



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

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

**"MODELADO DEL SISTEMA PETROLERO
EN 2D DEL TRANSECTO A, UBICADO EN LA
PORCIÓN SUR DE LA CUENCA CENOZOICA
DE VERACRUZ"**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA GEÓLOGA

P R E S E N T A:

DANIELA GANDULAY OCHOA

DIRECTOR DE TESIS:

M.C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA

2015



Ciudad Universitaria, D. F.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



INDICE

INDICE	i
LISTA DE FIGURAS:	v
RESUMEN	1
ABSTRACT	3
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 OBJETIVO GENERAL	5
1.2 Metas	6
1.3 Localización del área de estudio	6
1.4 Metodología de trabajo	8
CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	9
2.1 Evolución Tectónica y Geología Estructural	9
2.2.1 Dominios estructurales	13
2.2.1.1 Frente Tectónico Sepultado	16
2.2.1.2 Homoclinal Oeste	16
2.2.1.3 Anticlinal Loma Bonita (ALB)	16
2.2.1.4 Sinclinal Tlacotalpan.	16
2.2.1.5 Alto de Anegada.	17
2.2.1.6 Tren de Antón Lizardo.	17
2.2.1.7 Reentrada de Coatzacoalcos	17
2.2 Estratigrafía	18
2.2.1 Jurásico	20
2.2.1.1 Formación Todos Santos	20
2.2.1.2 Formación San Pedro, San Andrés y Tepexilotla	20
2.2.2 Cretácico	20
2.2.2.1 Formación Xonamanca	20
2.2.2.2 Formación Otates	20
2.2.2.3 Formación Orizaba	21
2.2.2.4 Formación Maltrata	21
2.2.2.5 Formación Guzmantla	22



2.2.2.6 Formación San Felipe	22
2.2.2.7 Formación Méndez	23
2.2.2.8 Formación Atoyac	23
2.2.3 Cenozoico	23
2.2.3.1 Formación Velasco	23
2.2.3.2 Formación Chicontepec	24
2.2.3.3 Formación Guayabal	24
2.2.3.4 Formación Tantoyuca	25
2.2.3.5 Formación Horcones	25
2.2.3.6 Formación La Laja	25
2.2.3.7 Formación Encanto	26
2.2.3.8 Formación Concepción Inferior	26
2.2.3.9 Formación Concepción Superior	26

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO **27**

3.1 Definiciones **27**

3.2 Sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz **32**

3.2.1 Sistema Petrolero Cretácico Inferior-Superior (!)	33
3.2.1.1 Roca generadora	34
3.2.1.2 Roca almacenadora	35
3.2.1.3 Roca sello	35
3.2.1.4 Trampa	35
3.2.1.5 Procesos del sistema petrolero Cretácico Inferior-Superior.	35
3.2.2 Sistema Petrolero Tithoniano-Eoceno (!)	36
3.2.2.1 Roca generadora	36
3.2.2.2 Roca almacenadora	37
3.2.2.3 Roca sello	37
3.2.2.4 Trampa	37
3.2.2.5 Procesos del sistema Tithoniano-Eoceno (!)	37
3.2.3 Sistema Petrolero Thitoniano-Neógeno (!)	37
3.2.3.1 Roca generadora	37
3.2.3.2 Roca almacenadora	38
3.2.3.3 Roca sello	38
3.2.3.4 Trampa	38
3.2.3.5 Procesos del sistema petrolero Tithoniano-Neógeno (!)	38
3.2.4 Sistema Petrolero Mioceno Inferior-Mioceno Superior-Plioceno (!)	39
3.2.4.1 Roca generadora	39
3.2.4.2 Roca almacenadora	39
3.2.4.3 Roca sello	39
3.2.4.4 Trampa	39
3.2.4.5 Procesos del sistema petrolero Mioceno Inferior-Mioceno Superior-Plioceno (!)	39



CAPÍTULO 4. MODELADO DEL SISTEMA PETROLERO	42
4.1 Definición	42
4.2 Software PetroMod	43
4.2.1 Módulo 1D	45
4.2.2 Módulo 2D	46
4.2.2.1 TecLink	47
4.2.3 Módulo 3D	49
4.3 Principales datos y estudios geoquímicos requeridos para realizar un modelado del sistema petrolero	50
4.3.1 Parametros químicos	50
4.3.2 Propiedades físicas	51
4.3.3 Condiciones de borde	51
CAPÍTULO 5. MODELADO DEL TRANSECTO A (FLUJO DE TRABAJO)	53
5.1 Análisis y construcción del modelo	5
5.1.1 Asignación de nombres y edades de depósito	56
5.1.2 Creación y definición de bloques	58
5.1.3 Reticulado del modelo	59
5.1.4 Definición y asignación de facies y propiedades de las rocas generadoras	60
5.1.5 Asignación de fallas	64
5.2 Condiciones de borde	65
5.2.1 Historia de la temperatura en la interfase agua-sedimento (SWIT)	65
5.2.2 Historia del flujo de calor (HF)	65
5.3 Carga de datos de pozos y de calibración.	66
5.4 Calibración	67
CAPÍTULO 6. RESULTADOS DE LA MODELACIÓN DEL TRANSECTO A	71
6.1 Madurez de la roca generadora y generación de hidrocarburos	71
6.1.2 Roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano	71
6.1.2 Roca generadora del Cretácico Turoniano	72
6.2 Migración y acumulación de hidrocarburos	73



Facultad de Ingeniería



UNAM

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
Conclusiones	76
Recomendaciones	77
BIBLIOGRAFÍA	78



Lista de Figuras:

Figura 1. Ubicación de la cuenca de Veracruz y Transecto A estudiado. La ubicación del transecto es únicamente con fines ilustrativos (Modificado de WEC México, 2010).	7
Figura 2. Mapa geográfico de la cuenca de Veracruz y principales provincias geológicas (Modificado de Ortega et al, 1992).	10
Figura 3. Mapa paleogeográfico del Cretácico Temprano-Medio, ejemplificando el ambiente del margen pasivo y ubicación de la plataforma de Córdoba (PEMEX, 2013).	11
Figura 4. Posición de la placa oceánica Farallón y placa Norteamericana durante el Oligoceno (Prost y aranda, 2001).	12
Figura 5. Dominios estructurales de la Cuenca de Veracruz (WEC México, 2010).	14
Figura 6. Secciones sísmicas (A-A') y (B-B') que muestran los dominios estructurales de la Cuenca de Veracruz (WEC México, 2010).	15
Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Veracruz (WEC México, 2010).	19
Figura 8. Esquema de un sistema petrolero convencional (Mc Carthy <i>et al</i> , 2011).	27
Figura 9. Materia orgánica en columna de agua (Mc Carthy <i>et al</i> , 2011).	28
Figura 10. Transformación térmica del kerógeno (Mc Carthy <i>et al</i> , 2011).	31
Figura 11. Sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz y tabla de eventos (WEC México, 2010).	33
Figura 12. Tabla resumen de los principales plays establecidos de la Cuenca de Veracruz (Modificada de: WEC México, 2010).	41
Figura 13. Flujo de trabajo para la construcción del modelado dl sistema petrolero (Matlak Al-Hajeri <i>et al</i> , 2009).	44
Figura 14. Ejemplo del modelado 1D. En la imagen se observa la relación de transformación del kerógeno en aceite/gas para dos rocas generadoras (Vázquez H., 2011).	46
Figura 15. Ejemplo de sección de modelado en 2D (Vázquez H., 2011).	47
Figura 16. La imagen muestra una repetición vertical de una misma capa (línea amarilla) (Schlumberger, 2012).	48
Figura 17. Ejemplo de paleo-secciones realizadas en 2D TecLink (de After Parra <i>et al</i> , 2010 en Vázquez H., 2011)	49
Figura 18. Ejemplo de un modelado en 3D. El modelado contiene 44 capas y fue construido con base en datos de pozo y datos sísmicos (Matlak Al-Hajeri <i>et al</i> , 2009).	49



Figura 19. Paleo-secciones importadas utilizadas para la construcción del modelo en 2D del Transecto A.	54
Figura 20. Tabla "age assignment" con edades y capas asignadas al modelo 2D del Transecto A.	57
Figura 21. Definición y tabla de bloques. Se puede observar el orden, nombre y color asignado a cada bloque.	58
Figura 22. Modelo reticulado. En esta figura se observa que los colores de cada capa están representados de acuerdo a la tabla "Age assignment" (Figura 20)	59
Figura 23. Tabla "Facies definition". Representa las 66 litologías realizadas y asignadas, así como las propiedades petrofísicas y elementos del sistema petrolero.	61
Figura 24. Sección con edad de 0 Ma; representa las facies asignadas de acuerdo a cada color representado en la figura 23. Cada color representa una facies diferente en el modelo.	63
Figura 25. Fallas asignadas en el modelo.	64
Figura 26. Variación de la temperatura superficial a través del tiempo geológico (Wygrala, 1989).	65
Figura 27. Localización de los nueve pozos asignados al modelo.	66
Figura 28. Calibración de temperaturas.	68
Figura 29. Calibración de la reflectancia de la vitrinita.	69
Figura 30. Calibración de la conductividad termal.	70
Figura 31. Ventana de generación de hidrocarburos de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano con edad de 65.00 Ma.	71
Figura 32. Sección con edad de 54.8 Ma que muestra el estado de generación de hidrocarburos del Jurásico Superior Tithoniano.	72
Figura 33. Ventana de generación de la roca del Cretácico Turoniano.	73
Figura 34. Principales rutas de migración de los hidrocarburos. Las flechas de color verde representan hidrocarburos en fase líquida y las rojas en fase de vapor.	74
Figura 35. Acumulaciones de hidrocarburo por el método de percolación por invasión.	75
Figura 36. Acumulaciones de hidrocarburos por el método híbrido.	75



Resumen

El modelado de cuencas, esta enfocado primordialmente al ámbito petrolero, es un área de estudio en la cual se aplican algoritmos matemáticos a datos sísmicos, paleontológicos, petrofísicos, registros de pozos y demás información geológica para reconstruir la evolución de las cuencas sedimentarias. Estos estudios se realizan con la finalidad de obtener un modelo completo y único proporcionando información acerca de la generación, migración, acumulación y la pérdida de petróleo y/o gas en un sistema petrolero a través del tiempo geológico.

Para este trabajo se realizó un estudio de modelado del sistema petrolero en 2D del "Transecto A", con ayuda del software PetroMod V-2013. Este transecto se encuentra localizado en la porción sur de la cuenca Cenozoica de Veracruz, el cual presenta una longitud aproximada de 276 km y una orientación SW-NE.

Se analizó y construyó un modelo 2D TecLink con la integración e interpretación de 17 paleo-secciones, las cuales cuentan con 26 horizontes que varían en tiempo-profundidad. Cada uno de estos horizontes cuenta con sus respectivas secuencias sedimentarias, las cuales fueron estudiadas previamente para así poder definir y asignar los elementos del sistema petrolero, integrando datos geoquímicos de las rocas generadoras estudiadas (Jurásico Superior-Tithoniano y Cretácico-Turoniano) además de pruebas obtenidas en laboratorio.

Para un buen control de calidad, el modelo pasa por un proceso de calibración, lo que se refiere a un ajuste de parámetros termobáricos (reflectancia de la vitrinita, temperaturas, presiones y conductividad termal), obtenidos por estudios realizados en pruebas de pozo y/o la roca generadora.



El modelado numérico del Transecto A muestra que para la roca generadora del Jurásico Superior-Tithoniano, la ventana de generación inicia en la parte occidental de la cuenca en el Cretácico Tardío (65 Ma), y avanza a la de gas húmedo en el Paleoceno Tardío manteniéndose constante hasta el Reciente. Y para la roca del Cretácico-Turoniano, la ventana de generación da inicio durante el Eoceno Inferior en la porción occidental y alcanza la ventana de generación de aceites ligeros en el Eoceno Medio.

El modelado del sistema petrolero permitió a definir diferentes acumulaciones de hidrocarburos localizadas en capas del Cretácico Superior hasta el Mioceno Superior, las cuales presentan importantes reservas que pueden desarrollarse.



Abstract

The modeling of the basin, which is focused primarily in the oil field is an area of study in which mathematical algorithms are applied to seismic, paleontological and petrophysical data, well logs and other geological information to reconstruct the evolution of sedimentary basins. These studies are performed in order to obtain a complete and unique model providing information about the generation, migration, accumulation and loss of oil and / or gas from an oil system through geologic time.

For this work a study of the petroleum system modeling was performed in 2D "Transect A", with help from PetroMod V-2013. This transect is located in the southern portion of the Cenozoic basin of Veracruz, which has an approximate length of 276 km and a SW-NE orientation.

Was analyzed and built a model 2D TecLink with integration and interpretation of paleo-sections 17, 26 of which have varying time horizons-depth. Each of these horizons has their sedimentary sequences, which were previously studied in order to define and assign the elements of the petroleum system, integrating geochemical data of the studied source rocks (Tithonian and Cretaceous Turonian) in addition with laboratory evidence data.

For a good quality control, the model involves a calibration process, which relates to an adjustment of parameters thermobaric (vitrinite reflectance, temperature, pressure and thermal conductivity) obtained by studies in well test and / or the source rock.

Numerical modeling of Transect A shows that the source rock of the Tithonian, generation window starts in the western part of the basin in the Late Cretaceous (65 Ma), and advances to the wet gas remaining in the Late Paleocene constant to Recent.



Facultad de Ingeniería



UNAM

And for rock Cretaceous Turonian, the window generation begins during the Eocene in the western portion and reaches the generation window of light oil in the Middle Eocene.

The petroleum system modeling allowed to define different hydrocarbon accumulations located in layers of Upper Cretaceous to Miocene, which have important reserves that can be developed.



Capítulo 1. Introducción

Con la finalidad de descubrir yacimientos de hidrocarburos, en México se han realizado diversos estudios de exploración desde finales del siglo XIX, en el siglo XX y en el presente siglo dando como resultado el descubrimiento de muy importantes yacimientos de gas y/o aceite.

Actualmente la localización de yacimientos de hidrocarburos ha elevado su complejidad, y las técnicas de exploración para la obtención de hidrocarburos han tenido que apoyarse en diferentes herramientas para su búsqueda.

Una de las principales herramientas utilizadas en los últimos años, es el uso de diferentes softwares, éstos especializados en el análisis y visualización del modelado del sistema petrolero, dando como resultado un análisis a detalle de posibles regiones que presentan un gran potencial económico, además de proporcionar otros tipos de información como lo son: evolución estructural de la cuenca sedimentaria, acumulación y migración de hidrocarburos, el tipo de trampas, la calidad de hidrocarburos, por mencionar algunos.

1.1 Objetivo general

Actualizar y evaluar de manera regional el modelo geológico y distribución de facies del Transecto A, ubicado en la porción sur de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, como apoyo a la documentación de nuevas localizaciones.

Objetivos específicos

- Definir un modelo de evolución térmica regional.
- Cuantificar la madurez de cada una de las rocas generadoras del área, así como su evolución a través del tiempo geológico.



- Cuantificar la carga de hidrocarburos disponibles en la columna geológica mediante la simulación numérica de los procesos de generación - expulsión - migración – acumulación – preservación de hidrocarburos.
- Delimitar y jerarquizar áreas con potencial petrolero.

1.2 Metas

Los principales resultados esperados para éste modelado del sistema petrolero son:

Obtener el cálculo de la madurez de la roca generadora, la localización de rocas generadoras, evolución térmica de la cuenca, las posibles rutas de migración y la calidad de hidrocarburos, del Transecto A ubicado en la porción sur de la Cuenca de Veracruz.

Conocer y entender la evolución estructural de la cuenca de Veracruz, en su sector sur, para así poder considerar el movimiento de las masas y su influencia en la evolución de la madurez de las rocas generadoras, así como la migración y acumulación de los hidrocarburos.

1.3 Localización del área de estudio

La cuenca de Veracruz se ubica al oriente de México, tiene una extensión aproximada de 38,000 Km^2 incluyendo la parte marina somera; esta cuenca se encuentra localizada en mayor proporción en el estado de Veracruz, abarcando una pequeña parte de los estados de Puebla y Oaxaca, y extendiéndose a la actual plataforma continental del Golfo de México.

La cuenca de Veracruz, esta geológicamente limitada al norte por el Macizo de Teziutlán, quien la separa de la provincia Tampico-Misantla; al sur limita con la Cuenca Salina del Istmo, al oriente se extiende hacia aguas profundas del Golfo de México y

está limitada parcialmente por el alto de los Tuxtlas, mientras que al occidente se encuentra limitada por los afloramientos de rocas mesozoicas deformadas de la Sierra Madre Oriental (Figura 1). El transecto A estudiado presenta una orientación preferencial SW-NE, y se ubica en la porción sur de la Cuenca de Veracruz.

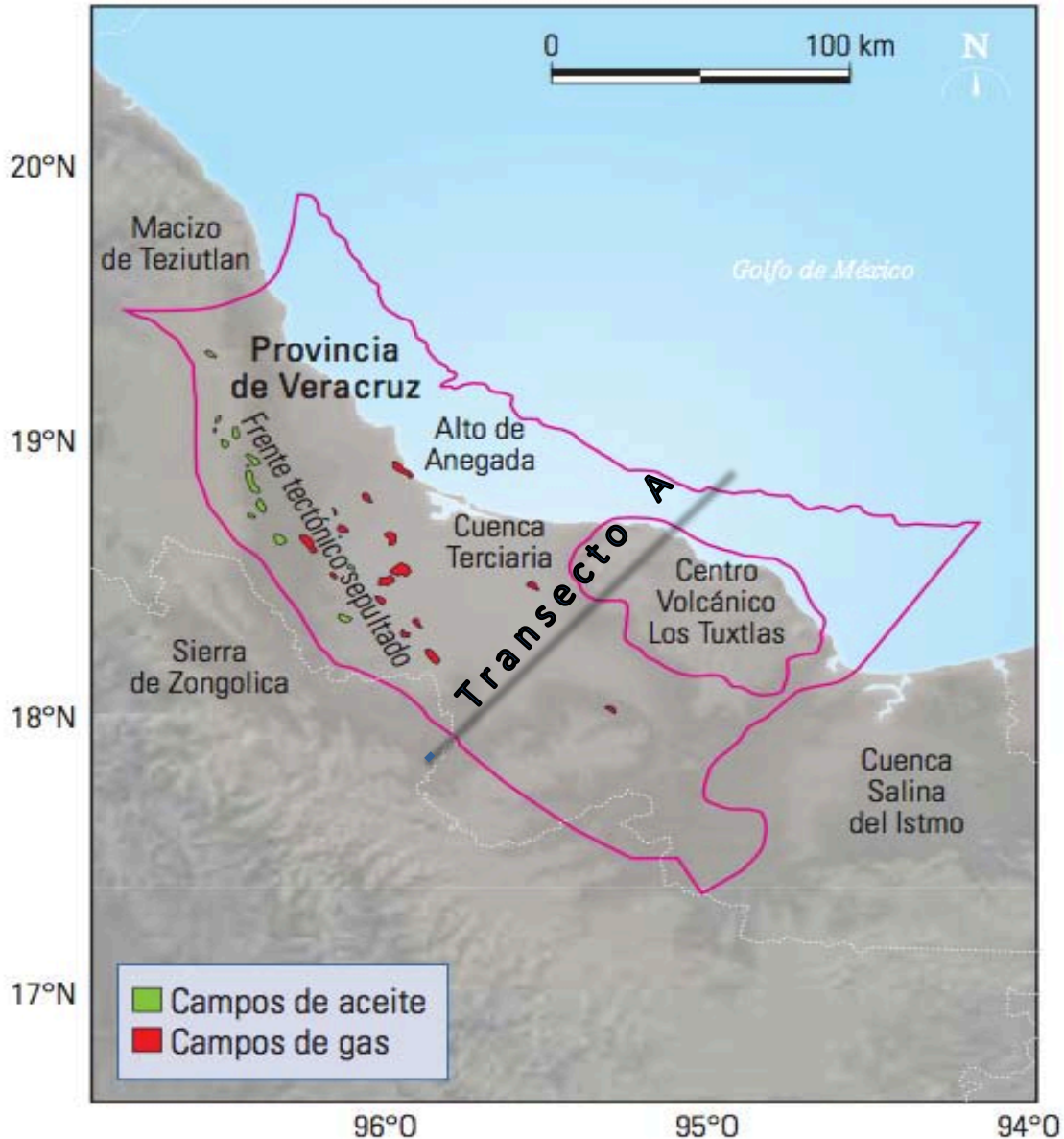


Figura 1. Ubicación de la cuenca de Veracruz y Transecto A estudiado. La ubicación del transecto es únicamente con fines ilustrativos (Modificado de WEC México, 2010).



1.4 Metodología de trabajo

Para la elaboración de esta tesis, se construyó un modelo en 2D TeckLink del Transecto A, ubicado en la porción sur de la Cuenca de Veracruz, utilizando el software PetroMod 2013.

Como punto de partida para construir este modelo, se hizo una asignación y se nombró cada edad del depósito sedimentario, para después construir y definir bloques considerando que esta sección presenta una geología estructural muy compleja.

Como segundo punto, se hizo la asignación de facies y las propiedades de las rocas generadoras, como es el Carbono Orgánico Total (COT) y el Índice de Hidrógeno (IH); esta información fue proporcionada por estudios realizados en laboratorio.

Para obtener un mejor resultado dentro del modelo se asignan condiciones de profundidad; las cuales son, la temperatura en la interface agua-sedimento (SWIT), flujo de calor (HF) y las batimetrías correspondientes de cada edad (PWD).

Por último, se calibró el modelo utilizando los valores de temperaturas, y reflectancia de la vitrinita de algunos pozos, para así tener una mejor calidad del modelo.



Capítulo 2. Marco Geológico Regional

La Cuenca de Veracruz, corresponde a una gran depresión donde fueron depositados sedimentos terrígenos en forma de abanicos submarinos, deltas, canales, y cuyas edades van del Paleoceno al Reciente (Martínez-Medrano *et al*, 2009). Esta cuenca se ubica al oriente de la República Mexicana, cuyo mayor territorio esta localizado en el estado de Veracruz y otra parte en la plataforma continental del Golfo de México, tiene un área aproximada de $38,000 \text{ km}^2$, está limitada al norte por la Faja Volcánica Transmexicana, al oeste por el cinturón deformado de la Sierra de Zongolica, y hacia el sur por la Cuenca Salina del Istmo (Figura 2). La cuenca de Veracruz esta separada del Golfo de México por altos estructurales asociados a los volcanes de los Tuxtlas y el alineamiento Alto de Anegada (Prost y Aranda, 2001).

2.1 Evolución Tectónica y Geología Estructural

La historia geológica de la cuenca de Veracruz, así como de las otras cuencas sedimentarias localizadas en el Golfo de México están relacionadas con eventos previos ocurridos durante el Mesozoico, época en la que ocurrió la apertura del Golfo de México, donde actuaron fallas transformantes y de desplazamiento lateral, las cuales provocaron que el bloque de Yucatán se desplazara al sureste.

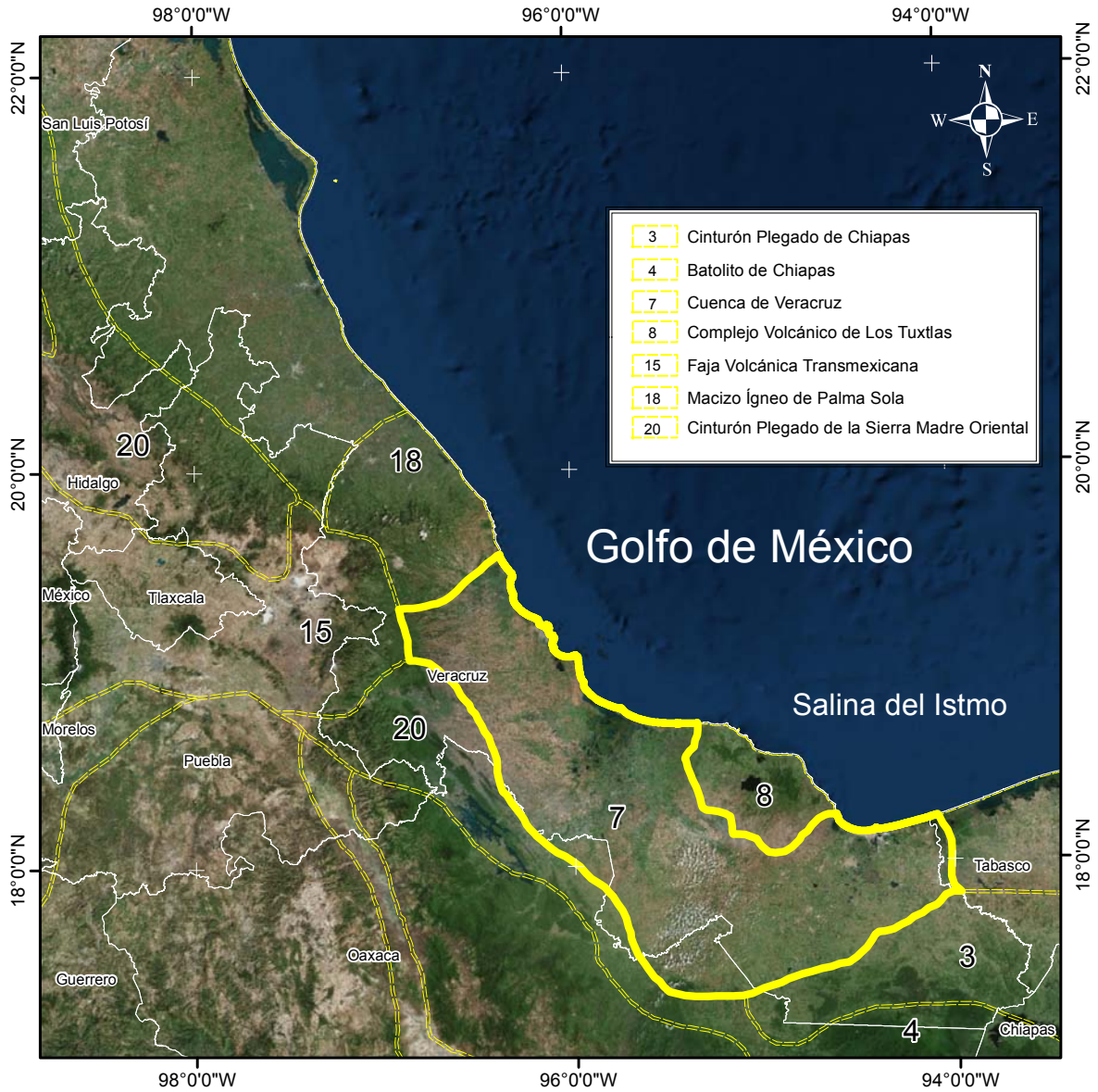


Figura 2. Mapa geográfico de la cuenca de Veracruz y principales provincias geológicas (Modificado de Ortega et al, 1992).

Estos eventos inician con la fragmentación y separación inicial de la Pangea en el área que hoy ocupa el Golfo de México. El primer proceso por el cual paso esta provincia fue una etapa de *rifft* que comenzó del Triásico Superior al Jurásico Medio, la cual está evidenciada por la presencia de lechos rojos que fueron depositados en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por grabens estrechos con dirección aproximadamente paralela a la actual línea de costa (Padilla y Sánchez, 2007). Esto fue seguido por un margen pasivo durante el Cretácico Temprano, durante esta periodo, la subsidencia generó un enfriamiento térmico de la corteza desarrollando hacia el occidente las plataformas carbonatadas de Córdoba y de Orizaba (Figura 3).

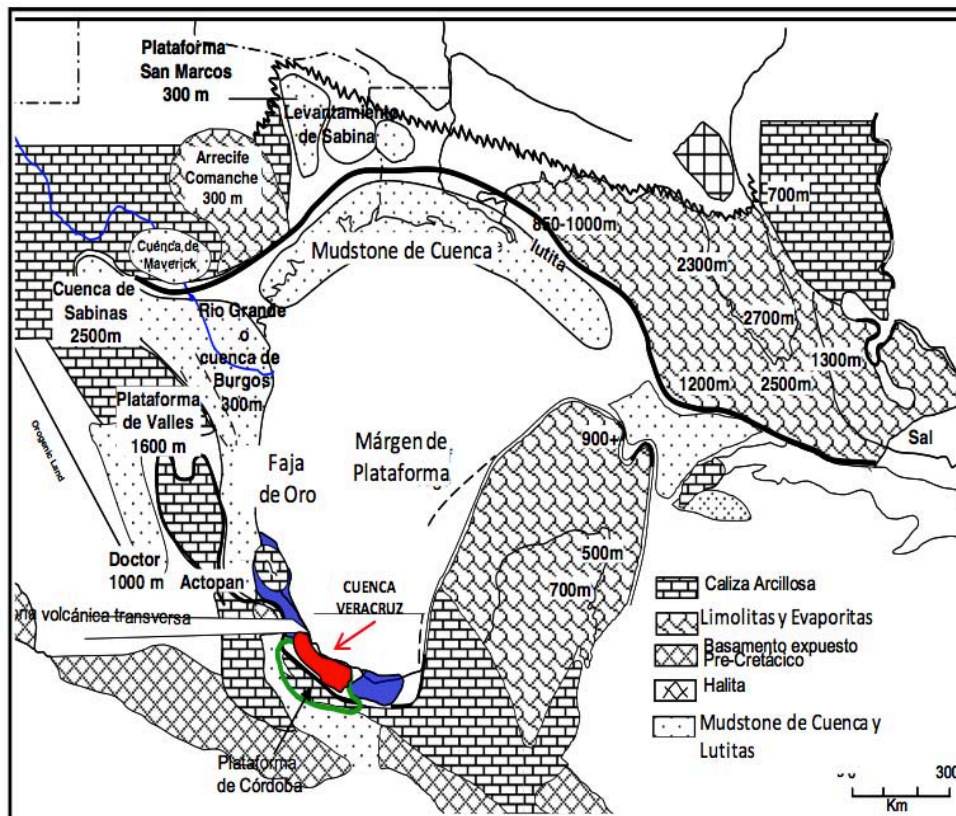


Figura 3. Mapa paleogeográfico del Cretácico Temprano-Medio, ejemplificando el ambiente del margen pasivo y ubicación de la plataforma de Córdoba (PEMEX, 2013).

Más tarde, del Cretácico Tardío al Eoceno ocurre una deformación ocasionada por esfuerzos de tipo compresivo SW-NE, provocando una serie de fallas inversas y pliegues de propagación orientados NW-SE; los esfuerzos con dirección SW-NE, fueron generados por la Orogenia Laramide, actividad que Prost y Aranda (2001) afirman fue originada por la convergencia entre las placas de Norteamérica y Farallón (Figura 4). Esta compresión y deformación dio como origen a la Sierra de Zongolica y alrededores.

Del Eoceno-Oligoceno, continuaron los esfuerzos compresivos afectando a la plataforma de Córdoba, durante este periodo, por una serie de cabalgamientos, se desarrolló una subsidencia por carga tectónica, formando una cuenca de antepaís cuyo principal fuente de aporte fueron las rocas carbonatadas cretácicas de la Sierra Madre Oriental (SMO) generando así, secuencias siliciclásticas dentro de la cuenca con espesores que pueden llegar a medir hasta 12,000 m (PEMEX, 2013).



Figura 4. Posición de la placa oceánica Farallón y placa Norteamericana durante el Oligoceno (Prost y aranda, 2001).



Durante el Mioceno Medio la dirección del movimiento de la Placa de Cocos cambió hacia el noreste, generando la compresión que deformó a la Cuenca de Veracruz (Padilla y Sánchez, 2007). La subsidencia de esta cuenca continuó hasta finales del Mioceno como un efecto de subsidencia por flexura, así como, por trastensión lateral izquierda.

2.2.1 Dominios estructurales

La provincia de Veracruz está caracterizada por dos subprovincias separadas por un sistema de fallas inversas regionales con dirección NW-SE.

Estas provincias son: 1) Frente Tectónico Sepultado (FTS) localizado al occidente, conformado principalmente por rocas carbonatadas de la plataforma mesozoica de Córdoba (PEMEX, 2013) caracterizado por yacimientos de aceite y gas amargo en calizas cretácicas plegadas y cabalgadas sobre sedimentos terrígenos cenozoicos, y 2) La Cuenca Cenozoica de Veracruz (CTV), abarca un mayor territorio dentro de esta provincia, esta cuenca de antepaís fue rellenada por una secuencia siliciclástica alternante de lutitas, areniscas y conglomerados del Paleógeno-Neógeno (PEMEX, 2013); está caracterizada por yacimientos principalmente de gas seco.

Dentro de estas subprovincias se tienen registro de siete principales dominios estructurales, una localizada en el Frente Tectónico Sepultado y los seis restantes dentro de la Cuenca Cenozoica de Veracruz (Figuras 5 y 6). Estas subprovincias son definidas por su estilo estructural, cinemática y procesos de deformación.

A continuación se describirán brevemente las principales características geológicas estructurales de la Cuenca de Veracruz y alrededores.

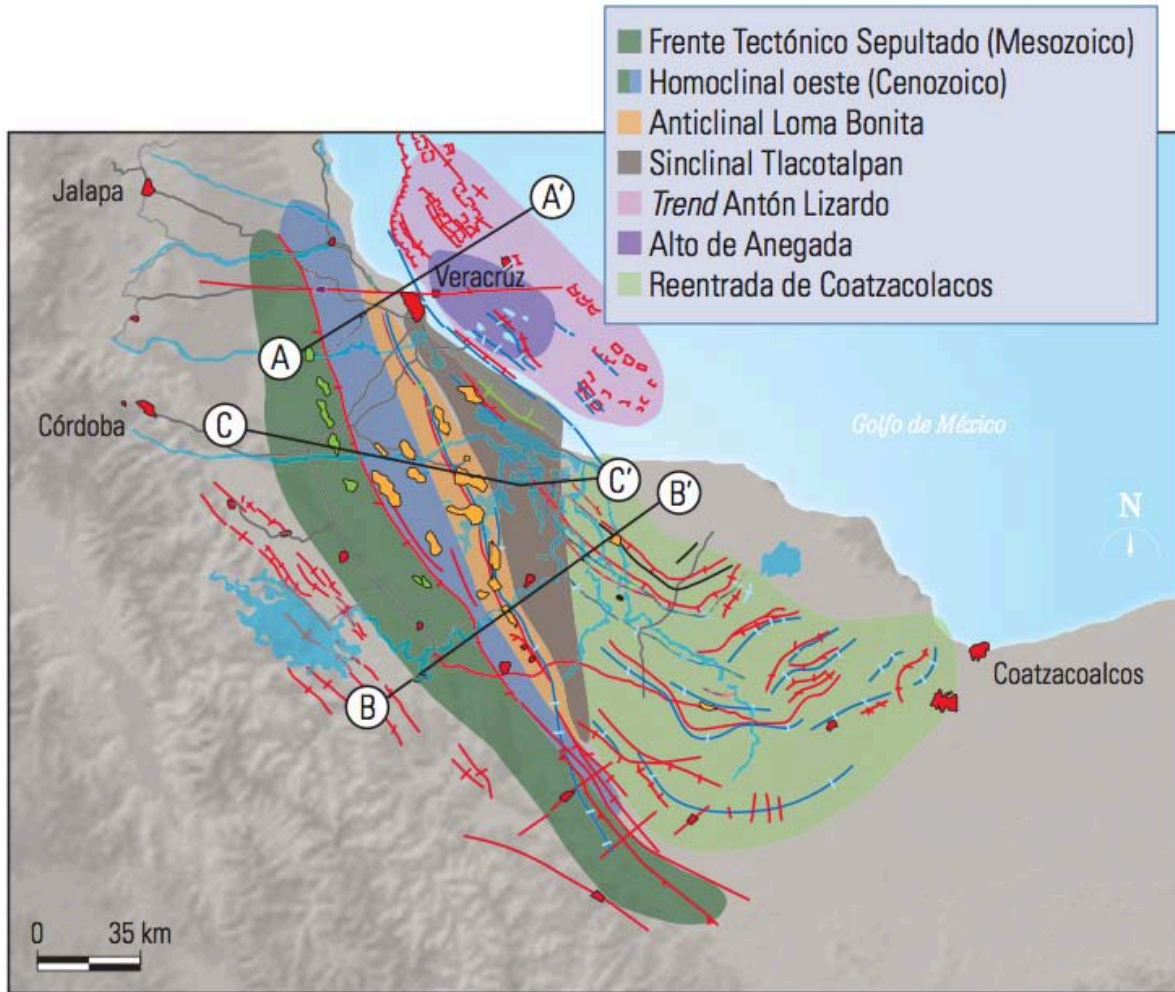


Figura 5. Dominios estructurales de la Cuenca de Veracruz (WEC México, 2010).

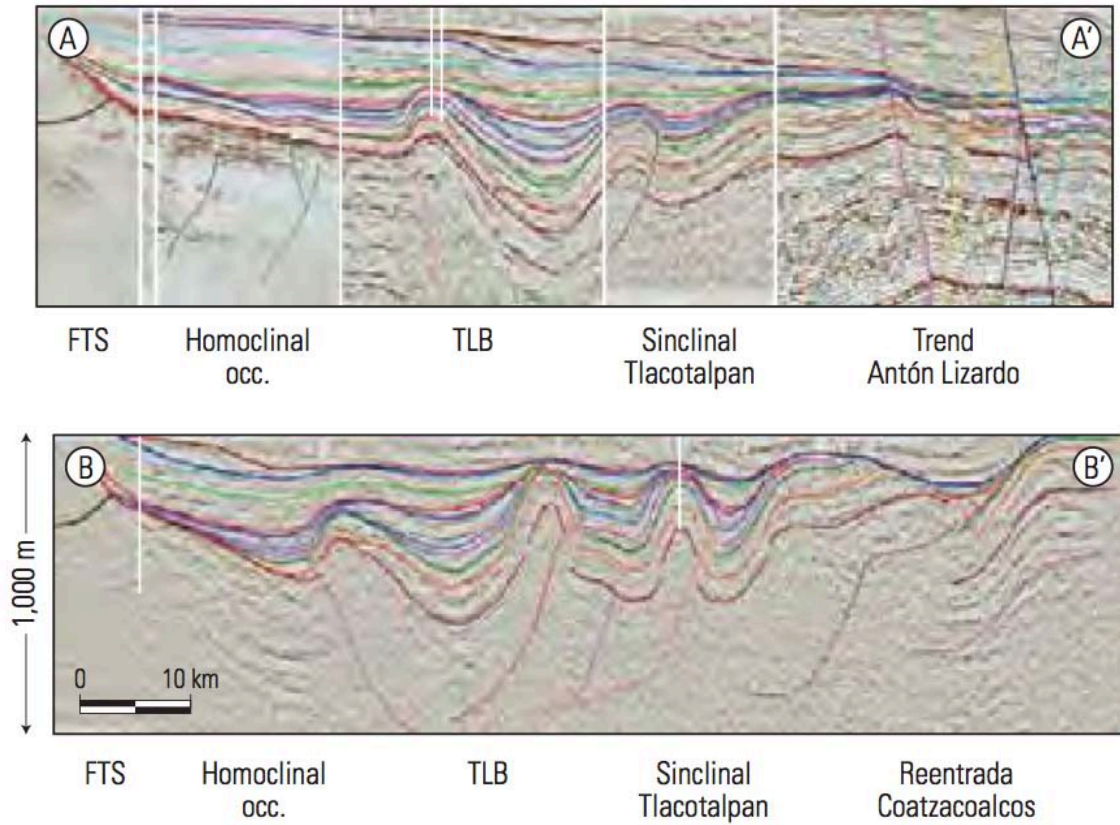


Figura 6. Secciones sísmicas (A-A') y (B-B') que muestran los dominios estructurales de la Cuenca de Veracruz (WEC México, 2010).



2.2.1.1 Frente Tectónico Sepultado

Este dominio estructural está localizado en la subprovincia de la plataforma de Córdoba, representado por una serie de pliegues y cabalgaduras con vergencia hacia el oriente, afectando rocas mesozoicas y del Paleógeno; las rocas cenozoicas en esta zona forman un homoclinal con echado al oriente. La transición entre este frente tectónico y la Cuenca Cenozoica de Veracruz no ha sido estudiada a detalle, pero en algunas secciones se pueden observar antefirmas probablemente relacionadas a un estructura duplex (PEMEX-BEG, 2001).

2.2.1.2 Homoclinal Oeste

Desde el punto de vista estructural, este dominio es una alineación estructural de las más simples dentro de la cuenca. Representa una depresión localizada entre el frente tectónico sepultado y el anticlinal Loma Bonita. Consiste en pliegues con ejes orientados norte-sur formados en rocas del Paleoceno al Eoceno. Jennette *et al.* (2003) atribuyen la formación de este homoclinal en la Cuenca de Veracruz, al levantamiento temprano del Cenozoico del Cinturón Plegado de la Sierra de Zongolica y su gradual decaimiento debido a la subsidencia y erosión.

2.2.1.3 Anticlinal Loma Bonita (ALB)

Es uno de los lineamientos más importantes de la Cuenca de Veracruz, está representado por una estructura continua con dirección al W, que cabe destacar, es opuesta al de las estructuras del frente tectónico sepultado al E y SE. Se extiende por casi 125 km, dominada por un sistema de fallas inversas y pliegues. Estratigráficamente éste tuvo una fuerte influencia en la sedimentación del Cenozoico. Primeramente, actuó como una extensión y emplazamiento para el pre-Mioceno; después como límite entre el Homoclinal Oeste y el sinclinal E y finalmente, como un levantamiento marginal durante los efectos de inversión de la cuenca (PEMEX- BEG, 2001).

2.2.1.4 Sinclinal Tlacotalpan.

Localizado entre el Anticlinal Loma Bonita y el Alto de Anegada, encontrándose la parte más profunda de la cuenca, localmente afectada por plegamiento y fallamiento inverso



con vergencia al oriente. La subsidencia y expansión inicio en el Oligoceno y continuó durante el Mioceno y Plioceno. Es considerada una fuente importante de generación de hidrocarburos.

2.2.1.5 Alto de Anegada.

Es un lineamiento estructural que se localiza en la región noreste del centro volcánico los Tuxtlas. Esta estructura de dirección NW-SE está localizada en la zona marina de la provincia. Junto con el dominio **Lineamiento Antón Lizardo** forman el margen oriental de la cuenca. Su expresión estructural ha sido relacionada a levantamientos por flexión cortical durante la evolución de la cuenca (PEMEX-BEG, 2001).

2.2.1.6 Lineamiento de Antón Lizardo.

Corresponde a un amplio anticlinal que se sobrepone a la margen oriental del **Alto de Anegada**. Consiste en una serie de bloques limitados por fallas normales escalonadas con componente lateral de alta inclinación tanto al oriente como al occidente. La información sísmica sobre el lineamiento del Lineamiento de Antón Lizardo indica que los espesores son constantes a través de las fallas lístricas (PEMEX & IMP, s/a).

2.2.1.7 Reentrada de Coatzacoalcos

El séptimo dominio, denominado Reentrada de Coatzacoalcos, se localiza en la parte sur de la cuenca y corresponde a un cinturón de pliegues y cabalgaduras con vergencia al oriente y norte, cuya formación ocurrió del final del Mioceno Medio al Plioceno Temprano.



2.2 Estratigrafía

La presencia de las secuencias mesozoicas dentro de la Cuenca de Veracruz ha sido descrita por medio de los estudios geológicos realizados con base a observaciones efectuadas en la zona de la Plataforma de Córdoba, en el occidente y áreas aledañas. La columna estratigráfica de la Provincia Petrolera Veracruz está constituida por rocas mesozoicas predominantemente carbonatadas y cenozoicas siliciclásticas, cuyo espesor total máximo se calcula en 12,000 m (PEMEX & IMP, s/a). Esta columna sedimentaria descansa sobre un basamento de rocas ígneas intrusivas del Paleozoico; donde estudios petrográficos, y análisis químicos realizados por PEMEX, IMP y AMOCO (1995), muestran que dentro de este basamento cristalino ha sido posible distinguir dos fases magmáticas: la primera y más antigua (Carbonífero) está constituida básicamente por granitos (monzogranitos) y la segunda corresponde al emplazamiento de granodioritas (Pérmico), (Figura 7).

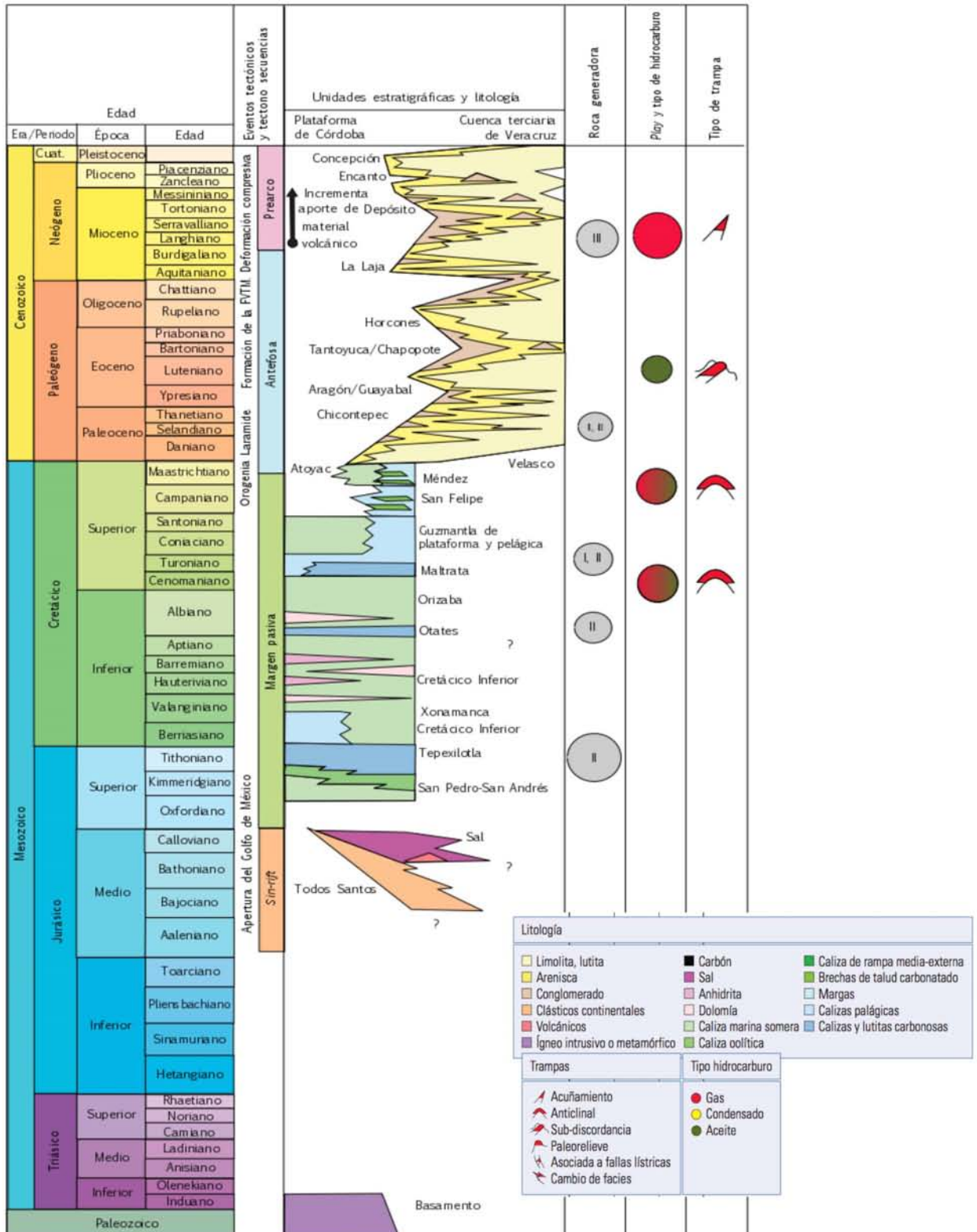


Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de Veracruz (Modificada de WEC México, 2010).



2.2.1 Jurásico

2.2.1.1 Formación Todos Santos

La primera secuencia sedimentaria está representada por lechos rojos, conglomerados y limolitas continentales del Jurásico Medio correspondientes a la Formación Todos Santos depositados sobre el basamento (Pemex-Chevron, 1993), en algunas zonas como es en el área de Mata Espino, se ha registrado la presencia de sal.

2.2.1.2 Formaciones San Pedro, San Andrés y Tepexilotla

De acuerdo a estudios realizados por PEMEX, IMP y AMOCO (1995), los primeros sedimentos marinos corresponden a calizas areno-arcillosas en partes oolíticas y calizas arcillosas dolomitizadas, que corresponden con las formaciones San Pedro y San Andrés del Kimmeridgiano; los espesores promedio de esta formación van de 100 a 390 m. Estas rocas son sobreyacidas por calizas bituminosas de color gris oscuro a negro y calizas areno-arcillosas con potencial generador de la Formación Tepexilotla del Tithoniano con espesor promedio de 200 m.

2.2.2 Cretácico

2.2.2.1 Formación Xonamanca

La Formación Xonamanca corresponde a la base del Cretácico Inferior (Berriasiano-Valanginiano). Está constituida por rocas piroclásticas (dacitas), rocas sedimentarias terrígenas (vulcarenitas, litoarenitas y litoarenitas feldespáticas) y en menor proporción por rocas carbonatadas (micrita y micrita fosilífera); el espesor estratigráfico conjunto es variables entre 393 y 600 m (Carrasco, 2004).

2.2.2.2 Formación Otates

La Formación Otates se caracteriza por ser de espesor pequeño y carácter arcilloso; esta unidad consiste de calizas margosas en capas delgadas de 5 a 15 cm de espesor alternando con lutitas y limolitas. Las primeras son de color gris claro a intermedio y las fracciones terrígenas adquieren coloraciones amarillentas a rosadas. Contiene capas finas o láminas de lutitas de color amarillo intenso, así como bandas delgadas de



pedernal negro. Las calizas son micríticas, tipo mudstone a wackestone con contenido de abundantes microorganismos planctónicos. Como macrofósiles pueden ocurrir impresiones de algunos amonites, normalmente en muy malas condiciones de preservación.

El espesor es de 30 a 40 m. y el ambiente de depósito que se interpreta para esta unidad es de cuenca, con aguas tranquilas por debajo de la influencia del oleaje, en condiciones parcialmente reductoras y con un aporte constante de materiales terrígenos. (Barboza *et al*, 2004)

2.2.2.3 Formación Orizaba

La Formación Orizaba correspondiente al Albiano–Cenomaniano, está constituida por calizas de plataforma (mudstone, wackestone, packstone y grainstone de miliólidos), intercalados con dolomías y anhidritas. Los estratos más gruesos corresponden a caliza con macrofauna de rudistas, en colores más oscuros; en cambio, los horizontes más delgados comprenden a las calizas con miliólidos de colores casi siempre más claros, que varían del gris crema a un café grisáceo claro. El espesor de esta formación varía de 1,000 a 2,000 m y su ambiente de depósito está relacionado a una plataforma interna a lagunar carbonatada, en el cual la evolución de facies se desarrolla en zonas de submarea e intramarea.

2.2.2.4 Formación Maltrata

La Formación Maltrata del Turoniano, se encuentra conformada por mudstone, wackestone y calizas arcillosas de color gris oscuro a negro y café grisáceo, con abundantes nódulos, bandas y lentes de pedernal negro (Ríos, s/a). Se presentan en capas continuas de 20 a 40 cm de espesor. Estosestratos, se alternan con otros de wackestone de los mismos colores, los cuales, debido al aumento en el contenido de aloquímicos varían su textura a packstone de microfósiles. El espesor total de esta formación varía de 50 a 150 m. La acumulación de sedimentos se dio bajo un ambiente de depósito de aguas profundas con poca turbulencia y condiciones reductoras con baja oxigenación.



2.2.2.5 Formación Guzmantla

La Formación Guzmantla del Coniaciano-Santoniano se compone de sedimentos de facies arrecifales lagunares y de plataforma abierta; compuesta por calizas (wackestone y packstone) y calcarenitas de color crema a gris oscuro, en algunas partes se han conservado algunas estructuras sedimentarias; las calizas son de aspecto masivo y macrofossilíferas (rudistas). Presenta una alternancia con dolomías de textura fina a media, con horizontes arcillosos interestratificados; esto se debe a los cambios ambientales que se presentaron durante su acumulación, por lo que su espesor varía de acuerdo a sus facies; el espesor que corresponde con la facies de miliólidos es de 540 m, el horizonte de calizas con pedernal y fauna pelágica presenta un espesor de 100 m y por último se tiene la facies oolítica que tiene un espesor de 60 a 90 m (Viniestra, 1965).

El espesor y la litología de estas rocas carbonatadas es variable, teniendo al noroeste de la Sierra de Guzmantla un espesor mayor a los 250 m de calizas recristalizadas de color gris crema a gris pardo, con abundante pedernal gris oscuro, hacia la cima del afloramiento la estratificación se hace más gruesa y la caliza se observa dolomitizada (López, 1982).

2.2.2.6 Formación San Felipe

La Formación San Felipe se compone de calizas mudstone y wackestone-packstone que presentan abundantes foraminíferos planctónicos, con algunas intercalaciones de lutitas oscuras y capas de bentonita verde olivo. En general consta de una secuencia de calizas arcillosas de estratificación delgada, en colores gris claro con intercalaciones de margas de color grisáceo.

Por la presencia y características de los fósiles, se deduce un ambiente de depósito perteneciente a cuenca y debido a la gran cantidad de bentonita se puede inferir una gran actividad volcánica. El espesor de esta formación localizada en la parte del frente tectónico sepultado cuenta con un espesor aproximado de 150 a 200 m. La edad correspondiente de esta formación es del Campaniano.



2.2.2.7 Formación Méndez

La Formación Méndez presenta una litología compuesta de lutitas calcáreas de color gris con intercalación de margas, capas delgadas de bentonita, y algunas areniscas de color gris oscuro. El espesor de esta formación está considerado entre los 270 y 500 m.

La edad de la Formación Méndez es Campaniano-Maastrichtiano y está bien controlada por su posición estratigráfica y la asociación faunística (White, 1928). La acumulación de sedimentos se dio en mar abierto donde ocurrieron flujos turbidíticos provenientes de las áreas de plataforma, que evolucionan al final del Maastrichtiano a brechas calcáreas de talud en las cercanías con el borde de la plataforma.

2.2.2.8 Formación Atoyac

La Formación Atoyac está representada por un paquete de calizas bioclásticas de texturas tipo wackestone y packstone, presenta una alteración arcillosa de color pardo, su espesor varía desde 80 m hasta 1,200 m, el espesor de los estratos es variable pudiendo ser de 0.8 a 3 m (Viniegra, 1965).

La edad perteneciente a esta formación es del Maastrichtiano, donde el ambiente en el cual se acumuló esta formación pertenece a una plataforma interna, en la cual las condiciones de temperatura y salinidad son favorables para el desarrollo óptimo de fauna.

2.2.3 Cenozoico

2.2.3.1 Formación Velasco

La Formación Velasco está constituida de lutitas de color gris y verde olivo, con intercalaciones de margas y areniscas de coloración amarillento-rojizo; presenta alternancias de areniscas de grano medio a grueso con cementante calcáreo arcilloso. Así mismo, se encuentran laminaciones de yeso y mica entre los planos de estratificación de las lutitas. Debido a que se encuentra bajo una superficie de erosión,



el espesor real de esta formación no se ha podido determinar, aun así el espesor en afloramientos supera los 1700 m.

La edad de esta formación corresponde al Paleoceno Inferior y el ambiente de depósito pertenece a plataforma. Durante el depósito de esta unidad estratigráfica existieron levantamientos al occidente, los cuales fueron ocasionados por la orogenia laramídica.

2.2.3.2 Formación Chicontepec

La Formación Chicontepec está asociada a una secuencia turbidítica, que se caracteriza por tener una litología compuesta principalmente por areniscas de grano fino a medio, estratificación delgada de lutitas calcáreas de color gris y conglomerados de composición ígnea y metamórfica (PEMEX & IMP, s/a).

El espesor estratigráfico de la Formación Chicontepec es variable en diferentes sitios; en la porción norte, es del orden de 100 m; en su extremo occidental se han llegado a determinar espesores, entre 700 y hasta 2000 m. (Santillán y Aguayo, 2011). El ambiente de depósito perteneciente a esta formación es de aguas profundas en abanicos submarinos turbidíticos.

2.2.3.3 Formación Guayabal

La formación Guayabal está representada en su parte inferior por flujos de escombros que se intercalan con areniscas y conglomerados turbidíticos depositados en abanicos de pie de talud y piso de cuenca (PEMEX, 2013); dentro de las areniscas de esta formación se pueden encontrar nódulos de siderita, así como lentes de conglomerados con clastos (localidad de Poza Rica) provenientes de rocas calcáreas de la Sierra Madre Oriental. Hacia su cima se encuentran lutitas de color gris a gris verdoso ligeramente arenosa, alterna con pequeños horizontes delgados de arenisca calcárea de colores gris de grano fino a medio con trazas de bentonita verde.



Se le considera un espesor variable que van de 60 a 1200m, en el sur de la cuenca perteneciente a una paleobatimetría batial.

La edad de la Formación Guayabal pertenece al Eoceno Medio.

2.2.3.4 Formación Tantoyuca

La Formación Tantoyuca del Eoceno Superior, está compuesta por conglomerados y areniscas de grano grueso a fino, constituidas principalmente por cuarzo, pedernal café y micas en menor proporción, así como lutitas de naturaleza bentonítica de color verde olivo masiva. El espesor de esta formación puede llegar a ser de hasta 1,000 m depositados bajo condiciones de profundidad media.

2.2.3.5 Formación Horcones

La Formación Horcones está compuesta por lutita gris verdoso, bentonítica, alternando en menor proporción con areniscas de grano fino a medio. Los espesores de esta formación alcanzan hasta 450 m. Su ambiente de depósito es de tipo litoral y la edad correspondiente es del Oligoceno Inferior.

2.2.3.6 Formación La Laja

La Formación La Laja está compuesta en la parte inferior por secuencias de lutitas de color gris azulado y gris verdoso, intercaladas con areniscas mal cementadas que contienen fragmentos de caliza coralina; hacia la parte superior predominan los estratos de areniscas de grano medio con algunas intercalaciones de tobas, en las que en algunos horizontes presenta retrabajo. En 1965, Viniegra menciona que en la parte sureste de la Cuenca de Veracruz, se compone de una serie de lutitas y tobas, con cantidad variable de areniscas y conglomerados (PEMEX & IMP, 2012). El espesor de esta unidad también es variable, pudiéndose encontrar entre los 1000 y 1400 m. La edad de esta formación corresponde con el Oligoceno Superior y su depósito fue dado en un ambiente de plataforma siliciclástica.



2.3.3.7 Formación Encanto

La Formación Encanto corresponde con el Mioceno Inferior y está representada por alternancias de areniscas de grano fino a medio y lutitas arenosas mal consolidadas, que van de color gris a gris verdoso, con algunos tonos rojizos dados por acción del intemperismo. En la parte superior de esta formación se tienen estratos de areniscas de grano grueso poco consolidado. El espesor de esta formación varía de 500 a 800 m, depositados en un ambiente de plataforma siliciclásica.

2.2.3.8 Formación Concepción Inferior

La Formación Concepción Inferior se compone de lutitas y limolitas medianamente compactas de color gris, en cuya cima se encuentra una litología más arenosa, la cual está compuesta por limolitas arenosas y grauvacas líticas de grano fino de color gris (PEMEX & IMP, s/a). La edad asignada es del Mioceno Inferior, donde sus espesores varían de 200 a 500 m.

El ambiente de depósito fue de aguas tranquilas, posiblemente en bahías o mares de circulación semirestringida.

2.2.3.9 Formación Concepción Superior

La Formación Concepción Superior consiste esencialmente de arcillas margosas, arenosas, cuyo contenido de arena disminuye hacia el contacto con la Formación Concepción Inferior; son compactas y ocasionalmente presentan estratificación muy pobre, así como concreciones que van disminuyendo hacia la base, tanto en número como en tamaño, encontrándose esporádicamente en pequeños lentes y nódulos de arenisca de grano muy fino, también calcáreos, pero sin macrofauna (PEMEX & IMP, 2012). El espesor promedio es de 500 m. Su ambiente de depósito se originó cercano a la línea de costa, en un ambiente de plataforma clástica.

Capítulo 3. Sistema Petrolero

3.1 Definiciones

Un sistema petrolero es un sistema geológico que abarca todos los elementos y procesos necesarios para que el petróleo y gas se acumulen en algún sector de la corteza terrestre. Los elementos primordiales son una roca generadora efectiva, el sello, una roca almacenadora (yacimiento) y los estratos de sobrecarga, ya que estos facilitan el sepultamiento que proporciona incremento de temperatura y presión litostática por sobrecarga. Los procesos incluyen la formación de trampas y la generación, migración y acumulación de petróleo (Magoon y Dow, 1994), (Figura 8).

El sistema petrolero, analiza cada uno de los elementos por separado, al igual que los procesos que conllevan a crear las acumulaciones de hidrocarburos (Guzmán y Holguín, 2001).

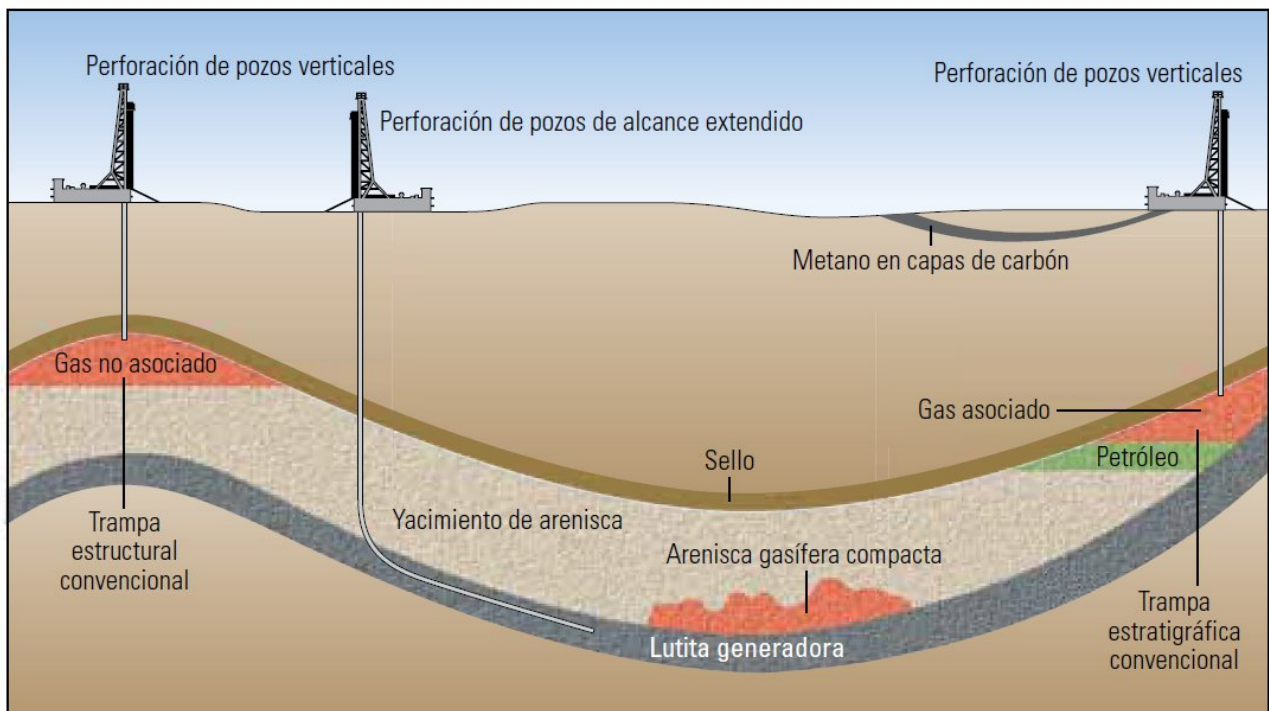


Figura 8. Esquema de un sistema petrolero convencional (McCarthy *et al*, 2011).

Roca generadora:

En términos generales, una roca generadora también llamada “roca madre” es una formación rocosa que contiene materia orgánica rica en carbono e hidrógeno, que permite la conservación temporal y posterior transformación de ésta a hidrocarburos; la roca generadora es el resultado de una mezcla de procesos físicos, bioquímicos y geológicos.

Una roca generadora de calidad, presenta un volumen importante, se forman en ambientes anóxicos o altamente reductores, poseen un porcentaje mayor a 2% de carbono orgánico total (COT) y contienen materia orgánica caracterizada por mostrar relaciones entre los átomos de hidrogeno y de carbono superior a 1.2 (Jones, 1984) (Figura 9).

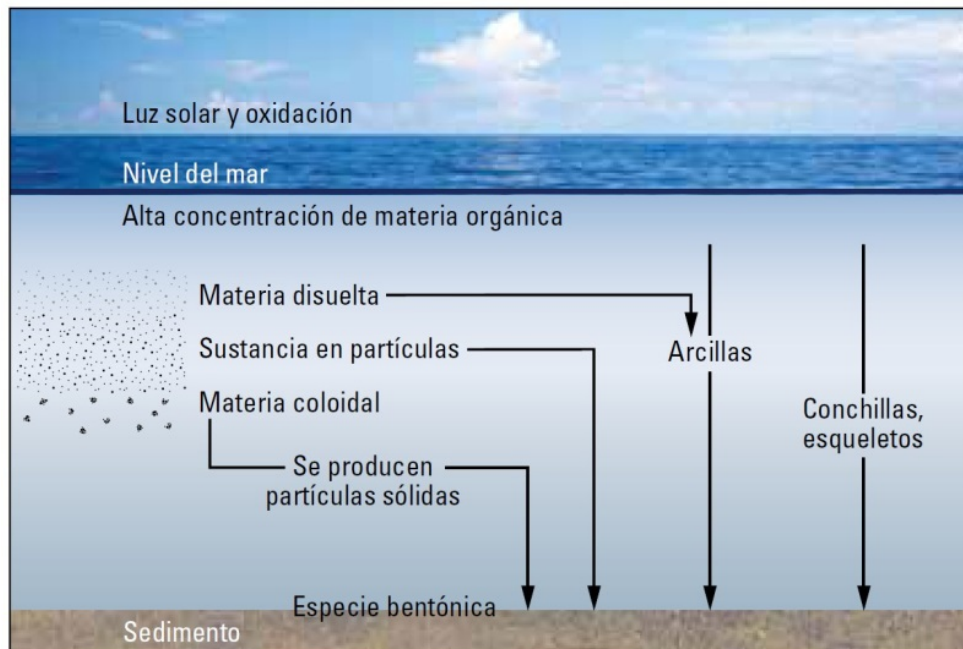


Figura 9. Materia orgánica en columna de agua (Mc Carthy *et al*, 2011).



La roca generadora debe ser enterrada a una profundidad suficiente (más de 1000 m) para que la materia orgánica contenida se preserve y posteriormente pueda madurar hasta convertirse en aceite y/o gas, además de que se encuentre en una cuenca sedimentaria que sufra procesos dinámicos.

Roca sello:

Una roca sello es aquella roca que presenta escasa permeabilidad o poros de tamaño sub-capilar, los cuales no permiten el paso del petróleo, sirviendo como barrera o tapón impidiendo así la migración o desplazamiento.

El espesor de la roca sello es variable, puede ser de espesor muy reducido, si tienen excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala.

Roca almacén:

Son todas aquellas rocas que debido a sus propiedades de porosidad y de permeabilidad, permiten el flujo y almacenamiento de los hidrocarburos, en conjunto con otro tipo de rocas

Una roca almacén debe cumplir con 3 características principales, las cuales son:

- Ser porosas
- Ser permeables
- Tener continuidad lateral y vertical

Roca de sobrecarga:

La roca de sobre carga está altamente relacionada con la tasa de sedimentación dentro de la cuenca, involucrando condiciones de temperatura, tiempo y ejerciendo una sobre presión importante que ayuda a la migración de los fluidos; estas condiciones son



esenciales para que se dé a cabo un sistema petrolero, es decir, para que la materia orgánica se sepulte a una profundidad mayor a 1000 m y entre en la ventana de generación.

Trampas:

Una trampa es un receptáculo cerrado, formado en la corteza terrestre que se conforma por rocas sello y almacenadoras, las cuales se encuentran localizadas de una forma tal, que permiten que el hidrocarburo quede acumulado dentro de ellas.

Las trampas presentan ciertas propiedades como son: forma, tamaño, geometría, cierre, y área de drenaje.

Hay tres tipos diferentes de trampas, las cuales son:

- Trampas estructurales: formadas como el resultado de la deformación de los estratos.
- Trampas estratigráficas: son el resultado de cambios de facies o de la yuxtaposición de estratos impermeables y permeables.
- Trampas mixtas: formadas por la combinación de trampas estructurales y estratigráficas.

Generación de hidrocarburos:

La transformación térmica de la materia orgánica es lo que hace que una roca produzca petróleo o gas natural. Los mecanismos por los cuales se genera el petróleo y el gas varían de cuenca a cuenca; estos mecanismos dependen de las facies de sedimentación, su historia de sepultamiento, tectónica y otros procesos geológicos.

A partir de que se depositan los sedimentos con alto contenido orgánico, los procesos microbianos convierten parte de la materia orgánica en gas biogénico. Conforme se

acumulan nuevos depósitos y las rocas de sobrecarga actúan sobre éstos, aumenta la profundidad, y la temperatura también incrementa de acuerdo al gradiente térmico de la cuenca, haciendo que el calor convierta gradualmente la materia orgánica en kerógeno. Esta transformación del kerógeno continúa conforme el aumento de la temperatura, convirtiendo así el kerógeno en bitumen y petróleo (enriquecida en hidrógeno y carbono). A medida que libera petróleo, el kerógeno se vuelve más pobre en contenido de hidrógeno. El incremento de la madurez también hace que los compuestos del petróleo experimenten un proceso de simplificación estructural, comenzando generalmente como petróleo, después con gas húmedo y terminando con gas seco.

Las condiciones de presión, temperatura y tiempo en los cuales ocurre la generación de hidrocarburos se denomina ventana de generación de hidrocarburos, la cual se encuentra a una temperatura de 60 a 120°C, y entre unos 1500 a 3500 metros de profundidad (Figura 10).

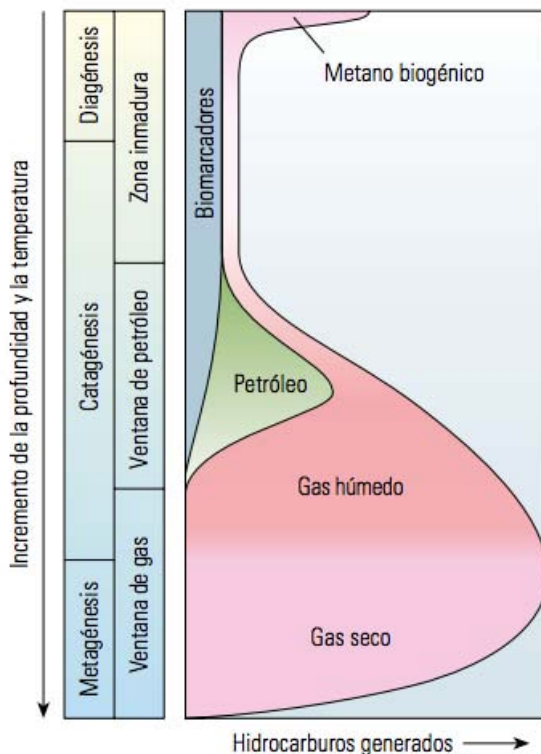


Figura 10. Transformación térmica del kerógeno (McCarthy *et al*, 2011).



Migración:

Es el desplazamiento que realizan los hidrocarburos a partir de su generación; éste se realiza a través de poros, fallas y/o discontinuidades de la roca en el interior de la corteza terrestre.

Se clasifican dos tipos principales de migración los cuales son:

- Migración primaria: Comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerogeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros de las rocas de grano fino.
- Migración secundaria: Es el movimiento del petróleo después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios de las rocas portadoras y almacenadoras, más permeables y porosas.

La migración puede ser local o puede ocurrir a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en grandes cuencas sedimentarias.

Sincronía:

La sincronía es la relación espacio-tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero, para que este pueda existir.

3.2 Sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz

De acuerdo a estudios geoquímicos realizados en la cuenca de Veracruz, se han podido identificar las rocas generadoras ricas en materia orgánica; estas se encuentran en las siguientes unidades estratigráficas: Jurásico Superior, Cretácico Inferior y Cretácico Superior.

Los análisis geoquímicos de pirólisis y biomarcadores practicados a los condensados, así como los análisis de isotopía aplicados a los gases presentes en las calizas cretácicas y areniscas neógenas, han permitido establecer e inferir la correlación roca generadora-aceite, estableciéndose cuatro sistemas petroleros (Figura 11). El signo (!) indica que se trata de un sistema petrolero conocido.

- Cretácico Inferior-Superior (!)
- Tithoniano-Eoceno (!)
- Tithoniano-Neógeno (!)
- Mioceno Inferior-Mioceno Superior-Plioceno (!)

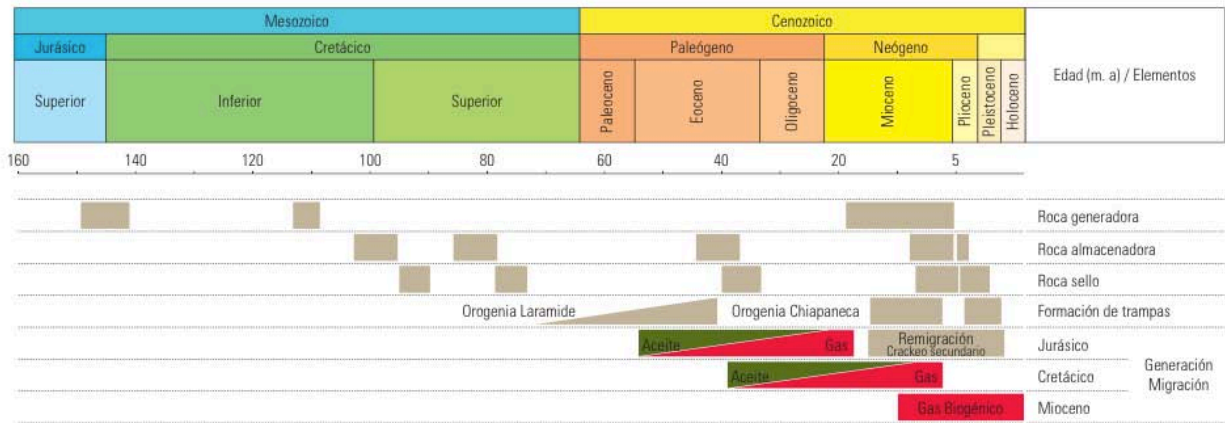


Figura 11. Sistemas petroleros de la Cuenca de Veracruz y tabla de eventos (WEC México, 2010).



3.2.1 Sistema Petrolero Cretácico Inferior-Superior (!)

Este sistema está relacionado con los campos productores de aceite y gas en la porción norte del Frente Tectónico Sepultado.

La existencia de rocas generadoras del Albiano-Cenomaniano ha sido definida por el análisis geoquímico de rocas e hidrocarburos; la información estratigráfica y geoquímica de chapopoterías y aceites indican dos posibles intervalos generadores en la sección Albiano-Cenomaniano (PEMEX & IMP, s/a).

3.2.1.1 Roca generadora

Las rocas generadoras del Cretácico Albiano-Cenomaniano consisten de alternancias estratificadas de anhidritas, dolomías y carpetas de algas, depositadas en condiciones de circulación restringida en aguas someras. Las manifestaciones de aceite e impregnaciones de las muestras de canal y núcleos de los pozos perforados son consistentes con la generación local de aceite.

Otras litofacies generadoras, de facies de rampa interna carbonatada de baja energía del Albiano-Cenomaniano, consisten de calizas arcillosas interestratificadas con calizas tipo wackestone con pellets de ambiente subacuático semirestringido.

Los datos de los parámetros geoquímicos de estas rocas registrados por pirólisis, arrojaron valores considerados de excelente calidad, indicando la presencia de un kerógeno tipo II precursor de aceite y gas (IH=34-842/448), maduro térmicamente (Tmax=413-467/448°C) con un potencial generador bueno (COT=0.5-4.2/1.0%, S2=0.2-32.7/4.4mgHC/g/COT), lo que justifica la presencia desde aceites pesados hasta gas y condensado (PEMEX, 2013). De igual forma, con estudios petrográficos de materia orgánica se identificaron partículas orgánicas amorfas algáceas y herbáceas.

De acuerdo a estudios geoquímicos de isótopos de aceites, gases, biomarcadores y extractos de roca, utilizando los análisis de cromatografía de gases y espectrómetro de masas (GC-MS), se determinó la composición molecular e isotópica de aceites ubicados en la porción norte de la Plataforma de Córdoba, definiendo la familia de



aceites Marino Carbonatada Evaporítica. Las relaciones de Pristano/Fitano sugieren un ambiente de depósito anóxico ($Pr/Fi < 1.0$), Terpanos tri $C_{23} < C_{24}$, Hopanos $C_{34} > C_{35}$, Esteranos $C_{27} < C_{28}$, Esteranos C_{29} $20S/20R = 0.8-0.9\%$ (Roe). Los análisis de extractos de roca del Albiano-Cenomaniano hacia la porción norte del área mostraron similitud molecular e isotópica que correlacionan con esta familia, asignándole por lo tanto, el nivel de certeza conocido (!) para este sistema petrolífero (Moldowan et al, 2008 en PEMEX & IMP, s/a).

3.2.1.2 Roca almacenadora

La roca almacenadora del Albiano-Cenomaniano perteneciente a la Formación Orizaba, está constituida por grainstones oolíticos bien clasificados y packstones esqueletales dolomitizados, presentando porosidad primaria inter-cristalina y porosidad secundaria por disolución y fracturamiento. El valor de porosidad oscila entre 4% y 16%.

Para el Cretácico Superior las rocas almacén están constituidas por brechas carbonatadas con inter-estratificación de margas, calizas arcillosas compactas y lutitas con distribución discontinua. Presentan dos tipos de porosidad, una primaria intergranular y la secundaria por fracturamiento; los valores de porosidad varían entre 4% y 14%.

3.2.1.3 Roca sello

Las rocas sello del Cenomaniano-Turoniano, son rocas calcareo-arcillosas pertenecientes a la Formación Maltrata, con espesores de 50 hasta 100 m.

Para el Cretácico Superior las rocas sello son margas, calizas arcillosas y lutitas que presentan inter-estratificación con brechas de talud.

3.2.1.4 Trampa

La trampa formada para este sistema se originó a partir del evento compresivo laramídico, originando pliegues y cabalgaduras que se propagaron hacia el oriente a partir de despegues sobre rocas arcillosas jurásicas y cretácicas. Es una trampa de tipo estructural, anticlinal con cierre en 4 direcciones (Pliegues doblemente buzantes).



3.2.1.5 Procesos del sistema petrolero Cretácico Inferior-Superior.

Parte de la subsidencia dentro de este sistema petrolero, fue generada por una gruesa capa de rocas carbonatadas del Cretácico Inferior y Cenozoico, ayudando así a que las rocas generadoras del Albiano-Cenomaniano alcanzaran su madurez temprana a principios del Eoceno Medio.

La Porción occidental de la plataforma de Córdoba, fue afectada por el evento laramídico, el cual formó bloques alóctonos y autóctonos. En el bloque alóctono los procesos de generación se interrumpieron como resultado de su levantamiento y erosión parcial hasta el Mioceno cuando se reinició su sepultamiento por los sedimentos neógenos; sin embargo, este bloque nunca alcanzó la zona principal de generación de aceite, pudiendo las rocas ricas en materia orgánica haber generado solamente aceite pesado; por otro lado, los aceites remanentes de este bloque están afectados por biodegradación alterando la calidad de los aceites (PEMEX & IMP, 2012).

De forma contraria, las rocas generadoras localizadas en el bloque autóctono, sepultado por un bloque cabalgante, alcanzaron inmediatamente la ventana de generación de aceite donde permanecieron hasta inicios del Mioceno, como resultado del basculamiento hacia el oriente y reinicio de la subsidencia, las rocas generadoras fueron sepultadas hasta la zona principal de generación de aceite.

3.2.2 Sistema Petrolero Tithoniano-Eoceno (!)

Este sistema está asociado a los campos de aceite y gas en el límite de la Cuenca de Veracruz con el Frente Tectónico Sepultado, conocido como Homoclinal Oeste.

3.2.2.1 Roca generadora

Para este sistema las rocas generadoras están representadas por lutitas negras carbonosas alternadas con calizas arcillo-arenosas y lutitas arenosas depositadas en un ambiente que varían de plataforma externa hasta cuenca. Las rocas analizadas del Jurásico Superior muestran valores de Carbono Orgánico Total entre 0.5 y 3.4%



(COT_{prom}=1.3%), hidrocarburos potenciales entre 0.48 y 9.32 mgHC/gCOT (S₂_{prom}=3.1), un Índice de Hidrógeno entre 50 y 648 (IH_{prom}=263), lo cual permite clasificar su riqueza orgánica y potencial generador como regular y su kerógeno térmicamente maduro precursor de aceite y gas (PEMEX & IMP, 2012).

3.2.2.2 Roca almacenadora

La roca almacenadora está representada por conglomerados, areniscas dolomitizadas y fracturadas del Eoceno Medio que corresponden a facies de relleno de canal, desbordes proximales y distales, depositadas como lóbulos en abanicos de pie de talud. Su porosidad promedio alcanza 12%.

3.2.2.3 Roca sello

Las rocas sello están conformadas por lutitas siliciclásticas intraformacionales del Eoceno Medio y del Mioceno.

3.2.2.4 Trampa

Las trampas son de tipo estructural y estratigráfico, representadas por cambios de las facies de abanicos de pie de talud en facies de canales-diques y su componente estructural formada por anticlinales fallados. Posterior al plegamiento y cabalgamiento laramídico, el Frente Tectónico fue afectado por fallas normales, erosión y sepultamiento durante el Oligoceno-Mioceno Temprano, quedando la trampa formada nuevamente después del evento Chiapaneco del Mioceno Medio, que levantó el flanco occidental y la dinámica de la sedimentación, formando cañones (PEMEX & IMP, 2012).

3.2.2.5 Procesos del sistema Tithoniano-Eoceno (!)

En el límite de la cuenca Cenozoica con el Frente Tectónico Sepultado, las rocas generadoras del Jurásico Superior entraron durante el Cretácico Tardío a la ventana de generación, alcanzando durante el Oligoceno la zona principal, donde permanecieron hasta el Mioceno Medio (15 M.a), cuando alcanzaron la ventana de generación tardía y a inicios del Plioceno, la ventana de generación de gas húmedo.



3.2.3 Sistema Petrolero Tithoniano-Neógeno (!)

Este sistema está ligado con los yacimientos de gas y pocas evidencias de condensados a lo largo y ancho de la Cuenca de Veracruz.

3.2.3.1 Roca generadora

Las rocas generadoras de sistema petrolero son muy similares al sistema Tithoniano - Eoceno (!), están compuestas por lutitas negras carbonosas y alternancias de calizas arcillo-arenosas y lutitas arenosas. Los valores de Carbono Orgánico Total son de entre 0.5 y 3.4% (COT_{prom}=1.3%), Hidrocarburos potenciales entre 0.48 y 9.32 mgHC/gCOT (S2_{prom}=3.1) y un Índice de Hidrógeno entre 50 y 648 (IH_{prom}=263).

3.2.3.2 Roca almacenadora

Está constituida por areniscas de grano fino a medio, mal clasificada en matriz arcillo-calcárea con espesores de hasta 10 m, su porosidad es de 20 a 30% y la permeabilidad de 0.4 a 560 mD (PEMEX, 2013).

3.2.3.3 Roca sello

Las rocas sello de este sistema petrolero están dadas por depósitos de facies distales de abanicos de talud, compuestos principalmente por arcillas, con espesores de decenas de metros.

3.2.3.4 Trampa

Las trampas son de tipo combinado con su componente estratigráfico representado por cambios de facies de abanicos de talud a facies arcillosas distales, y su componente estructural formado por anticlinales de bajo relieve estructural asimétricos y alargados cuyo eje principal tiene una dirección noroeste-sureste y flancos suaves. Su cierre se forma por acuñamiento litológico y algunas veces contrafalla (PEMEX & IMP, 2012).

3.2.3.5 Procesos del sistema petrolero Tithoniano-Neógeno (!)

La generación de aceite y gas de estas rocas generadoras fue dada por subsidencia (sepultamiento) en la parte central de la Cuenca de Veracruz.



Al inicio del Eoceno (49 Ma) se alcanzó la ventana de generación con el pico en el Mioceno Temprano y la ventana de generación de gas húmedo en el Mioceno Tardío y finalmente, la zona de generación del gas seco en el Plioceno.

3.2.4 Sistema Petrolero Mioceno Inferior-Mioceno Superior-Plioceno (!)

Se caracteriza por la presencia de gas biogénico almacenado en las rocas del Mioceno y Plioceno de la porción central de la Cuenca Cenozoica de Veracruz, conformada por el Anticlinal de Loma Bonita y el Sinclinal de Tlacotalpan.

3.2.4.1 Roca generadora

Las fuentes generadoras del Mioceno están constituidas por gruesos paquetes de lutitas siliciclásticas con un buen contenido de material orgánico ($COT_{prom}=1.0\%$), y potencial generador ($S2_{prom}=2.3 \text{ mgHC/gCOT}$) de un kerógeno predominantemente inmaduro ($T_{max}=435^{\circ}\text{C}$) tipo II/III ($IH_{prom}=230$) precursor de gas. (PEMEX & IMP, s/a).

3.2.4.2 Roca almacenadora

Están representadas por areniscas de grano medio-grueso constituidas por cuarzo y feldespatos moderadamente clasificados y subangulosos, con porosidad primaria intergranular del 25% y una permeabilidad de 425 mD.

3.2.4.3 Roca sello

Las rocas sello de este sistema están compuestas principalmente por arcillas, con espesores de decenas de metros, derivados de depósitos de facies distales de abanicos de talud.

3.2.4.4 Trampa

La trampa es de tipo combinado, presenta un componente estratigráfico considerado como un abanico de piso de cuenca en facies de canales y desbordes, y el componente estructural presenta una orientación NW-SE.



3.2.4.5 Procesos del sistema petrolero Mioceno Inferior-Mioceno Superior-Plioceno (!)

Este sistema petrolero se caracteriza por la presencia de gas biogénico; para su generación se requiere el depósito de un paquete sedimentario con presencia de bacterias metanogénicas, las cuales coexisten en un ambiente anóxico y con cantidades de sulfato deficientes; las temperaturas necesarias son menores a 75°C, la profundidad de sepultamiento es menor a 1000 m, presencia de materia orgánica dispersa con COT mínimo de 0.5% y altas tasas de sedimentación.

El gas biogénico tiende a acumularse muy cerca de la sección que lo genera, por lo que se infiere que fue generado en el intervalo del Mioceno Superior- Plioceno. Durante este tiempo las altas tasas de sedimentación favorecieron el depósito de arcillas marinas de aguas profundas en la antefosa principal de la cuenca cenozoica donde se presentaron condiciones favorables para la acumulación de materia orgánica marina (PEMEX &IMP, s/a).

En la Figura 12, se presenta un resumen de los principales plays identificados en la Cuenca de Veracruz, en donde se destaca el nombre con que es conocido, la litología de la roca almacén, sello, el tipo de trampas presentes, tipos de hidrocarburos y campos representativos.

Nombre	Litología roca almacén	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburos	Campos
	Formación, Edad	Formación		Edad de roca generadora	Representativos
Orizaba	Calizas de plataforma karstificadas y fracturadas, porosidad primaria y secundaria (Orizaba, Albiano-Cenomaniano)	Calizas arcillosas suprayacentes (Formación Maltrata)	Estructurales (anticlinales del frente laramídico sepultado, cierre en 4 direcciones, y/o contra falla)	Aceite ligero, condensado, gas amargo (Jurásico y Cretácico)	Mata Pioche, Macayucan
Brechas del Cretácico	Brechas carbonatadas de talud con porosidad primaria y secundaria por fracturas (San Felipe-Méndez, Santoniano-Maatrictiano)	Calizas arcillosas, margas y lutitas calcáreas (San Felipe y Méndez)	Estructurales (anticlinales laramídicos del frente tectónico sepultado)	Aceite pesado, ligero, condensado, gas húmedo, gas seco (Cretácico)	Angostura, Mata Pioche, Cópite, San Pablo, Rincón Pacheco
Conglomerados Cenozoicos	Conglomerados con escasa porosidad primaria y secundaria (Eoceno Medio - Mioceno Inferior)	Lutitas calcáreas (Eoceno, Oligoceno, Mioceno)	Combinadas (anticlinal erosionado y afallado, truncamiento por erosión)	Aceite (Jurásico-Cretácico)	Perdiz-Mocarroca, Novillero, Mirador
Arenas Turbidíticas	Areniscas de canales y abanicos submarinos (Depósito-Encanto, Mioceno-Plioceno)	Lutitas intercaladas (Depósito-Encanto)	Estratigráficas y combinadas (cambio de facies, anticlinales terciarios, y cierre contra falla)	Gas seco (Jurásico, Cretácico, Oligoceno-Mioceno)	Lizamba, Vistoso, Papán, Cocuite, Playuela

Figura 12. Tabla resumen de los principales plays establecidos de la Cuenca de Veracruz (Modificada de: WEC México, 2010).



Capítulo 4. Modelado del Sistema Petrolero

4.1 Definición

El modelado del sistema petrolero (PSM por sus siglas en inglés), es un modelo de datos digitales de un sistema petrolero en el que los procesos y sus resultados pueden ser simulados con el fin de comprenderlos y predecirlos (Hantschel y Kauerauf, 2009). Esta área de estudio, que se conoce como modelado de cuencas, aplica algoritmos matemáticos a los datos sísmicos, estratigráficos, paleontológicos, petrofísicos, de registros de pozos y demás datos geológicos para reconstruir la evolución de las cuencas sedimentarias.

Un modelo del sistema petrolero es dinámico, es decir, que proporciona un registro completo y único de la generación, migración, acumulación y la pérdida de petróleo y/o gas en un sistema petrolero a través del tiempo geológico.

Los procesos geológicos calculados y actualizados en cada etapa incluyen el depósito, la erosión, la compactación, el análisis de flujo de calor, la expulsión, la disolución de fase, la generación de hidrocarburos, la acumulación y la migración. Estos procesos son simulados en un modelo dinámico de las cuencas sedimentarias y sus fluidos asociados, con el propósito de determinar si las condiciones de eventos pasados resultaron adecuadas para que los hidrocarburos formaran yacimientos potenciales y se preservaran dichos hidrocarburos.

Para la construcción de un modelo, los tipos de datos a utilizar, dependen de la dimensión y el propósito del modelo; la complejidad y el número de parámetros de entrada aumentan a medida que se realiza un estudio del modelado en 1D, 2D hasta el modelado en 3D.

El modelado de cuencas y sistemas petroleros consta de dos etapas principales: la construcción del modelo y el modelado directo. La primera etapa implica la construcción de un modelo estructural donde se definen datos cronológicos de depósitos y



propiedades físicas de cada capa. El método de modelado directo realiza cálculos numéricos sobre el modelo para simular el sepultamiento de los sedimentos, los cambios de presión y temperatura, la maduración del kerógeno y la expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos principalmente. Con la calibración se comparan los resultados del modelo con datos independientes con el propósito de tener un modelo más veraz, por lo que se recomienda seguir el flujo de trabajo de la figura 13.

4.2 Software PetroMod

PetroMod es un software especializado para el modelado del sistema petrolero (PSM), el cual utiliza una combinación de información sísmica, datos de pozos e información geológica para modelar la evolución de una cuenca sedimentaria. Las principales funciones de PetroMod, es predecir si una roca almacén ha sido cargada con hidrocarburos, la roca que generó esos hidrocarburos, el tiempo que tardaron en generarse los mismos, las rutas de migración que tomaron, las cantidades y tipos de hidrocarburos presentes a condiciones de subsuelo y/o superficie.

Los estudios para el modelado del sistema petrolero, pueden ser realizados desde una escala de yacimiento, hasta una escala de exploración (mega-regional). Estos estudios proporcionan un registro completo sobre generación, migración, acumulación y pérdida de petróleo y gas en un sistema petrolero a lo largo del tiempo geológico, permitiendo analizar, comprender y predecir distintas propiedades como relación de gas/aceite y grados API.

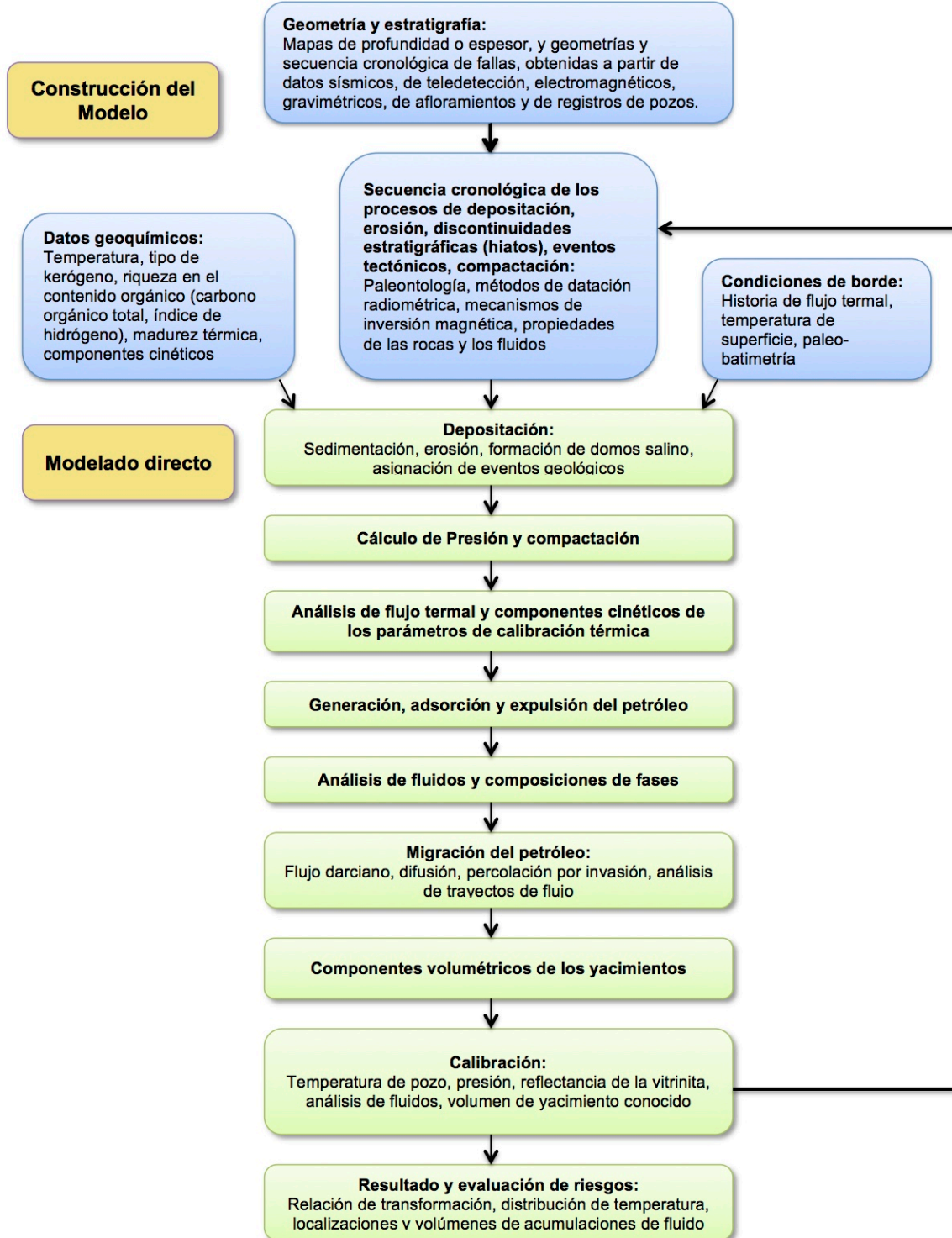


Figura 13. Flujo de trabajo para la construcción del modelado dl sistema petrolero (Matlak Al-Hajeri *et al*, 2009).



Sin importar el tipo de dimensión espacial en el que se va a modelar el software, este ejecuta cálculos determinísticos para simular la historia de una cuenca sedimentaria y sus fluidos asociados. Los cálculos requieren un modelo, o una representación numérica de las capas que contienen sedimentos, materia orgánica y fluidos con propiedades asignadas. Un modelo se construye a partir de datos geofísicos, geológicos y geoquímicos. Las capas se subdividen en celdas, dentro de las cuales las propiedades son uniformes. Los programas de computación simulan los procesos físicos que actúan sobre cada celda, tomando en cuenta primordialmente las condiciones iniciales y avanzando a través de un incremento de tiempo llegando hasta el presente. Las salidas del modelo, como la porosidad, temperatura, presión, reflectancia de la vitrinita, volumen de las acumulaciones o composición del fluido, pueden compararse con la información de calibración independiente y el modelo puede modificarse para un mejor ajuste.

Dentro del software PetroMod se pueden realizar modelados en 1D, 2D, 2D TeckLink y 3D. A continuación se explica en que consiste cada uno de estos módulos de manera general.

4.2.1 Módulo 1D

Los flujos de trabajo para un modelado en 1D se realizan a partir de datos obtenidos en una posición puntual, estos datos pueden ser obtenidos por medio de pozos, columnas estratigráficas o simplemente un modelo conceptual; dentro de este módulo, PetroMod permite simular la historia de sepultamiento, la evolución térmica, el tiempo de generación de hidrocarburos, y la madurez de la roca (Figura 14).

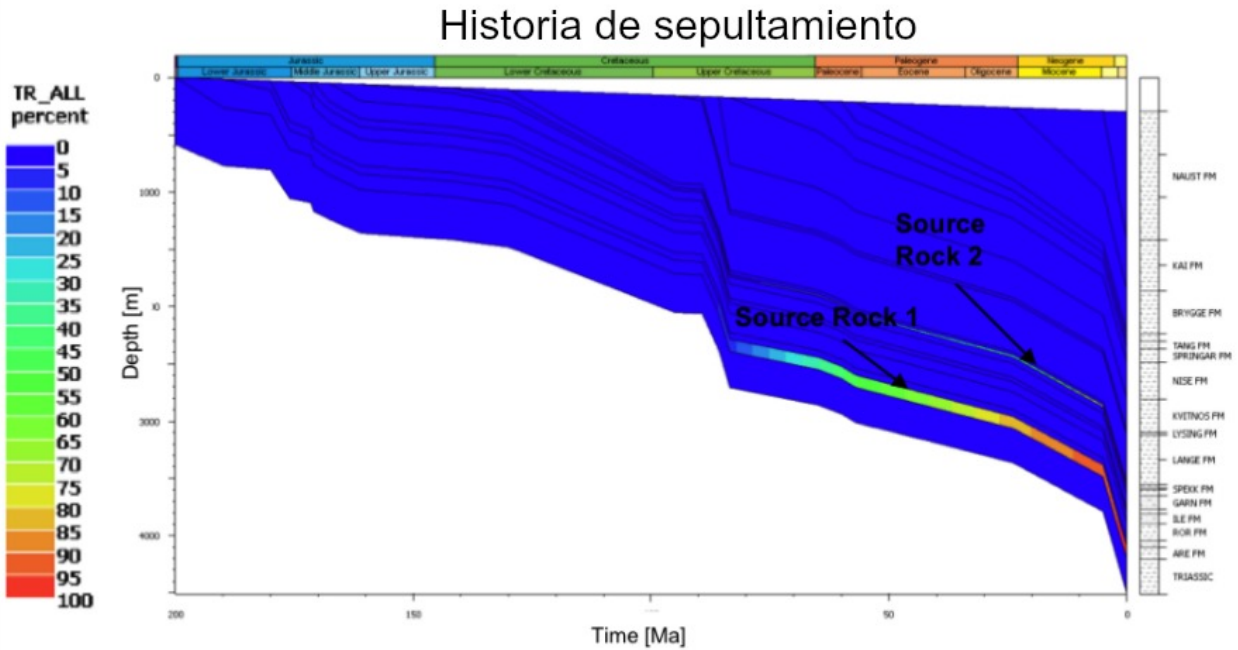


Figura 14. Ejemplo del modelado 1D. En la imagen se observa la relación de transformación del kerógeno en aceite/gas para dos rocas generadoras (Vázquez H., 2011).

4.2.2 Módulo 2D

Un modelado en 2D, se realiza a partir de la construcción de una o varias secciones obtenidas con datos sísmicos; estas secciones pueden ser reconstruidas con ayuda de un especialista en geología estructural para así poder observar la evolución en Millones de años de la cuenca. Dentro de este módulo PetroMod permite simular la generación, expulsión, migración y acumulación de los hidrocarburos; se puede determinar la calidad y cantidad de hidrocarburos acumulados en el subsuelo y a condiciones de superficie (Figura 15).

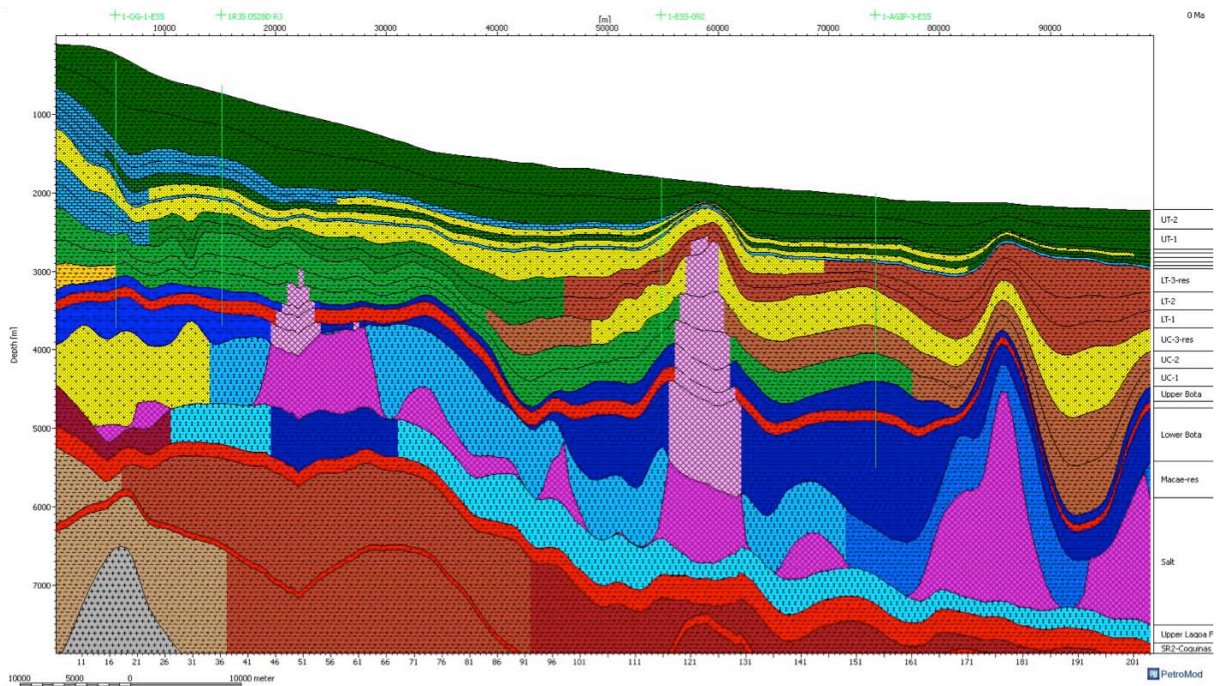


Figura 15. Ejemplo de sección de modelado en 2D (Vázquez H., 2011).

4.2.2.1 TecLink

Es un método utilizado dentro del software PetroMod® 2D que se utiliza para manejar la repetición vertical de una capa en situaciones con movimientos verticales y laterales de masas, por ejemplo, durante la compresión (presión de sobrecarga).

Con este método, las paleo-secciones se dividen en bloques individuales, cada bloque es un “mini-modelo” con valores únicos en "Z" para cada capa, es decir, no tienen repetición vertical. Los bloques se combinan en un modelo durante la simulación (Figura 16).

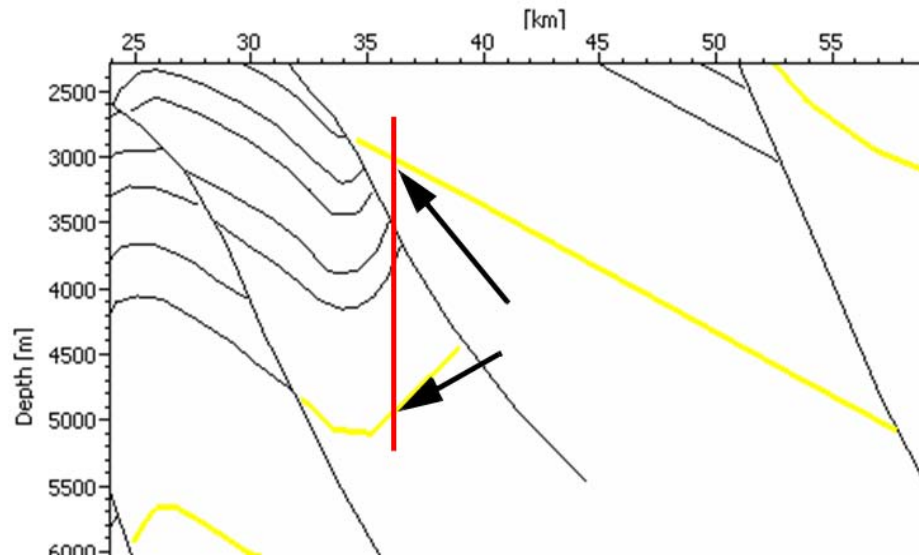


Figura 16. La imagen muestra una repetición vertical de una misma capa (línea amarilla) (Schlumberger, 2012).

Al realizar la simulación es necesario proporcionar el orden en el que se deben montar los bloques dentro de cada paleo-sección. Es por eso que se utiliza un principio similar al conocido juego de Tetris, en donde cada bloque va cayendo, pero con la diferencia de que los bloques no pueden ser rotados. Los bloques deben "caer" en un orden particular para reconstruir la paleo-sección.

A cada bloque se le asigna un número, donde los bloques con números más altos "caen" sobre bloques con números más bajos.

Estos bloques y las paleo-secciones conservan su integridad estructural durante la evolución tectónica del modelo, pero al mismo tiempo, están conectadas con respecto a todos los parámetros geofísicos y geoquímicos.

Este método se utiliza cuando el modelo es estructuralmente muy complejo, presentando, fallas inversas, cabalgaduras y/o plegamientos (Figura 17).

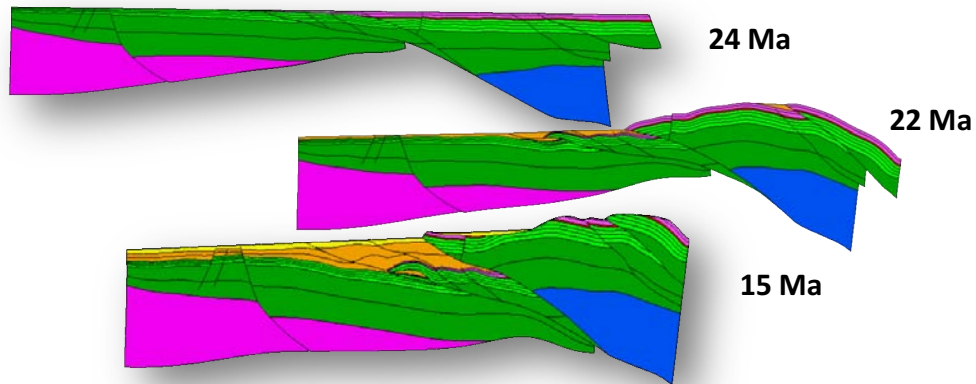


Figura 17. Ejemplo de paleo-secciones realizadas en 2D TecLink (de After Parra et al, 2010 en Vázquez H., 2011)

4.2.3 Módulo 3D

El modelado tridimensional reconstruye los sistemas petroleros a escala de yacimiento o escala de cuenca; tiene la capacidad de exhibir el resultado en 1D, 2D, o 3D, y a través del tiempo, en el cual el modelado puede ser considerado un modelo 4D (Figura 18).

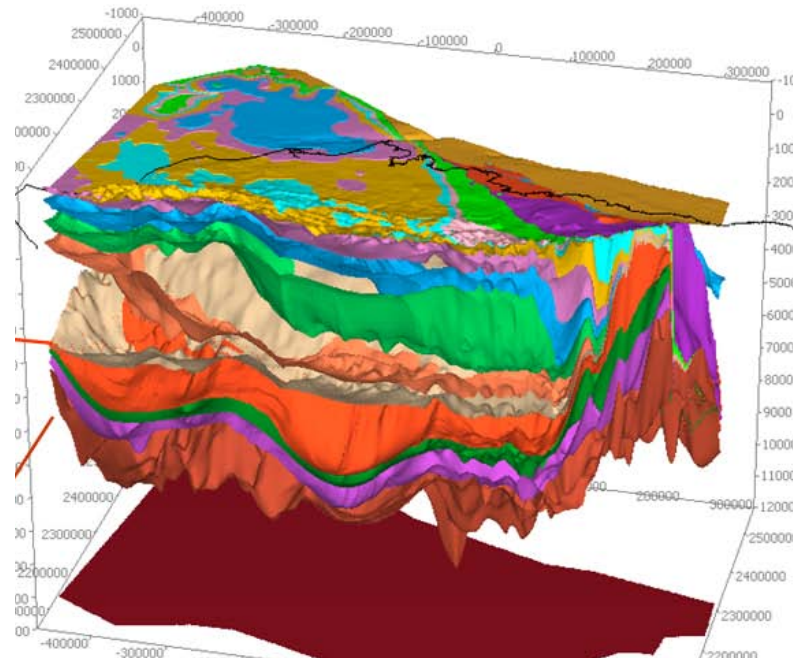


Figura 18. Ejemplo de un modelado en 3D. El modelado contiene 44 capas y fue construido con base en datos de pozo y datos sísmicos (Matlak Al-Hajeri et al, 2009).



4.3 Principales datos y estudios geoquímicos requeridos para realizar un modelado del sistema petrolero.

Para realizar el modelado de un sistema petrolero, se debe contar con información sobre las principales propiedades físicas de las unidades de roca involucradas, parámetros químicos de las rocas generadoras, así como las condiciones de borde del sistema.

4.3.1 Parametros químicos

La principal información requerida para realizar un modelado es obtenida por el análisis hecho a las rocas generadoras; estos estudios se utilizan como datos de entrada del modelo para simular las reacciones que rigen la degradación de la materia orgánica para la producción de hidrocarburos; estos estudios son:

- Carbono orgánico total (TOC): Esta propiedad se mide a partir de la combustión de las muestras de rocas.
- Índice de hidrógeno (HI): Se obtiene a través del proceso de pirólisis de las muestras de roca para determinar el potencial de generación del petróleo. (Pirólisis: Es la descomposición térmica de los materiales orgánicos en ausencia de oxígeno. Este proceso se estudia en laboratorio utilizando temperaturas superiores a las que se producen generalmente los hidrocarburos en la naturaleza. El HI se expresa como mg de hidrocarburo/ gramo de TOC).
- Parámetros cinéticos para la conversión térmica del kerógeno de la roca generadora en petróleo.
- Reflectancia de la vitrinita: Esta medida, aunque no es un dato de entrada, es de gran ayuda al finalizar la simulación, puesto que ayuda para la calibración de datos de salida del modelo.



4.3.2 Propiedades físicas

De igual forma, las propiedades que deben especificarse dentro del modelo son las propiedades físicas; estas son la permeabilidad, la cual afecta la eficiencia con la cual pueden ser expulsados los hidrocarburos; la porosidad, la roca generadora y el volumen de roca de sobrecarga; estas propiedades se asignan a cada capa del proyecto. Estos datos son importantes ya que sirven para hacer cálculos del flujo del fluido y realizar estimaciones volumétricas del yacimiento.

La capacidad calorífica y la conductividad térmica, inferidas usualmente a partir de la litología y la mineralogía son necesarias para los cálculos térmicos con los que se modelan la maduración del kerógeno y la generación del petróleo (Matlak Al-Hajeri *et al*, 2009).

Otro punto importante es la historia de sepultamiento de los sedimentos de una cuenca, a partir de esta, se puede obtener información sobre la profundidad de sepultamiento y la preservación de la materia orgánica, información que esta relacionada a su vez con las temperaturas y las presiones a las que estuvieron expuestos los sedimentos. Los datos principales para la construcción de una historia de sepultamiento son la tasa de sedimentación, la compactación, la erosión, el levantamiento y el ambiente de depósito.

4.3.3 Condiciones de borde

El modelado del sistema petrolero de una cuenca requiere la reconstrucción de la temperatura a través del tiempo geológico y de toda la cuenca. Por lo tanto, además de las propiedades del modelo, se deben evaluar algunas otras propiedades específicas. Estas propiedades son condiciones con las que el software trabaja; se denominan condiciones de borde (boundary condition) estas son:

- Paleo-batimetría (PWD – Paleo Water Deep): Esta propiedad determina la profundidad y localización del depósito correspondiente a cada edad, sus unidades están dadas en $[Prof(m) / Tiem (Ma)]$.



- Interfaz agua-sedimento (SWIT – Sediment Water Interface Temperature): Esta condición está relacionada con la evolución de la temperatura conforme se va dando la sedimentación a lo largo del tiempo geológico.
- Paleo-flujo termal (HF – Heat Flow): Este parámetro está relacionado con la cantidad de calor que pierde el planeta por unidad de superficie y tiempo. Este dato se obtiene por el producto del gradiente geotérmico y la conductividad térmica del medio $[(mW / m^2)(Ma)]$.

Los tres datos antes mencionados, son esenciales para calcular la historia de la temperatura de la cuenca.

Los resultados del modelado del sistema petrolero pueden calibrarse comparando la información independiente sobre la historia de cuencas con la maduración del kerógeno. Dos parámetros de calibración clave son la temperatura y la reflectancia de la vitrinita, medidos en los pozos y obtenidos en muestras de pozos, respectivamente. Estas calibraciones ayudan a controlar la calidad del modelado del sistema petrolero (Matlak Al-Hajeri *et al*, 2009).



Capítulo 5. Modelado del Transecto A (Flujo de Trabajo)

5.1 Análisis y construcción del modelo

Originalmente, el tamaño del modelo con el que se trabajó está representado gráficamente por 276 km de longitud y 2000 m de profundidad; por cuestiones de confidencialidad de la información, los resultados del modelo realizado en este trabajo serán representados por una sección (de 170 km de longitud y 1.5 km de profundidad) denominada Transecto A, ubicada en la porción sur de la Cuenca de Veracruz. De igual forma, los nombres de pozos y fallas han sido cambiados.

El punto de partida para la construcción de un modelo 2D (TecLink) es la importación de las paleo-secciones reconstruidas. Estos datos de entrada consisten principalmente en información de fallas, profundidades y espesores de capas; estos datos son capturados en un programa independiente y especializado en construcción de modelos. Para este caso, se utilizó el programa Dynel2D, que permite construir las paleo-secciones a partir de datos geofísicos como son: registros de pozos, datos de teledetección, levantamientos gravimétricos, levantamientos sísmicos, así como estudios en afloramientos.

El modelo 2D (TecLink) se construyó utilizando el módulo PetroBuilder en PetroMod. Para el Transecto A de la Cuenca de Veracruz, se importaron 17 paleo-secciones, las cuales cuentan con 26 horizontes comenzando desde el tiempo actual y van en disminución a través del tiempo hasta la edad de 144.20 Ma (Figuras 19 A y 19 B).

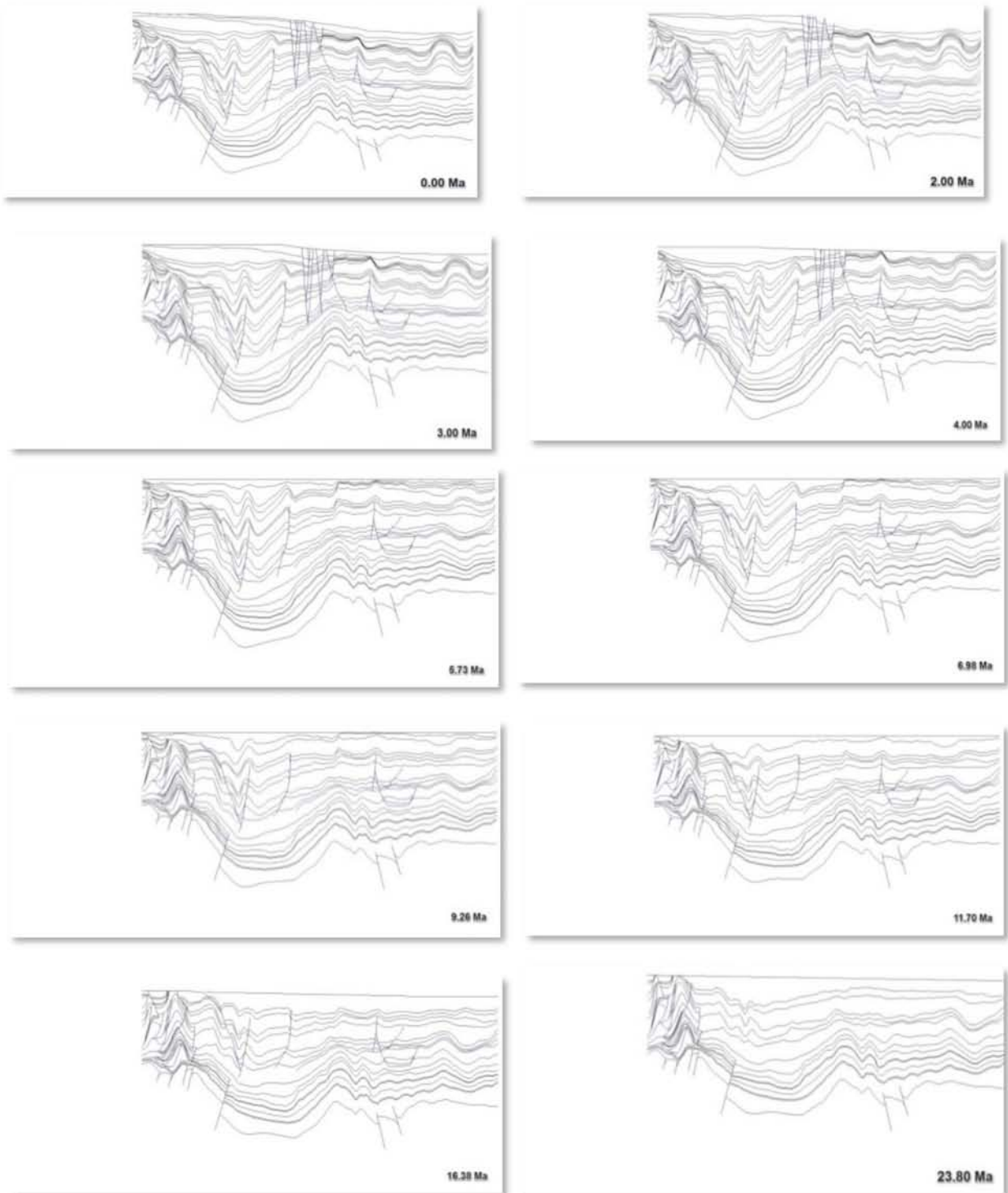


Figura 19. Paleo-secciones importadas utilizadas para la construcción del modelo en 2D del Tronsecto A. Continúa pág. 61

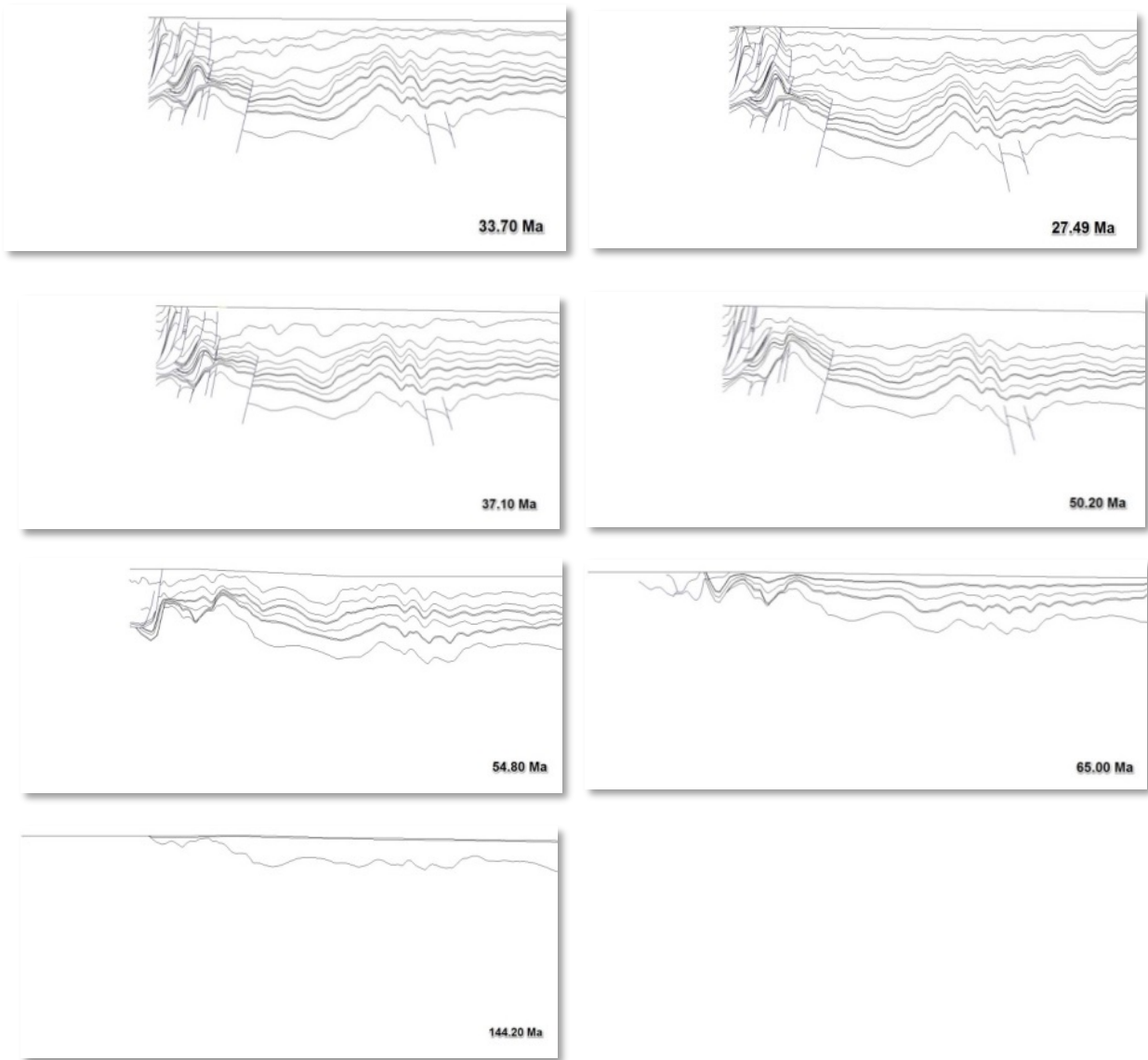


Figura 19. Paleo-secciones importadas utilizadas para la construcción del modelo en 2D del Transecto A.



5.1.1 Asignación de nombres y edades de depósito

Como se comentó anteriormente, uno de los objetivos principales del modelado de cuencas es la reconstrucción geométrica evolutiva de un sistema geológico que se puede simular desde el inicio de la depositación hasta la actualidad. Por lo tanto, uno de los aspectos más importantes de la construcción de un modelo es la asignación de las edades y nombres a cada una de las capas y paleo-secciones antes mencionadas. Así mismo, es importante asignar el tipo de evento, ya sea depósito u erosión de ser el caso.

Para esta sección (Transecto A) se asignaron 26 horizontes con sus respectivas edades. Estas edades van desde los 0 Ma. hasta los 300 Ma. Todos los eventos que se estudiaron para la Cuenca de Veracruz están dados como depósito (Figura 20).

Age [Ma]	Horizon	-	Layer	-	Event Type	No. of Sublayers	Max. Time Step [Ma]
0.00	Pliocene		PLS_Pliocene		Deposition	1	10.00
2.00	PLS_Pliocene		PLS_Pliocene_1		Deposition	1	10.00
3.00	PLM_Pliocene		PLM_Pliocene_1		Deposition	1	10.00
4.00	PLI_Pliocene		PLI_Pliocene		Deposition	1	10.00
5.73	5.73_Miocene		5.73_Miocene		Deposition	1	10.00
6.98	6.98_Miocene		6.98_Miocene		Deposition	1	10.00
9.26	9.26_Miocene		9.26_Miocene		Deposition	1	10.00
11.70	11.7_Miocene		11.7_Miocene		Deposition	1	10.00
16.38	16.38_Miocene		16.38_Miocene		Deposition	1	10.00
20.40	Miocene_16_38_Inf		Miocene_16_38_Inf		Deposition	1	10.00
23.80	23.8_Oligocene		23.8_Oligocene		Deposition	1	10.00
27.49	27.49_Oligocene		27.49_Oligocene		Deposition	1	10.00
28.40	Oligocene_27.49		Oligocene_27.49		Deposition	1	10.00
33.70	33.7_Eocene		33.7_Eocene		Deposition	1	10.00
37.10	37.1_Eocene		37.1_Eocene		Deposition	1	10.00
50.20	50.2_Eocene		50.2_Eocene		Deposition	1	10.00
54.80	54.8_Paleocene		54.8_Paleocene		Deposition	1	10.00
63.00	Paleocene_Inf		Paleocene_Inf		Deposition	1	10.00
65.00	65.0_Cretaceous		65.0_Cretaceous		Deposition	1	10.00
90.00	Cretacico_Turoniano		Cretacico_Turoniano		Deposition	1	10.00
100....	Cretacico_Medio		Cretacico_Medio		Deposition	1	10.00
125....	Cretacico_Medio2		Cretacico_Medio2		Deposition	1	10.00
144....	144.2_Jurassic		144.2_Jurassic		Deposition	1	10.00
150....	Jurassic		Jurassic		Deposition	1	10.00
164....	Basament_Top		Basament_Top		Deposition	10	10.00
300....	Model_Base						

Figura 20. Tabla "age assignment" con edades y capas asignadas al modelo 2D del Transecto A.

5.1.2 Creación y definición de bloques

La Cuenca de Veracruz tiene una historia estructural de gran complejidad, por lo tanto, se realizó la separación del modelo por bloques; el total de bloques asignados fue de veinticinco (Figura 21); los cuales van disminuyendo conforme las paleo-secciones retroceden en tiempo.

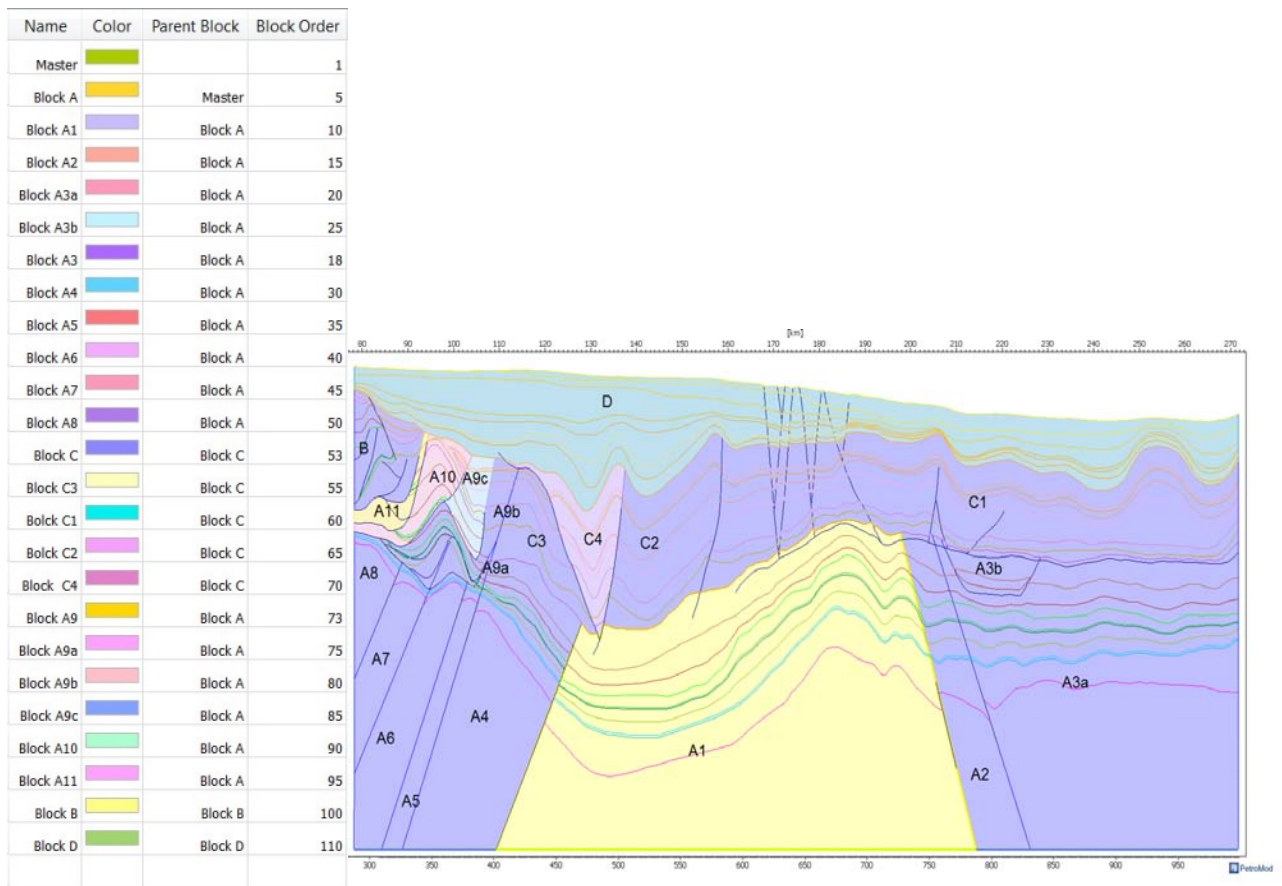


Figura 21. Definición y tabla de bloques. Se puede observar el orden, nombre y color asignado a cada bloque.

5.1.3 Reticulado del modelo

Una vez definido el modelo geométrico de todas las paleo-secciones se procede a hacer el reticulado del modelo, esto es básicamente asignar la información en cada celda del modelo (Figura 22).

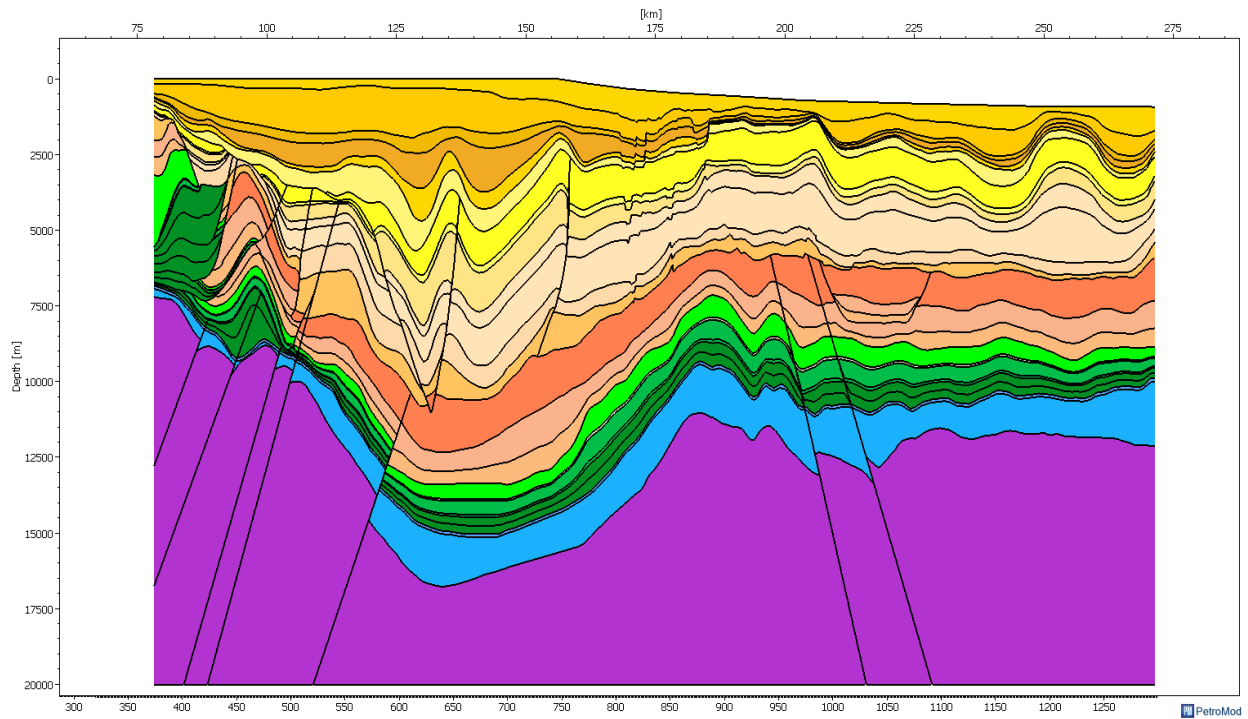


Figura 22. Modelo reticulado. En esta figura se observa que los colores de cada capa están representados de acuerdo a la tabla "Age assignment" (Figura 20).



5.1.4 Definición y asignación de facies y propiedades de las rocas generadoras

Se denomina facies al conjunto de rocas con características distintivas (litología, tamaño de grano, estructuras sedimentarias, color, composición y contenido biológico), las cuales son depositadas en un mismo ambiente sedimentario, con propiedades similares como porosidad, presión y temperatura.

Dentro de esta etapa del modelo, se tomaron en consideración un total de ochenta litologías, asignándolas a cada edad y ambiente de depósito; esto se realizó en el editor *Lithologies* de PetroMod junto con el cálculo de sus propiedades petrofísicas. Posteriormente se asignaron las litologías propias para cada facies sedimentaria y a su vez cada facies se asignó a su correspondiente capa sedimentaria (Figura 23) que integra el modelo geológico (Figura 24), caracterizando los elementos del sistema petrolero, asignándolas al modelo actual y a cada una de las paleo-secciones que integran el modelo geológico.

Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
PLS_Pliocene_Facies	[Yellow]	Sandstone (typical)		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
PLS_Pliocene_1_Facies	[Yellow]	Sandstone (typical)		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
PLM_Pliocene_1_Facies	[Yellow]	Sandstone (typical)		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
PLI_Pliocene_Facies	[Yellow]	PLI_Pliocene_60ss_40Sh		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
5.73_Miocene_Facies_Talud arcilloso	[Dark Green]	Mioc5_73_shale100		[Slider]				[Slider]		Seal Rock
5.73_Miocene_Facies_Desborde proximal	[Red]	Mioc5_73_DesProx_Sh50_Ss50		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
5.73_Miocene_Facies_Canales norte	[Blue]	Mioc5_73_canalesNor_Sh10_Ss90		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
5.73_Miocene_Facies_Desborde distal	[Green]	Mioc5_73_DesDis_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
5.73_Miocene_Facies_Canales sur	[Purple]	Mioc5_73_canalesSur_Sh10_Ss90		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
6.98_Miocene_Facies_Zona denominada por arcilla	[Pink]	Mioc6_98_arcillas_Sh95_Ss5		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
6.98_Miocene_Facies_Desborde distal	[Brown]	Mioc6_98_DesDis_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
6.98_Miocene_Facies_Desborde proximal	[Orange]	Mioc6_98_DesProx_Sh70_Ss30		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
6.98_Miocene_Facies_Canales Norte	[Yellow]	Mioc6_98_canalesNor_Ss85_Sh15		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
9.26_Miocene_Facies_Desborde distal	[Blue]	Mioc9_26_DesDis_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
9.26_Miocene_Facies_Zona denominada por arcilla	[Green]	Mioc9_26_arcillas_Sh95_Ss5		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
9.26_Miocene_Facies_Desborde proximal	[Black]	Mioc9_26_DesProx_Sh70_Ss30		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
9.26_Miocene_Facies_Canales sur	[Yellow]	Mioc9_26_canalesSur_Ss85_Sh15		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
11.7_Miocene_Facies_Zona denominada por arcilla	[Red]	Mioc11_70_shale100		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
11.7_Miocene_Facies_Desborde distal	[Blue]	Mioc11_70_DesDis_Sh70_Ss30		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
11.7_Miocene_Facies_Sh100	[Cyan]	11.7_Miocene_facies_Sh100		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
11.7_Miocene_Facies_Desborde proximal	[Purple]	Mioc11_70_DesProx_Ss50_Sh50		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
11.7_Miocene_Facies_Canales norte	[Yellow]	Sandstone (typical)		[Slider]				[Slider]		Reservoir Rock
16.38_Miocene_Facies_Talud	[Orange]	MiocInf_Talud_Sh80_Ss15_Cg5		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
16.38_Miocene_Facies_Abanico (Desbordes Proximales)	[Grey]	MiocInf_Abanico_Ss30_Sh60_Cg10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
16.38_Miocene_Facies_Canales Norte	[Yellow]	Sandstone (typical)		[Slider]				[Slider]		Reservoir Rock
16.38_Miocene_Facies_Cuenca	[Green]	MiocInf_cuenca_Sh100		[Slider]				[Slider]		Seal Rock
Miocene_16_38_Inf_FaciesTalud	[Yellow]	MiocInf_Talud_Sh80_Ss15_Cg5		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
Miocene_16_38_Inf_Facies_Cuenca	[Green]	MiocInf_cuenca_Sh100		[Slider]				[Slider]		Seal Rock
23.8_Oligocene_Facies_Talud	[Yellow]	OlgMed_Talud_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
23.8_Oligocene_Facies_Cuenca	[Brown]	OlgMed_cuenca_Sh100		[Slider]				[Slider]		Seal Rock
27.49_Oligocene_Facies_Desbordes distales	[Purple]	OlgMed_desb_Sh85_Ss15		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
27.49_Oligocene_Facies_Abanico	[Red]	OlgMed_Abanico_Ss60_Sh40		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
27.49_Oligocene_Facies_Canales	[Yellow]	OlgMed_canales_Ss90_Sh10		[Slider]				[Slider]		Reservoir Rock
27.49_Oligocene_Facies_Talud	[Orange]	OlgMed_Talud_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
27.49_Oligocene_Facies_Cuenca	[Brown]	OlgMed_cuenca_Sh100		[Slider]				[Slider]		Seal Rock
Oligocene_27.49_1_Facies_Talud	[Orange]	OlgMed_Talud_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
Oligocene_27.49_1_Facies_Cuenca	[Brown]	OlgMed_cuenca_Sh100		[Slider]				[Slider]		Seal Rock
33.7_Eocene_Facies_Talud	[Brown]	EocSup_Talud_Sh90_Ss10		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
33.7_Eocene_Facies_Abanicos	[Light Blue]	EocSup_abanico_Ss60_Sh40		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
Eocene_33.7_1_Sublayer	[Pink]	Eocene_33.7_Sublayer_Sh100		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock
33.7_Eocene_Facies_Canales	[Yellow]	EocSup_canales_Ss90_Sh10		[Slider]				[Slider]		Reservoir Rock
33.7_Eocene_Facies_Cuenca	[Brown]	EocSup_Cuenca_Ss20_Sh80		[Slider]				[Slider]		Overburden Rock

Figura 23. Tabla "Facies definition". Representa las 66 litologías realizadas y asignadas, así como las propiedades petrofísicas y elementos del sistema petrolero. Continúa pág. 68



37.1_Eocene_Facies_Abanico	EocMed_Abanico_Ss60_Sh40							Overburden Rock
37.1_Eocene_1Sublayer	Eocene_37.1_Sulayer_1Sh100							Overburden Rock
37.1_Eocene_Facies_Canales	EocMed_Canales_Ss90_Sh10							Reservoir Rock
37.1_Eocene_Facies_Talud	EocMed_Talud_Sh90_Ss10							Overburden Rock
37.1_Eocene_Facies_Cuenca	EocMed_Cuenca_Sh100							Overburden Rock
50.2_Eocene_Facies_Talud	EocInf_Talud_Sh90_Ss10_perm1							Overburden Rock
50.2_Eocene_Facies_Abanico	EocInf_Abanico_Ss60_Sh40							Overburden Rock
50.2_Eocene_Facies_Cuenca	EocInf_cuenca_Sh100							Overburden Rock
54.8_Paleocene_Facies_Talud	Paleoc_Talud_Sh90_Ss10							Overburden Rock
54.8_Paleocene_Facies_Abanico	Paleoc_Aban_Ss60_Sh40							Overburden Rock
54.8_Paleocene_Facies_Canales	Paleoc_canales_Ss90_Sh10							Reservoir Rock
54.8_Paleocene_Facies_Cuenca	Paleoc_cuenca_Sh100							Overburden Rock
Paleocene_Inf_Facies_Talud	Paleoc_Talud_Sh90_Ss10							Overburden Rock
Paleocene_Inf_Facies_Cuenca	Paleoc_cuenca_Sh100							Seal Rock
65.0_Cretaceous_Facies	Maastrichtiano_Mar196_Sh4							Overburden Rock
Cretacico_Turoniano_Facies	Turoniano_cuenca_Cz60_Sh40	Map	TOC_Turoniano	Turoniano_...	Map	HI_Turoniano		Source Rock
Cretacico_medio_Sello	Limestone (chalk, typical)							Seal Rock
Cretacico_Medio_Facies_Talud	Kmed_Talud_Cz85_Sh15							Overburden Rock
Kmed_Plataforma_Cretacico	Kmed_cuenca_Cz70_Sh30							Overburden Rock
Kmed_Plataforma	Kmed_cuenca_Cz70_Sh30							Overburden Rock
Kmed_Periarrecfal_Cretacico	Kinf_Periarrec_Limestone100							Overburden Rock
Kmed_Periarrecfal	Kmed_Periarrecfal_Lim100							Overburden Rock
Kmed_Laguna_Cretacico	Dolomite (typical)							Overburden Rock
Kmed_Laguna	Dolomite (typical)							Overburden Rock
Kmed_flujos_detriticos_Cretacico	Kmed_Flujo_Detri_Con100							Overburden Rock
Kmed_flujos_detriticos	Kmed_Flujo_Detri_Con100							Overburden Rock
Kmed_Arrecife	Kmed_Arrecife_Lim_Micrite100							Overburden Rock
Cretacico_Medio_Facies_Cuenca	Kmed_cuenca_Cz70_Sh30							Overburden Rock
Cretacico_Medio2_Facies_Plataforma	KInf_Plat_Cz90_Sh10							Overburden Rock
Cretacico_Medio2_Facies_Talud	KInf_Talud_Cz85_Sh15							Overburden Rock
Kinf_Plataforma	Kinf_Plat_Cz90_Sh10							Overburden Rock
Kinf_Periarrecife	Kinf_Periarrec_Limestone100							Overburden Rock
Kinf_Arrecife	Kinf_Arrecife_Limestone100							Overburden Rock
Cretacico_Medio2_Facies_Cuenca	KInf_cuenca_Cz85_Sh20							Overburden Rock
144.2_Jurassic_Facies_Plataforma	Titho_plataf_Sh70_Cz25_Dol5	Map	TOC_JST_IC	Titoniano_M...	Map	HI_JST_IC		Source Rock
144.2_Jurassic_Facies_Talud	Titho_talud_Sh80_Cz15_Dol5	Map	TOC_JST_IC	Titoniano_M...	Map	HI_JST_IC		Source Rock
144.2_Jurassic_Facies_Cuenca	Titho_cuenca_Sh85_Cz15	Map	TOC_JST_IC	Titoniano_M...	Map	HI_JST_IC		Source Rock
Jurassic_Facies_Basamento	Kimm_Basam_Granite100							Underburden Rock
Jurassic_Facies_Marea_1	Kimm_submarea_grains80_Dol20							Underburden Rock
Jurassic_Facies_Plataforma	Kimm_submarea_grains80_Dol20							Underburden Rock
Titho_Plataforma	Titho_Plat_Sh70Cz25Dol5							
Kimm_Plataforma	Kimm_Plat_Cz40Dol40Sh20							
Lechos_rojos	Lechos Rojos							
Jurassic_Facies_Talud	Kimm_talud_Cz85_Dol5_Sh10							Underburden Rock
Basement_Top_Facies_Continental	Basement_Con_Granite							Underburden Rock
Basement_Top_Facies_Transicional	Basement_Trans_Granodiorite							Underburden Rock

Figura 23. Tabla "Facies definition". Representa las 66 litologías realizadas y asignadas, así como las propiedades petrofísicas y elementos del sistema petrolero.

De igual forma en la figura 23 se puede observar la asignación de propiedades petrofísicas para las rocas generadoras, estas son: cinéticas, índices de hidrógeno (HI) y el carbono orgánico total (COT), así mismo, se define dentro de esta tabla el elemento del sistema petrolero al pertenece cada litología.

Las propiedades cinéticas utilizadas dentro de este modelo fueron proporcionadas por PEMEX, realizadas y estudiadas en laboratorio. Estas fueron asignadas a las rocas generadoras del Tithoniano representadas en el modelo como 144.2 Jurásico y Turoniano respectivamente.

Los datos obtenidos de carbono orgánico total (COT) e índice de hidrógeno (IH), fueron asignados al modelo como mapas; estos archivos representan la distribución de riqueza orgánica para las rocas generadoras; y fueron realizados previamente en un modelo 3D.

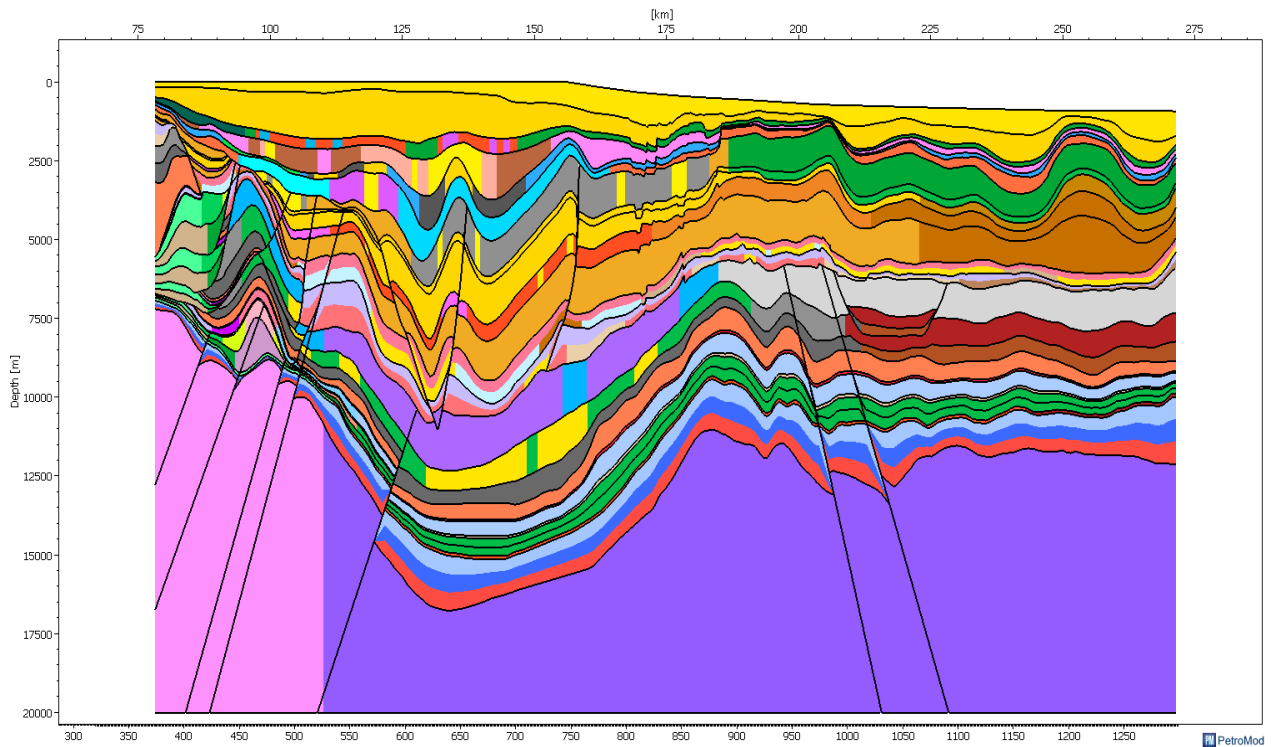


Figura 24. Sección con edad de 0 Ma; representa las facies asignadas de acuerdo a cada color representado en la figura 23. Cada color representa una facies diferente en el modelo.

5.1.5 Asignación de fallas

El modelo estructural de esta sección tiene representadas 37 fallas, las cuales fueron integradas a la tabla asignándoles una edad correspondiente; esta información fue obtenida de acuerdo a su actividad presentada en las paleo-secciones donde se puede observar su evolución.

Para este modelo las fallas representadas fueron asignadas como "Abiertas".

Name	-	Period	Age from [Ma]	Age to [Ma]	Type	SGR Mode	SGR [%]	SGR Map	FCP Mode	FCP [MPa]	FCP Map	Perm. Mode	Permeability [log(mD)]	Perm. Map
Fault_1		1	16.38	16.38	Open			↔			↔			↔
Fault_2		1	16.38	0.00	Open			↔			↔			↔
Fault_3		1	50.20	23.80	Open			↔			↔			↔
Fault_4		1	37.10	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_5		1	50.20	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_6		1	65.00	23.80	Open			↔			↔			↔
Fault_7		1	50.20	37.10	Open			↔			↔			↔
Fault_8		1	50.20	37.10	Open			↔			↔			↔
Fault_9		1	50.20	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_10		1	65.00	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_11		1	50.20	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_12		1	50.20	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_13		1	16.38	0.00	Open			↔			↔			↔
Fault_14		1	16.38	11.70	Open			↔			↔			↔
Fault_15		1	16.38	11.70	Open			↔			↔			↔
Fault_16		1	16.38	11.70	Open			↔			↔			↔
Fault_17		1	16.38	11.70	Open			↔			↔			↔
Fault_18		1	16.38	11.70	Open			↔			↔			↔
Fault_19		1	37.10	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_20		1	37.10	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_21		1	37.10	33.70	Open			↔			↔			↔
Fault_22		1	16.38	11.70	Open			↔			↔			↔
Fault_23		1	4.00	0.00	Open			↔			↔			↔
Fault_24		1	4.00	0.00	Open			↔			↔			↔
Fault_25		1	4.00	0.00	Open			↔			↔			↔

Figura 25. Fallas asignadas en el modelo.

5.2 Condiciones de borde

5.2.1 Historia de la temperatura en la interfase agua-sedimento (SWIT)

Para la definición de la historia de la temperatura en la interfase agua sedimento (SWIT) se utilizó el módulo automático de PetroMod; el cuál por medio de un algoritmo relaciona la temperatura media de la paleo-superficie y la edad geológica, como una función de reconstrucción de las placas tectónicas en la latitudes de hoy en día (Figura 26).

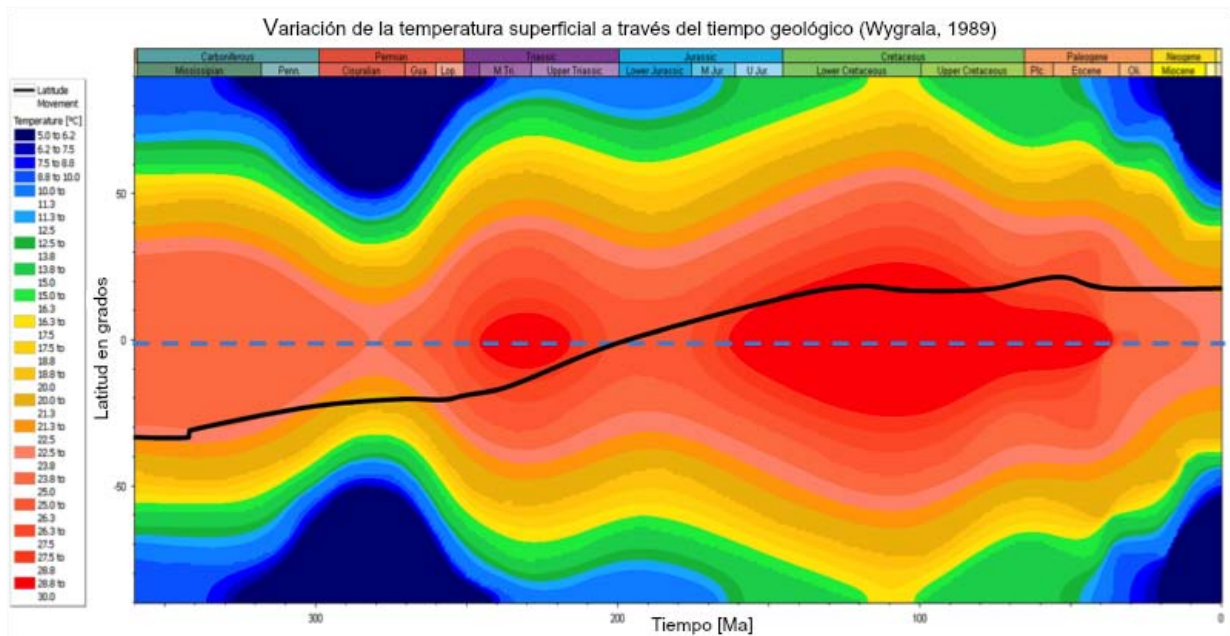


Figura 26. Variación de la temperatura superficial a través del tiempo geológico (Wygrala, 1989).

5.2.2 Historia del flujo de calor (HF)

Para este modelo, se utilizaron valores numéricos, asignándole al modelo tablas con valores medidos a partir de mapas de flujo de calor; estos mapas fueron previamente realizados en un modelado 3D de la cuenca de Veracruz.

5.3 Carga de datos de pozos y de calibración.

Dentro del módulo Well Editor, se cargaron datos de nueve pozos, siendo éstos los más representativos, ya que están dentro o cerca de la línea sísmica de la sección estudiada (Figura 27). Los datos agregados fueron las temperaturas medidas en el fondo del pozo, datos de presión y porosidad así como la presión, densidad de lodo y la reflectancia de la vitrinita (Ro%). Esta información fue proporcionada por PEMEX de acuerdo a estudios previamente realizados.

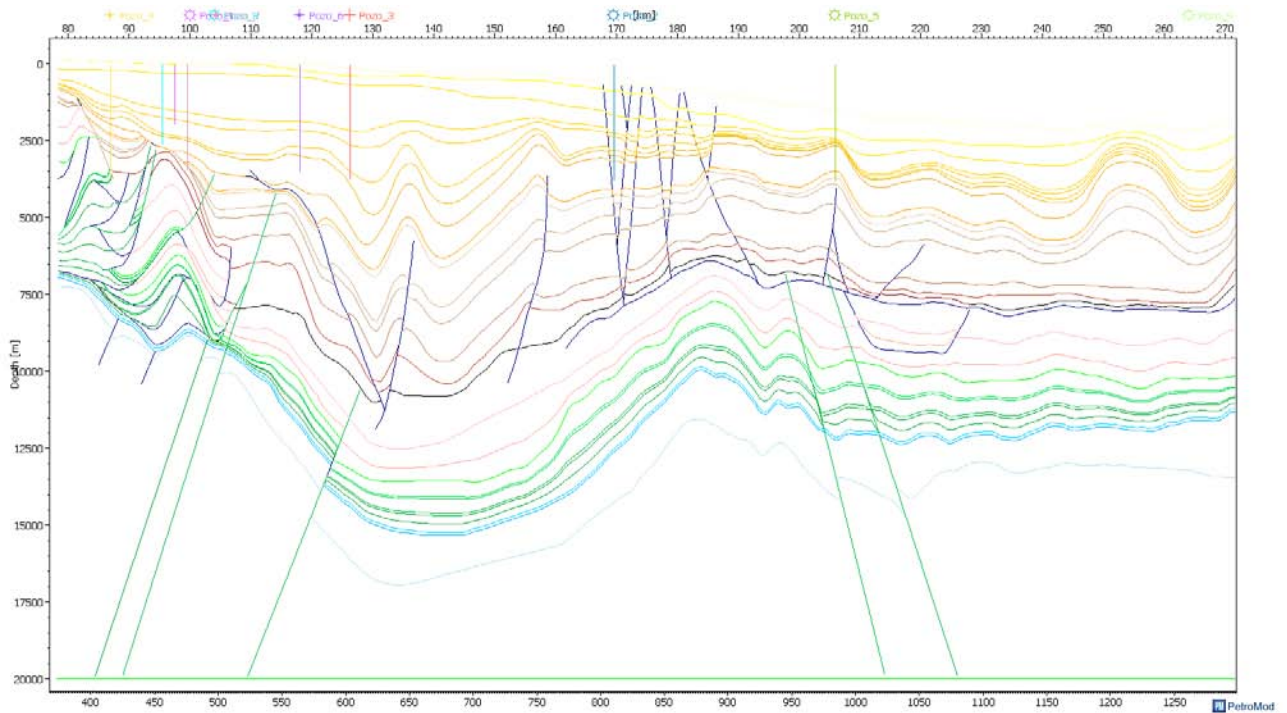


Figura 27. Localización de los nueve pozos asignados al modelo.



5.4 Calibración

El proceso de calibración se refiere al ajuste del modelo para que el valor simulado de reflectancia de la vitrinita, temperaturas, presiones y conductividad termal, corresponda con el valor medido en las muestras a diferentes niveles de profundidad dentro de los pozos (Matlak Al-Hajeri *et al*, 2009), ayudando a controlar la calidad del modelado de cuencas y del sistema petrolero.

En las siguientes imágenes se puede observar la calibración obtenida una vez asignados los datos de temperatura (Figura 28), reflectancia de la vitrinita (Figura 29) y conductividad termal (Figura 30). Estas gráficas muestran un buen ajuste, puesto que los datos de pozo realizados en laboratorio y asignados al modelo, empatan con la información arrojada por la simulación numérica.

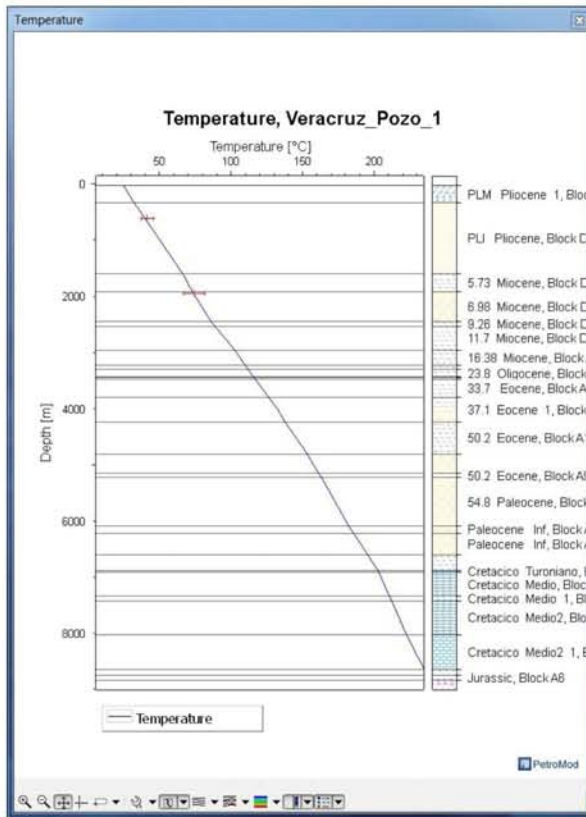
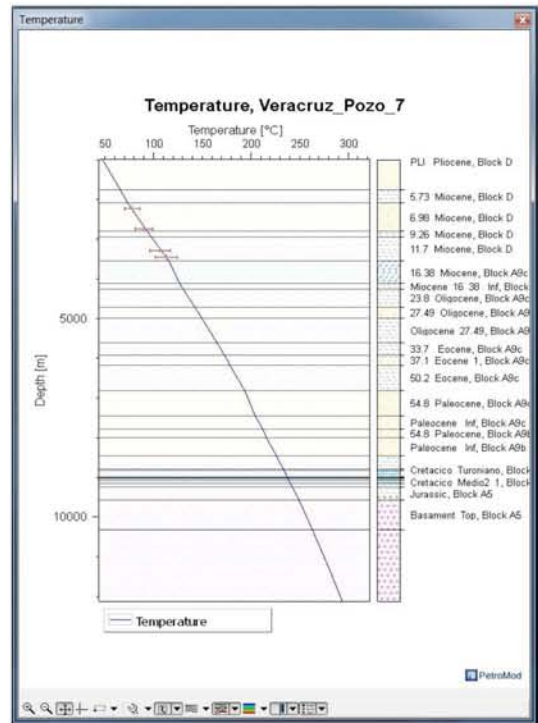
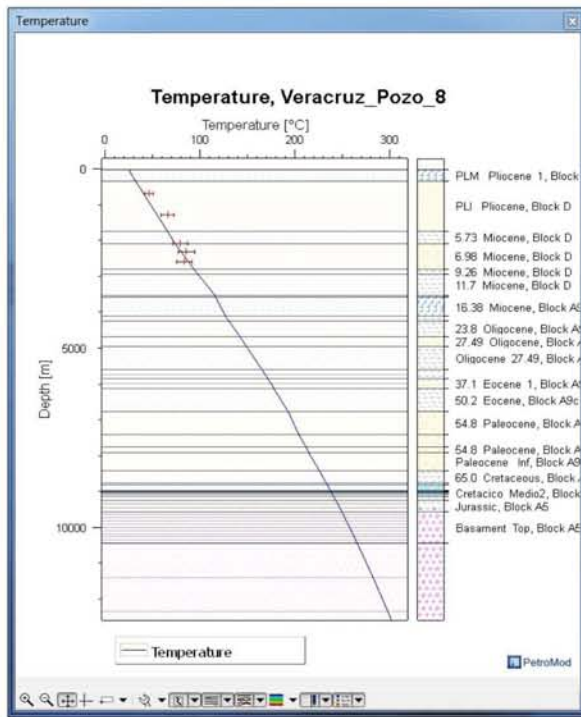


Figura 28. Calibración de temperaturas.

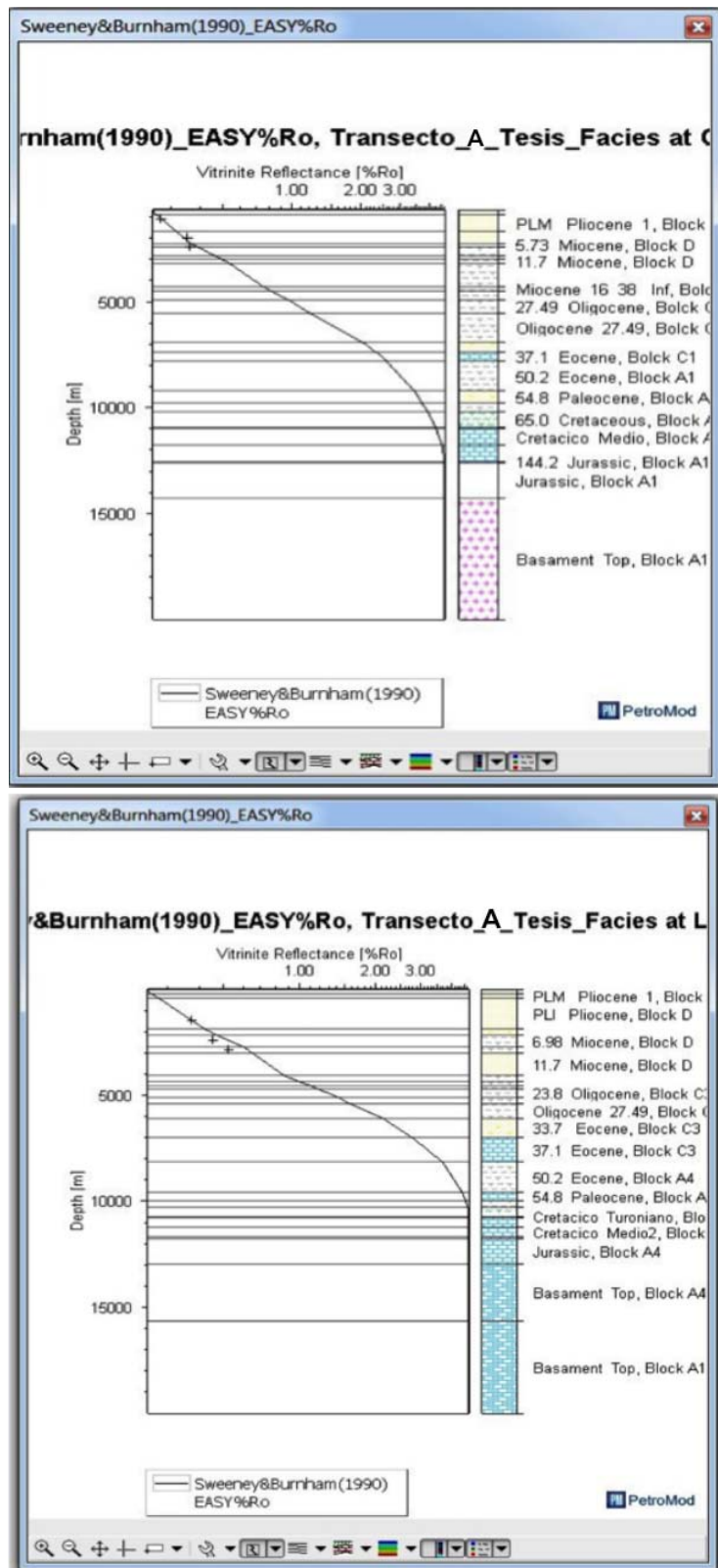


Figura 29. Calibración de la reflectancia de la vitrinita.

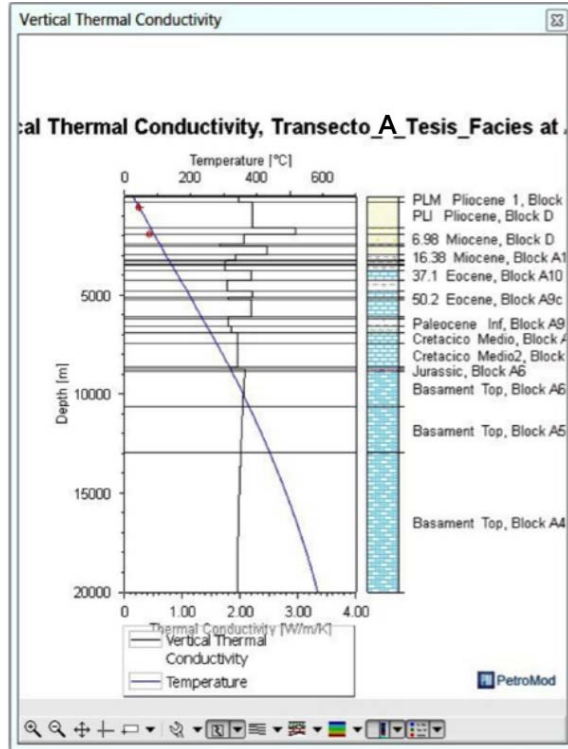
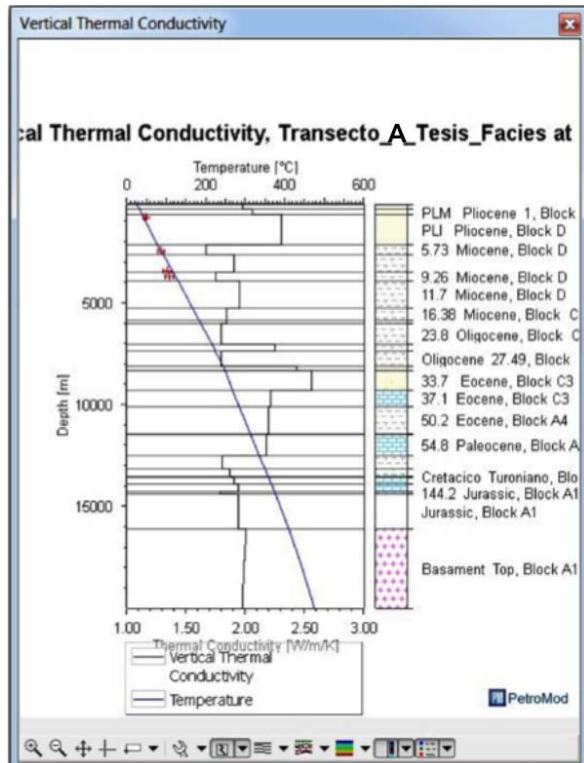
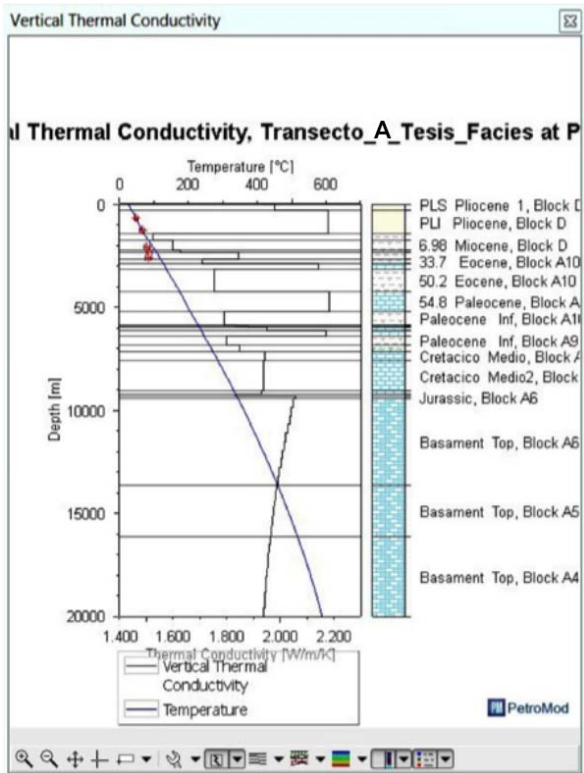


Figura 30. Calibración de la conductividad termal.

Capítulo 6. Resultados de la Modelación del Transecto A

6.1 Madurez de la roca generadora y generación de hidrocarburos

6.1.2 Roca generadora del Jurásico Superior -Tithoniano

De acuerdo a los datos obtenidos por la simulación numérica, la etapa de generación de hidrocarburos del Tithoniano inicia en la parte occidental de la cuenca en el Cretácico Tardío (65.00 Ma), avanzando gradualmente hacia el oriente (Figura 31). En el Paleoceno Tardío (54.8 Ma.), la porción occidente llegó a la ventana de generación de gas húmedo y la porción central entró a la ventana de generación del aceite, mientras que en la parte oriental la roca generadora apenas comenzaba en etapa de generación (Figura 32). Actualmente, la roca generadora del Tithoniano se encuentra en una etapa sobremadura.

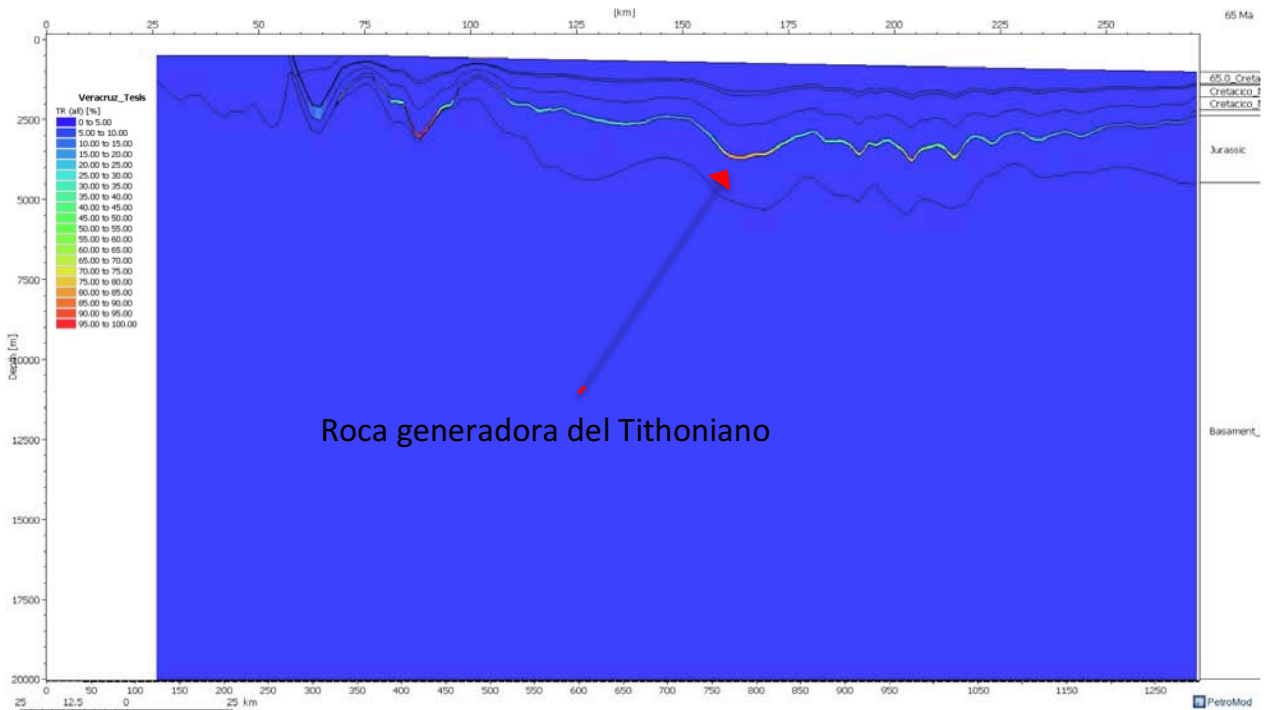


Figura 31. Ventana de generación de hidrocarburos de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano con edad de 65.00 Ma.

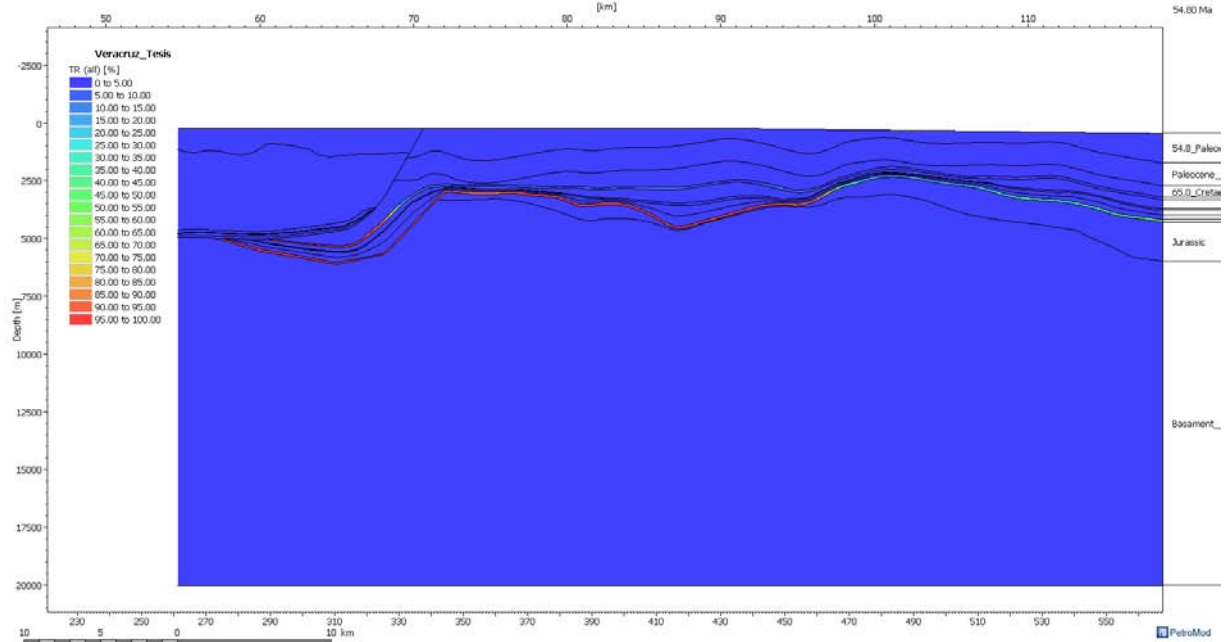


Figura 32. Sección con edad de 54.8 Ma que muestra el estado de generación de hidrocarburos del Jurásico Superior-Tithoniano.

6.1.2 Roca generadora del Cretácico-Turoniano

Para la roca generadora del Turoniano la simulación numérica indica que la generación de hidrocarburos da inicio durante el Eoceno Inferior aproximadamente hace 54.8 Ma, comenzando de igual forma en la porción occidental de la sección, y avanzando gradualmente hacia el oriente (Figura 33). En el Eoceno Medio, hace aprox. 37.1 Ma. alcanza ventanas de generación de aceites ligeros.

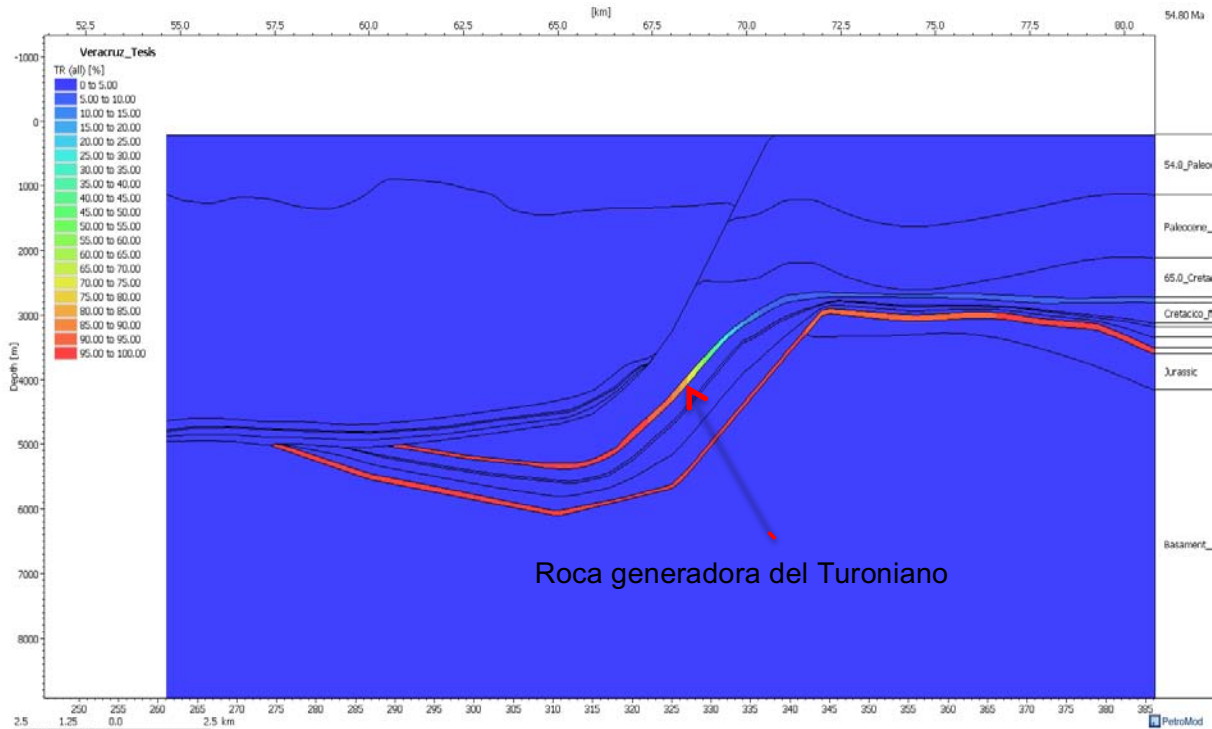


Figura 33. Ventana de generación de la roca del Cretácico-Turoniano.

6.2 Migración y acumulación de hidrocarburos

Existen diferentes enfoques para poder modelar la migración de los hidrocarburos generados desde la roca generadora hasta la trampa; para este modelo se realizaron dos escenarios: el primer modelo (Figura 36) consiste en un método híbrido, donde es posible modelarlo con trayectos de flujo construidos geoméricamente para predecir las localizaciones de las acumulaciones; el segundo escenario (Figura 35) se realizó con el método de percolación por inversión, este calculo supone que en las escalas del tiempo geológico, los hidrocarburos se desplazan en forma instantánea a través de la cuenca impulsado por la flotabilidad y la presión capilar.

El propósito de realizar diferentes escenarios fue el tratar de reproducir los procesos de generación y migración ocurridos en la cuenca, los cuales originaron las acumulaciones (Figura 34).

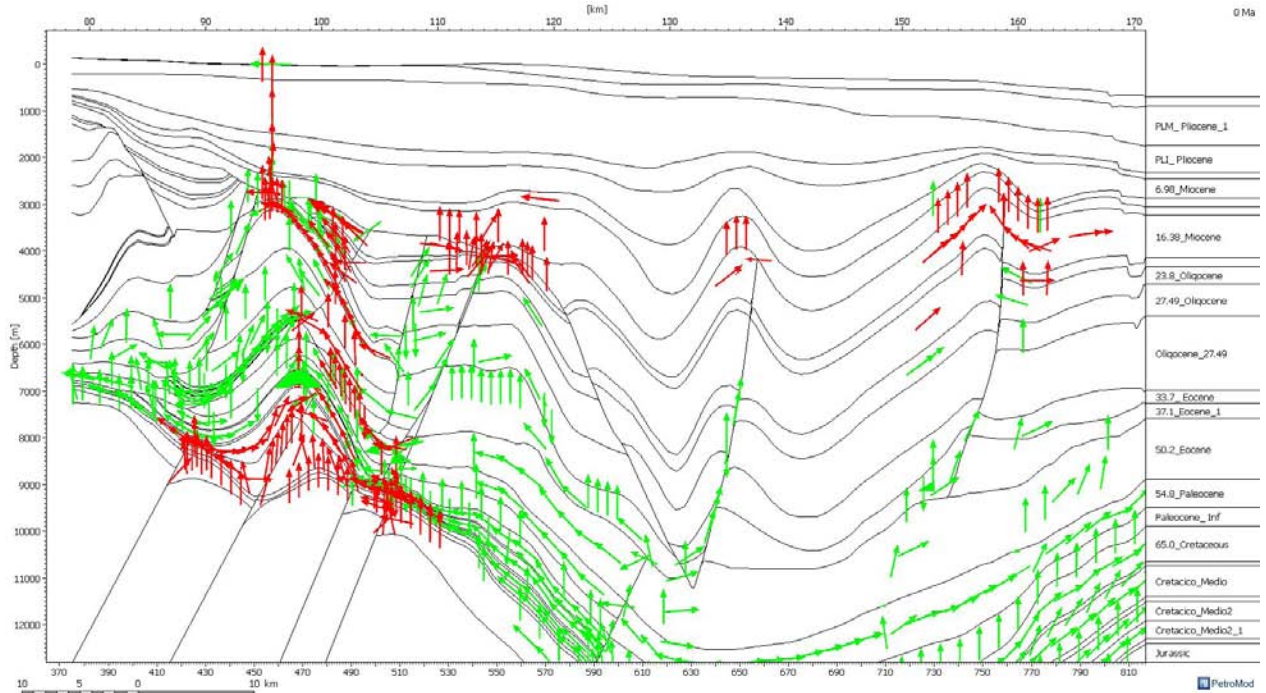


Figura 34. Principales rutas de migración de los hidrocarburos. Las flechas de color verde representan hidrocarburos en fase líquida y las rojas en fase gaseosa.

Como se aprecia en la siguientes imágenes (Figuras 35 y 36), los resultados obtenidos son similares, en ambos escenarios se observan pequeñas acumulaciones de hidrocarburos localizadas en capas del Cretácico Superior hasta el Mioceno Superior.

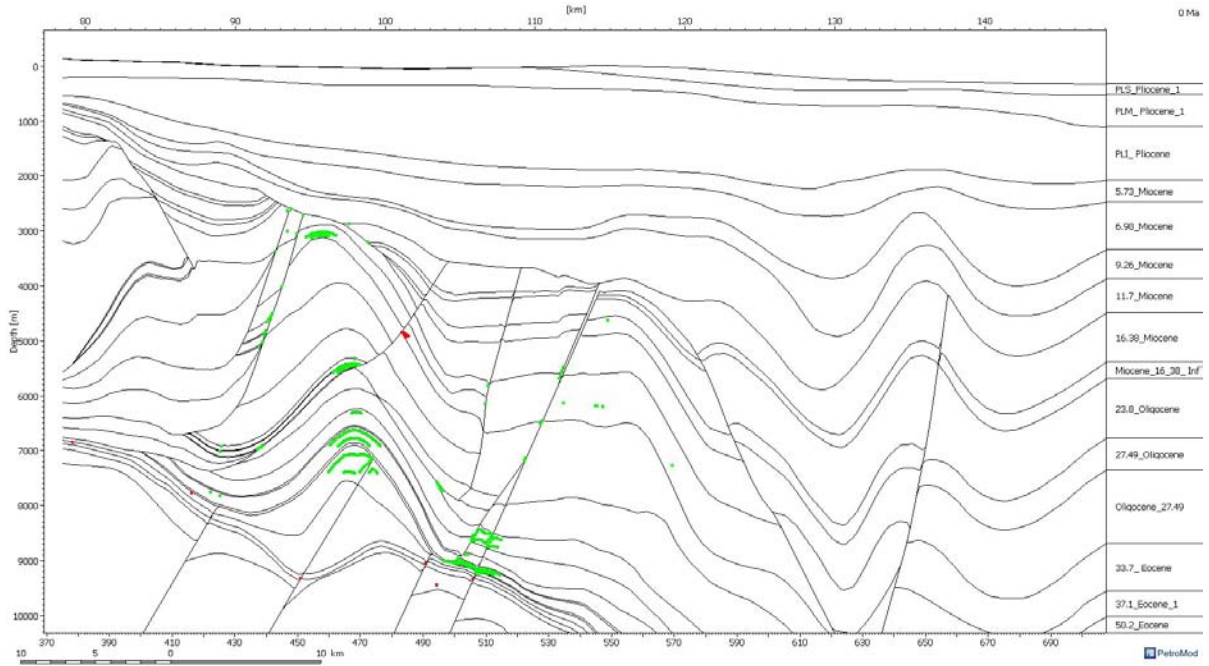


Figura 35. Acumulaciones de hidrocarburo por el método de percolación por invasión.

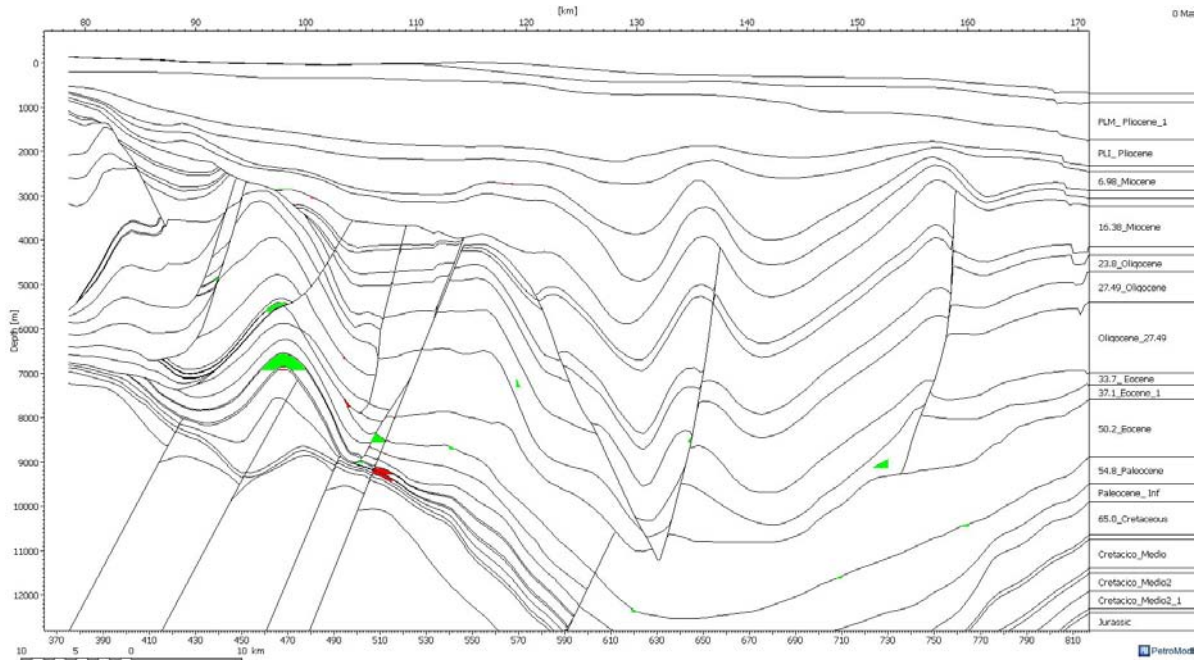


Figura 36. Acumulaciones de hidrocarburos por el método híbrido.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Se realizó un modelo geológico 2D para la cuenca de Veracruz, integrado por 17 paleosecciones, con las cuales se pudo observar y comprender la evolución estructural y sedimentaria de la Cuenca de Veracruz, así como el tiempo en el que se generó, migró y acumularon los hidrocarburos.

Dentro de este modelo fueron analizadas dos secuencias de rocas generadoras: Jurásico Superior (Tithoniano) y Cretácico (Turoniano), a las cuales se les asignaron propiedades cinéticas y mapas de distribución de COT y de IH.

El trabajo realizado proporciona información actualizada que ayuda a definir nuevas áreas de interés en la prospección petrolera, alentando así la posibilidad de definir localidades donde se recomienda perforar un pozo con potencial productor dentro de la Cuenca de Veracruz.

El modelado de esta sección muestra que hay presencia de acumulaciones de hidrocarburos localizadas en capas del Cretácico Superior hasta el Mioceno Superior, y de acuerdo a los resultados, existen posibles acumulaciones con gran potencial para ser considerados como explotables.

En la roca generadora del Jurásico Superior-Tithoniano, la ventana de generación inicia en la parte occidental de la cuenca en el Cretácico Tardío, y avanza a la de gas húmedo en el Paleoceno Tardío manteniéndose constante hasta el Reciente.

Para la roca del Cretácico-Turoniano, la ventana de generación inició durante el Eoceno Inferior en la porción occidental y alcanza la ventanas de generación de aceites ligeros en el Eoceno Medio.



En la actualidad, las rocas asignadas como generadoras se encuentran en etapa de sobre-maduras, lo que significa que el 100% del kerógeno se ha convertido en petróleo y gas.

Este modelo es propuesto, y es el resultado de una interpretación fundamentada, sin embargo, pueden seguir siendo complementado y enriquecido si se dispone de nueva información, como puede ser estudios de pozos más recientes.

Recomendaciones

Debido a que no todos los pozos cuentan con datos culturales ni estudios completos para su calibración, es necesario más información del transecto en cuanto a pruebas de laboratorio; por lo que se recomienda obtener e integrar los valores de propiedades cinéticas obtenidas de las rocas generadoras, al igual que valores de reflectancia de la vitrinita, así como porosidades y presiones, ya que son de gran ayuda para mejorar la calidad del modelo y así poder obtener un nivel de incertidumbre menor.

Se recomienda trabajar en áreas más pequeñas, ya que a mayor tamaño de la sección, el modelado se hace más complejo y es más generalizado.



BIBLIOGRAFÍA

Barbosa, G. J., Hoppe, M., Gomez, A. M., & Martínez, M. P. (2004). "Aportaciones para la interpretación estratigráfica y estructural de la porción noroccidental de la sierra de Catorce, San Luis Potosí, México" [versión electrónica]. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* , 21 (3), 299-319.

Carrasco, V. B. (2004). "Flujos piroclásticos subacuáticos asociados con rocas sedimentarias del Cretácico Inferior" [versión electrónica]. *GEOS, Vulcanología* , 24 (2), 242-245.

GCAGS "Upper Miocene Pliocene plays and their economical importante in the Tertiary Veracruz Basin Mexico"

González García, R., & Holguin Quiñones , N. (1992). Las rocas generadoras de México [versión electrónica]. *AMGP* , XLII (1), 16-30.

Guzmán V. M. A., y Holguín, Q. N., (2001), El concepto de sistema petrolero y la geoquímica orgánica en México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 59, No. 1-2, p. 10-13.

Hantschel, T., & Kauerauf, A. (2009). *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. New York: Springer.

Jacobson, S.R., (1991) *Petroleum Source Rocks and Organic Facies*. Merrill RK (ed): Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. *American Association of Petroleum Geologists AAPG*, 3-11.

Jennette, D., Wawrzyniec, T., Fouad, K., Dunlap, D., Meneses Rocha , J., Grimaldo, F., et al. (2003). Traps and turbidite reservoir characteristics from a complex and evolving tectonic setting, Veracruz Basin, southeastern Mexico. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* , 87 (10), 1599-1622.

Jones R.W., (1984) *Comparison of carbonate and Shale Source Rocks*. Placas JG ed. Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologist, AAPG Studies in Geology 18, 163-180.



López Ramos, E. (1982). *Geología de México* (3ª ed.). México, D.F.: Secretaría de Educación Pública.

Magoon, L., & Dow, W. (1994). *The petroleum System* [versión electrónica]. *American Association of Petroleum Geologists AAPG*, 3-24.

Martínez Medrano, M., Vega Escobar, R., Flores Cruz, F., Ángeles Marín, D., & López Martínez, C. (2009). Integrated seismic and petrographic analyses of the sandstone reservoirs of the Tertiary Veracruz Basin, Mexico. *The American Association of Petroleum Geologists AAPG*, 90, 217-235.

Matlak Al-Hajeri, M., Al Saeeda, M., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D., Wygrala, B., Kornpihl, D., Peters, K. (2009). Modelado de cuencas y sistemas petroleros [versión electrónica]. *Oilfield Review, Schlumberger*, 21 (2), 16-33.

McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankowicz, A. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras [versión electrónica]. *Oilfield Review, Schlumberger*, 23 (2), 36-47.

Ortega Gutierrez, F., Mitre Salazar, Luis., Roldán Quintana, J., Aranda Gómez, J., Morán Zenteno, D., Alaníz Alvarez S., Nieto Samaniego, Á. (1992). "Mapa de Provincias Geológicas de México". Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

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

PEMEX. (2013) *Provincia petrolera de Veracruz*, Reporte interno.

PEMEX, & BEG. (2001). *Miocene and Pliocene gas plays of the Veracruz Basin, Eastern Mexico*. Reporte interno.

PEMEX, & CHEVRON. (1993). *Proyecto de Veracruz, Tomo I*. Reporte interno.

PEMEX, & IMP. (2012). *Cuencas petroleras de México*, Reporte interno.

PEMEX, & IMP. (s/a). *Estudio tectónico del cinturón plegado y cabalgado de Zongolica y de la Cuenca Terciaria de Veracruz*, Reporte interno.



PEMEX, IMP, & AMOCO. (1994-1995). *Tertiary stratigraphy, basin evolution and economic potential of the Veracruz Basin, east-central Mexico*. Reporte interno.

Prost, G., and M. Aranda, (2001), Tectonics and hydrocarbon systems of the Veracruz Basin, Mexico, in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems*: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75, p. 271– 291.

Ríos , M. F. (s/a). Bosquejo Geológico de la cuenca de veracruz y parte de la cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec [versión electrónica]. *Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* , 389-400.

Rueda Gaxiola, J. (1998). El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras Mexicanas, con base en la palino estratigrafía de lechos rojos. (UNAM y SGM, Ed.) *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* , 15 (1), 78-86.

Santillán Piña, N., & Aguayo Camargo, J. (2011). Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, [versión electrónica]. *Ingeniería, investigación y tecnología* , 12 (3).

Schlumberger, (2012). TecLink Advanced training data. (Inédito)

Servicio Geológico Mexicano, Léxico estratigráfico de México 2007. Línk disponible en: http://sgm.gob.mx/Lexico_Es/default.html

Sigismondi, M. E., & Ramos, V. A. (abril de 2009). El flujo de calor en la Cuenca Neuquina . *Petrotecnia* , 58-77.

Stewart, L. (2011). La búsqueda de petróleo y gas [versión electrónica]. *Oilfield Review, Schlumberger*, 23 (2), 65 y 66.

Vázquez Hernandez M., (2011). Petroleum System Modeling PetroMod, *Schlumberger*, Reporte inédito.

Viniegra O. , F. (1965). "Geología del Macizo de Teziutlan y de la cuenca Cenozóica de Veracruz". *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* , XVII, 7-12.

WEC México (2010). Capítulo 1: Cuencas Petroleras, Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica.

White, M. P. (1928). Some Index Foraminifera of the Tampico Embayment Area of Mexico [versión electrónica]. *Journal of Paleontology* , 2 (3), 177-215.



Facultad de Ingeniería



UNAM

Wygrala, (1989). Dentro del software PetroMod V-2013

<http://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Chicontepec.pdf> (18 Octubre 2014)

<http://www.petromod.com/files/public/brochures/English/PhaseKineticsWizard.pdf>
(24 Junio 2014)

<http://www.software.slb.com/products/foundation/Pages/petromod.aspx?tab=overview>
(24 Junio 2014)