



**ATLAS GEOLÓGICO
CUENCAS DEL SURESTE -
CINTURÓN PLEGADO DE LA SIERRA
DE CHIAPAS.**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Centro Nacional de Información de Hidrocarburos

Av. Patriotismo 580, Piso 4
Col. Nonoalco, Del. Benito Juárez,
C.P. 03700, CDMX
contactoCNIH@cnh.gob.mx



CUENCAS DEL SURESTE - CINTURÓN PLEGADO DE LA SIERRA DE CHIAPAS.

Contenido

CUENCA DEL SURESTE - CINTURÓN PLEGADO DE LA SIERRA DE CHIAPAS. 2

INTRODUCCIÓN 4

CONTEXTO REGIONAL 6

 MAPA DE UBICACIÓN. 6

 PROVINCIA GEOLÓGICA Y PETROLERA 7

 PROVINCIA PETROLERA DEL SURESTE 8

 CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS..... 9

 INFORMACIÓN DE POZOS..... 10

 DATOS SÍSMICOS 2D. 11

 DATOS SÍSMICOS 3D. 11

 ESTUDIOS MAGNETOMÉTRICOS..... 12

 SONDEOS GRAVIMÉTRICOS. 13

MARCO ESTRUCTURAL 14

 ESTILO ESTRUCTURAL PROVINCIA PETROLERA DEL SURESTE. 14

 EVENTOS TECTÓNICOS. 17

 ESTILO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO..... 18

 ESTILO ESTRUCTURAL PILAR REFORMA -AKAL..... 19

 ESTILO ESTRUCTURAL CUENCA MACUSPANA. 21

 ESTILO ESTRUCTURAL CUENCA DEL SURESTE REGIÓN MARINA..... 22

 ESTILO ESTRUCTURAL CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS. 23

 ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE MIRAMAR. 23

 ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE FALLAS DE TRANSCURRENCIA. 23

 ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE SIMOJOVEL. 23

 ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE YAXCHILAN. 24

MARCO ESTRATIGRÁFICO 24

 COLUMA ESTRATIGRÁFICA. 24

 BASAMENTO PRE-MESOZOICO..... 26



EVOLUCIÓN PALEOGEOGRÁFICA..... 27

SECCIONES A-A' Y B-B' 32

SISTEMA PETROLERO..... 34

INTRODUCCIÓN. 34

TABLA DEL SISTEMA PETROLERO DE LA PROVINCIA DEL SURESTE. 37

TABLA DEL SISTEMA PETROLERO DEL CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS..... 37

CALIDAD Y MADUREZ ROCAS GENERADORAS DEL OXFORDIANO Y TITONIANO..... 39

CARACTERIZACIÓN DE FLUIDO - MADUREZ. 39

PARÁMETROS GEOQUÍMICOS JURÁSICO SUPERIOR Y CRETÁCICO INFERIOR. 41

PLAYS..... 45

SALINA DEL ISTMO Y COMALCALCO..... 45

MACUSPANA Y CINTURÓN PLEGADO REFORMA-AKAL..... 46

CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS..... 47

GLOSARIO..... 49

FIGURAS 51

TABLAS 52

REFERENCIAS..... 53



INTRODUCCIÓN

El Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, establece que la Comisión Nacional de Hidrocarburos ejercerá sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.
- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En el marco de las próximas rondas de licitación de áreas para exploración de hidrocarburos y, en el ejercicio de las funciones antes señaladas, esta Comisión Nacional de Hidrocarburos elaboró el presente documento, en el que se presenta una Síntesis Geológica Petrolera de las Cuencas del Sureste (zonas terrestre y marina) y del Cinturón Plegado de Chiapas.

La existencia de grandes yacimientos de petróleo es el motivo por el cual el sureste mexicano ha sido estudiado arduamente con datos sísmicos, así como con información de la perforación de miles de pozos desde 1886. La explotación comercial de esta región inicio en 1905 con la perforación del primer pozo productor en la Cuenca de Macuspana. Petróleos Mexicanos inició



actividades en la zona en 1943, realizando descubrimientos de aceite ligero y gas en los años subsecuentes. Con la explotación del Complejo Cantarell la producción de la Provincia del Sureste llegó a ser la más importante del país alcanzando su máximo histórico de más de 4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en 2004.

Desde el punto de vista geológico el sureste mexicano es una de las áreas más complejas de Norteamérica. Esta 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. Las estructuras resultantes de esta actividad tectónica durante el Mesozoico y Cenozoico presentan tendencias estructurales diversas, así como también edades de deformación diferentes.

Las rocas del Titoniano constituyen el principal elemento generador de hidrocarburos de las Cuencas del Sureste y del Cinturón Plegado de Chiapas, la cual generó acumulaciones de aceite ligero y mediano en rocas del Kimmeridgiano, Titoniano, Cretácico, Eoceno y Mioceno-Plioceno. Otros sistemas generadores menores corresponden a rocas del Oxfordiano en las Cuencas Mesozoicas del Sureste, Cretácico Inferior, ubicada en la porción oriental del Cinturón Plegado de Chiapas y con extensión hacia la República de Guatemala y Mioceno Inferior hacia la Cuenca de Macuspana.

Actualmente la Cuenca Salina del Istmo produce aceite ligero de los yacimientos del Mioceno Medio-Superior y Plioceno. La Cuenca de Comalcalco tiene producción de aceite ligero en el Kimmeridgiano, en el Cretácico y Mioceno Medio-Superior. La Cuenca de Macuspana produce condensados, gas húmedo y gas seco de los yacimientos del Mioceno Medio-Superior y Plioceno. Finalmente, el área del Cinturón Plegado de Chiapas tiene producción de condensados, aceite volátil, aceite pesado y ligero en los yacimientos del Kimmeridgiano, Cretácico, Eoceno, Mioceno Medio-Superior y Plioceno.

CONTEXTO REGIONAL

MAPA DE UBICACIÓN.

Provincia Petrolera del Sureste

La provincia petrolera del Sureste está ubicada en la planicie costera del Golfo de México y la parte de la plataforma continental del Sureste de México (figura 1). Incluye una parte terrestre y marina poco profunda, que está limitada al norte por la isobata de 500 metros, al Sur con el Cinturón plegado de Chiapas, al Oeste con la Cuenca de Veracruz y al Este con la Plataforma de Yucatán. La provincia cubre un are de 59,004 Km².

Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas.

La provincial del Cinturón plegado de Chiapas está ubicado en la parte Sureste de México, en los estados de Chiapas y parte del estado de Veracruz (figura 1). Consiste en pliegues y esfuerzos con tendencia O-NO, y fallas transcurrentes Este-Oeste, resultado del acortamiento proveniente del NE. Limita al noreste con la Provincia de la Península de Yucatán, al norte con la Provincia Petrolera Sureste y al sur con el Batolito de Chiapas. Esta provincia cubre una extensión de 60,595 Km².

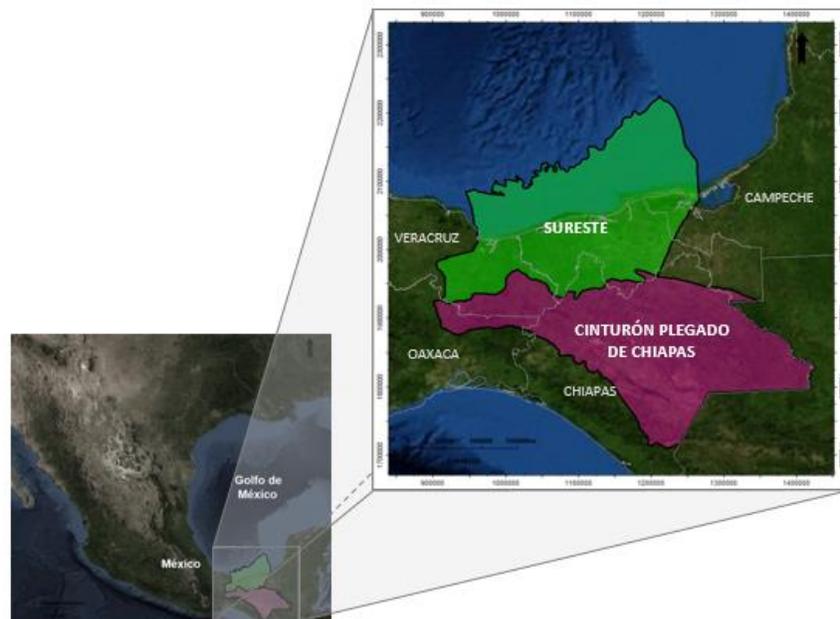


Figura 1. Mapa de ubicación de las Provincias del Sureste y del Cinturón Plegado de Chiapas.

PROVINCIA GEOLÓGICA Y PETROLERA

La Provincia Geológica y la Provincia petrolera en el norte de México está clasificada de la siguiente manera:

- Cuatro provincias geológicas: Salina del Istmo, cinturón plegado Reforma Akal, Macuspana y Cinturón plegado de Chiapas (figura 2).

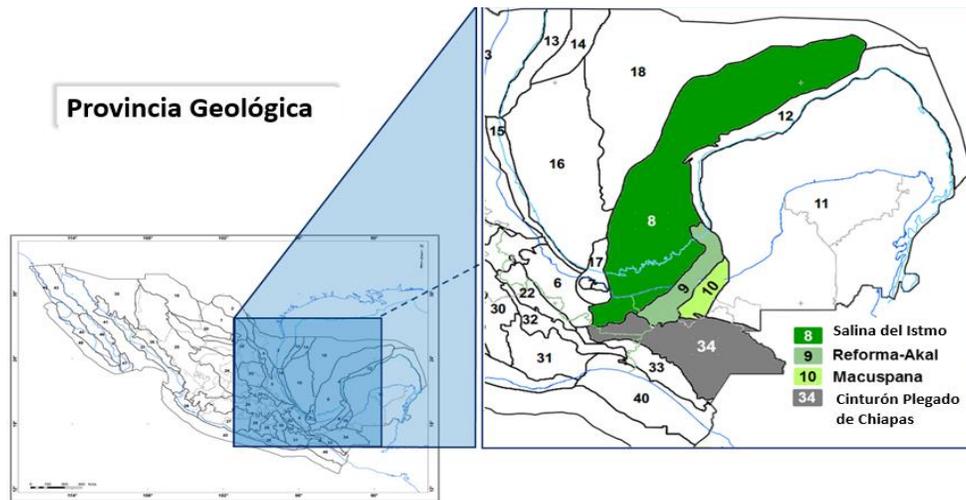


Figura 2. Mapa de Provincias Geológicas.

- Dos provincias petroleras: Provincia del Sureste y Provincia del Cinturón plegado Chiapas (figura 3).

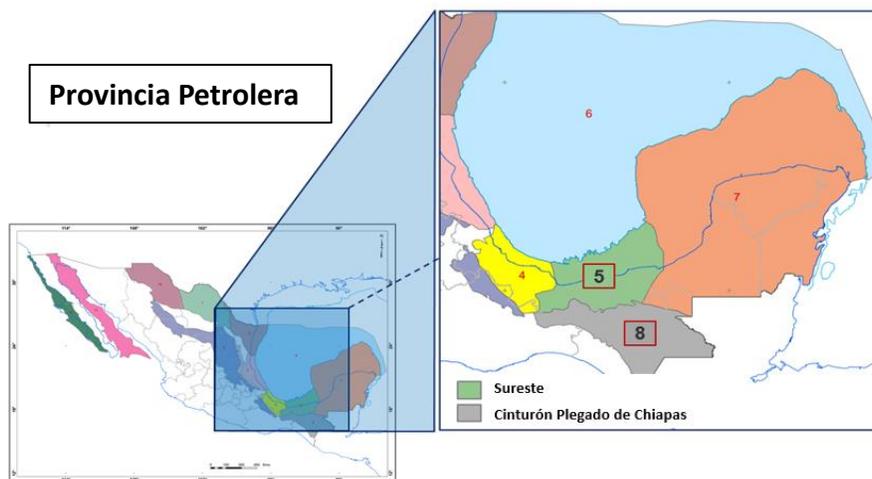


Figura 3. Mapa de Provincias Petroleras.

PROVINCIA PETROLERA DEL SURESTE

Se define como la provincia de petróleo y gas más prolifera del país, que comprende las cuencas: Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y Pilar Reforma Akal (figura 4).

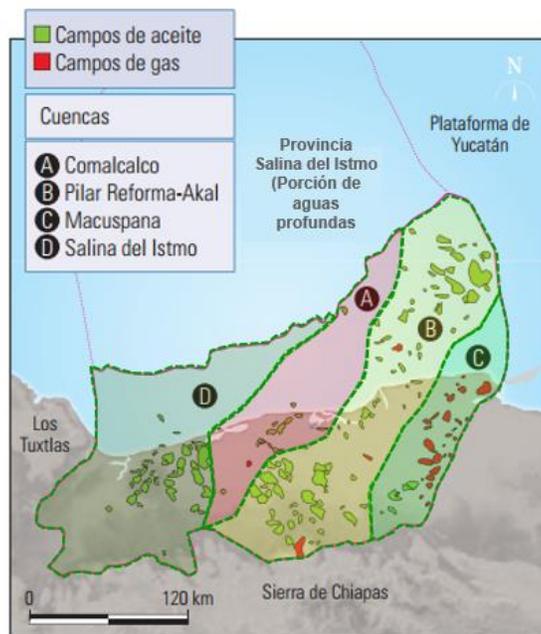


Figura 4. Sub provincias del Sureste.

La Provincia Petrolera Sureste es la más prolífica de aceite y gas del país, comprende las cuencas: Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y el Pilar Reforma-Akal.

La Cuenca Salina del Istmo, comprende desde el frente de la Sierra de Chiapas en el sur hasta la isobata de 500 m al norte, limitando al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma-Akal. Esta provincia incluye a la Cuenca de Comalcalco, asociada en su origen con una fuerte carga de sedimentos y evacuación de sal.

El Pilar Reforma-Akal está limitado al oeste por el sistema de fallas que constituyen el borde la Cuenca de Comalcalco y al este por el sistema de fallas del borde de la Cuenca de Macuspana.

La Cuenca de Macuspana se encuentra delimitada al este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la Plataforma de Yucatán.

Las Cuencas del Sureste limitan al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, serie de estructuras anticlinales orientadas de noroeste a sureste.

CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS

Esta provincia petrolera está constituida por cuatro sub-provincias que se definen según patrones de deformación. Estas sub-provincias son: Subprovincia de Miramar, Subprovincia de Fallas de Transcurrencia, Subprovincia de Simojovel y Subprovincia de Yaxchilan (figura 5).

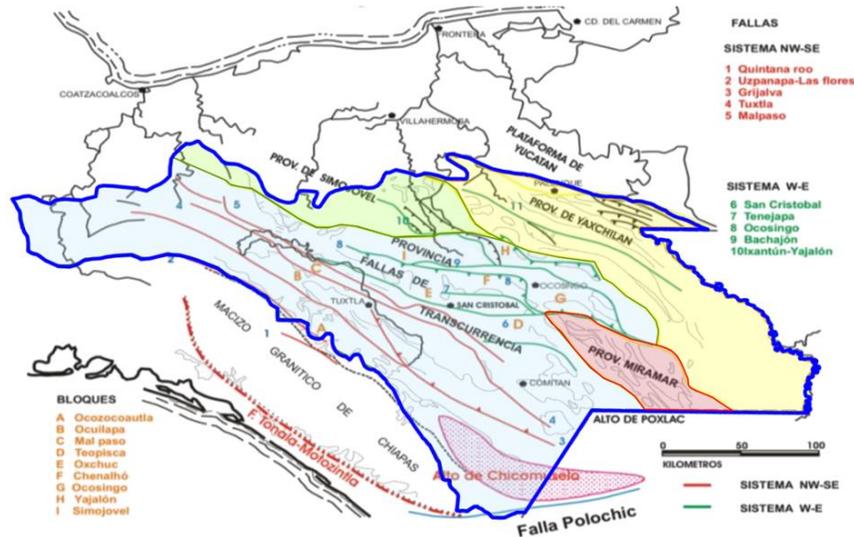


Figura 5. Sub-provincias del Cinturón plegado de Chiapas.

- 1) **Provincia de Miramar:** Ubicado en la parte Sureste del Cinturón Plegado de Chiapas, se caracteriza por el dobléz de la placa y las fallas inversas, que muestran la influencia de la columna de evaporación en su estilo de deformación.
- 2) **Provincia de Fallas de Transcurrencia:** Localizado en la porción del Sureste de la provincia del Cinturón plegado de Chiapas. Es posible distinguir dos sistemas diferentes de fallas: NO-SE y O-E (ambos son bordes laterales izquierdos)
- 3) **Provincia de Simojovel:** Situado al norte, en la parte central de la provincial del Cinturón Plegado de Chiapas: se caracteriza por anticlinales escalonados, generados por fallas.
- 4) **Provincia Yaxchilan:** Ubicado en la parte noroeste de la provincia de Cinturón Plegado de Chiapas. Consta de anticlinales largos y estrechos limitados por fallas inversas.

INFORMACIÓN DE POZOS.

La tabla 1 contiene información general para las Provincias Petroleras del Cinturón plegado de Chiapas y Sureste. Se indica el número total de campos, clasificación de pozos (incluyendo el número, tipo y estado). Además, la ubicación de pozos existentes dependiendo si son terrestres, marinos o lacustres.

Tabla 1. Información de pozo Provincias del Sureste y Cinturón plegado de Chiapas.

Resumen de información general de pozos												
ÁREA	CAMPOS	POZOS	TIPO DE POZO					UBICACIÓN POZOS				
			VERTICAL	DESVIADO	HORIZONTAL	MULTILATERAL	SIN INF.	TERRESTRE	MARINO	LACUSTRE		
Cuencas del Sureste y Cinturón Plegado de Chiapas	312	10748	5965	2937	62	3	1781	8992	1677	79		
CLASIFICACIÓN POZOS		TIPO DE HIDROCARBURO							MUESTRAS DE FORMACIÓN			
EXPLORATORIO	DESARROLLO	ACEITE	GAS	ACEITE Y GAS	GAS Y CONDENSADO	CONDENSADO	NO APLICA	SIN INF.	CANAL	NÚCLEO	TAPÓN	LÁMINAS
1930	8818	5686	278	628	28	250	312	3566	3303	1554	148	1476
ESTADO DE LOS POZOS												
CERRADO	PRODUCTOR	INYECTOR	TAPONADO	PENDIENTE TAP.	SIN POSIBILIDAD	EN TERMINACIÓN	EN REPARACIÓN	IMPRODUCTIVO	OTROS CONCEPTOS	SIN INF.		
1090	2209	99	3202	893	379	7	35	82	316	2436		

Fuente de información oficial del portal CNIH: portal.cnih.cnh.gob.mx

La distribución de pozos y localización previamente definida se muestran en la figura 6. Esto es para fines informativos y representa la información disponible por CNH a nivel de pozo. Podría considerarse como primera mirada al desarrollo de cada una de las provincias.

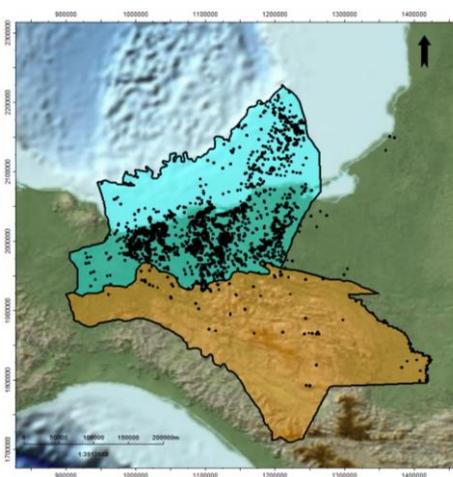


Figura 6. Distribución de pozos de las provincias del Sureste y Cinturón plegado Chiapas.

DATOS SÍSMICOS 2D.

La cobertura de líneas sísmicas 2D es mostrada en la figura 7 para ambas provincias.

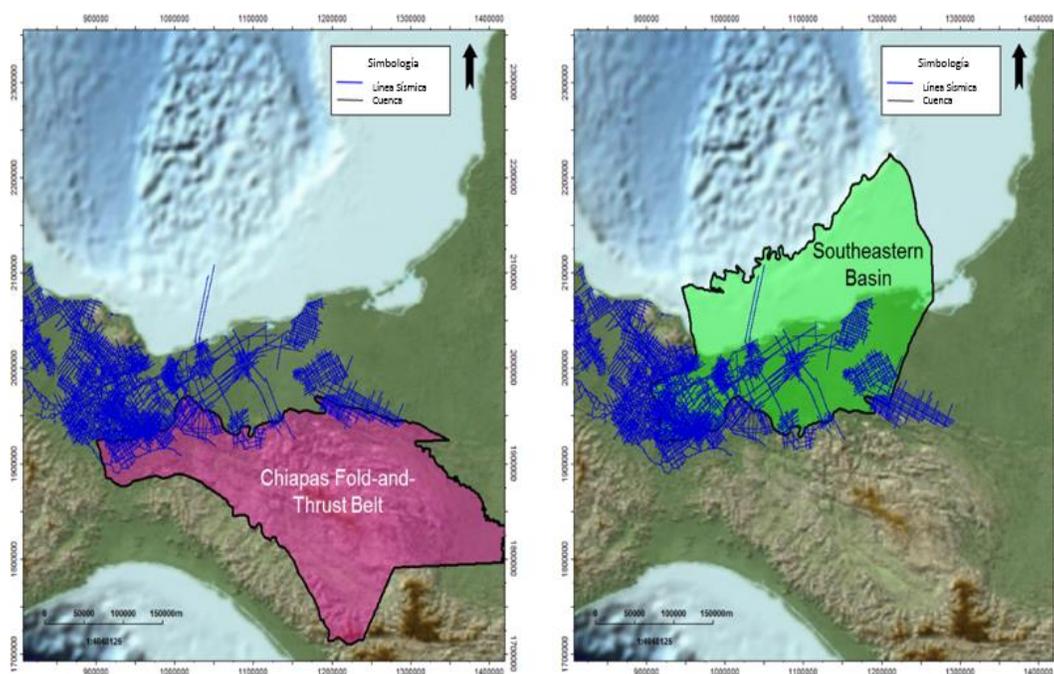


Figura 7. Líneas sísmicas 2D de las Provincias Petroleras de Cinturón plegado de Chiapas y Sureste.

De acuerdo con los mapas anteriores, datos sísmicos 2D cubren la mayor parte de la extensión terrestre de la Cuenca del Sureste. Sin embargo, el porcentaje que cubre la sísmica 2D del Cinturón plegado de Chiapas se ubica principalmente en la parte norte, donde limita con la cuenca del Sureste.

DATOS SÍSMICOS 3D.

Cobertura de sísmica 3D (figura 8) en la Provincia del Sureste cubre casi la totalidad de la extensión en tierra y costa fuera de la provincia. Por otro lado, se han realizado menos de 10 estudios (de los cuales algunos se encuentran parcialmente en la provincia) han sido realizados en el cinturón plegado de Chiapas.

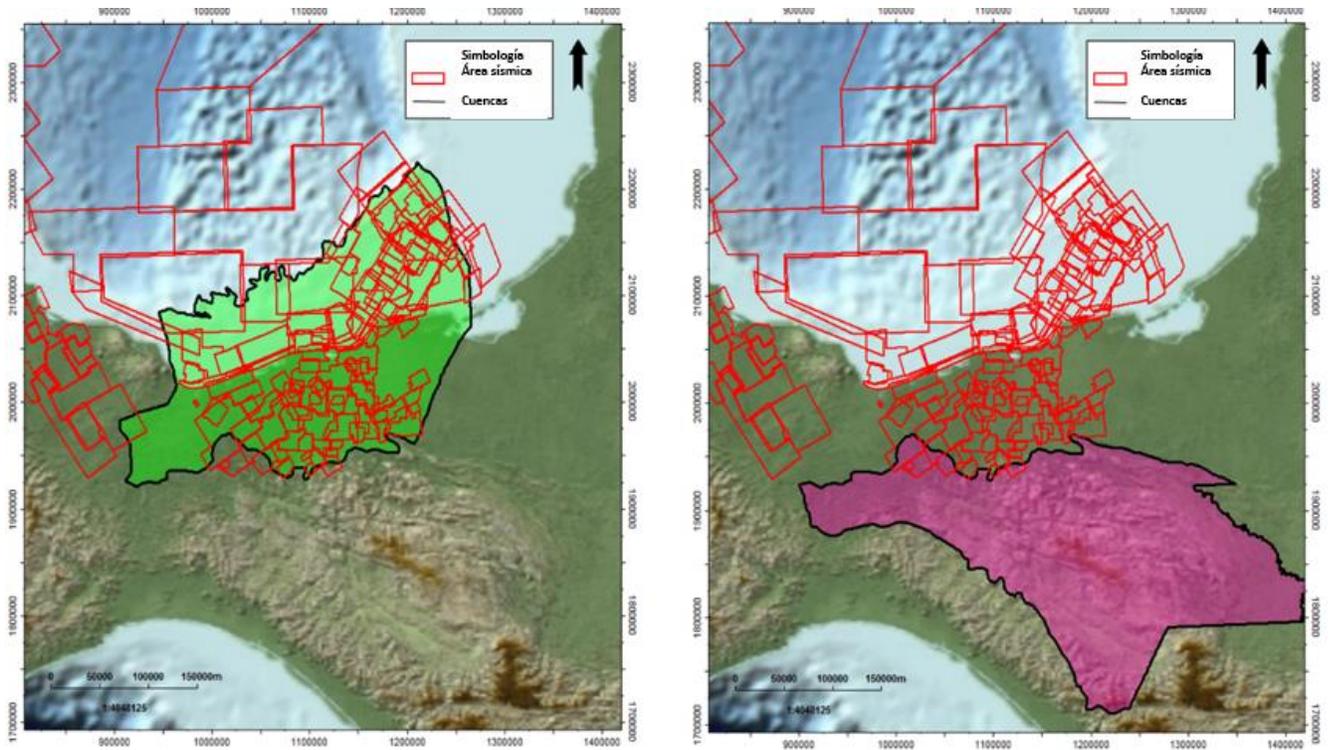


Figura 8. Cobertura sísmica 3D provincias del Sureste y Cinturón plegado de Chiapas.

ESTUDIOS MAGNETOMÉTRICOS.

Estudios regionales de adquisición Magnetométrica son mostrados en la figura 9 (polígonos azules). El mapa de anomalía magnética provee información sobre la superficie de la estructura y la composición de la corteza terrestre, caso aplicable para las provincias del Sureste y el Cinturón plegado de Chiapas (Figura 10).

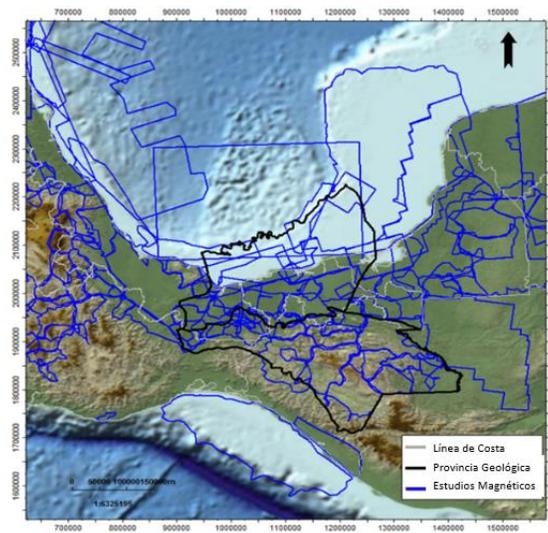


Figura 9. Estudios Magnetométricos.

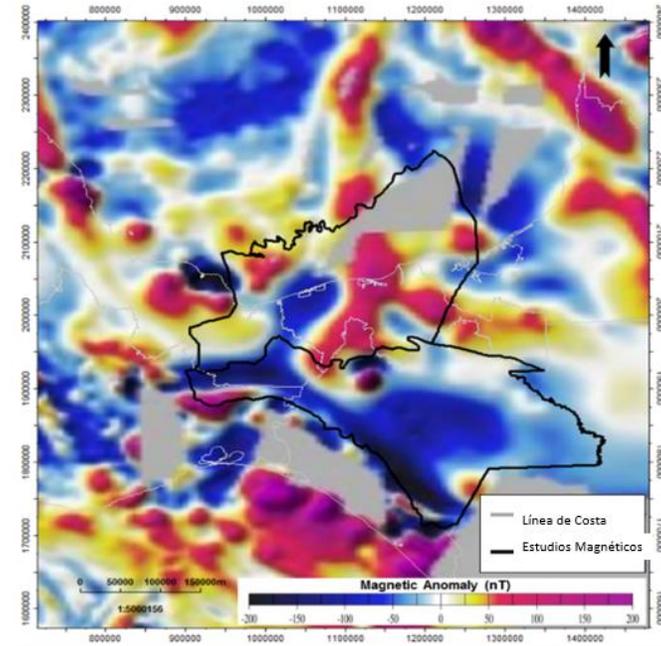


Figura 10. Mapa de Anomalía Magnética.

SONDEOS GRAVIMÉTRICOS.

De la misma manera como anteriormente se mostró, se tienen áreas que han sido sometidas a sondeos gravimétricos (polígonos naranjas) presentados en el mapa de la figura 11, mientras que la figura 12 muestra un mapa de anomalía gravimétrica para las dos provincias de interés.

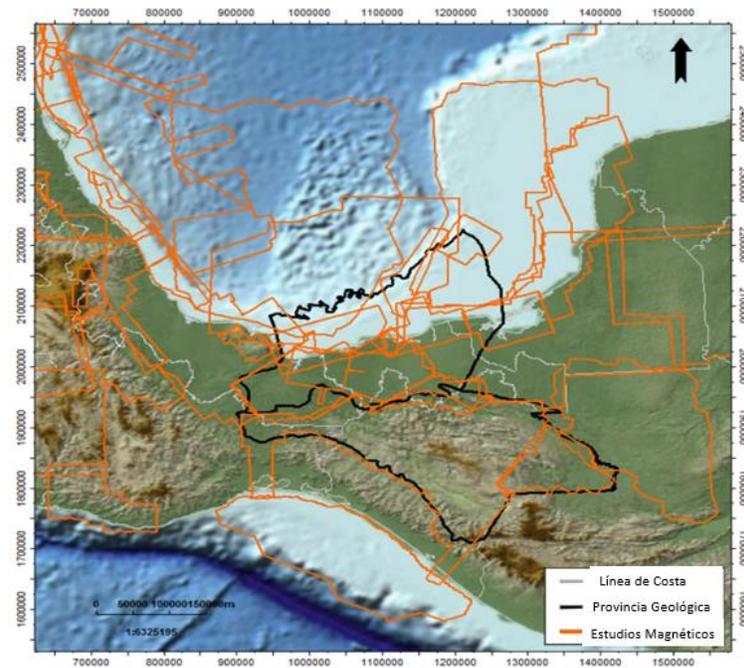


Figura 11. Sondeos Gravimétricos.

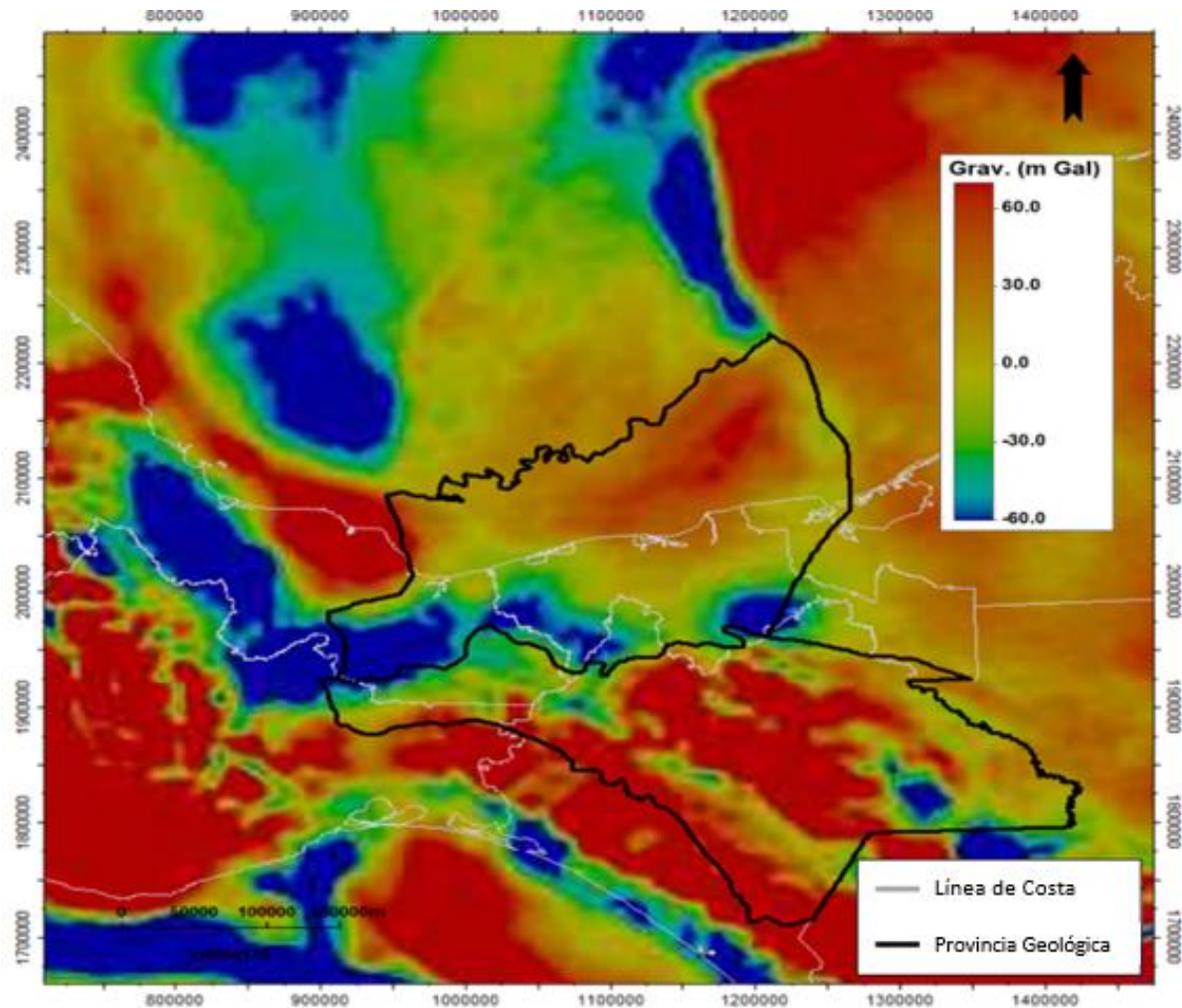


Figura 12. Mapa de Anomalía Gravimétrica.

MARCO ESTRUCTURAL

ESTILO ESTRUCTURAL PROVINCIA PETROLERA DEL SURESTE.

A continuación, se explicará brevemente el estilo estructural de la Cuenca Salina del Istmo, el Pilar Reforma-Akal, la Cuenca de Macuspana y el Cinturón plegado de Chipas. La distribución de lo antes mencionado se muestra en la figura 13.

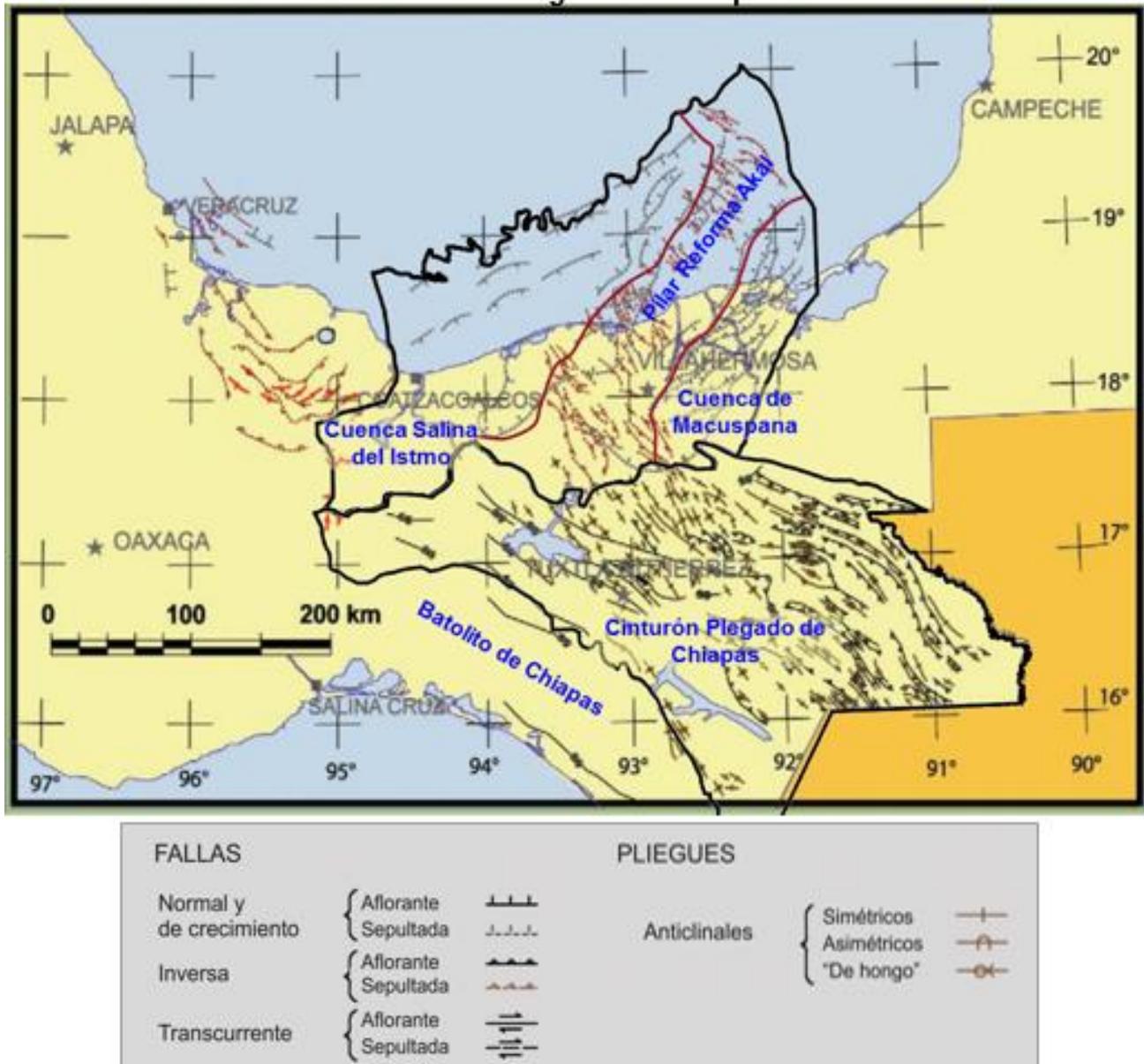


Figura 13. Marco Estructural Provincias de Sureste y Cinturón plegado de Chiapas.

Cuenca Salina del Istmo

Limita al Norte con la isobata de 500 m, al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al Oeste con la cuenca de Veracruz y al Este con el Pilar Reforma - Akal. Esta provincia incluye a la Subcuenca de Comalcalco, dado que ambas se encuentran asociadas a la carga de sedimentos y evacuación de sal. Las rocas mesozoicas y paleógenas están estructuradas ya sea por plegamiento y fallamiento o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; en el Terciario se presentan estructuras de tipo domo asociadas a masas salinas, fallas lístricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lístricas contra-regionales.



Pilar Reforma-Akal

Limitado al Oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por el sistema de fallas Frontera y la falla Topén -Nispero; limita al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al Norte con la Plataforma de Yucatán. En esta zona se distinguen tres eventos tectónicos sobrepuestos que han conformado el marco estructural regional. Inicialmente un evento extensional en el Jurásico Medio, con una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por una serie de pliegues y cabalgaduras orientados de NO-SE. El último evento identificado durante el Neógeno corresponde a un estilo de fallas lítricas con caída al NO, están asociadas con intrusiones de arcilla y/o sal.

Cuenca de Macuspana

Limita al Este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la Plataforma de Yucatán; al NO-O por el sistema de fallas que delimita el Pilar Reforma-Akal y al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas. La Cuenca de Macuspana se caracteriza por fallas lítricas del Mioceno-Plioceno Temprano de orientación NE-SO e inclinación al NO con anticlinales *rollover* asociados a la evacuación de arcillas del Oligoceno. En la porción marina estas fallas rompen y desplazan al NO las rocas del Mesozoico con un sistema *raft*, poniendo en contacto la sal jurásica con sedimentos del Oligoceno. Hacia su borde occidental ocurren fallas lítricas del Plioceno Tardío-Pleistoceno con orientación NE-SO e inclinación hacia el SE y anticlinales elongados y apretados del Plio-Pleistoceno asociados a la inversión de las fallas durante del Mioceno.

Cinturón Plegado de Chiapas (CPCH)

Limita al noreste con la Provincia de la Península de Yucatán, al norte con las Cuencas del Sureste y al sur con el Batolito de Chiapas. Los rasgos estructurales que actualmente presenta esta provincia son producto de una historia tectónica que va desde la apertura del Golfo de México al Presente. Existe un sistema de fallas regionales de movimiento lateral derecho orientado NO-SE que conformaron el sistema a través del cual el batolito de Chiapas y el Bloque Yucatán se desplazaron durante toda la etapa de apertura del Golfo. Se tienen extensas plataformas carbonatadas que se desarrollaron durante el Cretácico, en la etapa de subsidencia térmica. El CPCH es el rasgo más sobresaliente de la provincia, este fue generado por el evento tectónico Chiapaneco durante el Mioceno Medio-Tardío. Finalmente, la actividad neotectónica afecta la provincia debido a la cercanía de límites de placas tectónicas.

EVENTOS TECTÓNICOS.

Evolución Tectónica y Estructural

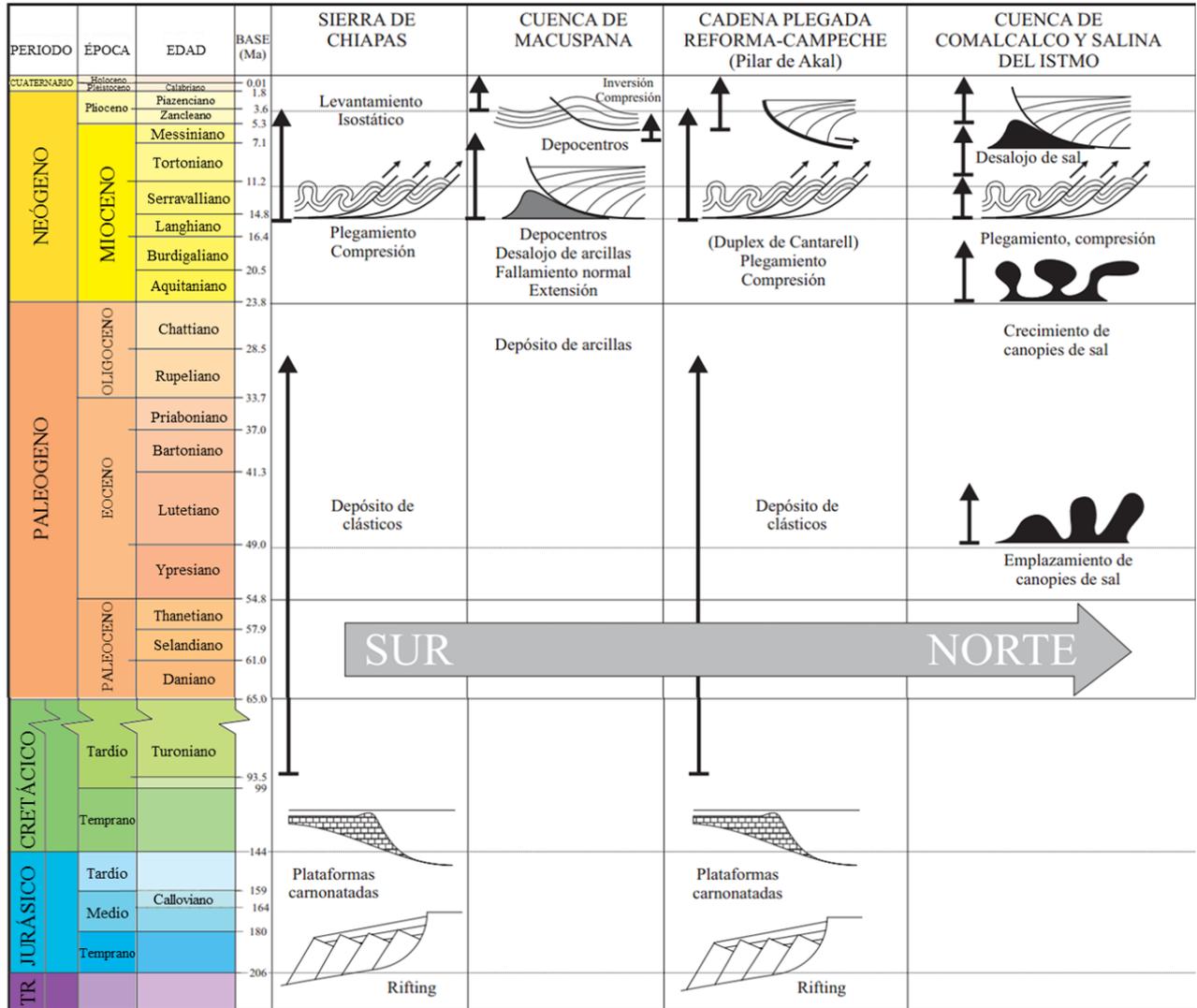


Figura 14. Eventos Tectónicos y Estructurales.

Etapa de "rifting" (Triásico Tardío – Jurásico Medio). Desarrollo de altos y bajos de basamento, pasando después a la etapa de deriva hasta principios del Cretácico Temprano, con el desarrollo de amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del Proto-Golfo de México.

Del Jurásico Tardío al Cretácico Temprano se experimentaron los primeros movimientos halocinéticos, que controlaron en gran medida la sedimentación del Jurásico y representan una fase extensional.

La Orogenia Laramide afectó levemente el sur del área (finales del Cretácico - Eoceno), ocasionando una deformación compresiva en la secuencia mesozoica y paleógena del Cinturón Plegado de Chiapas. Las áreas del Golfo de Tehuantepec y la Sierra de Chiapas se levantaron causando transporte de sedimentos hacia el Norte, con lo cual reactivaron la tectónica salina con la actividad de diapiros y paredes de sal que se emplazaron hasta el Mioceno Temprano.

La Orogenia Chiapaneca (Mioceno Medio-Tardío), forma la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal, a partir de un nivel de despegue a nivel de la sal Calloviana, afectando a las rocas del Jurásico Tardío al Mioceno Temprano. El límite oriental de este cinturón plegado fue una rampa lateral, ubicada en el borde de la actual Cuenca de Macuspana, generando transtensión dextral.

Para finales del Mioceno Medio, inicio el sistema extensional con la formación de la Cuenca de Macuspana.

Durante el Plioceno, se magnifica la tectónica gravitacional hacia el Noroeste, lo que dio lugar a la formación de la Sub-cuenca de Comalcalco y terminó por conformar la Cuenca de Macuspana (figura 14).

ESTILO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO.

La Cuenca Salina del Istmo limita al Norte con la isobata de 500 m, al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al Oeste con la Cuenca de Veracruz y al Este con el Pilar Reforma – Akal (figura 15).

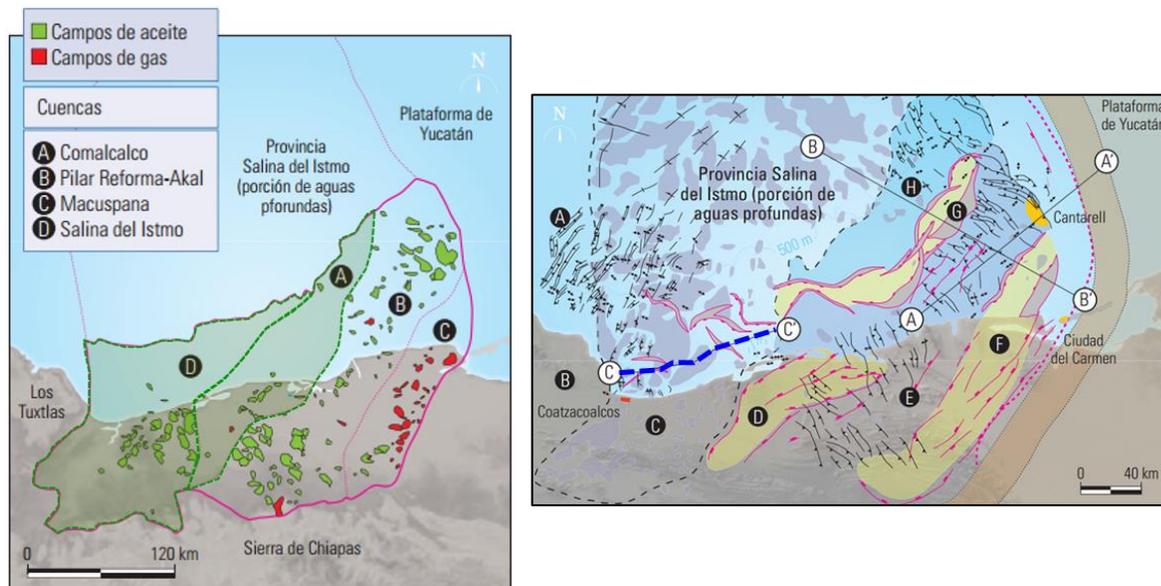


Figura 15. Ubicación de las Provincias Petroleras del Sureste y distribución de los principales campos de gas y aceite.

Estructuralmente se caracteriza por diapiros, paredes, lengüetas y toldos de sal que dieron lugar a la formación de cuencas por evacuación de sal, tales como la de Comalcalco y mini-cuencas entre cuerpos salinos.

Las rocas mesozoicas y paleógenas están estructuradas ya sea por plegamiento y fallamiento con dirección noreste-suroeste y vergencia hacia el noroeste o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; mientras que en el Terciario se presentan estructuras de domos asociadas a masas salinas, fallas lítricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lítricas contra-regionales con inclinación al sureste (figura 16).

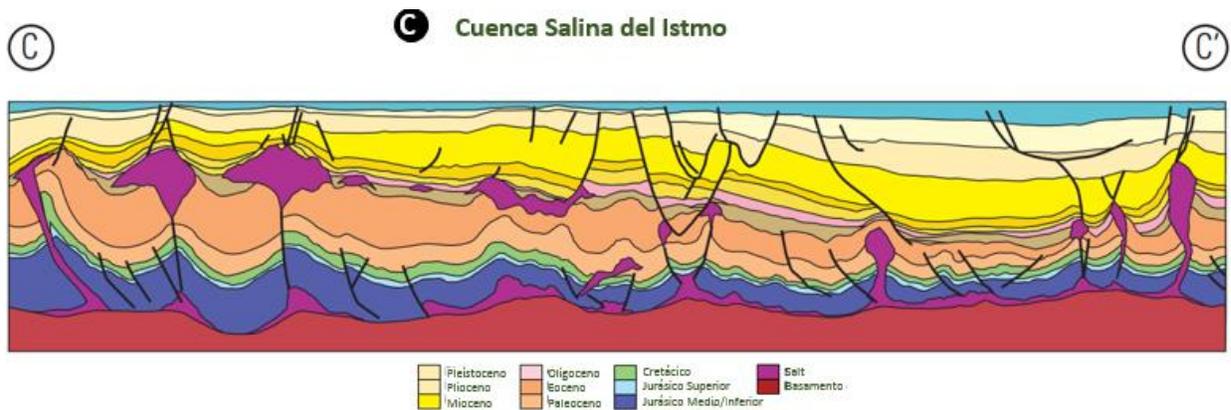


Figura 16. Sección estratigráfico-estructural transversal a la Cuenca Salina del Istmo C-C'.

ESTILO ESTRUCTURAL PILAR REFORMA -AKAL.

El Pilar Reforma-Akal está limitado al Oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al Este por el sistema de fallas Frontera y la falla Topén-Nispero; limita al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al Norte con la Plataforma de Yucatán. En esta zona se distinguen tres eventos tectónicos sobrepuestos que han conformado el marco estructural regional. Inicialmente un evento extensional en el Jurásico Medio, con una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos, con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por una serie de pliegues y cabalgaduras orientados de NO-SE que despegan en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano, que afectan las rocas mesozoicas. El último evento identificado durante el Neógeno corresponde a un estilo de fallas lítricas con caída al NO, están asociadas con intrusiones de arcilla y/o sal (figura 17 y 18).

Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en las brechas del Cretácico Superior y en las calizas oolíticas del Jurásico Superior.

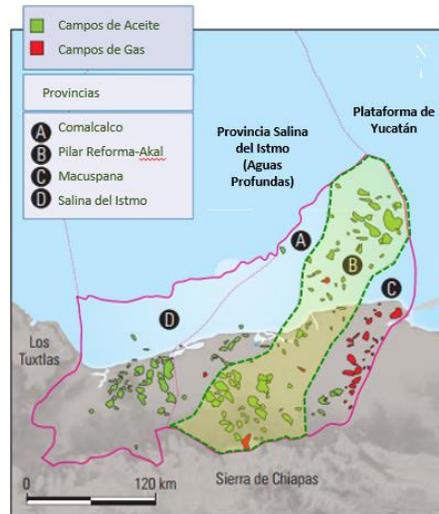


Figura 17. Localización del Pilar Reforma-Akal.

Es importante destacar que los hidrocarburos se almacenan principalmente en las calizas del Cretácico Superior y calizas oolíticas del Jurásico Superior.

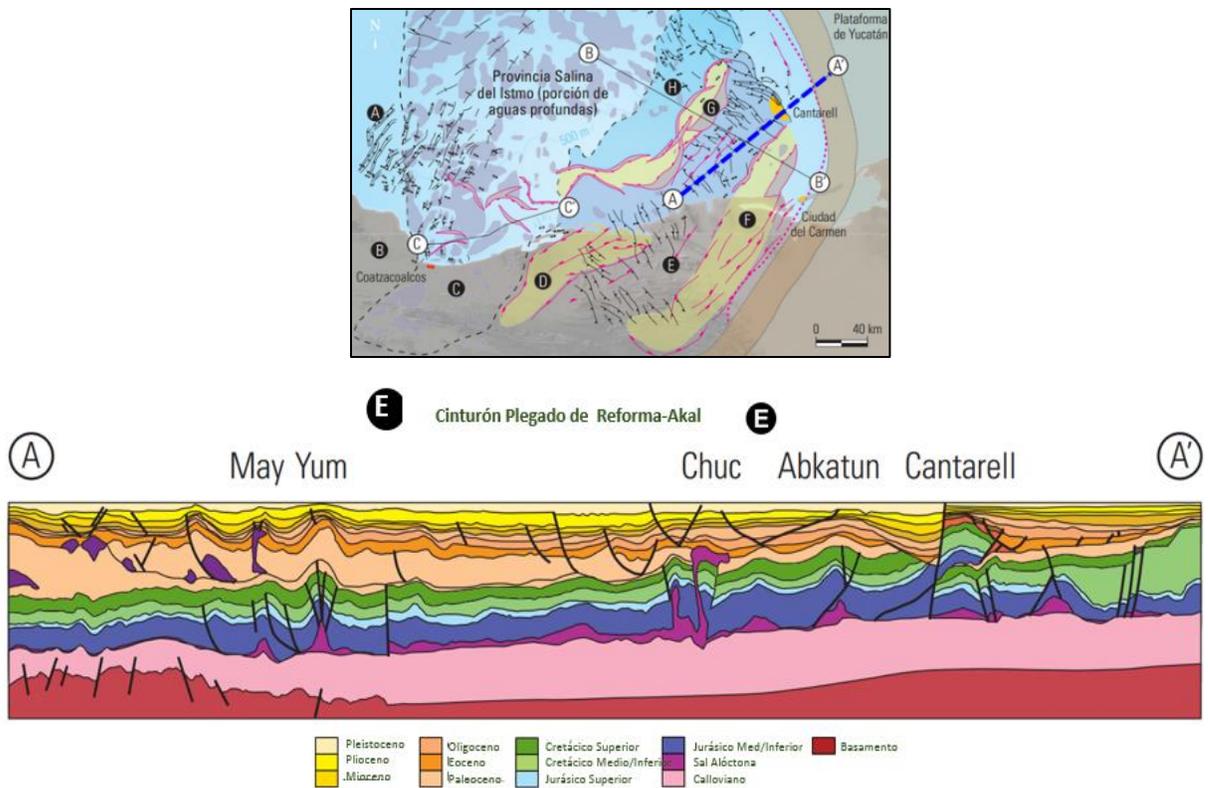


Figura 18. Sección A-A' Pilar Reforma-Akal.

ESTILO ESTRUCTURAL CUENCA MACUSPANA.

La Cuenca de Macuspana limita al Este-sureste por un sistema de fallas normales que la separa de la Plataforma de Yucatán; al NO-O por el sistema de fallas que delimita el Pilar Reforma-Akal y al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas (figura 19).

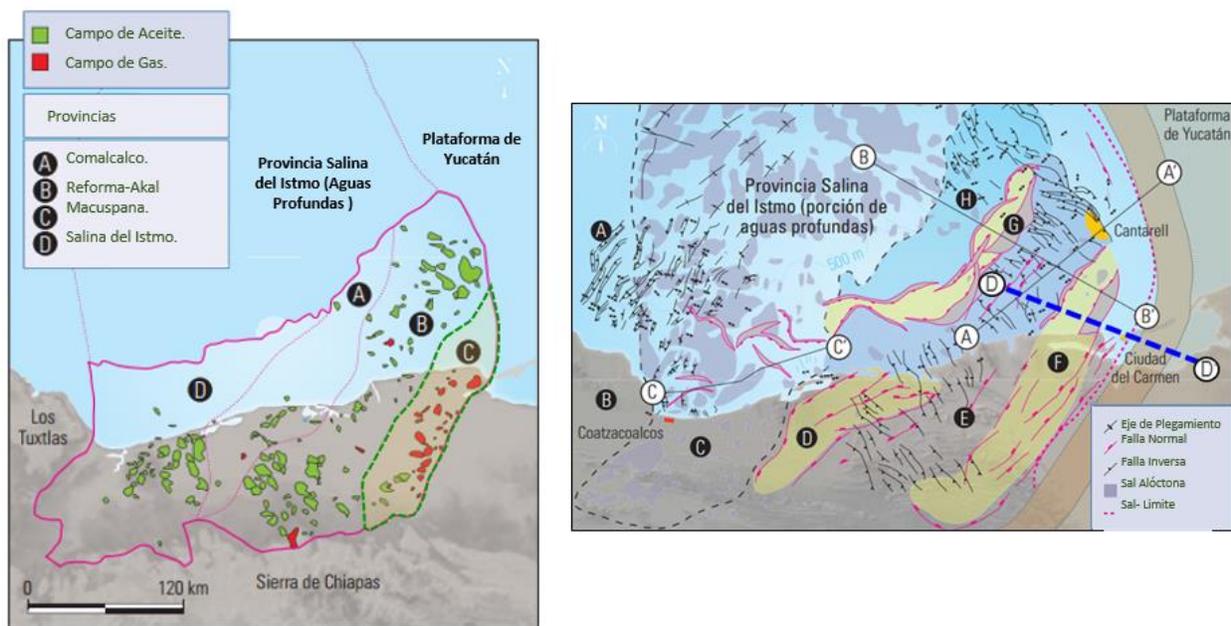


Figura 19. Localización de la Cuenca de Macuspana.

La Cuenca de Macuspana se caracteriza por fallas lítricas del Mioceno-Plioceno Temprano de orientación NE-SO e inclinación al NO con anticlinales *rollover* asociados a la evacuación de arcillas del Oligoceno. En la porción marina estas fallas rompen y desplazan al NO las rocas del Mesozoico con un sistema *raft* poniendo en contacto la sal jurásica con sedimentos del Oligoceno. Hacia su borde occidental ocurren fallas lítricas del Plioceno Tardío-Pleistoceno con orientación NE-SO e inclinación hacia el SE y anticlinales elongados y apretados del Plio-Pleistoceno asociados a la inversión de las fallas durante el Mioceno.

La sección D-D' muestra la componente estratigráfica y estructural de una sección transversal de la porción noreste de la Cuenca de Macuspana (figura 20).

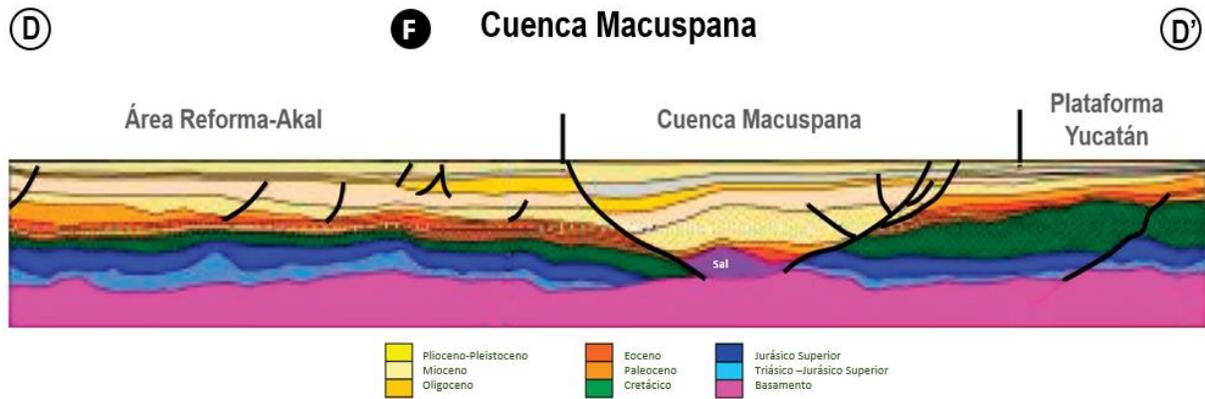


Figura 20. Sección D-D' de la Cuenda de Macuspana.

ESTILO ESTRUCTURAL CUENCA DEL SURESTE REGIÓN MARINA.

La Figura 21 y 22 corresponden a la sección B-B' en dirección noroeste-Sureste de la Cuenca del Sureste el cual contempla el estilo estructural de las provincias Salina del Istmo, Comalcalco, Pilar Reforma-Akal y Macuspana.

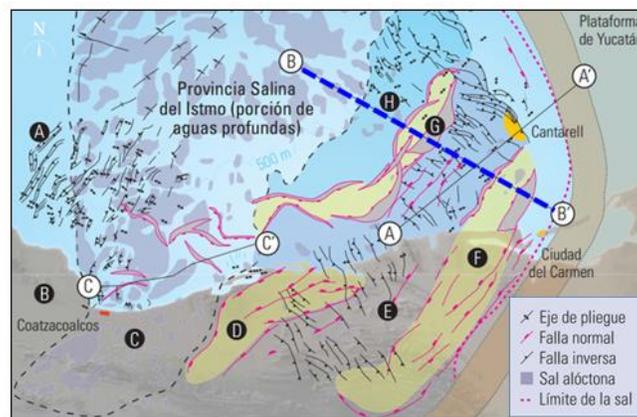


Figura 21. Localización de la sección B-B' de la Cuencas del Sureste.

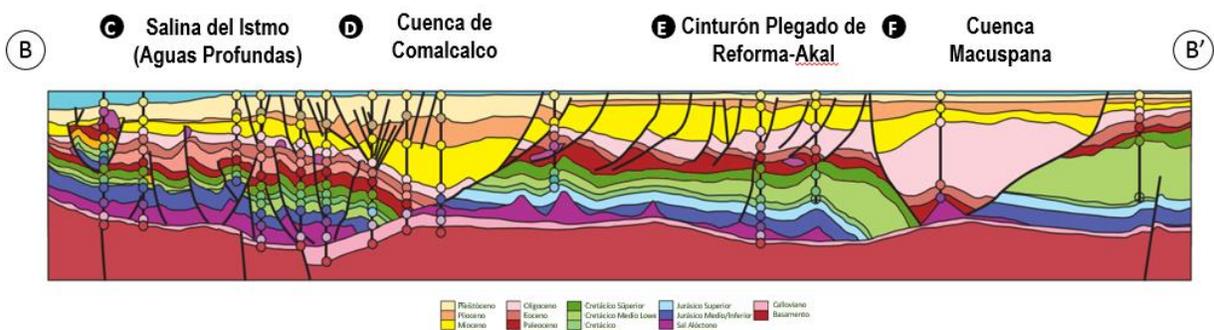


Figura 22. Sección B-B' que atraviesa la porción noreste de la Cuenca del Sureste.

ESTILO ESTRUCTURAL CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS.

Como resultado de diferentes eventos tectónicos que afectaron el Cinturón Plegado de Chiapas se generaron varios estilos de deformación que se han agrupado en cuatro subprovincias estructurales (figura 23):

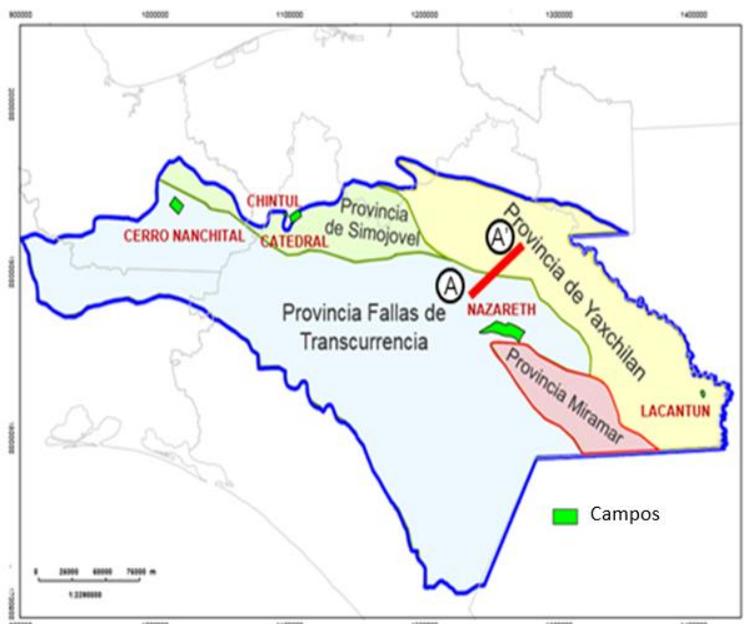


Figura 23. Cinturón plegado de Chiapas y Sub-provincias.

ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE MIRAMAR.

caracterizada por plegamientos en abanico y en caja, que muestran la influencia de la columna evaporítica en su estilo de deformación.

ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE FALLAS DE TRASCURRENCIA.

En ella se distinguen dos sistemas de fallas (ambos con corrimientos laterales izquierdos), uno orientado NO-SE y el segundo con rumbo O-E. Los bloques altos están formados principalmente por calizas cretácicas. Los bloques bajos están ocupados por sinclinales con los ejes paralelos al rumbo de las fallas y conformados por estratos del Terciario.

ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE SIMOJOVEL.

se caracteriza por sus anticlinales escalonados (en echelón) generados por las fallas. Los anticlinales están formados por estratos del Terciario, tienen sus ejes orientados de NNO a SSE, y es frecuente que estén cortados por fallas inversas con vergencia al OSO. Al norte de la provincia se han descubierto campos petroleros que producen en rocas cretácicas.

ESTILO ESTRUCTURAL SUBPROVINCIA DE YAXCHILAN.

Es un cinturón de pliegues escalonados con ejes orientados NO-SE. Las estructuras son anticlinales alargados algunos con longitudes mayores de 50 km, frecuentemente afectados por fallas inversas longitudinales, en un arreglo que sugiere plegamientos por propagación de fallas (figura 24).

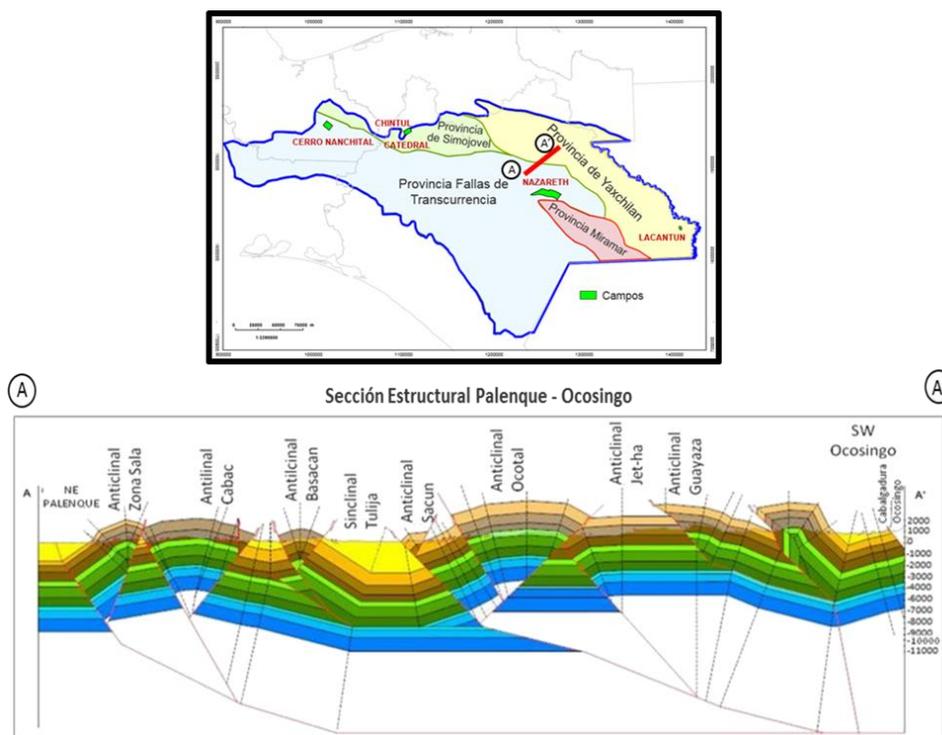


Figura 24. Sección Estructural Palenque – Ocosingo.

MARCO ESTRATIGRÁFICO

COLUMA ESTRATIGRÁFICA.

La evolución geológica del Sureste Mexicano es analizada en el contexto regional del Golfo de México que inicia su apertura con la fragmentación y dispersión de la Pangea. La sedimentación en esta depresión empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, después de lo cual, durante el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico que cubren una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca. Desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide, evento tectónico que formó la Sierra Madre Oriental.

Durante el resto del Paleógeno la sedimentación clástica se fue alojando en grandes depocentros formados en el antepaís de la Sierra Madre Oriental y en las porciones sur y suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chiapas aportó un gran volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque Yucatán continuaba el depósito de carbonatos de plataforma somera. En el Mioceno Medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un nivel de despegue al nivel de la sal calloviana; posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el NNO cuando la sal se movilizó hacia el Norte. El cambio de posición de la masa de sal generó nuevos depocentros y minicuenas, controlados por fallas con vergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste. El movimiento gravitacional de los depósitos cenozoicos causó finalmente inversión tectónica en las cuencas neógenas, siendo esta más evidente en la Cuenca de Macuspana.

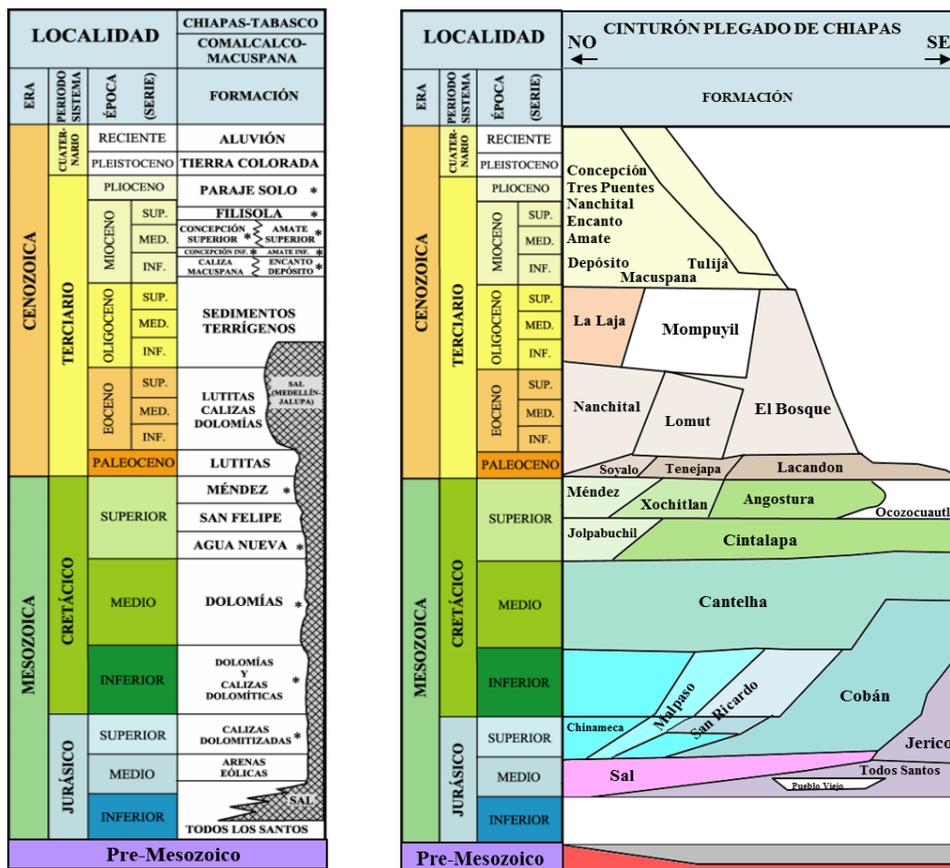


Figura 25. Columna geológica de las provincias Comalcalco, Macuspana y Cinturón plegado de Chiapas.

BASAMENTO PRE-MESOZOICO.

En el Golfo de México meridional el basamento aflora en el Macizo de Chiapas, al sur de la Sierra de Chiapas, en donde está constituido por un complejo de rocas meta-sedimentarias del Precámbrico Superior al Paleozoico Inferior, intrusionadas por granitos, granodioritas y tonalitas del Permotriásico. Es importante aclarar que no todas las rocas intrusivas en el Macizo de Chiapas son de esa edad, pues se han datado algunas muestras como del Cretácico Superior. En el suroriente de Chiapas (Chicomuselo), norte de Guatemala (Tactic) y occidente de Belice (San Miguel Ixtatán), rocas sedimentarias paleozoicas descansan discordantes sobre la secuencia de rocas meta-sedimentarias 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.

En la figura 26 se muestran las localidades en donde aflora el basamento Pre-Mesozoico y algunos pozos que lo han perforado en el subsuelo de las áreas circunvecinas al Golfo de México.



Figura 26. Basamento pre-mesozoico del Cinturón plegado de Chiapas.

EVOLUCIÓN PALEOGEOGRÁFICA.

La figura 27 muestra la paleogeografía del Triásico Superior. La ubicación de los *horsts* fue esquematizada con datos superficiales y de subsuelo. *Rift* Triásico Superior-Jurásico Medio, apertura del Golfo de México y desplazamiento del Bloque de Yucatán.

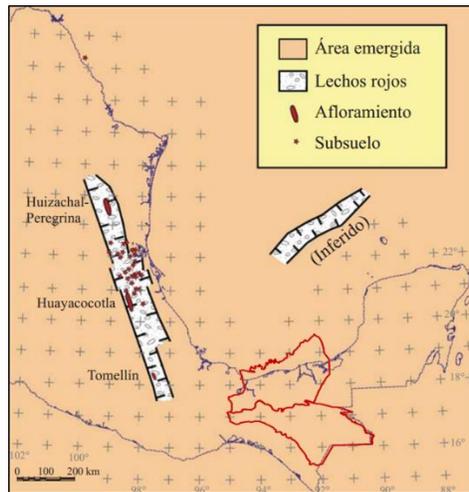


Figura 27. Paleogeografía del Triásico Superior.

La figura 28 muestra la paleogeografía del Jurásico Medio. En negro la distribución de la sal depositada durante el Calloviano. La sal aflora en el fondo marino en dos masas, una septentrional y otra meridional, separadas por una franja sin sal.

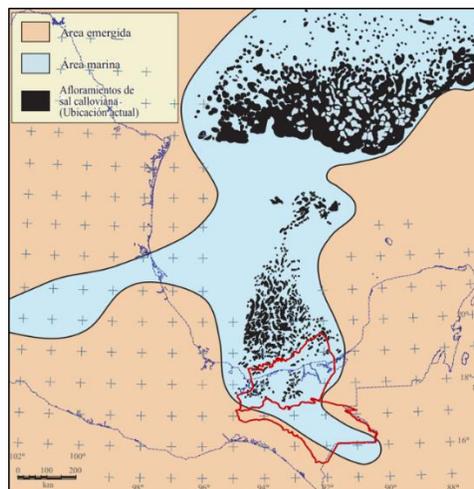


Figura 28. Paleogeografía del Jurásico Medio.

La figura 29 muestra la paleogeografía del Kimmeridgiano Temprano. Para este tiempo la falla transformante Tamaulipas-Oaxaca ya había cesado su movimiento lateral y tanto el Macizo de Chiapas como el Bloque Yucatán ocuparon desde entonces la posición que tienen hoy.

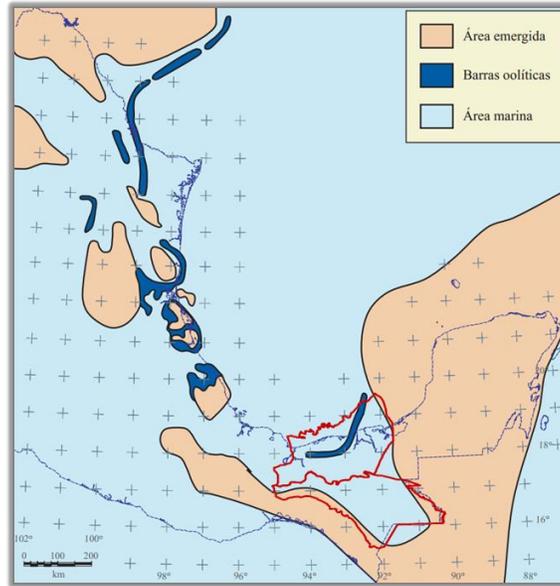


Figura 29. Paleogeografía del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

La Figura 30 muestra la paleogeografía del Titoniano Superior. Nótese la gran extensión de las áreas de plataformas someras, en donde ocurrió el depósito de rocas ricas en materia orgánica que constituyen la principal roca generadora de hidrocarburos en el Golfo de México.

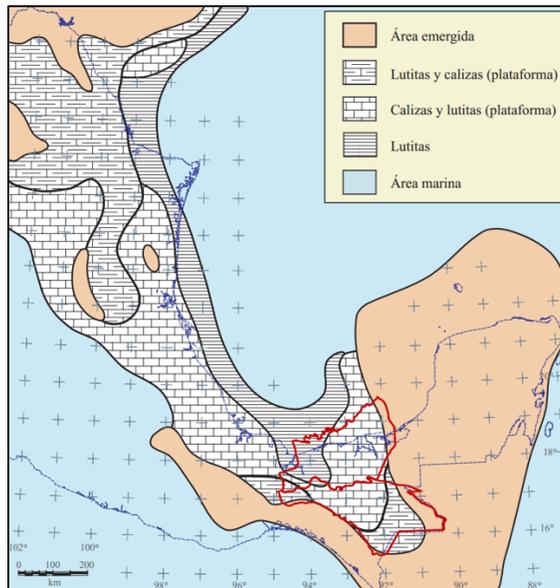


Figura 30. Paleogeografía del Titoniano Superior.

La figura 31 muestra la paleogeografía del Barremiano. Nótese la longitud de las barreras de arrecifes que bordean a las plataformas, así como la gran extensión de áreas con carbonatos de aguas someras.

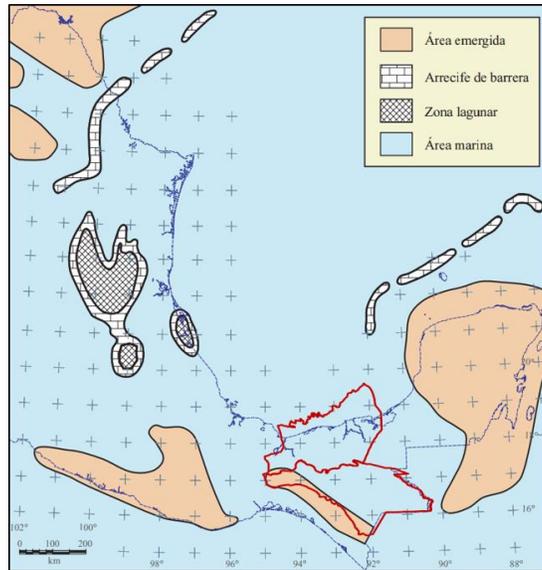


Figura 31. Paleogeografía del Barremino.

La Figura 32 muestra la paleogeografía para el Albiano-Cenomaniano. La sedimentación de clásticos prevaleció hasta el Aptiano Tardío, tiempo en el que los altos de basamento, emergidos desde el Jurásico Tardío, fueron sumergidos. A partir de entonces la sedimentación de carbonatos dominó nuevamente en toda la Cuenca del Golfo de México.

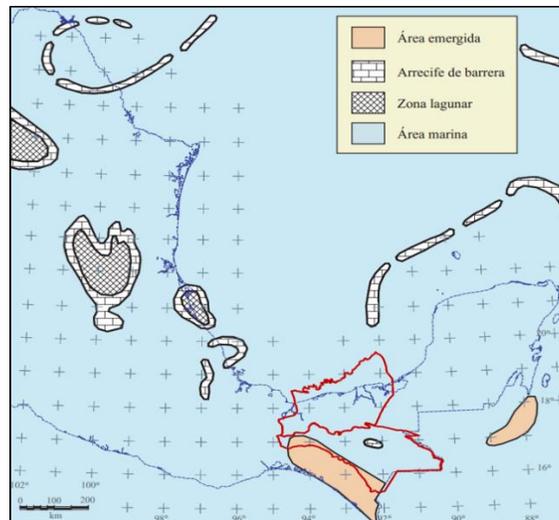


Figura 32. Paleogeografía del Albiano-Cenomaniano.

La Figura 33 muestra la paleogeografía del Turoniano-Maastrichtiano. 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.

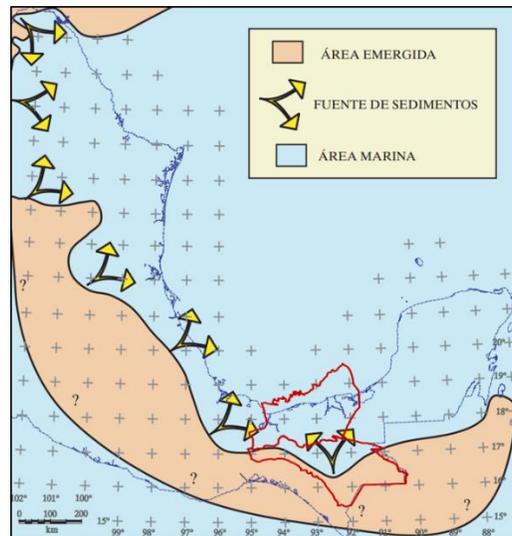


Figura 33. Paleogeografía del Turoniano-Maastrichtiano.

La Figura 34 muestra la 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.

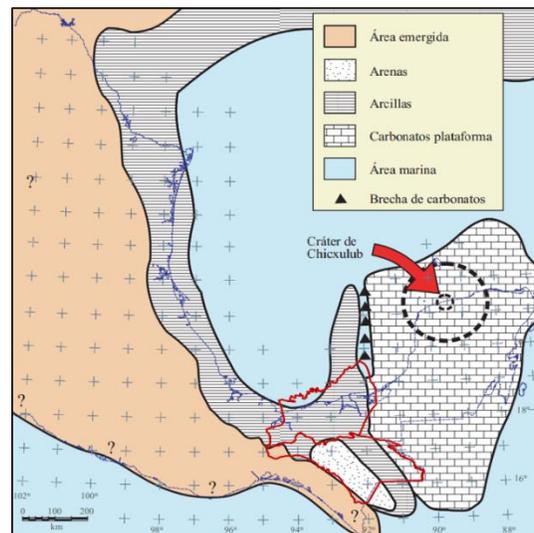


Figura 34. Paleogeografía del Paleoceno Inferior.

La Figura 35 muestra la paleogeografía del Eoceno Superior periodo en el cual se inició el relleno por sedimentos de las cuencas de antepaís de las sierras plegadas y cabalgadas del occidente del Golfo de México.

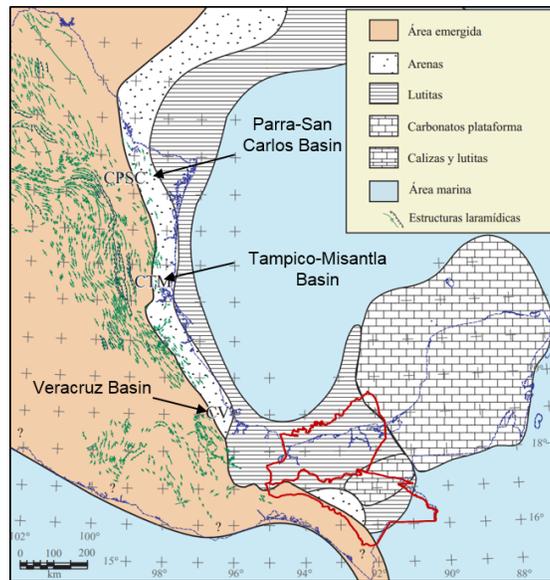


Figura 35. Paleogeografía del Eoceno Superior.

La Figura 36 muestra la Paleogeografía del Mioceno Superior, cuando ya se habían formado las Crestas Mexicanas: los pliegues y fallas de las Cuencas de Veracruz, Sierra de Chiapas y el Pilar Reforma-Akal. De estas estructuras, Reforma-Akal se conoce solamente en el subsuelo.

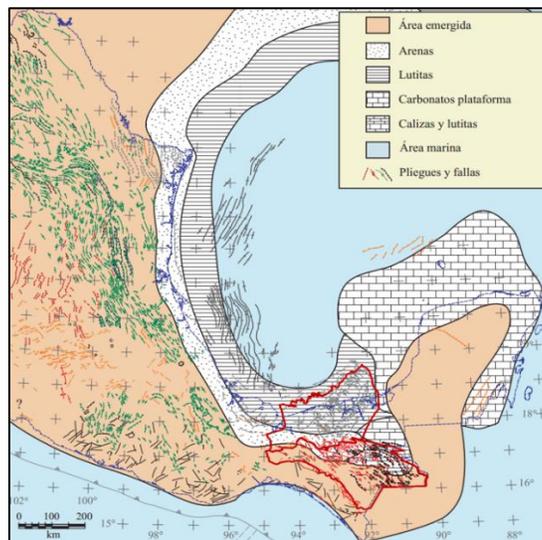


Figura 36. Paleogeografía del Mioceno Superior.

SECCIONES A-A' Y B-B'.

Secciones geológicas A-A' y B-B' del Cinturón Plegado de Chiapas, Pilar Reforma-Akal y de la Cuenca de Comalcalco. Desde el Basamento hasta el Plio-Pleistoceno (figura 37).

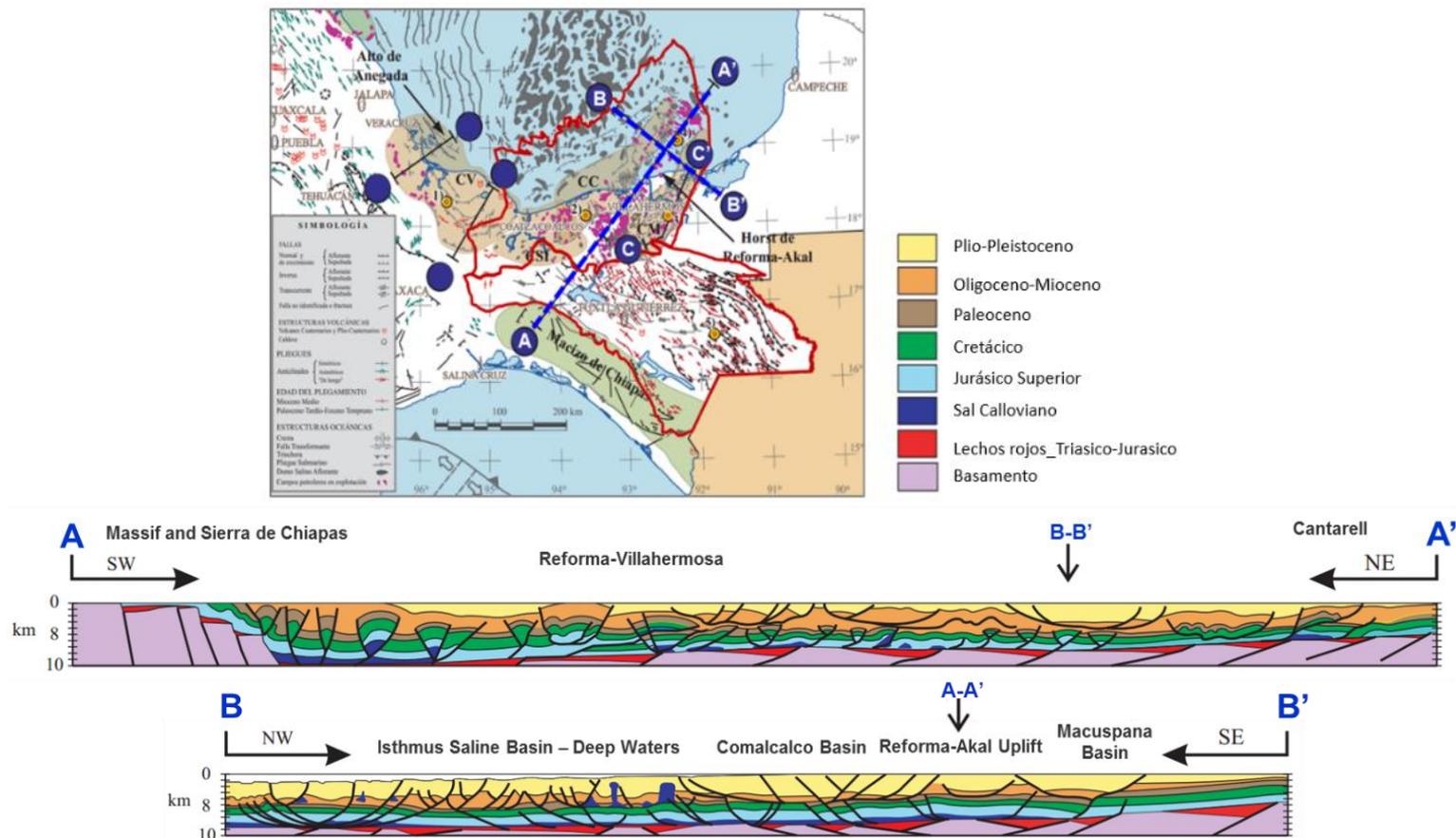


Figura 37. Sección geológica A-A' y B-B'.

SECCIÓN C-C'.

Sección geológica C-C' de la Cuenca de Macuspana desde el Cretácico al Plio-Pleistoceno (figura 38 y 39).

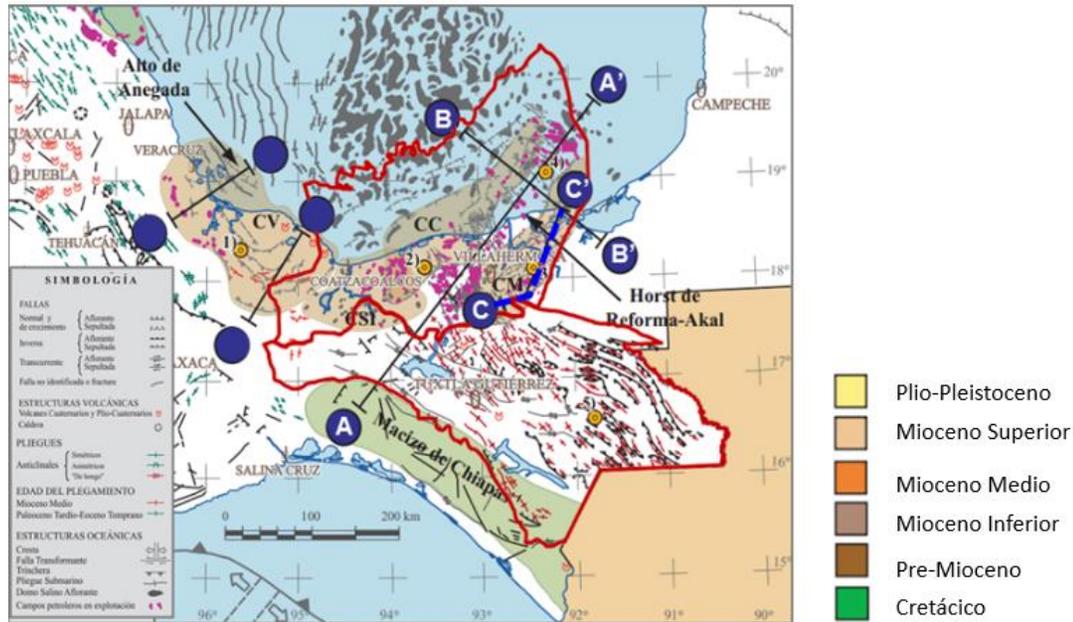


Figura 38. Localización de la Sección geológica C-C'.

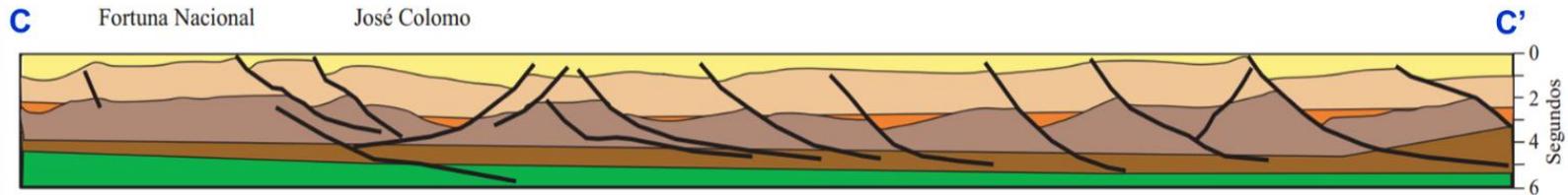


Figura 39. Sección geológica C-C'.

SISTEMA PETROLERO

INTRODUCCIÓN.

La distribución de los sistemas de petroleros de la Provincias del Sureste y el Cinturón plegado de Chiapas se muestran en la figura 40. Se han identificado cuatro sistemas petroleros, de acuerdo a su clasificación, dos son conocidos y dos son hipotéticos (figura 41).

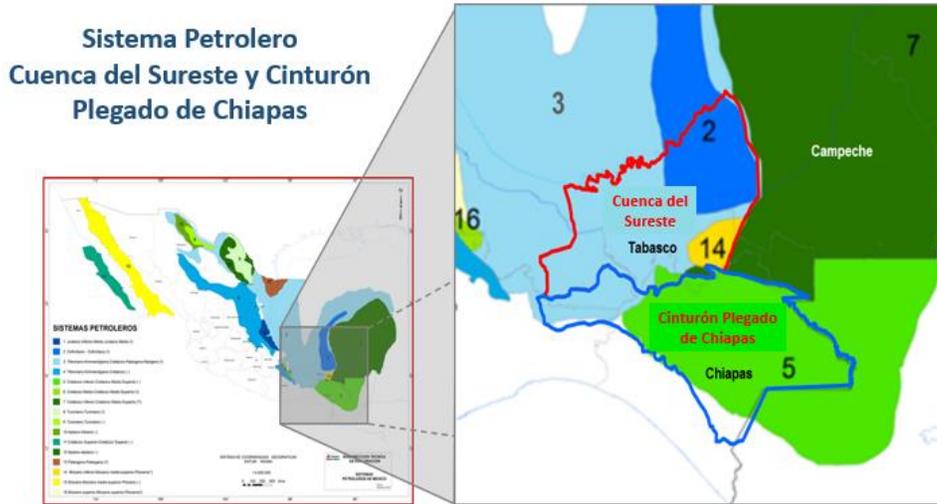


Figura 40. Sistemas Petroleros de las Provincias de Sureste y el Cinturón plegado de Chiapas.



Figura 41. Clasificación de los Sistemas Petroleros.

La figura 42 muestra un registro geoquímico en donde con base a la riqueza de carbono orgánico total, el hidrocarburo obtenido a partir de la pirolisis al kerógeno y el índice de hidrógeno lograron identificarse cuatro sistemas generadores para las Provincias del Sureste y el Cinturón plegado de Chiapas.

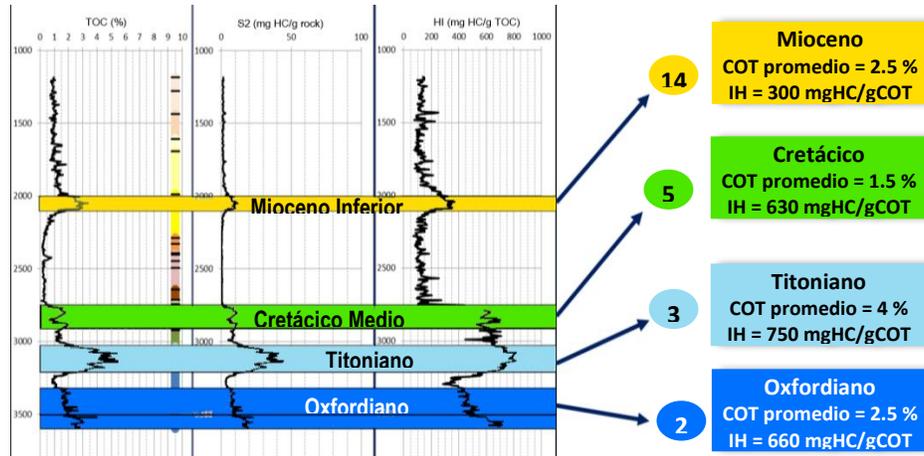


Figura 42. Registro geoquímico de pozo que atraviesa la columna geológica del Cenozoico y Mesozoico.

OXFORDIANO

El subsistema generador del Oxfordiano es considerado como secundario en las Cuencas Mesozoicas del Sureste, ya que refleja valores de carga potenciales de moderados a pobres, presentes en forma discontinua. El sistema petrolero del Oxfordiano se considera un sistema cerrado, ya que las acumulaciones dentro de los intervalos arenosos del Oxfordiano Inferior provienen únicamente de la expulsión de hidrocarburos de la roca generadora Oxfordiana y no migran hacia los niveles superiores (tabla 2).

Tabla 2. Rocas Generadoras del Oxfordiano.

Características	
Roca Generadora - Oxfordiano	
Litología	Lutitas y Lutitas Calcáreas
Edad	Jurásico Superior Oxfordiano
Rango de Espesor	< 100 metros
Contenido Orgánico T.	2-6 % COT
Materia Orgánica	Kerógeno Tipo I y II
Índice de Hidrogeno	700 mg HC/g COT

TITONIANO

Las rocas del Titoniano constituyen el principal elemento generador de hidrocarburos de las Cuencas del Sureste y del Cinturón Plegado de Chiapas. Se distribuyen ampliamente en el área con espesores variables entre los 100 y 400 metros. Las litofacies se asocian con ambientes carbonatados profundos que van de plataforma externa a cuenca. Esta roca ha sido considerada y comprobada, como responsable de las acumulaciones regionales de aceite ligero y mediano (tabla 3).

Tabla 3. Roca generadora del Titoniano.

Características	
Roca Generadora-Titoniano	
Litología	Lutita y Calizas Dolimitizadas
Edad	Jurásico Superior Titoniano
Rango de Espesor	100 - 400 metros
Contenido Organico T.	4-7 % COT
Materia Organica	Kerógeno Tipo II
Índice de hidrogeno	712 mg HC/g COT
S2	50 mg HC/g roca

CRETÁCICO Y MIOCENO INFERIOR

La roca generadora del **Cretácico**, con valores de COT de 1-2%, IH=600 mg/g COT, se estima que juega un papel menor en la recarga del Cretácico y otros horizontes más jóvenes. Aunado a esto, el bajo grado de madurez observado limita su capacidad generadora. Estas rocas han sido poco estudiadas y documentadas.

La roca generadora del **Mioceno Inferior** con valores de 1-3 % de COT, IH menor de 400 mg/g COT sugiere kerógeno tipo II-III. Su contribución es casi nula debido a su baja madurez, por debajo de generación-expulsión.

la figura 43 muestran los elementos del sistema petrolero de la Provincia Petrolera del Sureste, con rocas generadoras del Titoniano, Oxfordiano, Cretácico y Mioceno Inferior, que cargaron a rocas desde el Jurásico hasta el Plioceno en trampas de tipo estructural, estratigráficas y mixtas con producción de aceite y gas.

En la figura 44 se muestran los elementos del sistema petrolero del Cinturón plegado de Chiapas. Se identificaron 2 rocas generadoras del Titoniano y Cretácico Inferior que cargaron rocas desde el Jurásico hasta el Mioceno Medio Superior en trampas estratigráficas, estructurales y mixtas con producción de aceite principalmente y gas.

TABLA DEL SISTEMA PETROLERO DE LA PROVINCIA DEL SURESTE.

Columna Estratigráfica		Elemento Roca Generadora	Elemento Roca Almacén	Elemento Roca Sello	Sistemas Petroleros	Tipo de Aceite	Tipo de Trampa						
Cenozoico	Cuat. Pleistoceno		<p>Mioceno Inferior</p>	Pleistoceno	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●							
				Plioceno	Plioceno	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●						
	Neógeno			<p>Mioceno</p>	Mioceno Sup - Plioceno Inf	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●						
					Oligoceno	Oligoceno	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●					
					Eoceno	Eoceno	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●					
	Paleógeno			<p>Paleoceno Sup - Eoceno</p>	Paleoceno	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●						
					Cretácico Superior	Cretácico Superior	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●					
						Cretácico Medio	Cretácico Medio	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●				
	Mesozoico			Cretácico Superior	<p>Cretácico Inferior</p>	Cretácico Inferior	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●					
						Cretácico Medio	Cretácico Medio	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)	●				
Cretácico Inferior		Cretácico Inferior	Mioceno inferior-Mioceno medio-superior-Plioceno (!)				●						
Cretácico Inferior		<p>Jurásico Titoniano</p>	<p>Oxfordiano</p>	Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)		●							
				Oxfordiano		Oxfordiano	Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)	●					
Jurásico Superior		<p>Jurásico Titoniano</p>	<p>Oxfordiano</p>	<p>Kimmeridgiano</p>		Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)	●						
						Jurásico Medio	<p>Jurásico Titoniano</p>	<p>Oxfordiano</p>	<p>Kimmeridgiano</p>	<p>Oxfordiano</p>	Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)	●	
											Jurásico Inferior	Jurásico Inferior	Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)
Triásico Superior		<p>Jurásico Titoniano</p>	<p>Oxfordiano</p>	<p>Kimmeridgiano</p>		Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)	●						
						Triásico Medio	<p>Jurásico Titoniano</p>	<p>Oxfordiano</p>	<p>Kimmeridgiano</p>	<p>Oxfordiano</p>	Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)	●	
	Triásico Inferior				Triásico Inferior						Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Paleógeno-Neógeno (!)	●	
Paleozoico	Basamento				Sistema Petrolero Conocido (!) Sistema Petrolero Hipotético (-)								

Figura 43. Tabla del Sistema Petrolero de la Provincia del Sureste.

TABLA DEL SISTEMA PETROLERO DEL CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS.

Columna Estratigráfica			Elemento Roca Generadora	Elemento Roca Almacén	Elemento Roca Sello	Sistemas Petroleros	Tipo de Aceite	Tipo de Trampa		
CENOZOICA	CUATERNARIO	RECIENTE								
		PLEISTOCENO	Concepción							
	TERCIARIO	MIOCENO	SUP.	Tres Puentes		Mioceno	Mioceno Medio-Superior	●		
			MED.	Nanchital						
			INF.	Amate	Depósito Macuspana		Mioceno Inferior			
		OLIGOCENO	SUP.							
			MED.	La Laja	Mompuyil		Oligoceno		●	
			INF.							
	EOCENO	SUP.								
		MED.	Nanchital	Lomut		Eoceno	Paleoceno			
INF.										
PALEOCENO		Soyalo	Tenejapa	Lacandon						
MESOZOICA	CRETÁCICO	SUPERIOR	Méndez	Xochitlan	Angostura	Ocozucuaula				
			Jolpabuchil	Cintalapa						
		MEDIO		Cantelha						
	INFERIOR									
JURÁSICO	SUPERIOR	Chinameca	Malpasco	San Ricardo	Cobán					
	MEDIO		Sal		Todos Santos					
	INFERIOR									
Pre-Mesozoico										

Cretácico Superior		
Cretácico Medio		
Cretácico Medio		
Cretácico Inferior		
Cretácico Inferior		
Jurásico Titoniano		
Kimmeridgiano		

Cretácico inferior-Cretácico medio-superior (-)		
Titoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (!)		
Sistema Petrolero Conocido (!)		
Sistema Petrolero Hipotético (-)		

Trampas	Tipo hidrocarburo
	● Gas
	● Condensado
	● Aceite

Figura 44. Tabla del sistema petrolero del Cinturón plegado de Chiapas.

CALIDAD Y MADUREZ ROCAS GENERADORAS DEL OXFORDIANO Y TITONIANO.

La riqueza orgánica de la roca generadora encontrada en los pozos exploratorios indica un potencial de generación residual de pobre a medio; mientras que las muestras de superficie exhiben un potencial de alta generación, que al combinarse muestran que la riqueza de las rocas generadoras del Titoniano va de pobres a excelentes (figura 45).

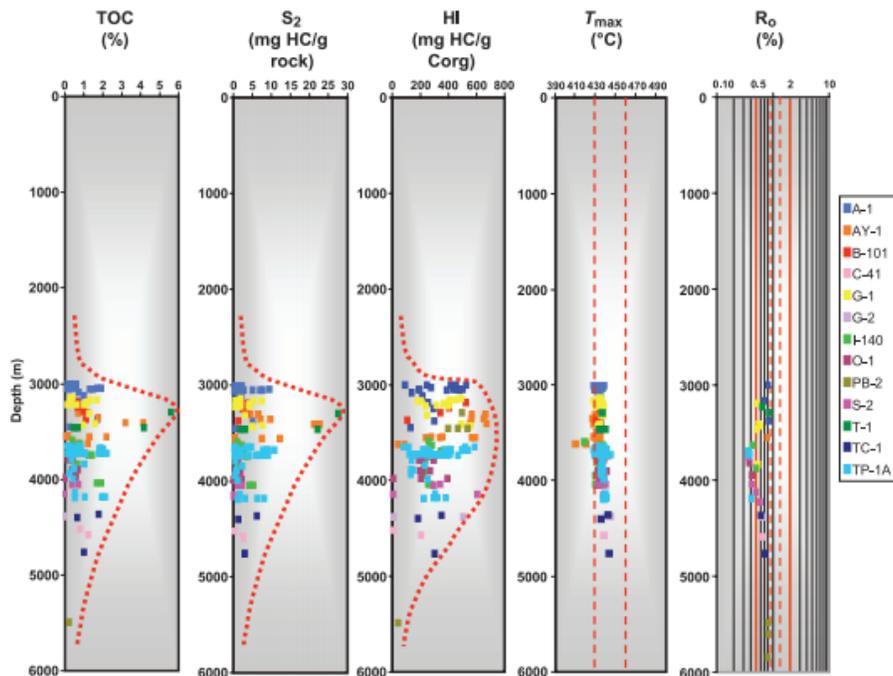


Figura 45. Valores geoquímicos de estudios realizados a pozos que atravesaron las rocas del Oxfordiano y Titoniano

La madurez de las muestras de superficie oscila entre 0.4 y 0.6% de R_o , lo que indica que parte de esta roca sigue siendo inmadura. Mientras que las muestras del subsuelo varían de 0.6 a 2% de R_o , indicando que varían de inmaduro a sobremaduro.

En las muestras superficiales se observa Potencial de alta generación con valores de COT del 2-15%, S_2 (potencial generador de hidrocarburos) de 2-74 mgHC/g de roca, IH de 250-800, T_{max} de menos de 430°C, principalmente materia orgánica amorfa a algácea con poca contribución leñosa.

CARACTERIZACIÓN DE FLUIDO - MADUREZ.

El gráfico de R_o equivalente frente a $\delta^{13}C$ (figura 46), muestra como los aceites del Oxfordiano y del Titoniano han pasado por la ventana temprana de generación de aceite hasta la de condensados; los aceites con afinidad cretácica se encuentran en las ventanas de generación

temprana y el pico de generación, mientras que los del Mioceno Inferior se encuentran en la fase temprana de la generación de aceite.

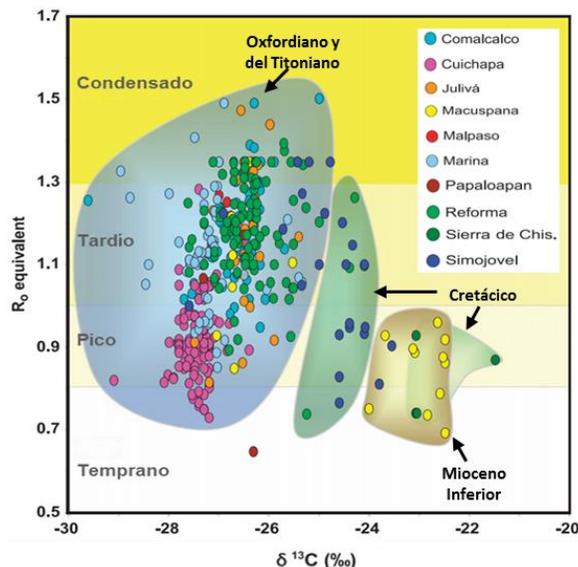


Figura 46. R_o equivalente vs $\delta^{13}C$.

La madurez, medida por los esteranos C29 (figura 47), muestra que los aceites del Jurásico tienen la mayor madurez y están alcanzando la etapa de equilibrio, los aceites menos maduros son los de la Cuenca Salina del Istmo. Los aceites del Cretácico tienen madurez moderada y también están alcanzando el punto de equilibrio, mientras que los aceites del Mioceno Inferior, como se muestra en la gráfica, están en las etapas iniciales de madurez.

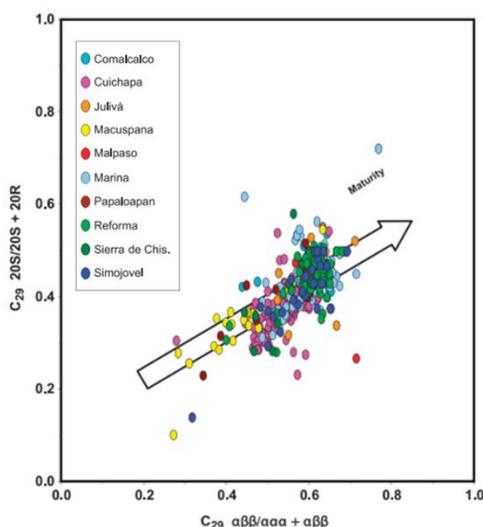


Figura 47. Madurez de los aceites con base en esteranos C29.

La relación $T_s / (T_s + T_m)$ vs gravedad API (figura 48) también usado como indicador de madurez, relaciona los aceites con sus rocas origen. Esta relación aumenta según el nivel de madurez y de oxígeno. Se observa una tendencia a mayor madurez en los aceites del Jurásico, madurez avanzada en los aceites del Cretácico y pico de generación en los aceites del Mioceno Inf. Los aceites sin tendencia definida son producto de procesos secundarios (biodegradación o fraccionamiento durante la migración).

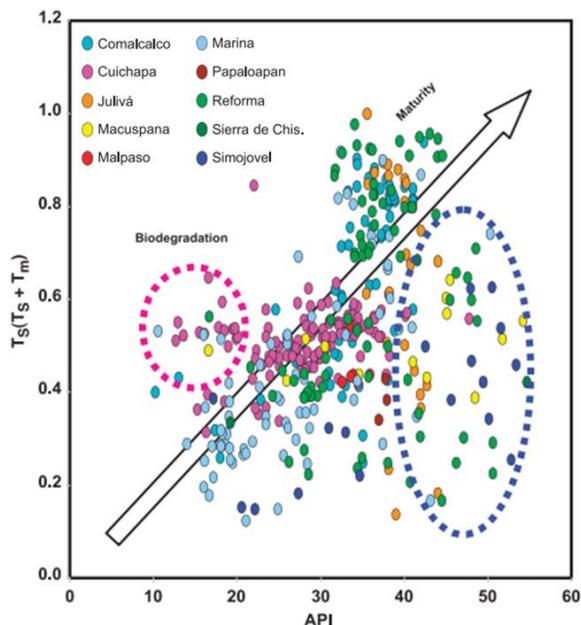


Figura 48. Indicador de madurez $T_s/(T_s + T_m)$.

PARÁMETROS GEOQUÍMICOS JURÁSICO SUPERIOR Y CRETÁCICO INFERIOR.

Las características geoquímicas del Titoniano fueron mapeadas (figura 49) mostrando la riqueza de carbono orgánico total, el hidrocarburo generado a partir de la pirolisis del kerógeno, el índice de Hidrógeno, la temperatura máxima y la reflectancia de vitrinita, mientras que para la roca del Cretácico Inferior se mapeo la reflectancia de vitrinita. Para ambos casos, el mapa geoquímico cubre gran extensión de la Provincia del Sureste y una pequeña porción del Cinturón plegado de Chiapas. Las variaciones existentes dependen de la madurez térmica de la roca fuente, los cambios físico-químicos durante la migración y los cambios que ocurren dentro del yacimiento. Las áreas con valores pobres no necesariamente significan la falta de riqueza orgánica y pueden simplemente indicar que la fuente casi ha agotado su capacidad de generación.

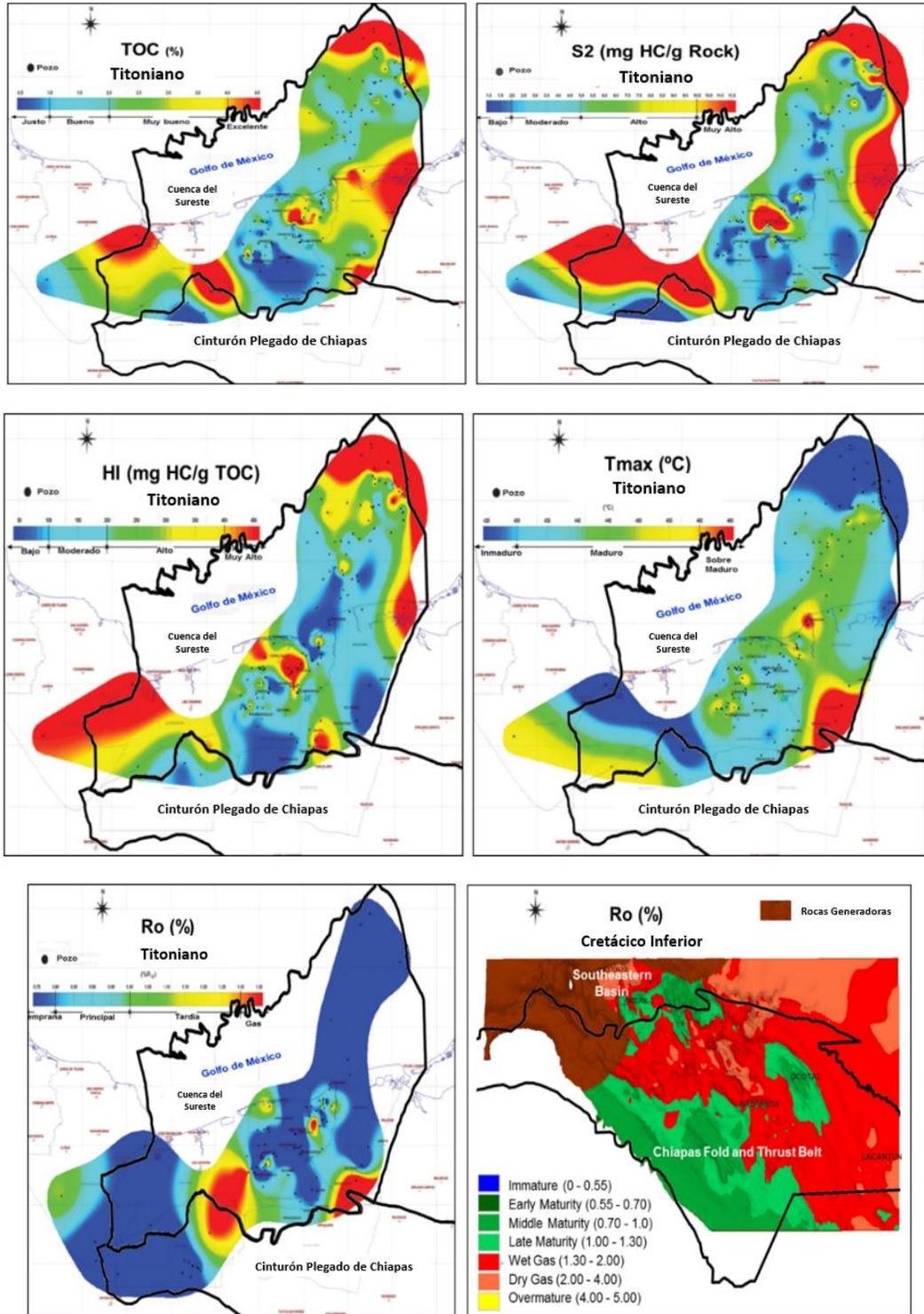


Figura 49. Características Geoquímicas del Jurásico Tithoniano y Cretácico Inferior.

Se han reconocido sistemas petroleros asociados a cuatro niveles generadores para la provincia Sureste.

1. El primer nivel generador corresponde a la roca generadora del Oxfordiano Tardío, que carga rocas almacenadoras del Oxfordiano Temprano en la porción marina (figura 50).
2. El segundo nivel generador corresponde al Titoniano, que es la de mayor importancia; esta roca generadora carga rocas almacenadoras del Kimmeridgiano, Titoniano, Cretácico, Eoceno y Mioceno-Plioceno (figura 51).
3. El tercer nivel generador se ha relacionado al Cretácico Inferior que en condiciones de madurez ha contribuido con hidrocarburos a las rocas almacenadoras del Cretácico en el sector de la plataforma aislada Artesa-Mundo Nuevo (figura 51).
4. El cuarto nivel corresponde a la roca generadora en la Cuenca de Macuspana, constituida por lutitas del Mioceno inferior, las cuales han generado gas y condensado en zonas con mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento que son almacenados en secuencias siliciclásticas del Mioceno Medio-Superior y Plioceno y que en ocasiones llegan a tener mezclas de aportes del Titoniano (figura 52).

La generación de hidrocarburos inició en el Mioceno Temprano, alcanzando su pico máximo de generación-expulsión durante el Mioceno Tardío - Plioceno.

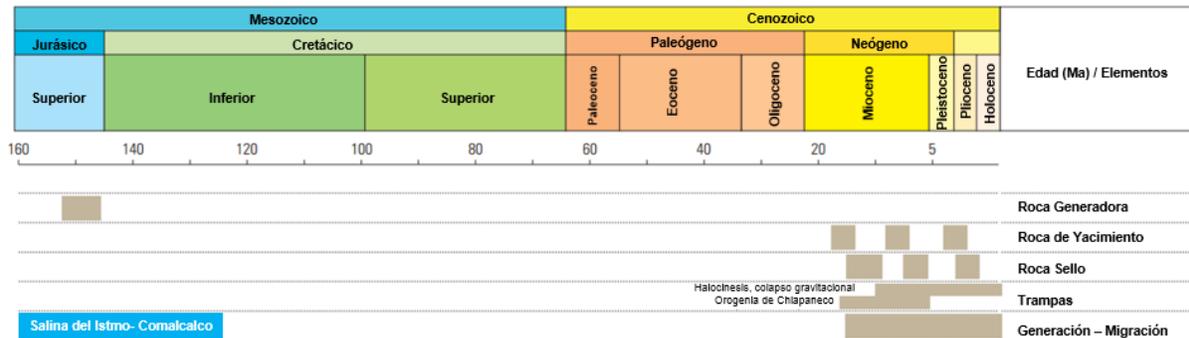


Figura 50. Carta de eventos del sistema petrolero de Salina del Istmo -Comalcalco.

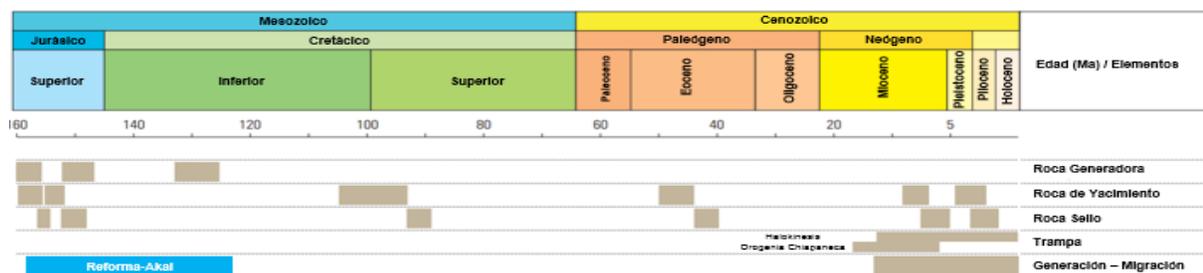


Figura 51. Carta de eventos del sistema petrolero de Reforma-Akal.

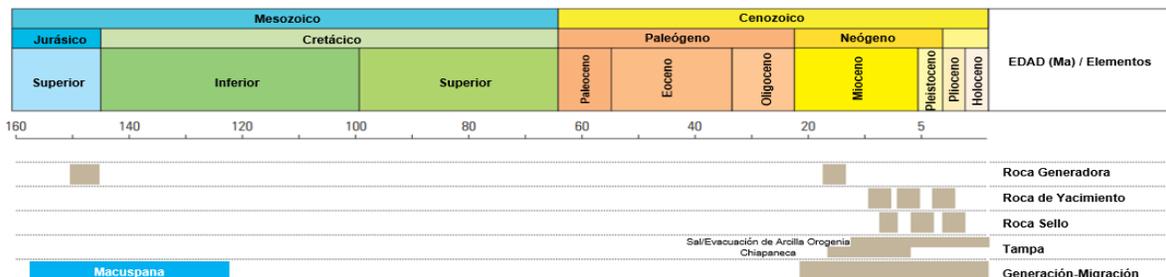


Figura 52. Carta de eventos del sistema petrolero de Macuspana.

La figura 53 muestra la tabla de elementos y eventos de los sistemas generadores del Cinturón Plegado de Chiapas en donde se distingue la presencia de dos rocas generadoras, una depositada durante el Titoniano en el borde occidental del área y la otra durante el Cretácico Inferior, en la porción oriental y con extensión hacia la República de Guatemala.

Dadas las características estratigráficas y sedimentológicas, se tienen condiciones propicias para poder almacenar hidrocarburos y se postulan como rocas almacenadoras a los bancos oolíticos del Jurásico, las calizas de plataforma del Cretácico Inferior y Medio fracturadas por la tectónica salina y la compresión, además de las areniscas turbidíticas terciarias que conforman complejos de canales y abanicos submarinos depositados en esta zona como sistemas de bajo nivel.

Se consideran como rocas sello para los almacenes del Mesozoico a los niveles de lutitas del Paleoceno y para los horizontes de areniscas del Terciario a los desarrollos intraformacionales de lutitas que están dispuestas en forma alternada de manera vertical y lateral. Mientras que, para el Cretácico Inferior y Medio, la roca sello está compuesta por las intercalaciones de cuerpos de anhidrita que existen entre las dolomías.

La generación de hidrocarburos inició a finales del Cretácico, alcanzando su pico máximo de generación-expulsión durante el Pleistoceno.

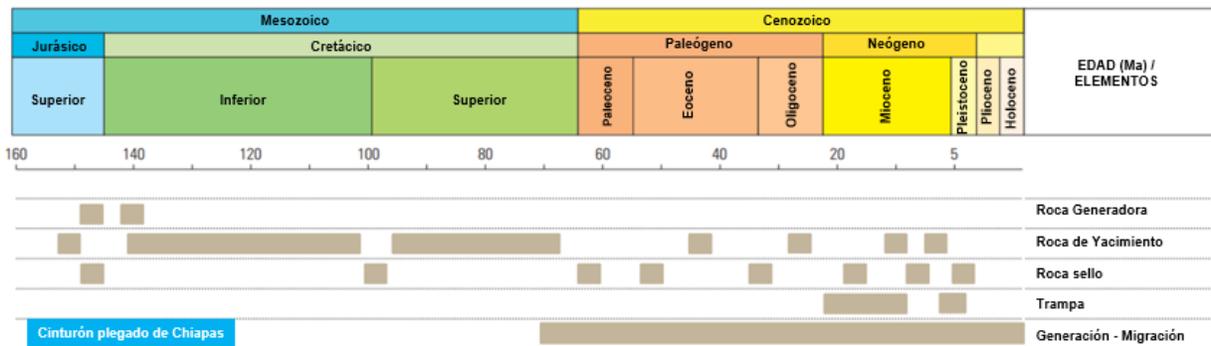


Figura 53. Carta de eventos del sistema petrolero del Cinturón Plegado de Chiapas.

PLAYS

SALINA DEL ISTMO Y COMALCALCO.

A continuación, se muestra el mapa (figura 54) en donde resaltan los polígonos de las provincias de Salina del Istmo y Comalcalco con sus respectivos campos de gas y aceite, en la tabla 4 se mencionan los cuatro plays asociados a estas provincias.

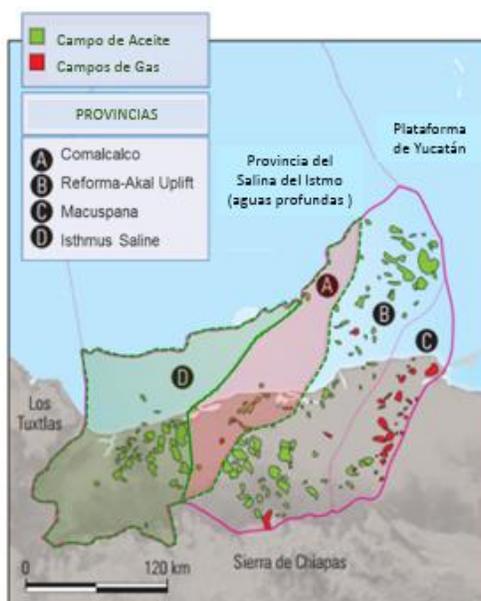


Figura 54. Mapa de las provincias Salina del Istmo y Comalcalco con los principales campos de gas y aceite.

Tabla 4. Descripción de plays de las provincias Salina del Istmo y Comalcalco.

PLAY	LITOLOGIA FORMACION, EDAD	EDAD SELLO	TRAMPAS	TIPO HCS. / EDAD ROCA GENERADORA	CAMPOS REPRESENTATIVOS
Cuencas Salina del Istmo y de Comalcalco					
Areniscas del Mioceno en anticlinales	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas (Depósito, Mioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Mioceno inferior y medio)	Estructurales (anticlinales de orientación NE-SW, en algunos casos subsal, nucleados por sal y/o afallados)	Aceite ligero y gas (Titoniano)	Cuichapa
Areniscas en acuñamientos sobre y contra sal	Areniscas de canales y abanicos submarinos y barras costeras (Encanto y Concepción, Plioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Plioceno Inferior Medio)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos y sobrelapes sobre cuerpos de sal o estructuras asociadas a intrusiones salinas)	Aceite ligero y gas (Titoniano)	Cinco Presidentes, Ogarrio, Bacal
Areniscas en estructuras tipo tortuga	Barras de arenas deltaicas (Plioceno inferior)	Lutitas intraformacionales (Plioceno inferior)	Estructural (estructura tipo tortuga creada por evacuación de sal)	Gas y aceite ligero (Titoniano)	La Central
Areniscas en fallas listricas y anticlinales <i>roll-over</i>	Areniscas turbidíticas (Plioceno medio y tardío)	Lutitas intraformacionales (Plioceno medio y tardío)	Estructurales y combinadas (acuñamientos o crecimientos contra fallas normales sindepositacionales, anticlinales <i>roll-over</i>)	Aceite ligero y gas (Titoniano)	El Golpe, Tupilco

MACUSPANA Y CINTURÓN PLEGADO REFORMA-AKAL.

La figura 55 muestra los polígonos de las provincias de Macuspana y Pilar Reforma-Akal con sus respectivos campos de gas y aceite, en la tabla 5 se mencionan los ocho plays asociados a estas provincias.



Figura 55. Mapa de las provincias Macuspana y Pilar Reforma-Akal con los principales campos de gas y aceite.

Tabla 4. Descripción de plays de las provincias Macuspana y Reforma-Akal.

PLAY	LITOLOGIA FORMACION, EDAD	EDAD SELLO	TRAMPAS	TIPO HCS. / EDAD ROCA GENERADORA	CAMPOS REPRESENTATIVOS
Cuenca de Macuspana					
Areniscas en pliegues por inversión	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas de talud y piso de cuenca (Mioceno superior - Plioceno)	Lutitas intraformacionales (Mioceno-Plioceno)	Estructurales y combinadas (anticlinales por inversión de fallas listricas y tipo <i>roll-over</i> , cambio lateral de facies)	Gas y aceite ligero (Titoniano, Terciario)	José Colomo, Chunel, Vernet, Cafeto, Shishito, Fortuna Nacional
Pilar Reforma-Akal					
Areniscas Ek-Balam	Areniscas de cuarzo costeras y eólicas, porosidad primaria (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano- Titoniano)	Ek-Balam
Oolitas Ek-Balam	<i>Grainstones</i> oolíticos de rampa interna (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano) y lutitas (Terciario)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Titoniano)	Ek-Balam
Oolitas del Kimmeridgiano	<i>Grainstones</i> oolíticos de rampa interna, en partes dolomitizados, porosidad primaria y secundaria (Akimpech, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Titoniano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Titoniano)	Jujo-Tecominoacan, Luna, Zaap, Tsimin
Calizas arcillosas dolomitizadas del Titoniano	<i>Mudstone</i> arcilloso de rampa externa ligeramente dolomitizado y karstificado (Titoniano)	Calizas arcillosas (Titoniano y Cretácico Inferior)	Estratigráficas y combinadas	Aceite ligero (Titoniano)	Jujo-Tecominoacan
Calizas de plataforma fracturadas y dolomitizadas	<i>Packstone-grainstones</i> de plataforma, porosidad primaria y secundaria, disolución y fracturas (Cretácico)	Calizas arcillosas (Cretácico) y lutitas (Terciario)	Estructurales (anticlinales afallados)	Gas y condensado (Titoniano)	Catedral, Muspac, Girdaldas
Brechas Cretácico-Paleoceno	Brechas de talud fracturadas (Cretácico Superior-Paleoceno)	Lutitas (Paleoceno-Eoceno)	Estructurales (anticlinales afallados)	Pesado a ligero (Titoniano)	Cantarell, Abkatun, Ku, Zaap, Maloob, Ayatsil
Calcarenitas del Eoceno	Calcarenitas de litoclastos y bioclastos (Eoceno)	Lutitas y limolitas (Eoceno)	Estructurales (anticlinales)	Aceite pesado (Titoniano)	Ek-Balam

CINTURÓN PLEGADO DE CHIAPAS.

La figura 56 muestra la Provincia del Cinturón Plegado de Chiapas y sus campos. La tabla 6 tiene una breve descripción de los tres plays conocidos para esta provincia.



Figura 56. Mapa de la provincia Cinturón Plegado de Chiapas y campos asociados.



Tabla 5. Descripción de plays del Cinturón plegado de Chiapas.

PLAY	LITOLOGÍA FORMACIÓN, EDAD	EDAD SELLO	TRAMPAS	TIPO HCS. / EDAD ROCA GENERADORA	CAMPOS REPRESENTATIVOS
Cinturón Plegado de Chiapas					
Calizas de plataforma fracturadas y dolomitizadas	Packstone-grainstones de Plataforma, porosidad primaria y secundaria, disolución y fracturas (Cretácico)	Calizas arcillosas (Cretácico) y lutitas (Terciario)	Estructurales (Anticlinales afallados)	Gas y condensado (Titoniano)	Catedral
Calizas de plataforma fracturadas y dolomitizadas	Dolomia micro a mesocristalina (Cretácico Inferior) wackestone-packstone (Cretácico Superior)	Lutitas (Paleoceno)	Estructurales (Anticlinales afallados)	Aceite-Gas y Gas-condensado (Titoniano)	Cerro Nanchital Chintul
Calizas de plataforma fracturadas y dolomitizadas	Dolomias micro y mesocristalina (Cretácico Inferior) Microdolomias alternando con packstone – grainstone (Cretácico Med.)	Intercalaciones de anhidrita (Cretácico Inf. y Med.)	Estructurales (Anticlinales afallados)	Aceite-Gas y Gas-condensado (Cretácico Inferior)	Nazareth Lacantún



GLOSARIO

Basamento: La capa de roca por debajo de la cual no se espera que los depósitos económicos de hidrocarburo se encuentren, en ocasiones llamados basamentos económicos. El basamento esta generalmente compuesto por rocas ígneas o metamórficas deformadas, que raramente desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesaria para servir como depósito de hidrocarburos y por debajo de la cual las rocas sedimentarias no son comunes.

Cuenca: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

Roca sello: Una roca relativamente impermeable, comúnmente lutita, anhidrita o sal que forman una barrera o sello por encima y alrededor de la roca del yacimiento de manera que los fluidos no pueden migrar.

Carbonato: Roca sedimentaria cuyos principales componentes minerales son calcita (CaCO_3), aragonita (CaCO_3) y dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$], un mineral que puede reemplazar calcita durante el proceso de dolomitización.

Dolomía: La dolomía es una roca sedimentaria de origen químico compuesta básicamente de dolomita, cuya composición química es carbonato de calcio y magnesio [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$].

Cuenca de antepaís (*foreland basin*): Es una depresión flexural ubicada "detrás" de un orógeno en donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente del mismo. Estas cuencas sedimentarias se forman en escalas de tiempo de entre millones y cientos de millones de años. Debido al peso del orógeno sobre la litosfera terrestre, la región del antepaís se hunde isostáticamente y genera el espacio necesario (cuenca) para atrapar los sedimentos aportados principalmente por ríos desde el orógeno.

RGA: Abreviación de la relación gas/aceite, la relación Gas-Aceite inicial (Gas Oil Ratio) indica que tanto gas hay por cada barril de crudo, to en condiciones estándar (60 grados F, 14.7 psi). El volumen de gas se mide en pies cúbicos estándar (SCF). El crudo se mide en barriles en tanque de almacenamiento (STB).

Kerógeno: El kerógeno es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

Sistema Petrolero: Un sistema petrolero es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

El sistema describe los elementos interdependientes y los procesos que constituyen la unidad funcional que crea las acumulaciones de hidrocarburos.



Play: Familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tienen en común, la misma roca almacén, roca sello, así como la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y carga.

Índice de Productividad (PI): Indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del yacimiento.

Yacimiento: Acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes.

Rift: Fosas tectónicas alargadas donde la corteza terrestre está sufriendo divergencia y distensiones, producto de la separación de placas tectónicas. Si el rift está activo, la tectónica puede producir sismos y vulcanismo recurrente.

Arenisca: Roca detrítica compuesta por partículas cuyo tamaño está comprendido entre 2 mm y 1/16 mm. Estas partículas son mayoritariamente minerales resistentes a la meteorización (cuarzo principalmente, micas, feldespatos y óxidos) y fragmentos de rocas. Cuando no están cementadas se denominan arenas.

Roca Generadora: El término Roca Generadora se ha empleado para asignar a las rocas que son ricas en materia orgánica, que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

Sindeposicional: Ocurre en el mismo tiempo que la depositación.

Sinsedimentaria: Contemporáneo a la sedimentación.

Carbono Orgánico Total [COT]: La concentración de material orgánico en rocas generadoras tal como se representa por el porcentaje en peso de Carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0.5% de Carbono Orgánico Total en porcentaje de peso se considera el mínimo para una roca generadora efectiva, aunque valores del 2% se considera el mínimo para los depósitos de gas. Carbono Orgánico Total es medido para ejemplo 1-g de muestra de roca pulverizada que se quema y se convierte en CO o CO₂.

Reflectancia de Vitrinita: Una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.



FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación de las Provincias del Sureste y del Cinturón Plegado de Chiapas.	6
Figura 2. Mapa de Provincias Geológicas.	7
Figura 3. Mapa de Provincias Petroleras.	7
Figura 4. Sub provincias del Sureste.	8
Figura 5. Sub-provincias del Cinturón plegado de Chiapas.	9
Figura 6. Distribución de pozos de las provincias del Sureste y Cinturón plegado Chiapas.	10
Figura 7. Líneas sísmicas 2D de las Provincias Petroleras de Cinturón plegado de Chiapas y Sureste.	11
Figura 8. Cobertura sísmica 3D provincias del Sureste y Cinturón plegado de Chiapas.	12
Figura 9. Estudios Magnetometricos.	12
Figura 10. Mapa de Anomalía Magnética.	13
Figura 11. Sondeos Gravimétricos.	13
Figura 12. Mapa de Anomalía Gravimétrica.	14
Figura 13. Marco Estructural Provincias de Sureste y Cinturón plegado de Chiapas.	15
Figura 14. Eventos Tectónicos y Estructurales.	17
Figura 15. Ubicación de las Provincias Petroleras del Sureste y distribución de los principales campos de gas y aceite.	18
Figura 16. Sección estratigráfico-estructural transversal a la Cuenca Salina del Istmo C-C'.	19
Figura 17. Localización del Pilar Reforma-Akal.	20
Figura 18. Sección A-A' Pilar Reforma-Akal.	20
Figura 19. Localización de la Cuenca de Macuspana.	21
Figura 20. Sección D-D' de la Cuenda de Macuspana.	22
Figura 21. Localización de la sección B-B' de la Cuencas del Sureste.	22
Figura 22. Sección B-B' que atraviesa la porción noreste de la Cuenca del Sureste.	22
Figura 23. Cinturón plegado de Chiapas y Sub-provincias.	23
Figura 24. Sección Estructural Palenque – Ocosingo.	24
Figura 25. Columna geológica de las provincias Comalcalco, Macuspana y Cinturón plegado de Chiapas.	25
Figura 26. Basamento pre-mesozoico del Cinturón plegado de Chiapas.	26
Figura 27. Paleogeografía del Triásico Superior.	27
Figura 28. Paleogeografía del Jurásico Medio.	27
Figura 29. Paleogeografía del Jurásico Superior Kimeridgiano.	28
Figura 30. Paleogeografía del Titoniano Superior.	28
Figura 31. Paleogeografía del Barremino.	29
Figura 32. Paleogeografía del Albiano-Cenomaniano.	29
Figura 33. Paleogeografía del Turoniano-Maastrichtiano.	30
Figura 34. Paleogeografía del Paleoceno Inferior.	30
Figura 35. Paleogeografía del Eoceno Superior.	31
Figura 36. Paleogeografía del Mioceno Superior.	31
Figura 37. Sección geológica A-A' y B-B'.	32
Figura 38. Localización de la Sección geológica C-C'.	33
Figura 39. Sección geológica C-C'.	33
Figura 40. Sistemas Petroleros de las Provincias de Sureste y el Cinturón plegado de Chiapas.	34
Figura 41. Clasificación de los Sistemas Petroleros.	34
Figura 42. Registro geoquímico de pozo que atraviesa la columna geológica del Cenozoico y Mesozoico.	35
Figura 43. Tabla del Sistema Petrolero de la Provincia del Sureste.	37
Figura 44. Tabla del sistema petrolero del Cinturón plegado de Chiapas.	38



Figura 45. Valores geoquímicos de estudios realizados a pozos que atravesaron las rocas del Oxfordiano y Titoniano39

Figura 46. Ro equivalente vs $\delta^{13}C$40

Figura 47. Madurez de los aceites con base en esteranos C29.....40

Figura 48. Indicador de madurez $Ts/(Ts + Tm)$41

Figura 49. Características Geoquímicas del Jurásico Titoniano y Cretácico Inferior.....42

Figura 50. Carta de eventos del sistema petrolero de Salina del Istmo -Comalcalco.43

Figura 51. Carta de eventos del sistema petrolero de Reforma-Akal.44

Figura 52. Carta de eventos del sistema petrolero de Macuspana.44

Figura 53. Carta de eventos del sistema petrolero del Cinturón Plegado de Chiapas.45

Figura 54. Mapa de las provincias Salina del Istmo y Comalcalco con los principales campos de gas y aceite.45

Figura 55. Mapa de las provincias Macuspana y Pilar Reforma-Akal con los principales campos de gas y aceite.46

Figura 56. Mapa de la provincia Cinturón Plegado de Chiapas y campos asociados.47

TABLAS

Tabla 1. Provincias del Sureste y Cinturón plegado de Chiapas _ Información de Pozo.10

Tabla 2. Rocas Generadoras del Oxfordiano.35

Tabla 3. Roca generadora del Titoniano.....36

Tabla 4. Descripción de plays de las provincias Salina del Istmo y Comalcalco.....46

Tabla 5. Descripción de plays de las provincias Macuspana y Reforma-Akal.....47

Tabla 6. Descripción de plays del Cinturón plegado de Chiapas.48



REFERENCIAS

- **Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana**, 2014, *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*. TOMO LIX, NÚM. 1, 2007, P. 19-42, José Padilla y Sánchez.
- **José Antonio Escalera Alcocer**, 2010, *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*. Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería, Especialidad: Ingeniería Geológica.
- **Schlumberger**, 2010, *Well Evaluation Conference: WEC, México*, Capítulo 1.
- **Pemex Exploración y Producción**, 2010, *Sistemas Petroleros de México*, Versión 1.0, Subdirección Técnica de Exploración, equipo de trabajo: Lourdes Clara Valdés, Ernesto Miranda Canseco, Mario Aranda García, Ulises Hernández Romano y Guillermo Mora Oropeza.
- **Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)**, 2017. *Portal de información técnica*, Sitio Web: portal.cnih.cnh.gob.mx
- **Portal EMA2: Earth Magnetic Anomaly Grid**, 2017, Sitio web: <http://www.geomag.org/models/emag2.html>
- **Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Explotación**, 2010, *Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana)*, Versión 1.0
- **Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Explotación**, 2010, *Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas*, Versión 1.0
- **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)**, 2014. Golfo de México - Cuencas del Sureste - Aguas Someras "Síntesis Geológico Petrolera "
- **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**, 2009. *Basin Modeling of the Upper Jurassic Petroleum Systems (Tithonian and Oxfordian) in the Akalan-Chilam Area of the Campeche Sound in the Southern Gulf of Mexico*. Salvador Ortuño et al.
- **Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Centro de Geociencias**, 2007. Tesis Doctoral. *Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimientos petroleros*. Blanca Adriana Méndez Ortiz.
- **Pemex Exploración y Producción (PEMEX EP)**, 2009, *Geochemical integration and interpretation of source rocks, oils, and natural gases in southeastern Mexico*, Clara Valdés M. d. L., L. Villanueva Rodríguez, and E. Caballero García: AAPG Memoir 90, Chapter 16, p. 337–368



- **Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y Pemex Exploración y Producción (PEMEX EP),** 2009. *Basin Modeling of the Upper Jurassic Petroleum Systems (Tithonian and Oxfordian) in the Akalan-Chilam Area of the Campeche Sound in the Southern Gulf of Mexico*, Salvador Ortuño Arzate, Cuauhtemoc Romero Moguel, and Marcelino Moreno Lopez (IMP) Marco Flores Flores (PEMEX), AAPG Memoir 90, Chapter 14, p. 285–313
- **Pemex Exploración y Producción (PEMEX EP),** 2015. *Modelado del sistema petrolero 3D Sierra de Chiapas*. Presentación Final.