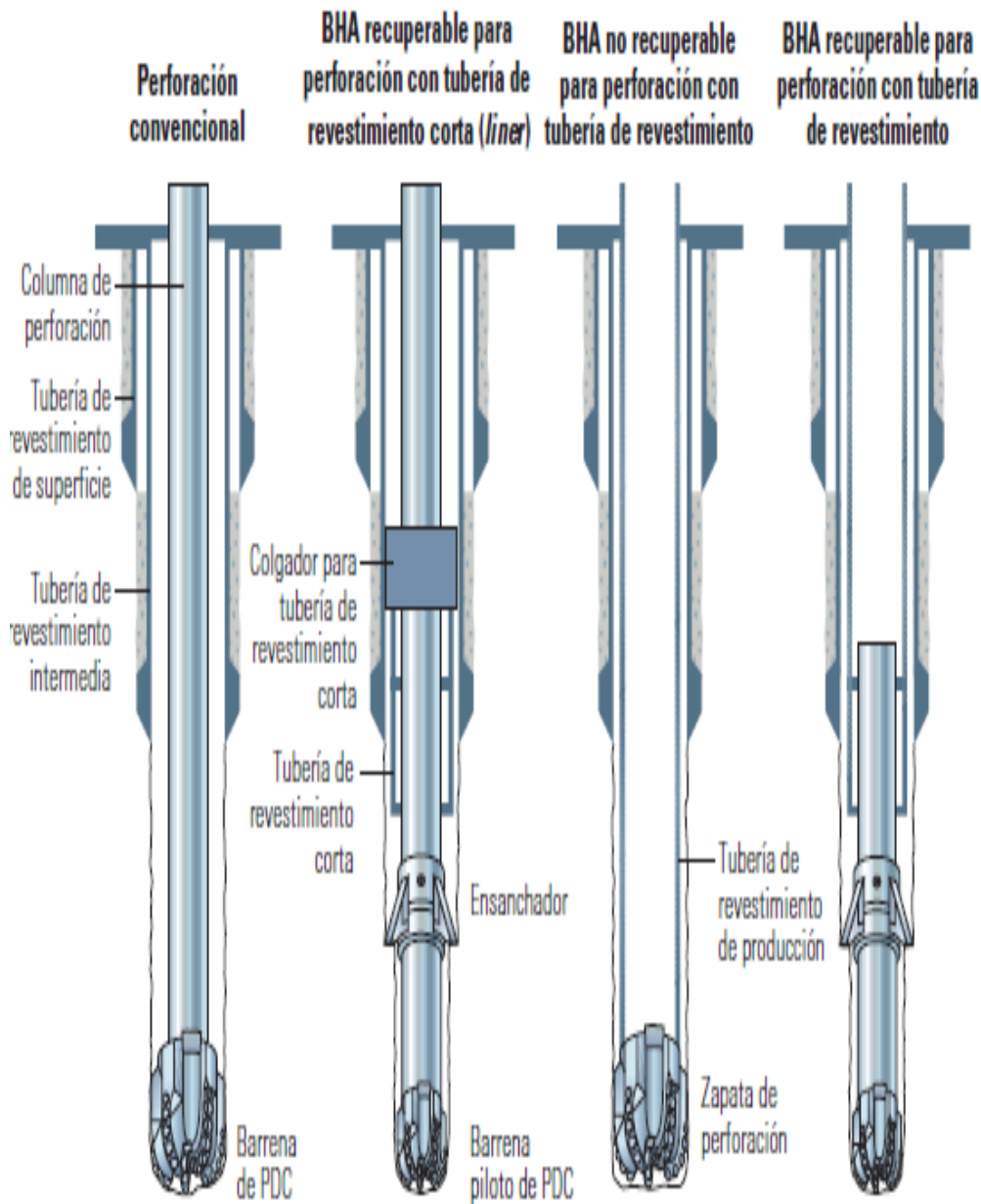


Figura 4. 18 Operaciones de perforación y entubación simultáneas con tuberías de revestimiento cortas (liner) o sargas de revestimiento completas (Strickler, 2006).

DESARROLLO DE CAMPOS

Los primeros campos que se encontraron en secuencias sedimentarias del Terciario se perforaron entre los años 1958 – 1985; se inició con el campo Tupilco que resultó productor de aceite en la formación Concepción Superior. En la historia de estos campos se han realizado numerosas perforaciones, hasta la fecha, ya que se tienen 418 pozos perforados, de los cuales 36 están en operación. La producción Máxima fue de 48, 675 BPD de aceite en Octubre de 1974.

En la Figura 5.1, se indica de manera esquemática la ubicación de los campos desarrollados y los campos exploratorios, que conforman a lo que se denomina “Campos Terciarios”, dentro del cual se encuentra el Campo Santuario que es el caso que se tratará en el presente capítulo.

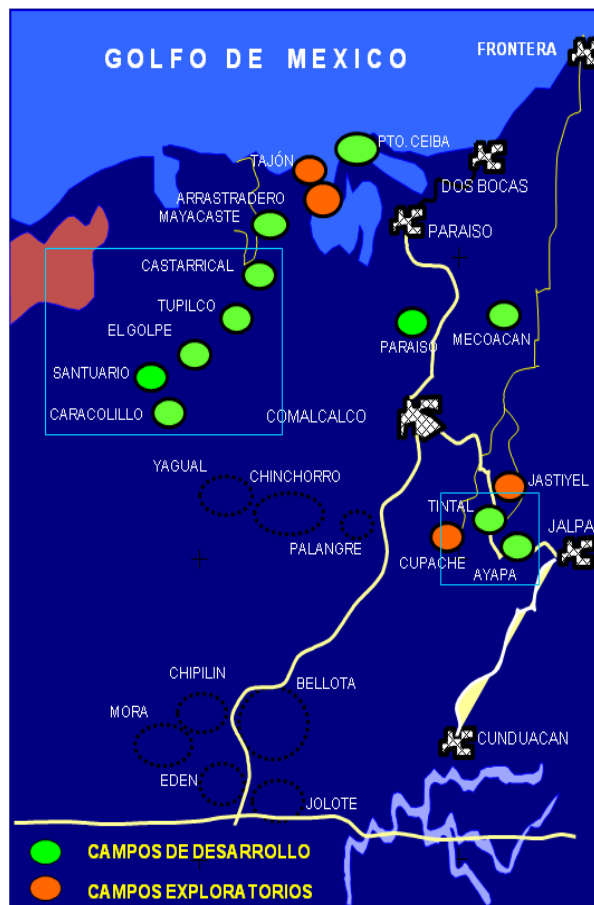


Figura 5. 1 Ubicación de los Campos Terciarios (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.1 DESARROLLO DEL CAMPO SANTUARIO

El Campo Santuario, está ubicado en el municipio de Cárdenas en el estado de Tabasco, Figura 5.2, a 30 Km al S 75° E de la Ciudad de Comalcalco, Tabasco. En gran medida el campo se encuentra en un monoclin al afectado por fallas normales orientadas de NW-SE.

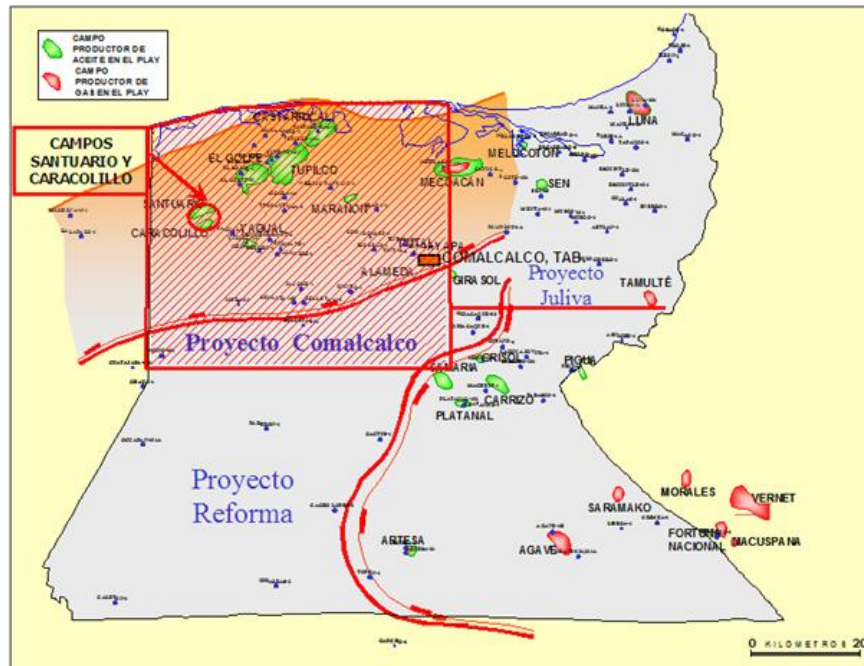


Figura 5. 2 Plano de ubicación de los Campos Santuario y Caracolillo (Tomado del Proyecto Plays Terciarios, PEMEX 2002).

Este campo fue descubierto en el mes de junio de 1967, con la perforación del pozo Santuario 1 que alcanzó la profundidad de 3614.60 m, resultando productor de aceite y gas en desarrollos arenosos de la formación Concepción Superior, en los intervalos 2932-2938 y 2864.7-2872 mbmr. El desarrollo del campo se realizó de 1969 a 1972, inicialmente hacia el flanco suroeste del pozo descubridor. En el campo existen dos áreas, una terrestre y otra lacustre, la primera es la que aporta la mayor producción, ya que en la segunda, sus pozos han presentado mayor porcentaje de agua salada en periodos cortos de producción. Geológicamente se encuentra en la Cuenca de Comalcalco, Tabasco. En este campo existen una serie de Yacimientos en arenas con Aceite Negro; se tienen cuantificados veinticinco yacimientos, en arenas de las Formaciones Concepción Superior y Encanto. La estructura del campo corresponde con un monoclin, que por medio de la interpretación sísmica y de la correlación con los registros geofísicos de los pozos de desarrollo, se determinó la presencia de cinco fallas normales escalonadas con saltos de 20 a 30 metros, orientadas de NE-SW, con caídas al NW que dividen al campo en bloques estructurales. El pozo más profundo perforado en este campo es el Santuario No. 2, a una profundidad de 4508 m, alcanzó la secuencia sedimentaria de la Formación Encanto; entre los más someros tenemos a los pozos Santuario número: 6, 7 y 8, los cuales penetraron hasta 3000 m, alcanzando sedimentos de la Formación Concepción Superior. El campo cuenta con 12 horizontes arenosos productores, destacando por su mayor importancia los horizontes arenosos 18 y 20; los horizontes arenosos restantes tienen una aportación menor de hidrocarburos ya que presentan una reducción de sus espesores.

Historia de la Tectónica:

Los sedimentos depositados después de la deformación Laramídica, fueron afectadas por los esfuerzos del evento tectónico llamado Chiapaneco que corresponde con una fase de

deformación muy intensa, que durante el mioceno plegó y produjo grandes sistemas de pliegues y fallas.

Estructura Regional:

Es una estructura monoclinal intensamente afectada por fallas normales, que configuran una serie de altos estructurales, correspondientes al lineamiento Caracolillo-Tupilco-Castarrical.

5.1.1 ETAPAS DE EXPLOTACIÓN

En lo que respecta a la explotación del campo, esta se conforma de 6 etapas, cuyas actividades primordiales se mencionan a continuación:

Etapas 1 (septiembre 1967 – junio 1968).

- ✓ Se perfora el pozo Santuario 1, inicia su explotación en el año 1967.

Etapas 2 (marzo 1967 – diciembre 1972).

- ✓ La producción de aceite inicial fue de **50 BPD** y aumenta a **2249 BPD**.

Etapas 3 (noviembre 1972 – diciembre 1972).

- ✓ En 1972-73 alcanzó su máxima producción de **10125 BPD**.

Etapas 4 (septiembre 1973 – noviembre 1974).

- ✓ La producción del campo disminuye por el cierre de varios pozos.

Etapas 5 (enero 1975 – noviembre 1987).

- ✓ Se abren varios pozos lo que se refleja en un aumento de la producción del campo, posteriormente se invaden de agua y se observa la caída de producción; el represionamiento de los yacimientos es por el empuje que ocasiona el acuífero activo.

Etapas 6 (junio 1987 –2005).

- ✓ Se presenta una disminución en la producción de aceite, debido a los problemas asociados al no intervenir adecuadamente los pozos.

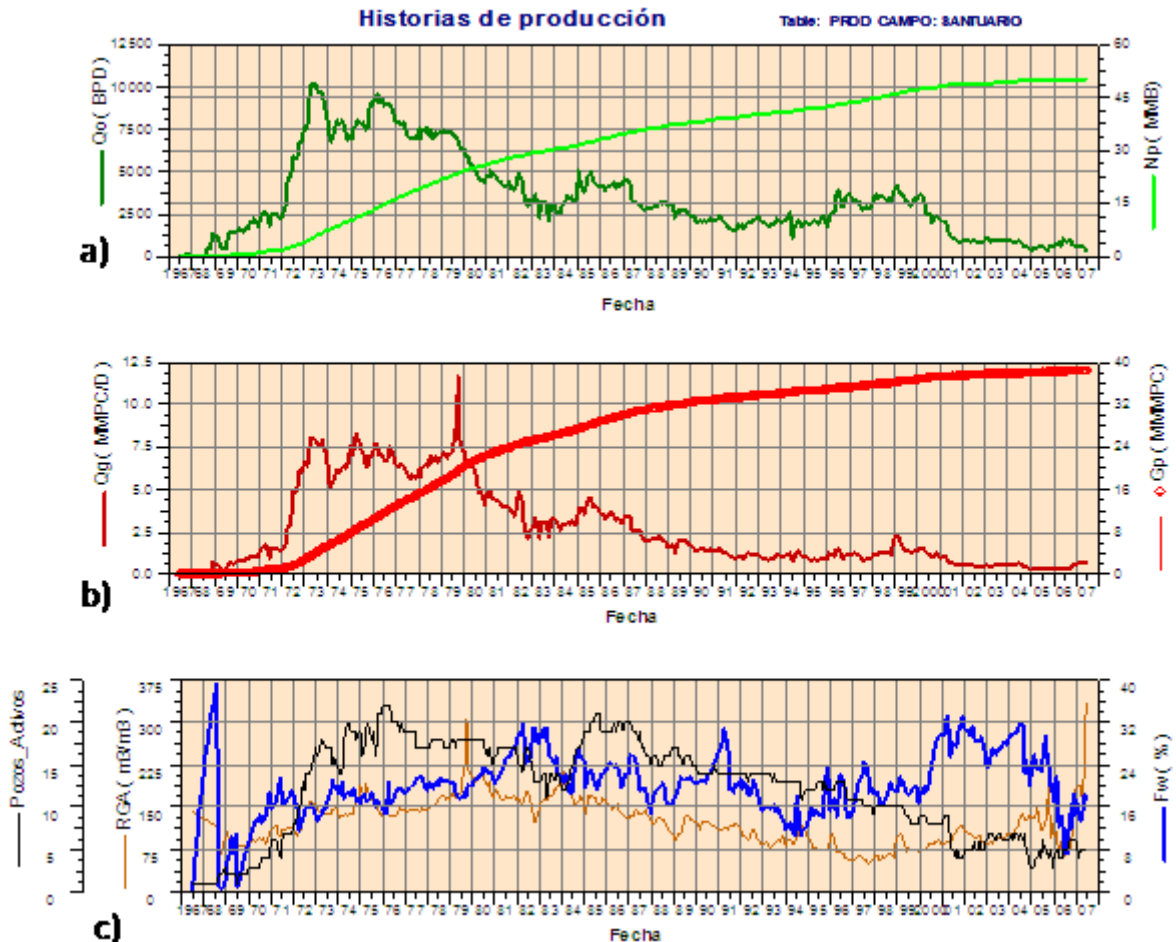
5.2 ESTADO ACTUAL

Los campos Terciarios en su mayoría están considerados como campos maduros, con buenas posibilidades de incorporar reservas por lo que en el Campo Santuario y otros campos próximos se están realizando análisis de los datos geológicos, geofísicos, geoquímicos y petrofísicos.

Debido a la existencia de campos Terciarios antiguos en el proyecto Comalcalco y la necesidad de hacer una evaluación rápida, pero efectiva de los mismos para validar y actualizar su modelo geológico, se procedió a la formación de un grupo de trabajo multidisciplinario que está realizando esta actividad. La tarea inicial consistió en decidir el campo a trabajar, para lo cual se tomaron en cuenta los siguientes criterios: Reservas probadas, Estado de las instalaciones, Operación actual y Facilidades en la información y calidad de la misma.

En el Activo se decidió trabajar utilizando la información previa sin tomar en cuenta las interpretaciones iniciales, esto debido a que se pretendía comparar los modelos geológicos previos con los que se generarán en el estudio, y decidir si los anteriores modelos seguían funcionando eficientemente para lograr la explotación óptima del campo o se deberían tomar en cuenta las nuevas interpretaciones para la incorporación de reservas de hidrocarburos a corto plazo.

El objetivo principal consiste en incorporar reservas de hidrocarburos en corto plazo mediante la integración y actualización de información geológica-geofísica y de producción. El equipo de trabajo estuvo conformado por un intérprete sísmico que se dedicó inicialmente a la carga y validación de la información sísmica, constituida en su totalidad por secciones 2D; posteriormente las actividades se enfocaron a la ubicación de los horizontes clave y darles seguimiento en las secciones. Se tuvo también la participación de un analista de registros cuyas funciones consistieron en la validación y carga de las curvas de potencial espontáneo y resistividad de los pozos empleados en el estudio; los datos generales de los pozos como ubicación, columnas geológicas, núcleos cortados y pruebas de producción realizadas fueron validados por un geólogo con experiencia en operación geológica. Se contó con la presencia de un intérprete estructural cuyo trabajo consistió en la elaboración de los modelos estructurales y tectónicos; también hubo la participación de dos estratígrafos que se enfocaron a estudiar el comportamiento estratigráfico de las arenas productoras y a la generación de un modelo sedimentológico. La historia de producción del Campo Santuario se muestra en la Gráfica 5.1, tanto para la producción de aceite como para gas, y el comportamiento de la Relación Gas Aceite (RGA).



Gráfica 5. 1 Historia de producción del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2007).

a) Muestra la producción de aceite, y se comprueba que la producción máxima fue entre 1972 y 1973

b) Muestra la producción de gas, donde su máxima producción fue en 1979.

c) Muestra la

Relación Gas Aceite del campo Santuario.

- ✓ De los 48 pozos perforados, 35 resultaron productores, de estos actualmente solo 6 son productores (4 de estos en forma fluyente y 2 con sistema artificial de producción Bombeo Mecánico) con un gasto de 560 BPD de aceite y 6.5 MMPCD de gas.
- ✓ Se tiene una declinación anual del 20 % para el aceite y del 18 % para el gas.
- ✓ El rango de presión en el fondo de los pozos es de 230 kg/cm² (en promedio 215 kg/cm²), por el empuje del acuífero activo que ocasiona que no disminuya la presión.
- ✓ El porcentaje de agua producido actualmente es de 25 %.
- ✓ El campo Santuario ha sido sujeto al empuje hidráulico del acuífero existente en este campo, su volumen original fue de 2068.6 MMbbls, y tiene una producción acumulada de 607.57 MMbbls de aceite, lo cual representa un factor de recuperación de 15.5 %.
- ✓ Actualmente en este campo se programaron once pozos desviados y uno horizontal, todos ellos dentro de la cartera de proyectos.

5.3 MODELO PETROFÍSICO

La evaluación petrofísica de los pozos Santuario 15D, 17 A, 17 T, 23, 28 D, 28 H y 31 fue efectuada usando el programa Interactive Petrophysics^{M.R.} (IP) que permitió realizar una estimación de la arcillosidad de la formación, calcular las porosidades y la identificación de posibles zonas de acuíferos; esta información generada puede ser tomada como referencia para futuras correlaciones. Consideraciones usadas para el cálculo de la saturación de agua:

Modelo Doble Agua

Factor de cementación $a=0.81$

Exponente de cementación $m=1.80$

Exponente de saturación $N=1.8$

El campo Santuario tiene alrededor de 40 horizontes arenosos, algunos de los cuales no han sido probados. En la Figura 5.3 se muestra la configuración estructural de las arenas 18 y 21 respectivamente, donde los dos cuerpos arenosos pertenecen al Bloque 1-1.

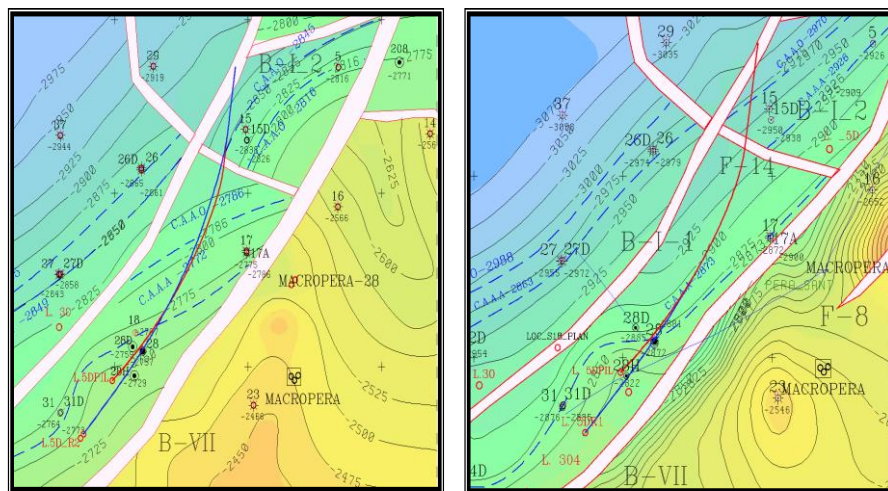


Figura 5.3 Configuración estructural de la arena 18 y 21 del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

Los pozos de correlación se utilizaron como una herramienta de gran utilidad, en este caso aportaron información más clara de las características geológicas de la arena 18, por medio de los pozos 28-H, 28 y 28-D. Las Figuras 5.4 y 5.5 muestran la correlación de pozos para la arena 18 y 21.

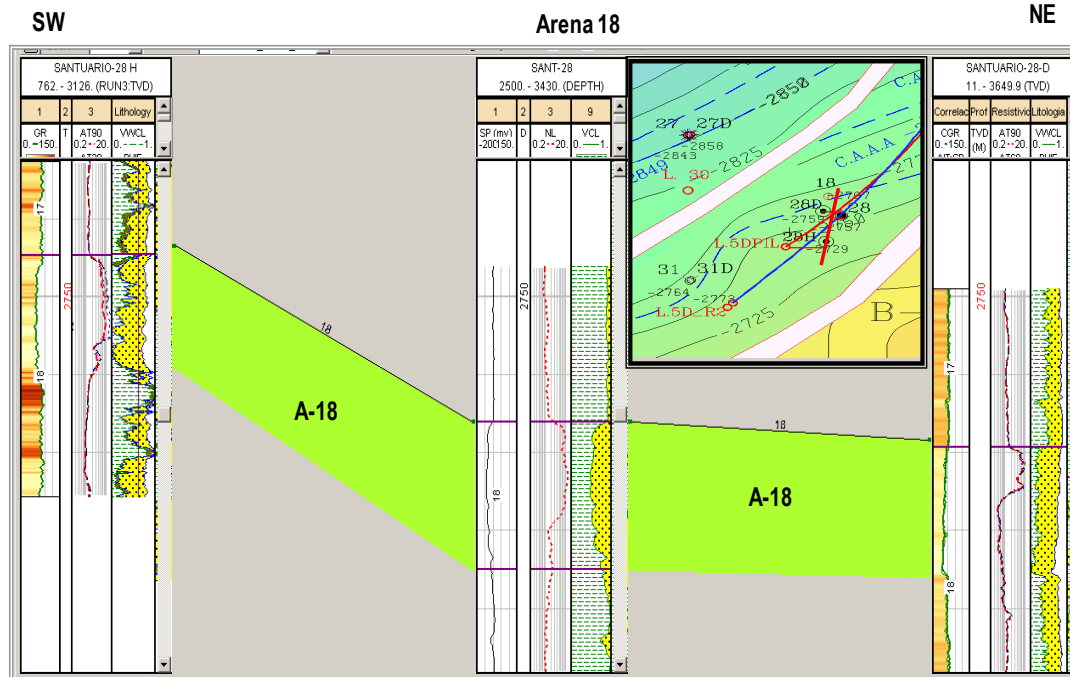


Figura 5. 4 Pozos de correlación Arena 18 del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

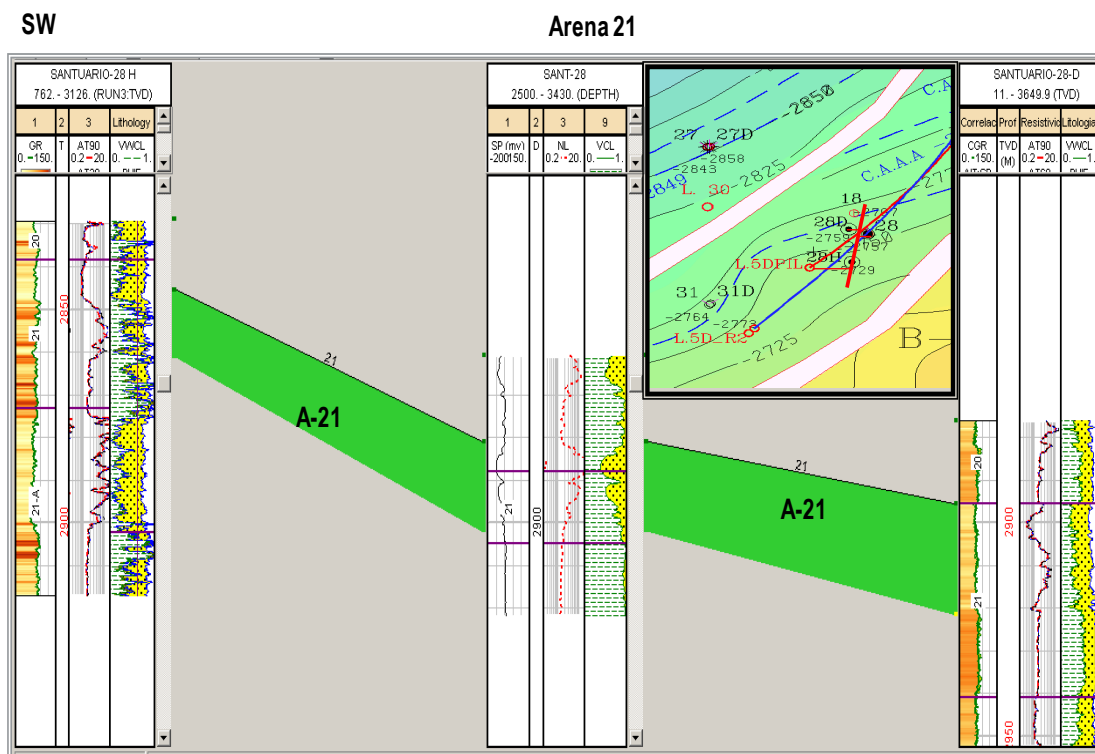
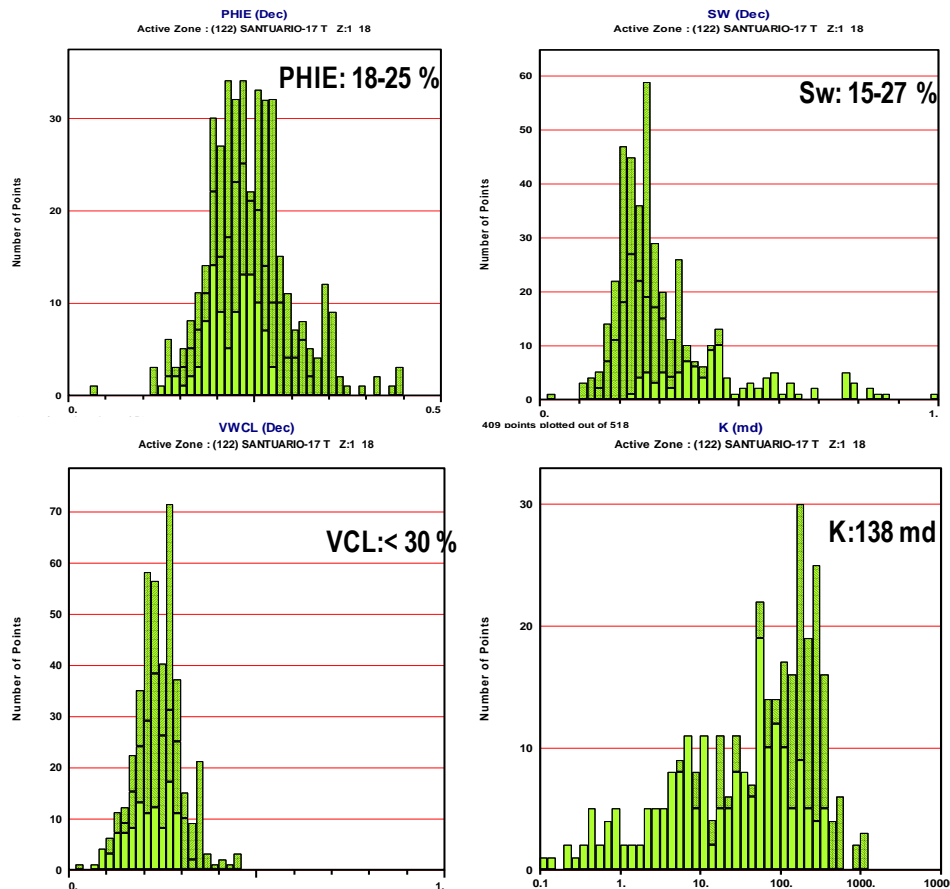


Figura 5. 5 Pozos de correlación Arena 21 del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.3.1 ANÁLISIS DE LA UNIDAD A-18

- Se determinó con líneas sísmicas y con registros geofísicos de pozo que existe buena continuidad lateral de las arenas 18, 21 y 24 entre los pozos de correlación ubicados en el bloque central y en los bloques adyacentes.
- La zona con características de roca almacén y productora muestra generalmente valores de porosidad entre 18 y 25%.
- La distribución de saturación de agua presenta en la mayoría de los casos valores menores a 30%, solo algunos valores son mayores, los cuales representan el porcentaje de la saturación de agua contenida en las arcillas.
- De acuerdo al histograma “Volume of Clay” (Volumen de arcilla, VCL), se observa que el volumen de arcillas varía del 10 al 40%.
- La permeabilidad (K) promedio para la arena 18 es del orden de 138 md.

Las principales características petrofísicas de la arena 18, se muestran en la Gráfica 5.2; según los resultados obtenidos de porosidad, se tiene una buena roca almacenadora y productora, en los casos donde el porcentaje de saturación de agua sea mayor a 30% debe tenerse cuidado cuando se realice el cálculo del volumen de aceite, puesto que se disminuye la saturación del aceite, cuando el volumen de arcilla sea mayor de 40% puede actuar como roca sello y no permitirá el flujo del aceite hacia el pozo, la permeabilidad en esta arena permitirá al fluido desplazarse con facilidad.

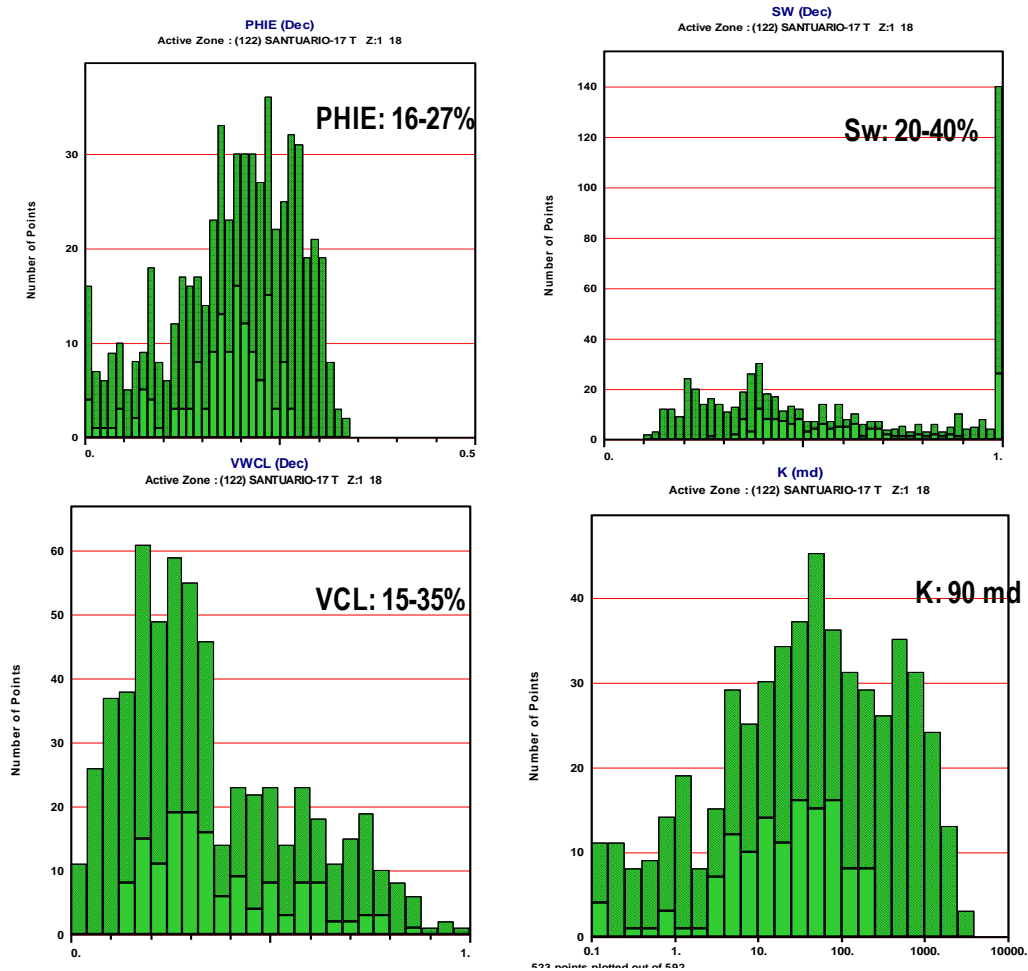


Gráfica 5. 2 Características petrofísicas Arena 18 del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.3.2 ANÁLISIS DE LA UNIDAD A-21

- Este horizonte arenoso presenta buena continuidad lateral entre los pozos de correlación ubicados en el área estudiada.
- La zona con características de roca almacén y productora presentan generalmente valores de porosidad entre 16 y 27 %.
- La distribución de saturación de agua presenta en la mayoría de los casos valores menores a 40%; solo algunos valores son mayores, los cuales representan el porcentaje de la saturación de agua contenida en las arcillas.
- De acuerdo al histograma de VCL, para esta unidad se observa que el volumen de arcillas varía del 15 al 40%.
- La K promedio para la arena 21 es del orden de 90 md.

Las principales características petrofísicas de la arena 21, se muestran en la Gráfica 5.3; se tiene una buena porosidad lo cual indica que es buena roca almacén, se debe tener cuidado al efectuar los cálculos de volumen de aceite cuando la saturación de agua sea mayor a 40%, en los casos donde el volumen de arcilla sea mayor a 40%, se tendrán zonas que funcionen como sello, la permeabilidad promedio indica que los fluidos tendrán relativa facilidad de moverse.

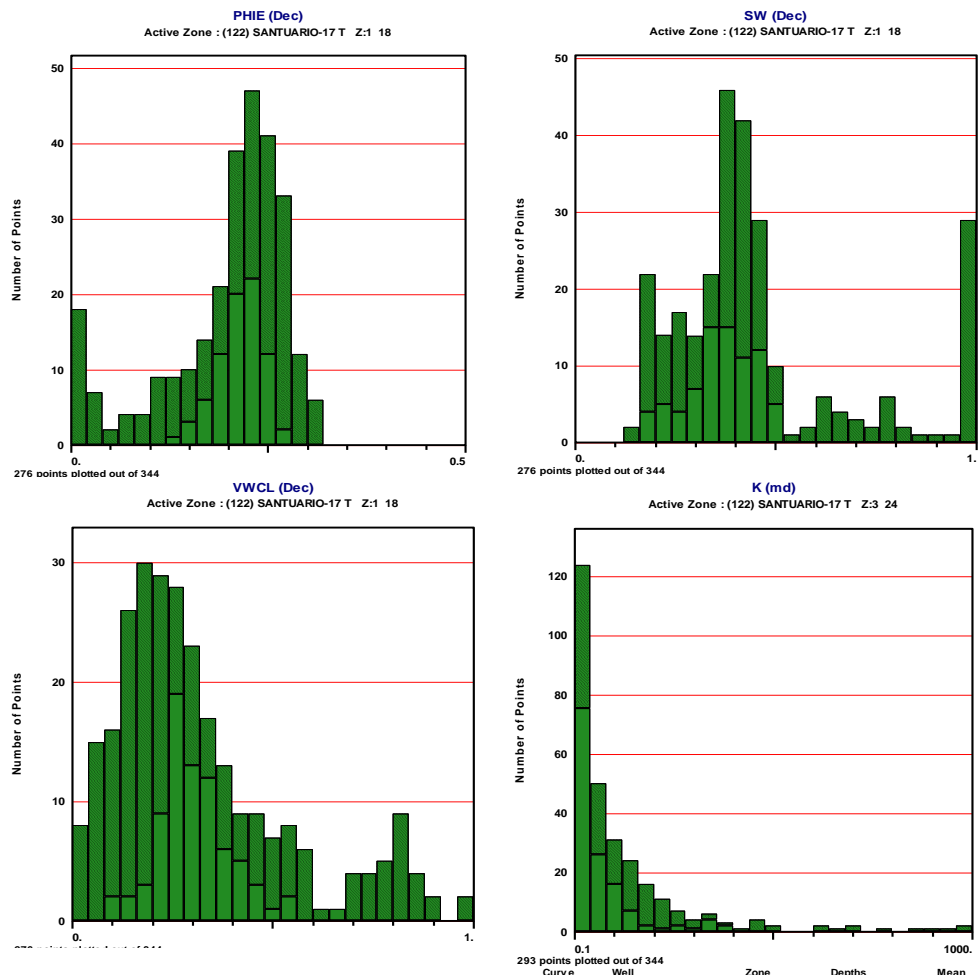


Gráfica 5. 3 Características petrofísicas Arena 21 del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.3.3 ANÁLISIS DE LA UNIDAD A-24

- Otro horizonte arenoso que presenta buena continuidad lateral corresponde con la unidad 24, la cual se puede correlacionar con varios pozos.
- La zona con características de roca almacén y productora muestra generalmente valores de porosidad entre 15 y 27 %.
- La distribución de saturación de agua presenta la mayoría de valores menores a 40%; solo algunos valores son mayores, los cuales representan el porcentaje de la saturación de agua contenida en las arcillas.
- De acuerdo al histograma de VCL, para esta unidad se observa un promedio de 25%.
- La K promedio para la arena 21 es del orden de 25 md.

Las principales características petrofísicas de la arena 24, se muestra en la Gráfica 5.4; según los valores obtenidos de porosidad la roca es buena almacenadora, en los casos donde la saturación de agua sea mayor a 40% se tendrá cuidado al efectuar cálculos de volumen de aceite, ya que a mayor saturación de agua menor saturación de aceite, el volumen de arcilla ha disminuido en comparación con las dos arenas antes mencionadas, pero la permeabilidad media indica que los fluidos se desplazarán con poca facilidad.



Gráfica 5. 4 Características petrofísicas Arena 24 del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

En todos los pozos del Campo Santuario analizados y evaluados, se observó acumulación de hidrocarburos a partir de la arena 16 hasta la arena 40. La saturación de agua de la arena 18 aumenta en proporción hacia el área de los pozos 18, 27, 28 D y 34, donde se aprecia un posible contacto de agua a la profundidad de 2781 m. Los pozos analizados muestran un comportamiento litológico muy similar, predominando las arenas y lutitas intercaladas, donde las mejores propiedades petrofísicas para las arenas objetivos se presentan en los pozos 28 y 28H, ubicando echado arriba en el área del bloque central donde se aprecia la mejor posición de contener hidrocarburos. Para la arena 18 se estimaron en rangos mínimo y máximo las siguientes características, Porosidad entre 15 y 27%, Sw menor a 30 % y el VCL menor a 40 %. La arena 21 se observa en el pozo SANT-28 D, donde presenta los valores promedios de Porosidad en 20%, Sw 35% y VCL 25%.

Para tener un mejor conocimiento de los yacimientos, sería de gran utilidad elaborar correlaciones estructurales y plano de cimas y bases de los intervalos de interés cada 5 y 10m, con la finalidad de definir dentro de las arenas objetivos del punto de entrada y punto de control del intervalo productor, para garantizar que la perforación horizontal se realice dentro de los objetivos con mejores propiedades petrofísicas. Después de que se tenga la perforación del agujero piloto se debe evaluar a las arenas 18 y 21 para actualizar el modelado estático y definir el intervalo de perforación en los brazos horizontales, en caso de existir incertidumbre en cuanto a litología y saturaciones de los diferentes lentes arenosos objetivos. Debido al alto contenido de arcillas se recomienda realizar una caracterización del espectro de arcillas contenidas en la formación.

5.4 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Para ejemplificar las principales propiedades de los fluidos del Campo Santuario, se tomaron en cuenta cuatro pozos, los cuales se seleccionaron por tener sus análisis desde el comienzo de explotación del campo y disponer de información de los mejores escenarios de producción; cabe aclarar que es solo para ejemplificar las propiedades, el valor promedio del campo se especificara al final en forma de resumen.

Pozo Santuario 2-S, Intervalo muestreado 2910 – 2915 mbmr, en la arena 26.

Pozo Santuario 4, Intervalo muestreado 2837 – 2844 mbmr, en a la arena 22.

Pozo Santuario 26-S, intervalo muestreado 3357 – 3365 mbmr, en a la arena 32.

Pozo Santuario 101, intervalo muestreado 3351 – 3355 mbmr, en una arena del área lacustre del campo, que no se le halló correlación con las del área terrestre.

Los tres primeros pozos están ubicados en el bloque I del área terrestre, en tanto que el pozo 101 es del área lacustre. En los cuatro casos se tiene información de que estos yacimientos contienen aceite bajo saturado a las condiciones iniciales de presión y temperatura. De los análisis se desprende:

Pozo 2-S.- Presión de saturación (Ps) = 184.2 Kg/cm² a 88 °C, Presión al nivel medio de los disparos (Pnmd) = 230.9 Kg/cm².

Pozo 4.- Presión de saturación (Ps) = 229.9 Kg/cm² a 90 °C, Presión al nivel medio de los disparos (Pnmd) = 255.3 Kg/cm².

Pozo 26-S.- Presión de saturación (Ps) = 209.17 Kg/cm² a 100 °C, Presión al nivel medio de los disparos (Pnmd) = 307.2 Kg/cm².

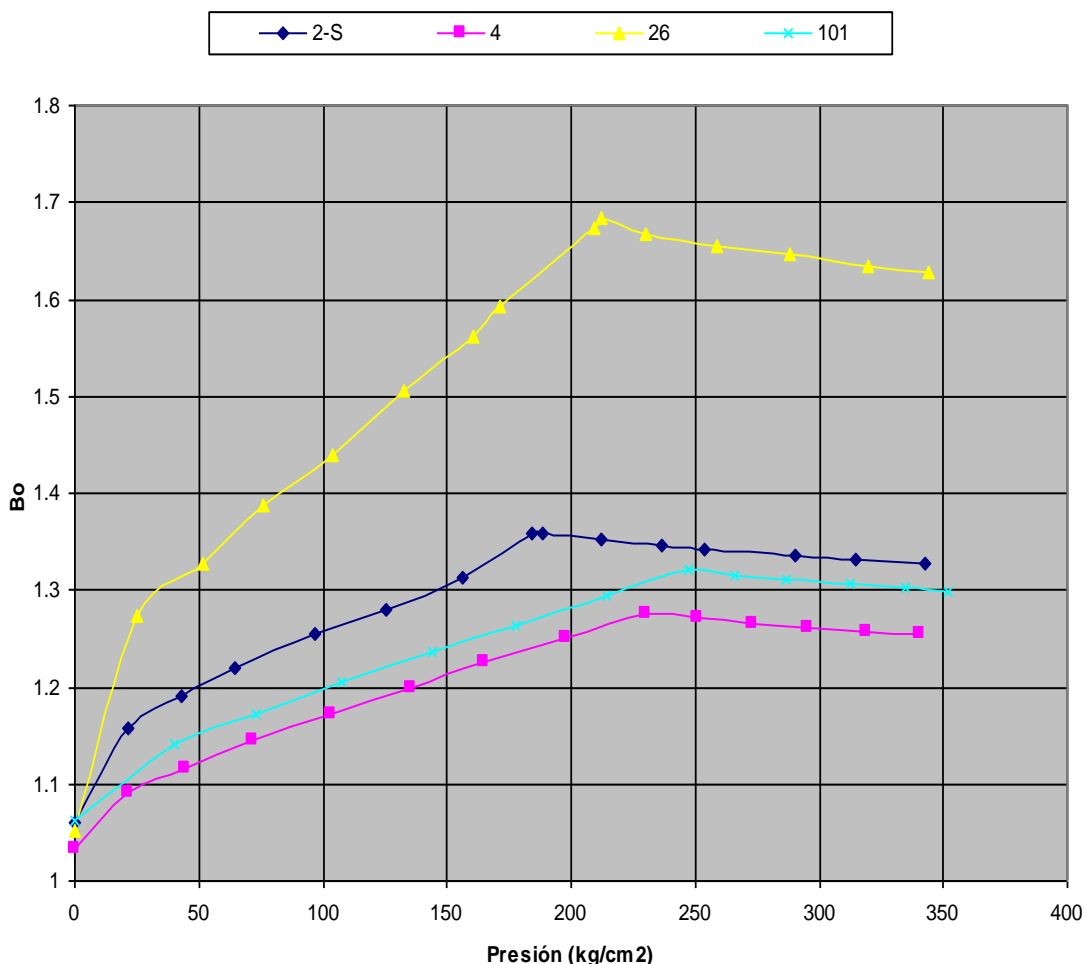
Pozo 101.- Presión de saturación (Ps) = 247.1 Kg/cm² a 95 °C, Presión al nivel medio de los disparos (Pnmd) = 295.3 Kg/cm².

5.4.1 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (Bo)

Está definido como el volumen de aceite con su gas disuelto, a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de aceite medido a condiciones de superficie, es decir:

$$B_o = \frac{(V_o \text{ con gas disuelto}) \text{ a c.y.}}{V_o \text{ a c.s.}} \left[\frac{m^3 \text{ a c.y.}}{m^3 \text{ a c.s.}} \right] \left[\frac{Bl \text{ a c.y.}}{Bl \text{ a c.s.}} \right] \dots\dots\dots 5.1$$

La Gráfica 5.5 muestra el comportamiento del Bo de los pozos mencionados del Campo Santuario; la presión inicial al realizar la prueba fue de alrededor de 350 kg/cm², de igual forma se puede ver que la presión de burbujeo se encuentra entre 180 y 250 kg/cm², el valor más alto de Bo es aproximadamente 1.68 m³/m³ el cual pertenece al pozo 26-S; cuando se abate totalmente la presión (P=0 kg/cm²) el valor de Bo tiende a 1.05 m³/m³.



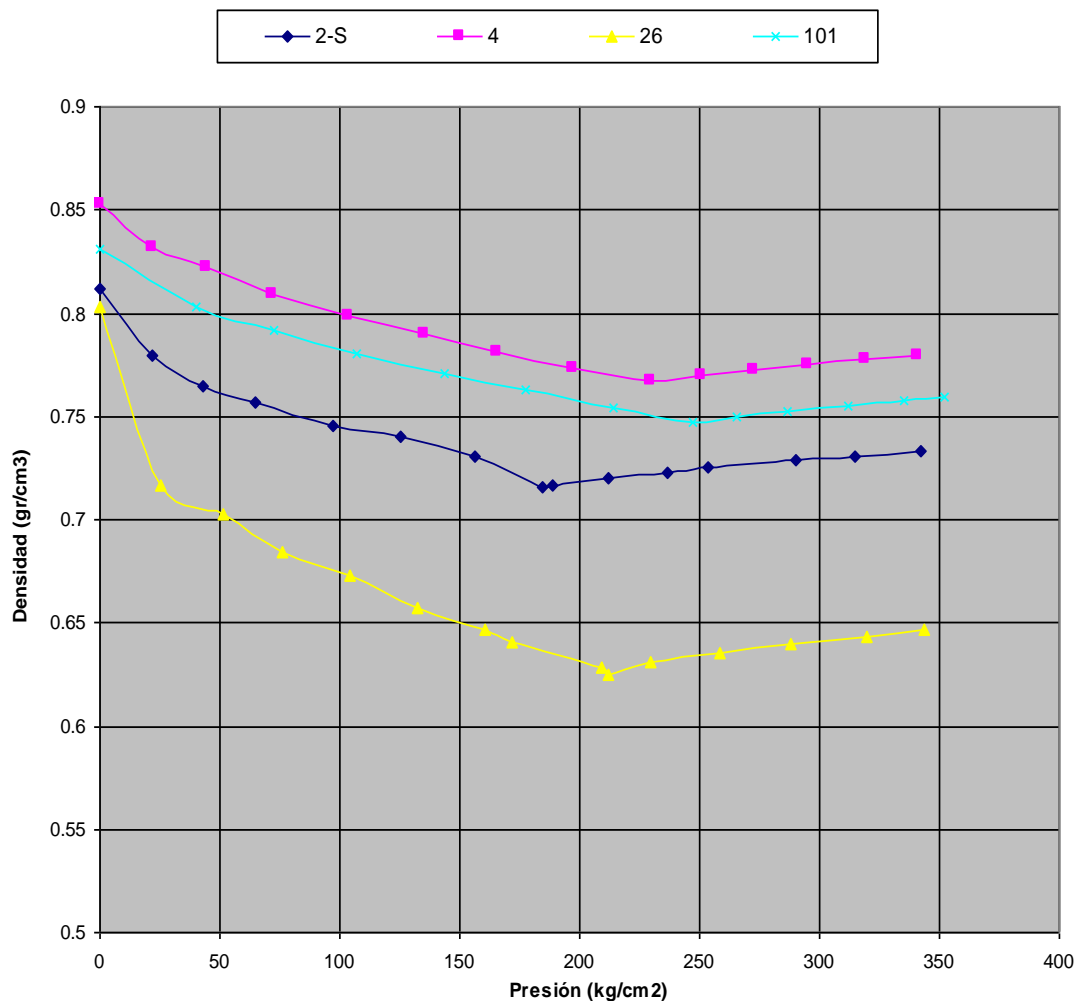
Gráfica 5. 5 Comportamiento del factor de volumen del aceite del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009)

5.4.2 DENSIDAD DEL ACEITE (ρ_o)

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto o gas en solución, entre su volumen; la densidad varía con la temperatura y presión. En la Gráfica 5.6 se muestra el comportamiento de la densidad del aceite de 4 pozos del Campo Santuario; la presión inicial de la prueba es aproximadamente 350 kg/cm², entre la presión de 180 y 250 kg/cm² se empieza a incrementar los valores de la densidad puesto que se está incrementando por arriba de la presión de burbujeo, cuando la presión es igual a 0 kg/cm², los valores de la densidad varían entre .8 y .85 gr/cm³.

Si las condiciones de presión y temperatura son tales que todo el gas disponible está disuelto (la presión está arriba de la presión de burbujeo a la temperatura de interés), al incrementar la presión, simplemente se comprimirá el líquido y aumentará su densidad.

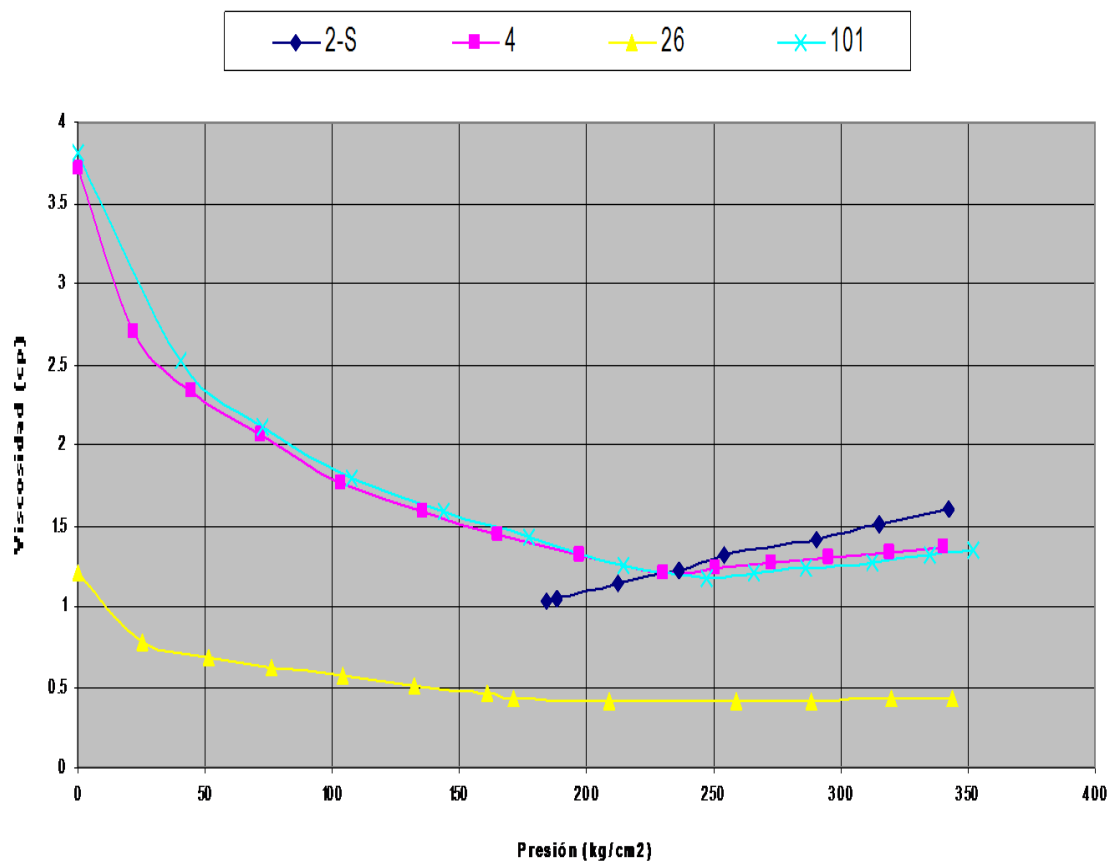
La densidad del aceite es un parámetro que, junto con el valor de la relación gas-aceite de producción y el color del líquido, ayudan a la identificación del tipo de fluido del yacimiento.



Gráfica 5. 6 Comportamiento de la densidad del aceite del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.4.3 VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_o)

Es una medida de la resistencia del aceite a fluir, la cual varía con la temperatura y presión. Es un parámetro necesario en algunas correlaciones utilizadas para el diseño de tuberías de producción, para determinar el valor de la movilidad del aceite. La Gráfica 5.7 muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite de 4 pozos del campo Santuario; la prueba inicia a la presión de 350 kg/cm², en dos casos se tiene una viscosidad aproximada a 1.25 cp cuando se alcanza el punto de burbuja, después se empieza a incrementar el valor de la viscosidad, en el momento que se tiene una presión de 0 kg/cm² los pozos Santuario 4 y 101 alcanzan valores de aproximadamente 3.75 cp y el pozo Santuario 26-S un valor de 1.25 cp.



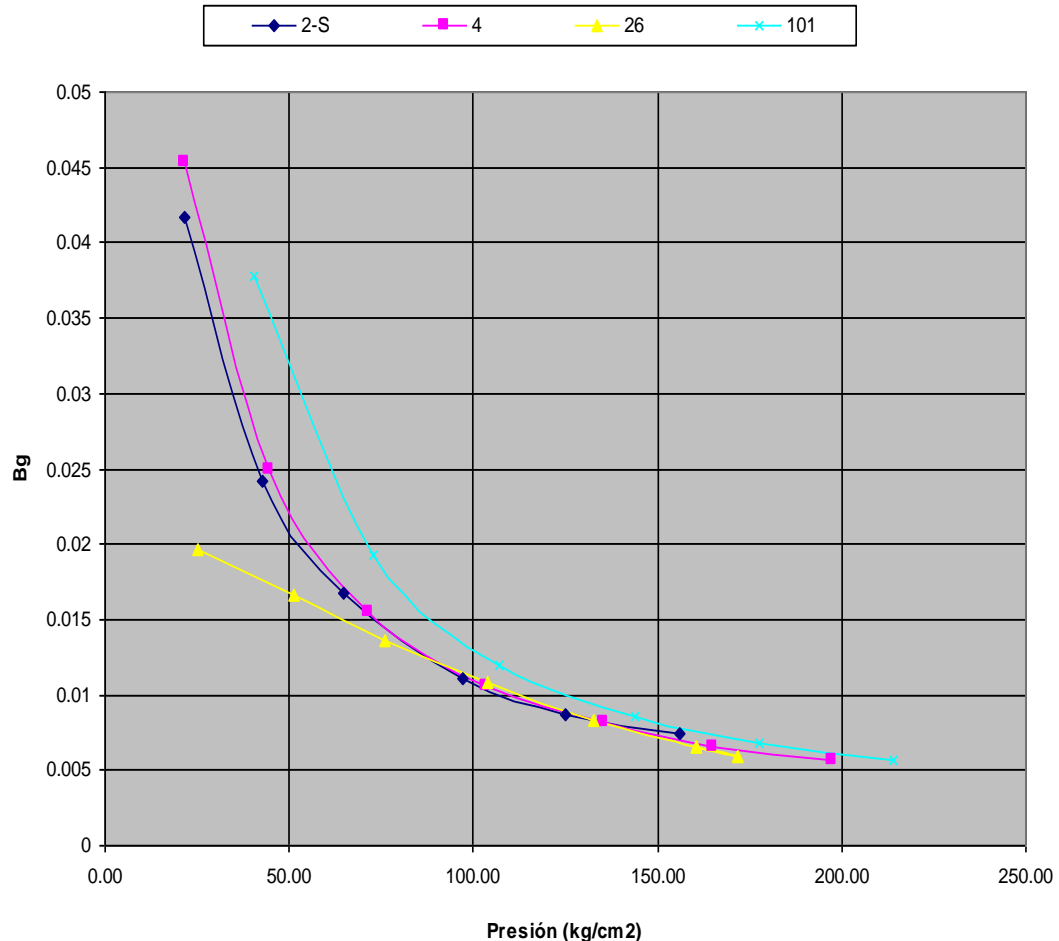
Gráfica 5. 7 Comportamiento de la viscosidad del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.4.4 FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (B_g)

Se define como el volumen de gas a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de gas a condiciones de superficie, es decir:

$$B_g = \frac{(V_g)_{a.c.y.}}{V_g}_{a.c.s.}, \left[\frac{m^3 \text{ a.c.y.}}{m^3 \text{ a.c.s.}} \right], \left[\frac{pie^3 \text{ a.c.y.}}{pie^3 \text{ a.c.s.}} \right] \dots \dots \dots (5.2)$$

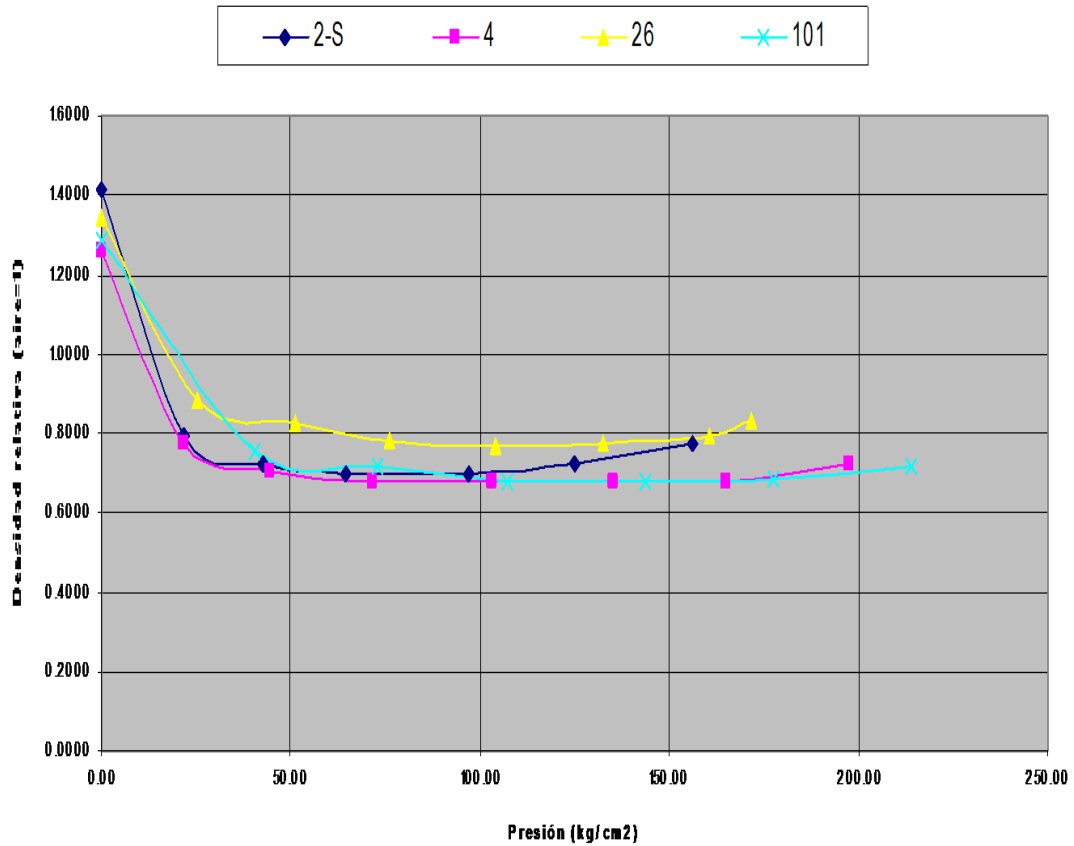
En la Gráfica 5.8 se muestra la variación del factor de volumen del gas de 4 pozos del campo Santuario con respecto a la presión y a la temperatura del yacimiento. Este parámetro es utilizado para determinar volúmenes de gas en la superficie y el yacimiento; la presión inicial de la prueba es de 200 kg/cm² debido a que a partir de este momento al disminuir la presión, el gas disuelto se comienza a liberar puesto que se tiene la certeza de que se ha llegado a la presión de burbujeo, donde se observa que los valores de Bg son aproximadamente .006 m³/m³, cuando se llega a la presión final de la prueba los pozos santuario 2-S, 4 y 101 alcanzan los valores más altos, los cuales varían entre .038 y .045 m³/m³ aproximadamente.



Gráfica 5. 8 Comportamiento del factor del volumen del gas del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.4.5 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (γ_g)

La densidad relativa es la relación que existe entre la densidad de un gas y la densidad del aire, si ésta presenta un valor superior a 1 indicará que el gas es más pesado que el aire. En la Gráfica 5.9 se muestra el comportamiento de la densidad relativa para 4 pozos del campo Santuario; la prueba se realiza a partir de presiones menores a 200 kg/cm², cuando se llega a la presión de 150 kg/cm² la densidad relativa del gas de los cuatro pozos fluctúa alrededor de .7 y .8, cuando la presión es igual a 0 kg/cm², se tienen valores de la densidad relativa del gas entre 1.25 y 1.4 aproximadamente.



Gráfica 5.9 Densidad relativa del gas del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.4.6 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE (Rs)

Es el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y a la temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar, cuya ecuación es:

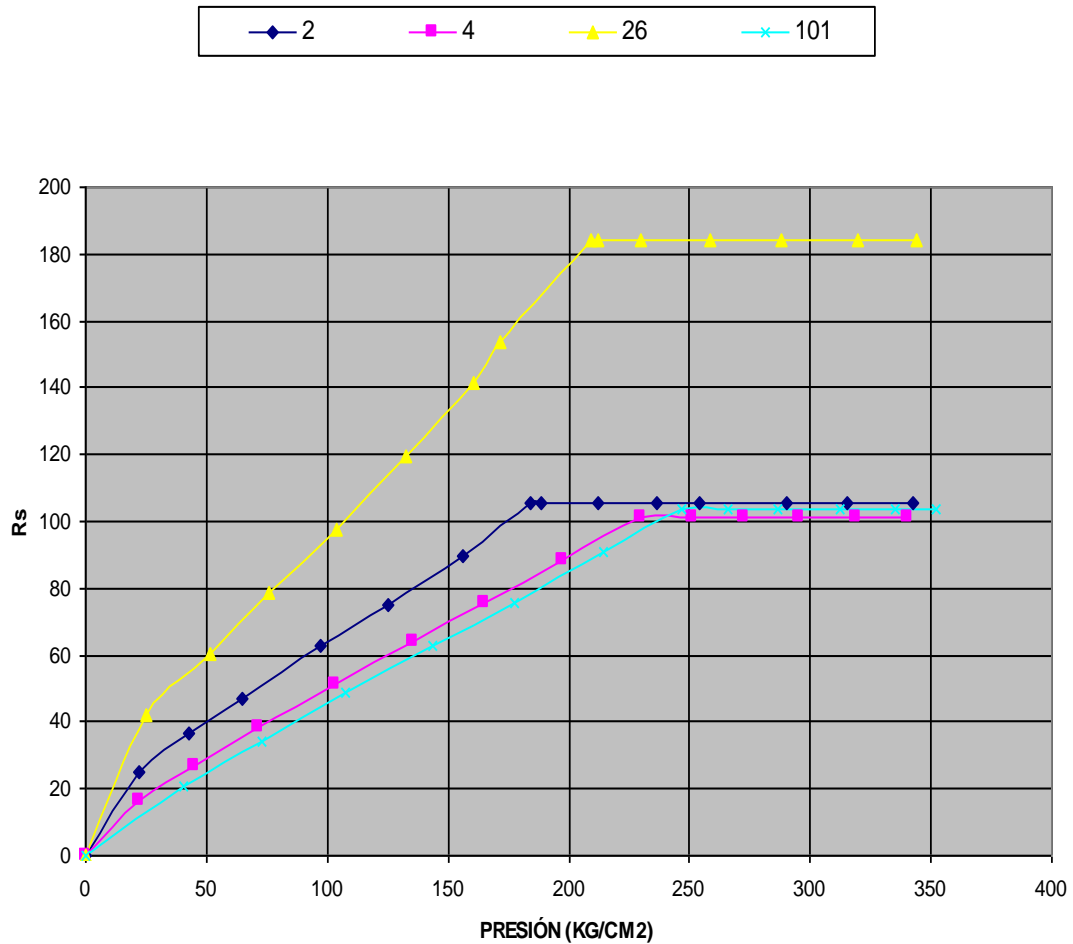
$$R_s = \frac{V_{gd} \text{ a c.s.}}{V_o \text{ a c.s.}} \quad \dots\dots\dots 5.3$$

Donde:

V_{gd} es el volumen de gas disuelto.

V_o es el volumen de aceite.

La Gráfica 5.10 muestra el comportamiento de la relación de solubilidad para 4 pozos del campo Santuario; la prueba inicia a la presión de 350 kg/cm², donde los pozos 2-S, 4 y 101 presentan valores de R_s alrededor de 100 ft³/bl, cuando se ha alcanzado el punto de burbuja para este caso entre 180 y 250 kg/cm², el gas comienza a liberarse y en consecuencia la R_s disminuye, cuando el gas se ha liberado totalmente (P=0 kg/cm²) la R_s tiende a cero.



Gráfica 5. 10 Relación de solubilidad (Rs) del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.4.7 PRESIÓN DE BURBUJEO (p_b)

Es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en un aceite bajo saturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión, provocará que el aceite libere el gas disuelto que contiene. La presión de burbujeo varía con la temperatura, para una mezcla particular de hidrocarburos. El valor de este parámetro, comparándolo con el de la presión inicial del yacimiento, es necesario para identificar si el yacimiento es saturado o bajo saturado.

De las muestras llevadas al laboratorio para todo el campo se determinó una presión promedio de saturación de 184.2 kg/cm^2 que comparada con la presión de fondo al nivel de muestreo de 199.3 kg/cm^2 , indica que se trata de un aceite bajo saturado.

A continuación se indica de manera resumida las principales características del yacimiento y de los fluidos del Campo Santuario

Edad: Plioceno Medio

Profundidad promedio: 3103 m

Pozos perforados: 48

Tipo de aceite: Negro, ligero
 Densidad promedio: 30 grados API
 Producción de aceite acumulada: 48.71 MMB
 Producción de gas acumulada: 37.33 BCF
 Porosidad promedio: 22%
 Permeabilidad: 53-667 md
 Saturación de agua promedio: 27%
 Factor de volumen de formación: 1.3589 m³/m³
 Viscosidad promedio: 1.0379 cp
 RGA: 105.5 m³/m³

5.5 SISTEMAS ARTIFICIALES

Los campos Terciarios que se están desarrollando utilizan el bombeo mecánico y el bombeo neumático como medio de levantamiento de los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie cuando el yacimiento ya no tiene la suficiente presión para hacerlo; en el Campo Santuario solo se ha implementado el bombeo mecánico, ya que por sus características es el más adecuado y económico, como se documenta más adelante.

5.5.1 BOMBEO NEUMÁTICO

El bombeo neumático es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se hace por medio de inyección de gas a una presión relativamente alta (250 psi mínimo) a través del espacio anular. El gas pasa a la TP a través de válvulas conectadas en uno o más puntos de inyección. El bombeo neumático se lleva a cabo por uno de los métodos siguientes:

- Bombeo continuo
- Bombeo intermitente

Bombeo Neumático Continuo

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la TP para airear o aligerar la columna de fluidos, hasta el punto en que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado. Para realizar esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se utiliza en pozos con IP mayor a 0.5 [bpd/psi] y presión de fondo fluyendo relativamente alta (columna hidrostática del orden de 50 % o más en relación a la profundidad del pozo). En pozos de este tipo la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20,000 [bpd] a través de TP comunes; si se explota por el espacio anular, es posible obtener más de 80,000 [bpd]. El diámetro interior de la TP rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el IP, la P_{wf} , el volumen y la presión del gas de inyección, así como las condiciones mecánicas, sean las ideales. Las ventajas que ofrece este sistema son, que el costo de inversión es bajo para pozos profundos, se puede aplicar en pozos desviados, las válvulas se pueden recuperar con línea de acero y pueden producir grandes volúmenes de fluido. Algunas de las desventajas es que requieren de una fuente continua de gas, se requieren niveles altos

de fluidos, la tubería de revestimiento debe de soportar la alta presión del gas y se requieren altos costos operativos al manejar gases amargos en la producción (Díaz, 2007).

Bombeo Neumático Intermitente

Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. Dicho gas es inyectado de la superficie al espacio anular por medio de un regulador, interruptor o por una combinación de ambos, para pasar posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la TP. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación acumulado dentro de la TP es expulsado al exterior en forma de tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, sólo una parte del volumen de aceite inicial es recuperado en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación (Díaz, 2007)

Después de que la válvula se cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluidos al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente, el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo intermitente es usado en pozos con volumen de aceite generalmente bajo o en pozos que tienen las siguientes características:

- a) Alto índice de productividad (mayor a 0.5 [bpd/psi]), baja presión de fondo, columna hidrostática del orden del 30 % o menor en relación a la profundidad.
- b) Bajo índice de productividad (menor a 0.5 [bpd/psi]), baja presión de fondo.

5.5.2 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico corresponde con un sistema artificial de producción, en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión; se usa una bomba de émbolo. El movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionado por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido se introduzca al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío. El desplazamiento de líquido y su descarga a través de la válvula viajera y de la tubería de descarga, se produce haciendo entrar nuevamente al émbolo. Este es el sistema más ampliamente usado en pozos someros y de profundidad media.

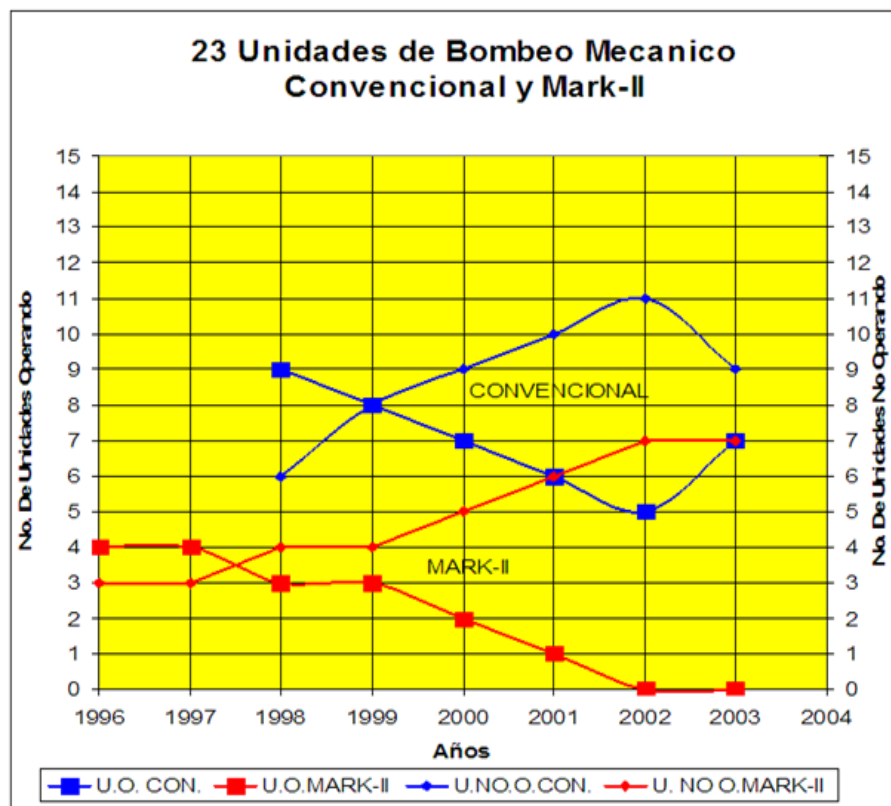
El bombeo mecánico al igual que los otros sistemas artificiales de producción, presentan ventajas y desventajas. Entre las ventajas tenemos que es de fácil diseño, las unidades pueden ser cambiadas a otros pozos, se adapta a agujeros reducidos, es flexible, ya que puede manejar diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo según vaya declinando su producción, es apto para aceites viscosos y de altas temperaturas. Entre las desventajas se tiene el problema que ocasiona la alta producción de sólidos, el no adaptarse para grandes profundidades y el resultar estorbo y muy pesado en operaciones costa afuera (Villegas, 2008).

En el campo santuario no hay ningún pozo que cuente con sistema neumático, pero sí con bombeo mecánico, en el 2004 se llevo a cabo un estudio técnico para optimizar equipos

de bombeo mecánico, se contaban con tres unidades operando, pero en este momento solo se tiene un pozo con bombeo mecánico.

5.5.3 ESTUDIO TÉCNICO PARA OPTIMIZAR EQUIPOS DE BOMBEO MECÁNICO

El objetivo del estudio es incrementar la producción en los pozos del Terciario, optimizando los que actualmente están operando con el sistema artificial de bombeo mecánico. Actualmente se encuentran operando 7 unidades de bombeo mecánico y 16 están fuera de operación. Algunos pozos se encuentran cerrados por fugas en el estopero, fallas mecánicas, por bombas desancladas y por no aportar fluido a la superficie. En la Gráfica 5.11 se muestra de manera esquemática las unidades de bombeo mecánico que están operando y cuales están sin operación, ya sea los que utilizan unidades convencionales y unidades Mark-II. De las 23 unidades que se tienen para los pozos del Terciario 16 son unidades convencionales y 7 son unidades Mark-II (PEMEX, 2009).



Gráfica 5. 11 Distribución de las unidades Convencionales y Mark-II en el Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

Los principales factores que afectan el funcionamiento del bombeo mecánico son: Candado de gas en la bomba de inserción, bomba desanclada, falta de nivel dinámico de fluidos en la bomba de inserción, válvulas de pie y viajera calzada, un incorrecto ajuste de la sarta de varillas, rotura de sarta de varillas, flotamiento de la sarta de varillas, tubería de producción rota y fisurada, bomba azolvada por arena o sólidos y fugas en el estopero-preventor (PEMEX, 2009).

Para la optimización del bombeo mecánico se requiere la siguiente toma de información:

- Medición correcta del volumen de aceite producido
- Tipo y diámetro de bomba operante
- Registro actualizado de gradientes y presión de fondo cerrado
- Verificar el índice de productividad de los pozos
- Toma de carta dinamométrica
- Validar en campo el correcto ajuste de la sarta de varillas.

El programa de optimización a nivel de pozo, se realiza tomando en cuenta lo siguiente:

- Validar en campo la correcta instalación de la unidad de bombeo mecánico.
- Validar en campo la medición de aceite producido
- Validar en campo la carrera con la que está operando la U.B.M.
- Tomar el nivel de fluidos por cada optimización de la U.B.M
- Tomar carta dinamométrica para ver el comportamiento del pozo
- Con un simulador, tratar de definir las condiciones de diseño del B.M. a las condiciones reales de operación.

En la Tabla 5.1 se muestra que el pozo Santuario 15D cuenta con equipo de bombeo mecánico operando, tiene un gasto bruto de 233 bpd, con un gasto neto de 132 bpd; el porcentaje de agua es de 43.24 % y se espera un incremento calculado de 15 bpd (el pozo de interés es el que corresponde al No. 2 de la tabla 5.1).

Tabla 5. 1 Relación de equipos operando en el Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

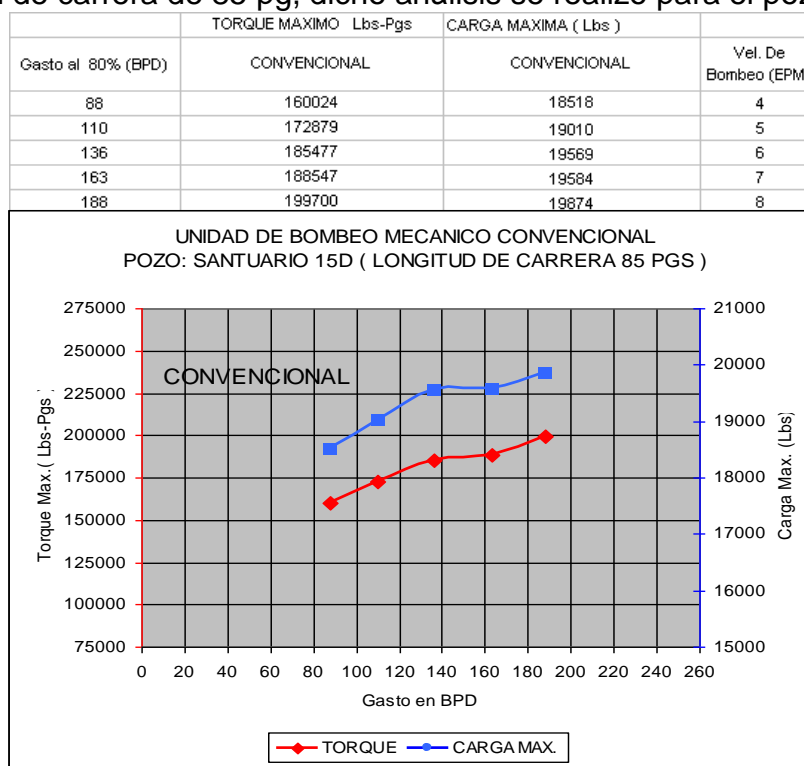
RELACIÓN DE EQUIPOS DE BOMBEO MECÁNICO OPERANDO								
(15/AGOSTO/2003)								
NO.	POZO	UNIDAD	FECHA DE LA ULTIMA PRODUCCIÓN	GASTO BRUTO (ULTIMA PRODUCCIÓN)	GASTO NETO (ULTIMA PRODUCCIÓN)	% DE AGUA	INCREMENTO CALCULADO	OBSERVACIONES
1	TUPILCO 132	C-320D-256-120	30/07/2003	88 BPD	82 BPD	7.14	100 BPD	OPERANDO
2	SANTUARIO 15D	C-320D-256-120	30/07/2003	233 BPD	132 BPD	43.24	15 BPD	OPERANDO
3	YAGUAL 1	C-320D-256-120	30/07/2003	164 BPD	164 BPD	0	60 BPD	OPERANDO
4	YAGUAL 101	C-320D-256-120	30/07/2003	201 BPD	201 BPD	0	70 BPD	OPERANDO

En la Tabla 5.2 se muestra que los pozos santuario 31 y santuario 35D cuentan con equipo de bombeo mecánico sin operar, el pozo santuario 31 tiene un gasto neto de 69 [bpd], 0 % de agua y fue cerrado debido al abatimiento del 100 % en el nivel del agua. Por otro lado, el pozo santuario 35D, tiene un gasto neto de 94 bpd, un porcentaje de agua de 21 % y se encuentra fuera de operación por baja presión en el fondo del pozo (los pozos de interés son los No. 13 y 14 de la tabla 5.2).

Tabla 5. 2 Relación de equipos sin operar en el Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

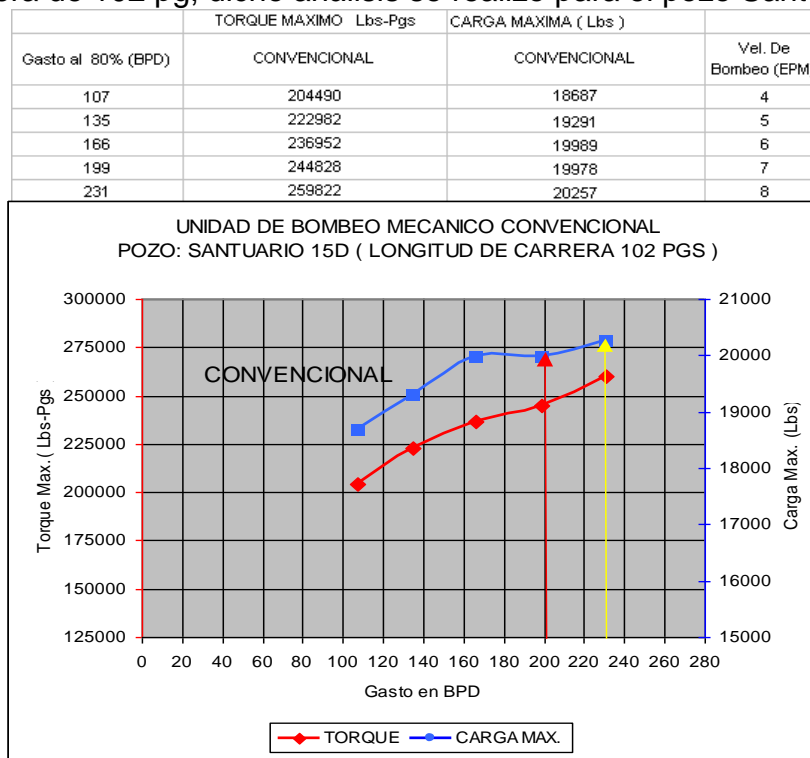
RELACION DE EQUIPOS DE BOMBEO MECÁNICO SIN OPERAR, POR ABATIMIENTO DE NIVEL DEL POZO Y POR FALLAS MECANICAS (15/AGOSTO/2003)							
NO.	POZO	UNIDAD	FECHA DE LA ULTIMA PRODUCCIÓN	FECHA DE CIERRE DEL POZO	GASTO NETO (ULTIMA PRODUCCIÓN)	% DE AGUA	OBSERVACIONES
1	AYAPA-3	LM-228D-213-100N	01/06/1998	20/08/1998	69 BPD	86	CERRADO POR ALTO % DE AGUA
2	GOLPE-19	M-228-256-120	17/02/2000	18/02/2000	6.28 BPD	66.7	FUERA DE OPERACIÓN POR VARILLAS ROTAS (FALLA DE BOMBA)
3	GOLPE-25	M-320D-256-120	25/01/2000	27/11/2001	6.28 BPD	50	FUERA DE OPERACIÓN POR FALLA EN EMBRAGE DEL MOTOR
4	GOLPE-39	M-228D-256-120	16/06/2002	07/10/2002	13 BPD	50	CDO POR FUGA EN EL ESTOPERO
5	GOLPE-5	M-320D-256-120	28/12/2001	30/12/2001	37 BPD	33.33	CERRADO POR FUGA EN EL ESTOPERO
6	GOLPE-62	M-320D-256-120	13/04/1998	14/04/1998	12 BPD	88	FUERA DE OPERACIÓN POR FALLA EN U.B.M.
7	GOLPE-99	M-320D-256-120	25/06/1998	13/07/1998	12 BPD	70	FUERA DE OPERACIÓN POR NO APORTAR
8	TINTAL-1S	LM-228D-213-100N	15/01/2001	16/01/2001	18 BPD	0	CERRADO POR ABATIMIENTO DE NIVEL
9	TINTAL-14	LM-228-213-100N	03/06/2000	12/06/2000	18 BPD	77	FUERA DE OPERACIÓN POR NO APORTAR
10	TINTAL-2	C-320D-256-120	04/10/2001	29/10/2001	50 BPD	75.76	FUERA DE OPERACIÓN POR NO APORTAR
11	TINTAL-3	LM-228-213-100N	24/02/2002	25/02/2002	12.57 BPD	77.78	CERRADO POR NO APORTAR
12	TINTAL-4	C-114D-143-40	02/04/2001	03/04/2001	82 BPD	7.14	FUERA DE OPERACIÓN POR FALTA DE NIVEL Y ROTURA DE VARILLAS.
13	SANTUARIO-31	LM-228D-213-100N	04/05/2003	14/05/2003	69 BPD	0	CERRADO POR ABATIMIENTO DE NIVEL 100% AGUA
14	SANTUARIO 35D	LM-228D-213-100N	09/06/2003	13/07/2003	94 BPD	21	FUERA DE OPERACIÓN (ESPERA REC. PRESIÓN)
15	TUPILCO-117	C-320D-256-120	14/08/2000	15/08/2000	6.28 BPD	50	FUERA DE OPERACIÓN POR ABATIMIENTO DE NIVEL

En la Gráfica 5.12 se muestran datos que corresponden al resultado de un análisis del torque máximo y la carga máxima, para una unidad de bombeo mecánico convencional con una longitud de carrera de 85 pg, dicho análisis se realizo para el pozo santuario 15D.



Gráfica 5. 12 Análisis al pozo Santuario 15D del Campo Santuario (Activo Integral Bellota.Jujo, PEMEX 2009).

De la misma forma se muestra en la Gráfica 5.13 los resultados de un análisis del torque máximo y la carga máxima, para una unidad de bombeo mecánico convencional con una longitud de carrera de 102 pg, dicho análisis se realizó para el pozo Santuario 15D.



Gráfica 5. 13 Análisis del pozo Santuario 15D del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

De los análisis realizados al pozo Santuario 15D se optó por utilizar el equipo de bombeo mecánico con una longitud de carrera de 102 pg, pues representaba un gasto alrededor de 233 bpd, que a su vez implicaría un incremento de 43 bpd, si se utilizara un equipo con longitud de carrera de 85 pg. La Tabla 5.3 muestra el inventario de equipos operando con bombeo mecánico para los pozos del Terciario (el pozo de interés es el No. 2 de la Tabla 5.3).

Tabla 5. 3 Relación de inventario de pozos operando con Bombeo Mecánico en el Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

UBM	DESCRIPCION	BOMBA		No. DE VARILLAS				MOTOR		CONTRAPESOS	PESO CONTRAP. (LB)	LONG. DE CARRERA	CRANK'S	ACCESORIOS	UBICACION	OBSERVACIONES
	A.P.I. DE BOMBAS	TIPO	DIAM.	1"	7/8"	3/4"	PONYS	TIPO	H.P.							
1	C-3200D-258-120	25-175-RHEM-22-8-2-003	INSER.	1 3/4"	84	140	(1) 7/8" (1.20M)	C.I.	40	(2) 54RO (2) 54RA	4,384	120"-102-85	8495CL	COMPLETO	TUPILCO-132	OPERANDO
2	C-3200D-258-120	25-175-RHEM-18-8-2-003	INSER.	1 3/4"	82	83	(4) 1" (20FT)	C.I.	40	(4) 1RO (4) 1S	10,852	120"-102-85	8495C	COMPLETO	SANTUARIO-15D	OPERANDO
3	LM-2280D-213-100N	20-125-RHEM-15-5-2-003	INSER.	1 1/4"	48	108	(2) 1" (14FT)	C.I.	40	(2) 1RO	4,150	100-88"-73	7478C	COMPLETO	TINTAL-19	OPERANDO
4	C-3200D-258-120	25-175-RHEM-18-8-2-003	INSER.	1 3/4"	85	97	(3) 1" (14FT)	C.I.	40	(4) 1RO (4) 1S	10,852	120"-102-85	8495CL	COMPLETO	YAGUAL-1	OPERANDO

La Figura 5.6 ilustra de manera esquemática el estado mecánico del pozo Santuario 15D, el cual tiene una tubería de producción de 2 7/8 pg, un empacador de 7 5/8 pg a una profundidad de 3191 m y la bomba de inserción esta a 2494 m.

ESTADO MECANICO ACTUAL

POZO: SANTUARIO 15D

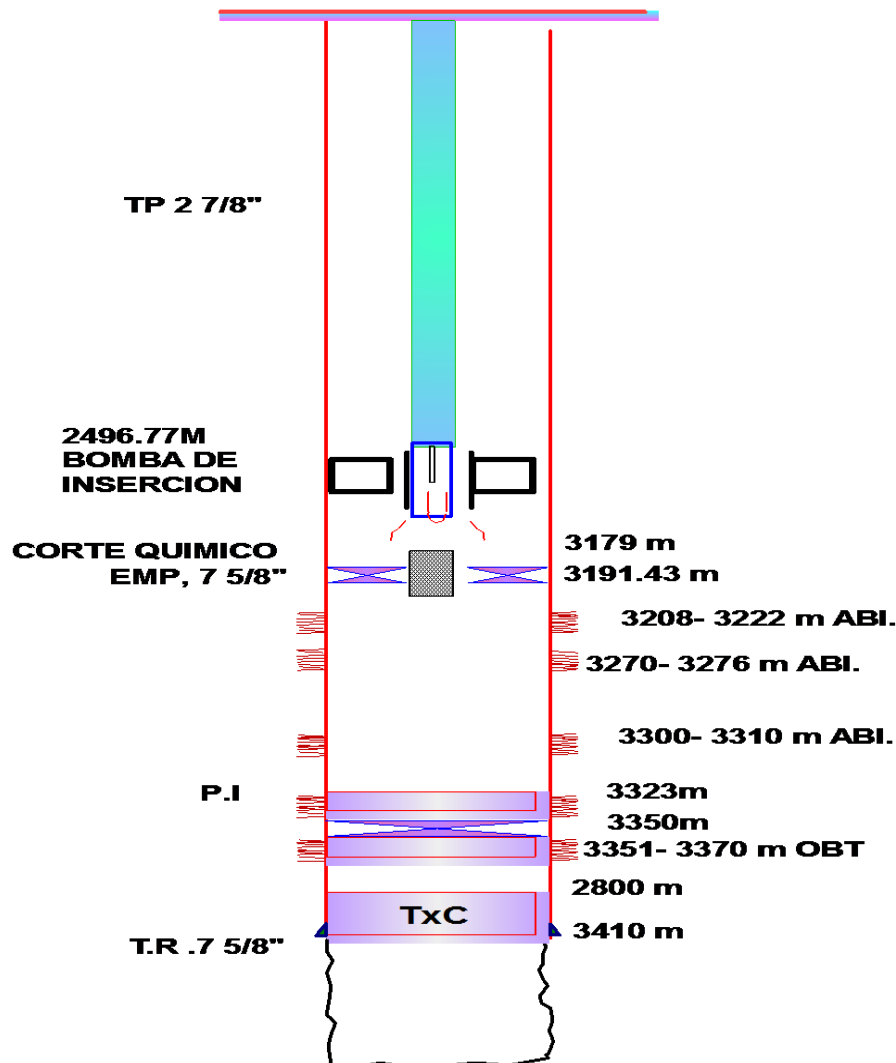


Figura 5.6 Estado Mecánico del pozo Santuario 15D del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

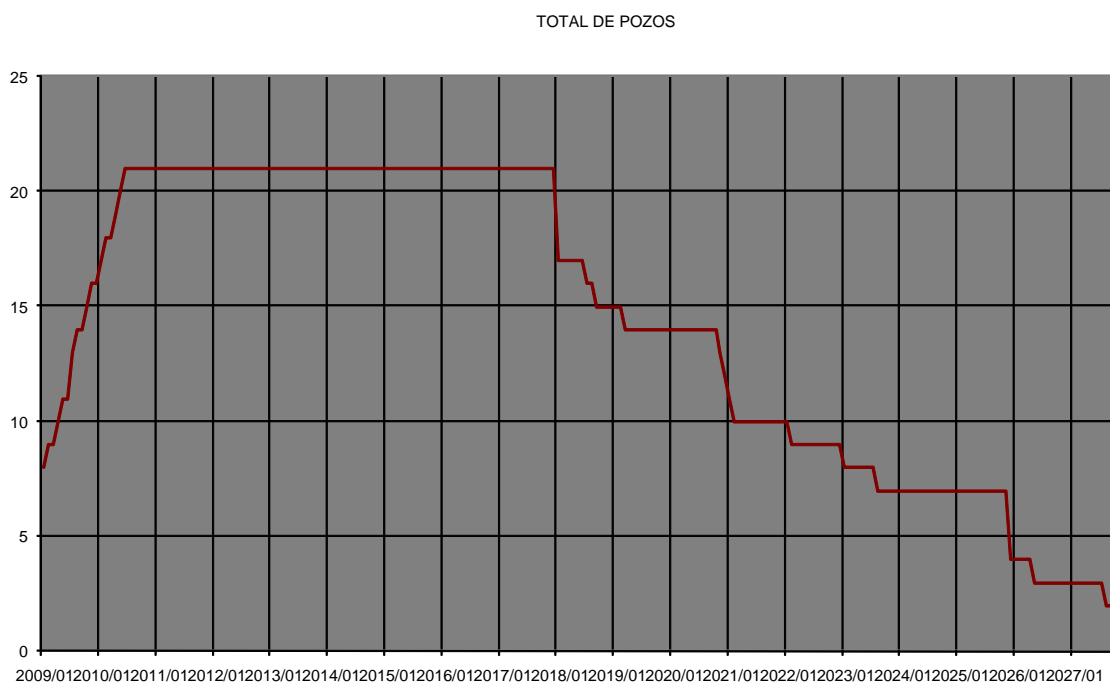
5.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Tomando como base el estudio geológico realizado en 1975, en mayo de 1981 se llevó a cabo la revisión de las condiciones de explotación que tenían los principales yacimientos de este campo, se actualizaron y modificaron las configuraciones de cimbras de las arenas, se determinaron los contactos agua – aceite originales y la profundidad media de cada yacimiento seleccionado.

Es importante hacer notar que el proyecto no se realizó completamente debido a que el comportamiento de estos yacimientos acusan la presencia de un acuífero asociado suficientemente activo, que por sí solo, es suficiente para realizar un barrido bastante eficiente, que haría poco rentable la aplicación del proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, principalmente en los yacimientos importantes ubicados en el área terrestre, en especial los correspondientes a las arenas del Bloque I.

5.7 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

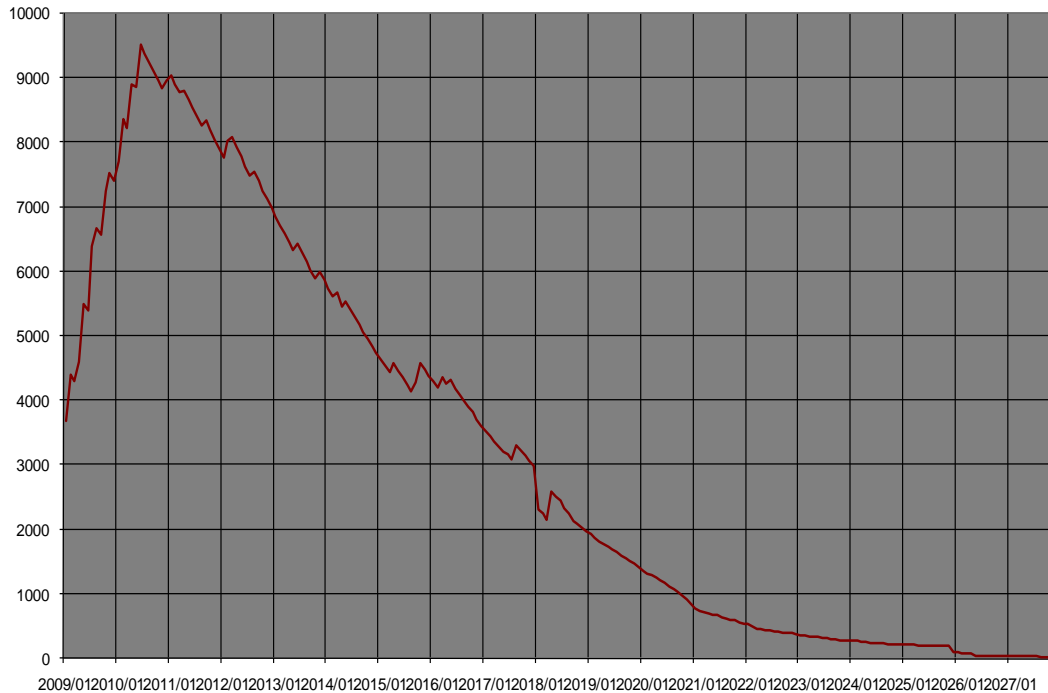
En el campo Santuario y en general para los campos del Terciario, se está manejando un proyecto de inversión importante; para este campo, el mayor número de pozos perforados se tendrá a mediados de 2010, contando con un total de 21 pozos productores y se espera que los 21 pozos permanezcan produciendo hasta finales del 2017. Por esta razón se espera también que la mayor producción sea en el año 2010. En la Gráfica 5.14 se muestra el comportamiento de los pozos que estarán produciendo durante esta etapa de explotación.



Gráfica 5. 14 Pozos productores del Campo Santuario del año 2009 al 2027 (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

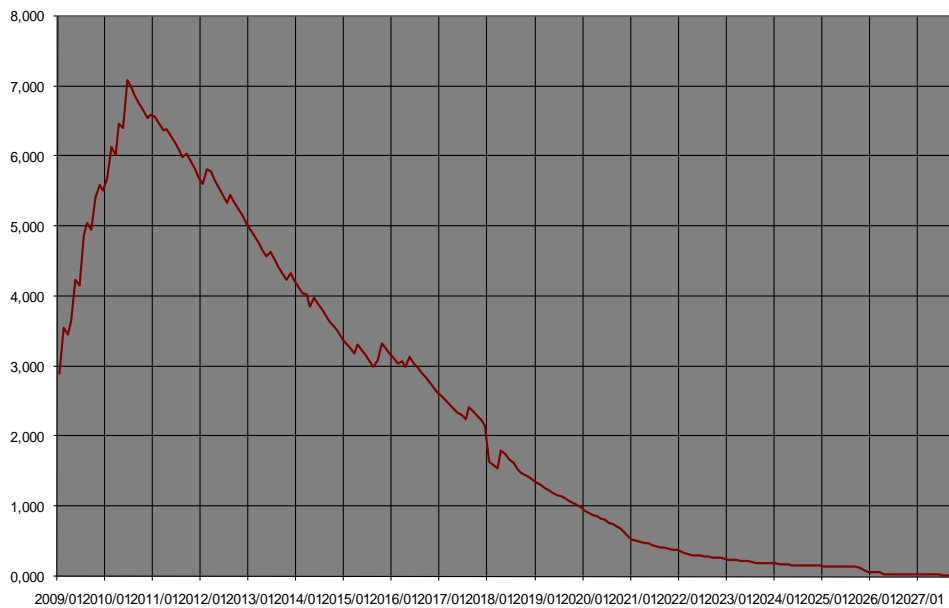
En la Gráfica 5.15 se muestran los pronósticos de producción de aceite en [bpd] del campo santuario pudiéndose observar que la mayor producción probablemente se alcanzará a mediados del 2010, llegando a producir cerca de 9517 [bpd]. También se puede ver que el campo llegara al final de su vida productiva en el 2017.

A reserva de aplicar nuevas tecnologías y mejores prácticas en la recuperación secundaria de hidrocarburos; se estima que la declinación en la producción de aceite será entre un 13 y 15 % anual.



Gráfica 5. 15 Pronóstico de producción de aceite del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

En cuanto a la producción de gas, el pronóstico en millones de pies cúbicos del campo se presenta en la Gráfica 5.16 y puede observarse que la mayor producción ocurrirá en julio de 2010, llegando a producir 7.08 [mmpcd]; se estima que la declinación en la producción de gas será de 12 a 14 % anual.



Gráfica 5. 16 Pronóstico de producción de gas del Campo Santuario (Activo Integral Bellota-Jujo, PEMEX 2009).

5.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este subtema se explicarán algunos conceptos de evaluación económica y se ejemplificará de forma breve un proyecto de inversión que se está realizando en el Campo Santuario bajo la Coordinación del Activo Integral Bellota-Jujo en las oficinas de Comalcalco, Tabasco; en donde se pretende perforar 10 pozos en un periodo de 3 años (2007-2010), y se estima que los pozos llegarán a ser productores hasta el año 2027.

5.8.1 ESTUDIO FINANCIERO

Para que el proyecto tenga éxito se debe realizar asignaciones importantes de recursos económicos al proyecto, sólo si se espera en un futuro recuperar una cantidad mayor a la erogación realizada, es decir, se espera obtener utilidades de acuerdo con el monto de la inversión y el riesgo que se corra. La utilidad puede definirse como el resultado de la productividad de la inversión del capital y esta deberá darse de acuerdo con los resultados de las operaciones del negocio y a las expectativas de PEMEX. Los encargados de administrar los recursos financieros de la empresa, deberán tener presente que como consecuencia del uso del capital, requerirán obtener una utilidad, de lo anterior se infiere la existencia del costo del capital, que puede definirse como la tasa de rendimiento que deberán recibir los que aporten los recursos. La tasa de rendimiento mínima fijada por la empresa se puede determinar con base en aspectos internos y externos, es decir tomando en cuenta los porcentajes de utilidad que ella misma generará y los créditos de los mercados de capitales, respectivamente. Esto es de suma importancia para efectuar la evaluación del proyecto de inversión. El estudio financiero tiene como finalidad demostrar que existen recursos suficientes para llevar a cabo el proyecto de inversión, así como de un beneficio, en otras palabras, que el costo del capital invertido será menor que el rendimiento que dicho capital obtendrá en el horizonte económico (periodo de tiempo dentro del que se considera que los efectos de la inversión son significativos). La información que deberá contener el estudio financiero consta de las siguientes partes (Glinz, 2006):

El presupuesto de los recursos financieros necesarios para el desarrollo del proyecto en su totalidad.

La determinación y evaluación de los flujos de efectivo presupuestados con base en los métodos del periodo de recuperación, valor presente neto y una tasa interna de retorno; además de las condiciones de riesgo e incertidumbre existentes.

El plan de financiamiento, indica si las fuentes de recursos serán internas (utilidades capitalizables, depreciación, amortización, incremento de pasivos, etc.) y/o externas (crédito bancario, préstamos de empresas afiliadas o accionistas, etc.)

El análisis de sensibilidad, se refiere a los cambios de uno o más factores dentro de ciertos rangos lógicos; el objetivo es forzar al proyecto para asegurar al máximo posible su rentabilidad. Se deben considerar los siguientes factores:

- a) Horizonte económico.
- b) Volumen de producción y precio del producto.
- c) Costos y gastos.
- d) Tasa mínima de rendimiento definida.
- e) El flujo del proyecto, con base en criterios muy conservadores, probables y optimistas.

f) El plan de implantación: es aquí donde se establecen los elementos cuantificables y no cuantificables del proyecto.

En el plan de implantación se establecen los elementos cuantificables y no cuantificables del proyecto, consiste en realizar un programa de actividades calendarizado, donde se determinen los cursos de acción que habrán de seguirse, mediante el establecimiento de los principios que deberán normarlo, la sucesión ordenada de las operaciones para llevarlo a cabo y la fijación de tiempos y montos necesarios para su desarrollo. Existen diferentes procedimientos para la formalización de los planes de ejecución y son los siguientes (Glinz, 2006):

- Manuales de políticas y procedimientos por área funcional
- Diagrama de flujo de procedimientos y procesos
- Presupuestos

En la Figura 5.7 se muestra el diagrama correspondiente al estudio financiero.

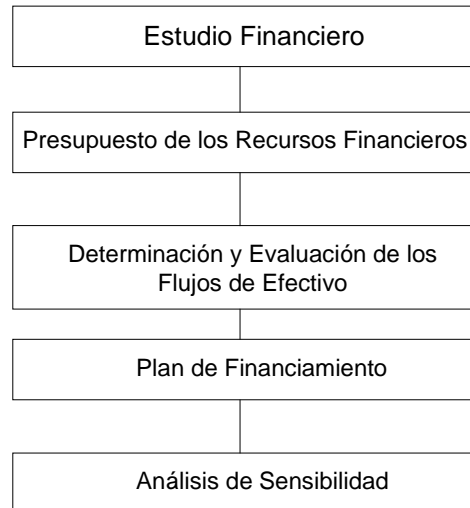


Figura 5. 7 Esquema del estudio financiero (Glinz, UNAM 2006).

5.8.2 FLUJO DE EFECTIVO

El primer concepto que se deberá abordar es el flujo de efectivo, el cual se compone de cuatro elementos básicos:

1. Los egresos de fondos o inversiones.
2. Los ingresos y los egresos de operación.
3. El momento en que ocurren estos ingresos y egresos.
4. El valor de desecho o salvamento del proyecto.

Los egresos de fondos o inversiones corresponden a las inversiones requeridas desde la puesta en marcha del proyecto hasta su terminación o abandono. Para citar algunos ejemplos se tienen: La perforación de pozos, infraestructura requerida, equipo necesario (compresores, bombas, etc.). *Los ingresos y egresos de operación* constituyen todas las

entradas y salidas reales de la caja. En este rubro los ingresos corresponden principalmente a la producción obtenida multiplicada por el precio. Los egresos se conforman con los costos de operación y mantenimiento, que incluyen los costos de transporte entre otros. *El momento en que ocurren los ingresos y los egresos* dependen de la planeación integral del proyecto, particularmente de los programas de perforación, de producción, de adquisiciones, de mantenimiento, etc. *El valor del desecho o salvamento del proyecto* corresponde a los ingresos derivados del valor de rescate de algunos activos y a los egresos realizados al finalizar el proyecto, como el costo del desmantelamiento de plataformas (Glinz, 2006).

5.8.3 ESTRUCTURA DE UN FLUJO DE EFECTIVO

La construcción de los flujos de efectivo o flujos de caja pueden basarse en una estructura general que se aplica a cualquier finalidad del estudio de proyectos. Para un proyecto que busca medir la rentabilidad de la inversión, el ordenamiento propuesto es el que se muestra en la Tabla 5.4.

Tabla 5. 4 Descripción del flujo de efectivo (Glinz, UNAM 2006).

+ Ingresos afectos a impuestos
- Egresos afectos a impuestos
- Gastos no desembolsables
= Utilidad antes de impuestos
- Impuesto
= Utilidad después de impuestos
+ Ajustes por gastos no desembolsables
- Egresos no afectos a impuestos
+ Beneficios por no afectos a impuestos
= Flujo de efectivo o de caja

Los ingresos y egresos afectos a impuestos son todos aquellos que aumentan o disminuyen la utilidad contable de la empresa, como el valor económico de la producción. Los gastos no desembolsables son los gastos que para fines de tributación son deducibles, pero que no ocasionan salidas de caja, como la depreciación de equipos. Los egresos no afectos a impuestos son las inversiones, ya que no aumentan ni disminuyen la riqueza contable de la empresa. Generalmente es sólo un cambio de activos (equipo por dinero) o un aumento simultáneo de un activo con un pasivo (máquina y endeudamiento). Los beneficios no afectos a impuestos son el valor de desecho del proyecto (venta de una plataforma como chatarra, al finalizar si vida útil). Para presentar una perspectiva clara y en el caso de los proyectos petroleros se considerarán los flujos de caja antes de impuestos, como se muestra a continuación (Glinz, 2006):

+ Ingresos
- Egresos
= Flujo de caja

En donde los ingresos incluyen el valor de la producción o ventas, el valor de rescate de los activos y los egresos incluyen todos los costos asociados al proyecto, y por supuesto las inversiones necesarias para el desarrollo de estudios, la perforación de pozos y la infraestructura necesaria.

5.8.4 MÉTODO DEL VALOR PRESENTE

El método del valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial (Glinz, 2006). Para comprender mejor esta definición, a continuación se muestra la fórmula utilizada para evaluar el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión:

$$VPN = S_0 + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \dots\dots\dots 5.4$$

Donde:

- VPN = Valor presente neto
- S_0 = Inversión inicial
- S_t = Flujo de efectivo neto del periodo t
- n = Número de periodos de vida del proyecto
- i = Tasa de recuperación mínima atractiva

Conviene mencionar que el valor presente neto nos indica la utilidad o la pérdida que se obtendrá de un proyecto de inversión, en estos casos conviene conocer la siguiente regla:

- Si el $VPN > 0$ el proyecto es rentable (se esperan ganancias).
- Si el $VPN = 0$ el proyecto no gana pero tampoco pierde. (al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa empleada).
- Si el $VPN < 0$ el proyecto no es rentable (se esperan pérdidas).

Es importante mencionar que otro criterio discriminante es el análisis de la siguiente razón: VPN / VPI

En donde el VPI es el valor presente de la inversión; esta razón nos indica cual es la utilidad por cada unidad monetaria invertida y se conoce como índice de utilidad.

5.8.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMPO SANTUARIO

En el Campo Santuario se tiene programado realizar la perforación y terminación de 10 de pozos en el periodo 2007-2010. Las perforaciones en su mayoría serán direccionales, pero también se llevo a cabo la perforación de 4 pozos multilaterales; y para el caso de las terminaciones todas fueron de tipo doble. El tiempo promedio para las perforaciones es de 60 a 80 días de operación y para las terminaciones es de 5 a 10 días. Con base a lo anterior se estima un promedio de 70 a 90 días por pozo en operaciones de perforación y terminación. El costo de cada pozo varía de 70 a 90 mm de pesos. La evaluación

económica fue realizada con base en las premisas institucionales con las que se trabajo para el Proyecto El Golpe-Puerto Ceiba a un periodo de 24 meses. En la Tabla 5.5 se presentan los parámetros más importantes como son los costos, el VPN, el VPI, el VPN/VPI, la TIR y el tiempo de recuperación de la inversión, que es un factor importante para decidir si conviene realizar el proyecto que en este caso es de 8 meses, lo cual hace pensar que el proyecto es rentable y representará ganancias para PEMEX, ya que se espera explotarlo hasta el 2027.

Tabla 5. 5 Evaluación económica del Campo Santuario (Coordinación de Evaluación y Planeación Comalcalco, PEMEX 2009).

Campo	Pozo	Costo (MM\$)	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI (\$/\$)	Periodo de recuper. (Meses)	TIR (%)
Santuario	28H	90.0	112.9	90.0	1.3	8.0	12%
	208	90.0	112.9	90.0	1.3	8.0	12%
	18	90.0	112.9	90.0	1.3	8.0	12%
	17-T	70.0	92.3	70.0	1.3	8.0	12%
	3-T	70.0	92.3	70.0	1.3	8.0	12%
	31-T	70.0	92.3	70.0	1.3	8.0	12%
	34-T	70.0	92.3	70.0	1.3	8.0	12%
	35-T	70.0	92.3	70.0	1.3	8.0	12%
	304	70.0	92.3	70.0	1.3	8.0	12%
	305	90.0	112.9	90.0	1.3	8.0	12%

En la Tabla 5.6 se presentan las premisas económicas que se utilizaron para poder llevar a cabo los cálculos anteriores de la evaluación económica.

Tabla 5. 6 Premisas económicas (Coordinación de evaluación y planeación Comalcalco, PEMEX 2009).

Precio Aceite (Dls/Bl)	Precio Gas (Dls/MPC)	Costo Variable (Dls/BPCE)	BOE (mpc/bl)	Costo Transporte (Dls/BPCE)	Costo Variable (Dls/BPCE)	Costo Fijo (DLs/Pozo/año)	Costo Variable+Transporte (Dls/BPCE)
29.0	5.0	0.39	5.053	0.1	1.66	274,683	1.76

5.9 RESERVAS

- ◆ El petróleo es la principal fuente de energía a nivel mundial y es el factor clave en el desarrollo continuo de las economías del mundo. Es esencial para la futura planeación, de los gobiernos y los industriales, que deben tener claro sobre la evaluación de las cantidades de aceite y gas disponibles para producción.
- ◆ Tales cantidades son definidas como reservas y su evaluación es de considerable importancia para los gobiernos, agencias internacionales, economistas, banqueros y la industria internacional de energía.
- ◆ Los trabajos efectuados por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y World Petroleum Council (WPC) en forma independiente para definir las reservas

de petróleo, con definiciones similares, fueron introducidas a principios de 1987, las cuales han llegado a ser las más aceptadas para la clasificación de reservas en la Industria Petrolera Mundial.

La Figura 5.8 es un esquema de la clasificación de los volúmenes originales de hidrocarburos de acuerdo con la Society of Petroleum Engineers (SPE, 1994).

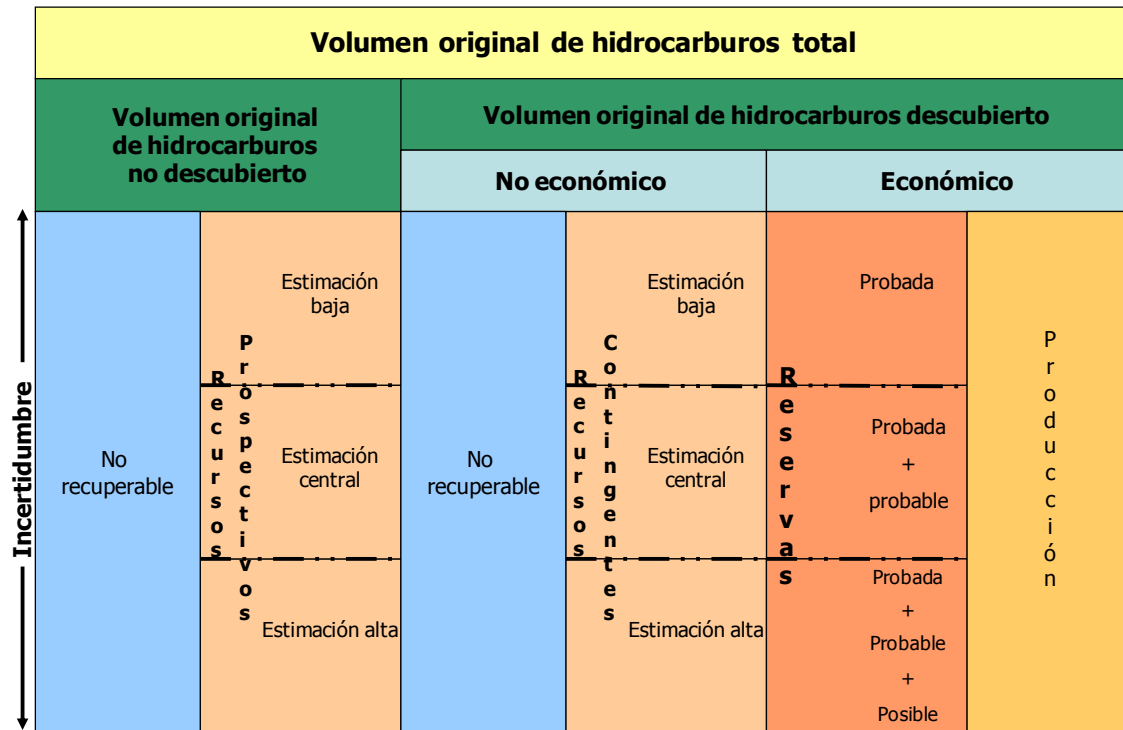


Figura 5. 8 Clasificación del volumen original (SPE, 1994).

5.9.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

Es la cantidad de hidrocarburos estimada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estiman potencialmente recuperables. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio y en analogías con áreas donde el volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, y en ocasiones hasta producido (SPE, 1994).

5.9.2 RECURSOS CONTINGENTES

Son aquellas cantidades de hidrocarburos, estimadas a una fecha dada; que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que, bajo las condiciones económicas de evaluación a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, descubrimientos alejados de las instalaciones de proceso ó acumulaciones donde no exista un mercado para comercializar lo producido (SPE, 1994). La Figura 5.9 es un esquema de la clasificación de las reservas.

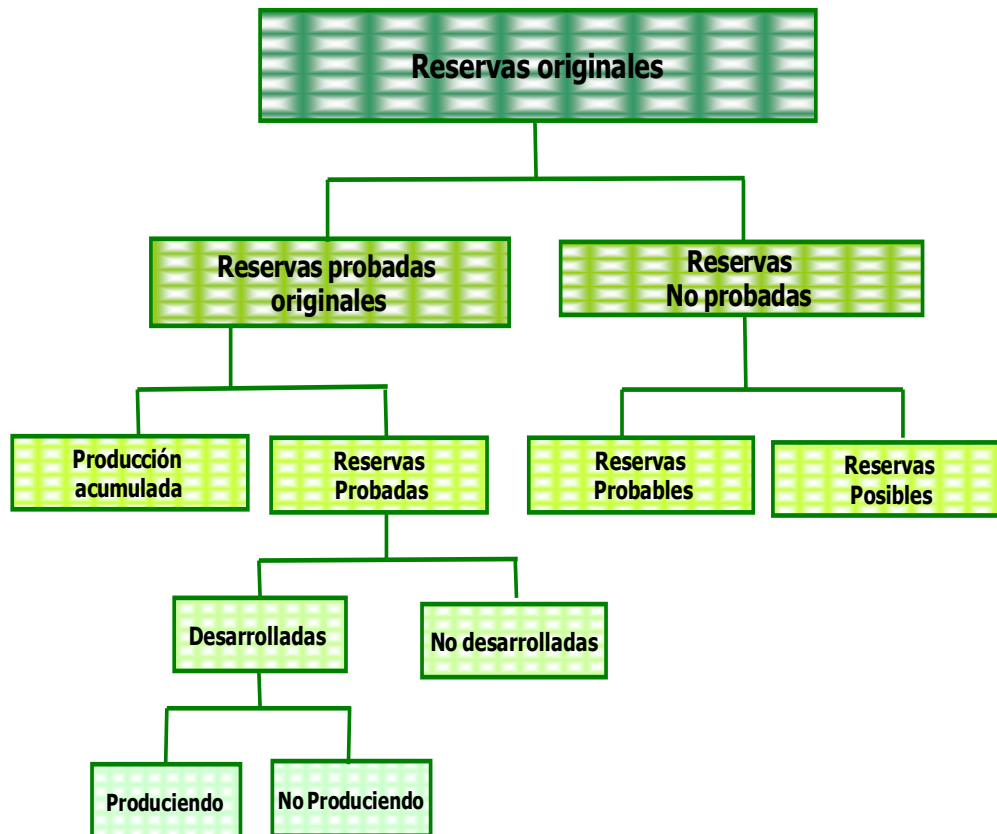


Figura 5. 9 Clasificación de las reservas (SPE, 1994).

5.9.3 RESERVAS PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, y bajo condiciones económicas y de operación existente, en una fecha específica que se estima serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable, y que han sido identificados por medio de análisis de información geológica y de ingeniería.

Algunas veces, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área.

Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo

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

Reservas Probadas Desarrolladas No Produciendo

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

5.9.4 RESERVAS NO DESARROLLADAS

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

Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado.

5.9.5 RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

5.9.6 RESERVAS POSIBLES

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

5.9.7 RESERVAS DEL CAMPO SANTUARIO

Las reservas del campo Santuario al 1º de enero de 2009, son las que se indican a continuación, siendo un Campo productor en la Formación Concepción Superior; el yacimiento es de aceite negro, la edad del yacimiento es del Mioceno y la densidad media del aceite es 30 °API.

El campo tiene una producción acumulada de aceite de 51.31 mmb a condiciones atmosféricas y una producción acumulada de gas a boca de pozo de 39.02 mmmpc a condiciones atmosféricas.

Tiene un volumen original de aceite a condiciones atmosféricas de 242.37 mmb y para el gas natural 140.72 mmpc.

La reserva original estimada de aceite es 74.05 mmb y para el gas natural 55.08 mmmpc ambos a condiciones atmosféricas.

La reserva remanente de aceite es de 22.74 mmb y de gas natural 16.06 mmmpc ambos a condiciones atmosféricas.

El total de petróleo crudo equivalente es de 22.74 mmb a condiciones atmosféricas.

El factor de recuperación para el aceite es 30.55 %; y para el gas 39.14 %.

En la Tabla 5.7 se muestran los valores en forma resumida de las reservas del campo Santuario al 1º de enero de 2009.

Tabla 5. 7 Reservas del Campo Santuario (PEMEX, 2009).

		P	PP	PPP	
Volumen original a condiciones atmosféricas					
Crudo	mmb@ca	242.37	242.37	242.37	mmstb
Gas natural	mmmpc@ca	140.72	140.72	140.72	bscf
Reserva original estimada					
Crudo	mmb@ca	74.05	74.05	74.05	mmstb
Gas natural	mmmpc@ca	55.08	55.08	55.08	bscf
Reserva remanente					
Crudo	mmb@ca	22.74	22.74	22.74	mmstb
Gas natural	mmmpc@ca	16.06	16.06	16.06	bscf
Gas disponible para venta a Pemex Gas					
Condensado	mmb@ca	0.00	0.00	0.00	mmstb
Líquidos de planta	mmb@ca	0.00	0.00	0.00	mmstb
Gas seco	mmmpc@ca	0.00	0.00	0.00	bscf
Total de petróleo crudo equivalente					
Crudo	mmb@ca	22.74	22.74	22.74	mmstb
Condensado	mmb@ca	0.00	0.00	0.00	mmstb

- El área petrolera de Chiapas-Tabasco cuenta aproximadamente con una extensión territorial de 9000 Km², se ubica en el Sureste de la República Mexicana en los estados de Tabasco y Chiapas, aproximadamente entre las coordenadas geográficas 91° a 95° de longitud al oeste de Greenwich y de 16° a 20° de latitud norte.
- En el área Chiapas-Tabasco afloran secuencias sedimentarias Mesozoicas y Cenozoicas, cuyas rocas fueron principalmente formadas en ambientes marinos, las cuales presentan deformación por lo que se encuentran falladas y/o plegadas.
- Los trabajos exploratorios realizados en 1972 permitieron el descubrimiento de hidrocarburos en los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1, al resultar productores a una profundidad aproximada a los 4000 m, en Carbonatos del Cretácico Inferior y Superior.
- En esta prolífica provincia petrolera que es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, se tienen 37 campos productores, que comprenden yacimientos de aceite ligero (33 °API), de aceite volátil (40 °API) y de gas y condensado. Entre estos destaca el Complejo Antonio J. Bermúdez que fue el primer campo supergigante descubierto en México, ya que sus reservas superaban los 5,000 millones de barriles de petróleo en el tiempo de su descubrimiento. También se tienen yacimientos pequeños en las secuencias terrígenas Cenozoicas.
- El basamento de la región está formado por rocas ígneas y rocas metamórficas en las que se han determinado edades absolutas que manifiestan ciclos de reactivación magmática relacionados con los eventos tectónicos Apalachiano, Nevadiano y Chiapaneco.
- Durante el Mesozoico se registraron dos movimientos tectónicos importantes, el Prelaramidico al finalizar el Cretácico Medio y el Laramidico, a fines del Mesozoico y principios del Terciario.
- El último evento tectónico de importancia en relación a los hidrocarburos fue el Chiapaneco, que culminó a finales del Mioceno, dando su forma actual al cinturón plegado y cabalgado; que es precisamente en él donde se han encontrado los principales campos petroleros del sureste Mexicano.
- El área Mesozoica de Chiapas-Tabasco forma parte de un cinturón plegado, alojado dentro de las Cuencas del Sureste, cuya sedimentación y deformación fue condicionada por los elementos tectónicos que interactuaron; con la plataforma de Yucatán por el norte, y el Macizo Granítico de Chiapas y la plataforma Chiapaneca por el sur.
- En las Cuencas del Sureste Mexicano, particularmente en el área Chiapas-Tabasco, las principales rocas almacenadoras son calizas con diferentes grados de dolomitización debida a fenómenos de interacción agua/roca que originaron buena porosidad secundaria en la que se alojan importantes volúmenes de hidrocarburos.
- En Chiapas-Tabasco fueron identificados y cartografiados tres subsistemas generadores: el del Tithoniano, el del Cretácico (hipersalino) y el del Mioceno; este último se encuentra únicamente en la Cuenca de Macuspana.
- Los volúmenes más grandes de hidrocarburos presentes en los yacimientos del Sureste de México, han sido generados por el subsistema generador Tithoniano, constituido por sedimentos arcillo-calcáreos depositados en un ambiente marino carbonatado anóxico.

- Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en rocas del Albiano-Cenomaniano, y en menor proporción en las del Cretácico Superior con producción en facies de plataforma interna, talud y cuenca asociados a fracturas y ligera dolomitización.
- Las rocas arcillosas del Cretácico Tardío (Formación Méndez) y las lutitas del Cenozoico son las principales secuencias sedimentarias que constituyen el sello de los yacimientos del área Chiapas-Tabasco.
- En términos generales las trampas son estructurales de tipo anticlinal, alargadas y de forma cómica; es conveniente resaltar el hecho de que, en la mayoría de los casos, en dirección Noroeste no se aprecian los sinclinales, sino que forman grupos de 3 a 4 anticlinales separados entre sí por fallas normales e inversas.
- El Campo Santuario se descubrió en 1967, con la perforación del pozo Santuario 1, que resultó productor de aceite y gas en secuencias arenosas de la Formación Concepción. En el Campo se tienen exploradas dos áreas: la terrestre y la lacustre, siendo la que aporta la mayor producción el área terrestre.
- La estructura del Campo Santuario corresponde con un monoclinal, que por medio de la interpretación sísmica y de la correlación con los registros geofísicos de los pozos de desarrollo, se determinó la presencia de cinco fallas normales escalonadas con saltos de 20 a 30 metros, orientadas de NE-SW, con caídas al NW que dividen al campo en bloques estructurales.
- La perforación del pozo santuario-JC permite obtener hidrocarburo de las arenas 34A y 34B, se clasifica como pozo terrestre direccional.
- El pozo será terminado con aparejo sencillo de 2 7/8", se utilizó un empacador de 7 5/8" anclado a la profundidad de 3191 m. El mecanismo de explotación de acuerdo al análisis nodal, indica que el pozo será fluyente natural.
- En el Campo Santuario se tienen 6 pozos productores, 4 son fluyentes naturales y 2 con Bombeo Mecánico.
- De los 6 pozos productores se obtiene un gasto de aceite de 560 BPD y un gasto de gas de 6.5 MMPCD.
- El Campo Santuario ha sido sujeto al empuje hidráulico del acuífero existente en este campo, lo que ha permitido que no disminuya su presión tan rápidamente.
- Los dos pozos en los que se aplicó el Bombeo Mecánico, aportan un gasto de alrededor de 200 BPD.
- En el Campo Santuario se tiene programado realizar 10 perforaciones de pozos en el periodo 2007-2010, de igual forma se realizarán las terminaciones de dichos pozos.
- De acuerdo con el Activo Integral Bellota-Jujo al 1º de enero de 2009, el Campo Santuario es productor en la Formación Concepción Superior; el yacimiento es de aceite negro, la edad del yacimiento es del Mioceno y la densidad media del aceite es 30 °API.
- El factor de recuperación para el aceite es 30.55 %; y para el gas 39.14 %.

- ★ En el área Chiapas-Tabasco se tienen yacimientos productores de aceite y gas, lo cual hace que esta región sea una pieza clave para el desarrollo nacional en cuanto a recursos petroleros, y por ende beneficia al país económicamente, por tales motivos se recomienda seguir con el desarrollo de los Plays que están identificados y que aun no se han explotados en su totalidad.
- ★ En el Campo Santuario se realizó un estudio de los datos geológicos, geofísicos y petroleros con la finalidad de validar los ya obtenidos desde el inicio de la explotación, y así compararlos y obtener un mejor modelado del campo, por lo cual se recomienda que estos estudios se realicen en todos los campos del área que estén en desarrollo, ya que permiten planificar mejor su explotación.
- ★ Se recomienda utilizar un simulador para plantear los diferentes escenarios de explotación y de esta forma contar con varias estrategias de producción, con el objetivo de escoger la que represente la mayor rentabilidad económica para el Activo y una mejor explotación de las reservas.
- ★ En la mayoría de los campos petroleros de Comalcalco se cuentan con instalaciones con más de 30 años de operación, por lo que se recomienda que se cumpla en tiempo y de forma eficientemente con el programa de mantenimiento a las instalaciones de producción, dándole mayor relevancia a los oleoductos que son los que más expuestos están a la corrosión y al desgaste.
- ★ Es recomendable continuar con las nuevas tecnologías de perforación de pozos que se han realizado en el Campo Santuario, y comprobar en qué porcentaje se han disminuidos las inversiones y costos de producción; en caso de ser viable implementar estas técnicas en los demás campos de Chiapas-Tabasco siempre que sea técnica y económicamente posible.
- ★ Se recomienda cumplir con las normas de protección ambiental y proteger a la flora y fauna de las comunidades donde se perforen nuevos pozos, ya que en algunas ocasiones el daño al ambiente es irremediable y con altos costos, pero al realizar las mejores prácticas en cuanto a seguridad y protección ambiental se pueden evitar dichos acontecimientos.

- ✓ Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, Secretaria de Comunicaciones y Transporte, 2009.
- ✓ Bailey L., Way P., "Filtercake Integrity and Reservoir Damage", Society of Petroleum Engineers, No. 309429, 1998.
- ✓ Caballero E., Clara L., Villanueva L., "Evaluación del Sistema Petrolero Jurásico Superior Tithoniano – Cretácico (j) en el Sureste de México" AMGP, 2008, pp. 4-10.
- ✓ Cortés A., "Apuntes de Elementos de Perforación de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2008.
- ✓ Díaz H., "Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.
- ✓ Fontenot K., et al., "Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento", Oilfield Review, Otoño de 2005, pp. 46-48.
- ✓ Glinz I., "Apuntes de Planeación y Administración de Proyectos de Ciencias de la Tierra", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
- ✓ Hirschfeldt M., "Índice de Productividad", www.oilproduction.net, 2009.
- ✓ Holguín R., et al., "Las Rocas Generadoras de México", AMGP, Vol. XVII, 1992, pp. 16-25.
- ✓ INEGI, "Mapa de Regiones Hidrológicas", 2009.
- ✓ Ladva H., Parlar M., "Mechanisms of Sand Control Screen Plugging from Drill-In Fluids and its Clean Up Using Acid, Oxidizers and Enzyme Breakers", SPE 39439, 1998.
- ✓ López Valdez I., "Apuntes de Terminación y Reparación de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.

- ✓ Marmissolle-Daguerre D., "Evaluación de Formaciones en México", Schlumberger, 1984, pp. 5-30.
- ✓ Martínez N., "Apuntes de Administración Integral de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
- ✓ Morán D., et al, "Geología de la República Mexicana", Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, 1984, pp. 77-99.
- ✓ Padilla y Sánchez J., "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México", UNAM, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Tomo LIX, núm. 1, 2007, pp. 12-44.
- ✓ Paiuk B., Fraser L., "Productividad de pozos horizontals", Schlumberger Dowell Drilling Fluids, 1999, pp. 1-3.
- ✓ PEMEX "Estudio Técnico para Optimizar equipos de Bombeo Mecánico" Activo Integral Bellota-Jujo, 2009.
- ✓ PEMEX, "Cuencas del Terciario", Activo Integral Bellota-Jujo", 2009.
- ✓ PEMEX, "Las Reservas de Hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de Enero de 2009.
- ✓ PEMEX, "Presentación del Campo Santuario", Activo Integral Bellota-Jujo" 2009.
- ✓ PEMEX, "Un siglo de la Perforación en México", Departamento de Reparación y Mantenimiento de Pozos, 2000.
- ✓ PEMEX, Activo Integral Bellota-Jujo, Coordinación Diseño de Explotación, 2009.
- ✓ PEMEX, Región Sur, "Historia de la Región Sur", Texto Inédito, 2000.

- ✓ Sánchez Montes de Oca R., “Curso de Cuencas del Sureste”, Petróleos Mexicanos, Tomo II, 2006, pp. 220-279.
- ✓ Secretaría de Comunicaciones y Transportes, 2009.
- ✓ Villegas M., “Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2008.