



Universidad Nacional Autónoma de México

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Informe de Trabajo Profesional

***“Modelado geológico-geoquímico del sistema petrolero
Tampico-Misantla”***

Que presenta:

Stephany Hernández Medina

Asesor:

Ingeniero Javier Arellano Gil

México, D.F.

Febrero del 2014

Índice.....	i
Resumen.....	1
Abstract.....	2
Introducción.....	3-4
a. Objetivo.....	4
b. Método de trabajo.....	4
1. Marco Referencial.....	5-6
a. Misión.....	5
b. Visión.....	5
c. Importancia Económica.....	6
2. Marco Teórico.....	7-15
2.1 Coordinación de Modelado Regional de la Provincia Tampico-Misantla.....	7
2.2 Gas y Aceite en Lutitas.....	8
2.3 Antecedentes y Marco Geológico.....	9
2.4 Modelo de Evolución.....	11
2.5 Modelo Estratigráfico-Sedimentario.....	11
3. Aplicación del Modelado de Sistemas Petroleros a la evaluación de plays de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas.....	16-18
a) <i>Plays No Convencionales</i>	16
b) <i>Tipos de crudos no convencionales</i>	18
4. Sistema Petrolero (Jurásico Superior-Tithoniano-Pimienta).....	18-23
4.1 Modelo de depósito.....	18
4.2 Plays no convencionales de aceite y gas de Lutitas.....	19
5. Metodología y Técnicas de Modelado de Sistemas Petroleros.....	23-42
5.1 Metodología.....	24
5.1.1 Construcción del modelado 1D.....	25
5.1.2 Construcción del modelado 2D.....	30
5.1.3 Construcción del modelado 3D.....	32-39
5.1.3.a Carga de datos.....	32
5.1.3.b Simulación y calibración de parámetros.....	39
5.1.3.c Simulación numérica de diferentes escenarios para las rocas generadoras del Jurásico Superior.....	39
5.1.3.1 Madurez térmica, generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos.....	40
5.2 Extensión del Sistema Petrolero.....	42-43
5.2.1 Extensión Geográfica.....	42
5.2.2 Extensión Estratigráfica.....	43
5.2.3 Extensión Temporal.....	43
Conclusiones y recomendaciones.....	44-45
Bibliografía.....	45

Resumen

El presente estudio de Modelado Geológico de Sistemas Petroleros del área ML, comprende la porción norte de la provincia Tampico-Misantla, con un área aproximada de 24000 km², limitando en la porción norte con la Ciudad de Tampico y en la porción sur con la Ciudad de Tuxpan.

Se realizó la integración e interpretación de 15 secuencias sedimentarias con información sísmica 2D/3D en tiempo y se convirtió en profundidad (basamento-superficie topografía), en las cuales se interpretaron los diferentes estilos estructurales, facies sedimentarias y trampas existentes. Las secuencias sedimentarias se asocian a los siguientes eventos tectónicos: Rifting, Margen Pasivo, Orogenia, Distensión Post-Orogénica y Margen Pasivo, en un lapso que va del Triásico al Reciente.

Se evaluó el potencial petrolífero del área ML mediante el Modelado Geológico del Sistema Petrolero con el software PetroMod 3D V-2012.1, en donde se integraron los elementos del sistema petrolero, tales como la roca generadora y para lo cual se documentó e integraron los datos geoquímicos de rocas, fluidos y gases de pozos e información del área; asimismo se integraron los mapas correspondientes a las facies de roca almacén y sello, delimitando la geometría del área de estudio e ilustrando la evolución tectónica-sedimentaria en el tiempo y en el espacio.

Se simularon los procesos del sistema petrolero considerando el Modelo Geológico, en el cual se calibraron los parámetros (termobáricos) de la roca generadora (Jurásico Superior), almacén y sello, definiendo los tiempos de la generación, migración, formación de la trampa, acumulación y preservación de hidrocarburos.

Los resultados obtenidos de la simulación numérica del modelado geológico determinan que la roca generadora del Jurásico Superior en el área ML, inicia la generación de hidrocarburos durante el Cretácico tardío (65Ma), teniendo su máxima generación en el Oligoceno tardío (23.8 Ma). La transformación de la materia orgánica principia en el Cretácico y alcanzó su máxima transformación en el Oligoceno. La saturación de hidrocarburos en la roca generadora, es mayor en la roca del Jurásico Superior y el momento crítico de acumulación y preservación de hidrocarburos lo tenemos en el Oligoceno tardío. Actualmente estas rocas se encuentran en la ventana del gas húmedo en la porción occidente y de aceite en la porción centro oriente del área.

Se cumplió con el objetivo de evaluar y jerarquizar áreas que tienen un recurso potencial de hidrocarburos, apoyando con ello el fortalecimiento de la cartera de oportunidades para el área ML y la incorporación de reservas; concluyendo que para plays no convencionales las rocas del Jurásico Superior presentan saturación de hidrocarburos, pero la secuencia que contiene mayor saturación y distribución de aceite y gases es el horizonte del Jurásico Superior Tithoniano.

Abstract

The next study of Geological Modeling of Petroleum Systems at the ML area covers the northern portion of the Tampico-Misantla province, with an area of 24000 km² approximately and it is limited at the North with the city of Tampico and at the southern portion with the city of Tuxpan.

The integration and interpretation of 15 sedimentary sequences were made with 2D/3D seismic information captured in time and that later were transform into depth (basement-topographic surface) in which were interpreted the different structural styles, sedimentary facies and the existent traps. The stratigraphic sequences are related to these tectonic events: Rifting, Passive Margin, Orogeny, Post-orogenic Distention and Passive Margin over a period ranging from the Triassic to Recent.

Through the Geological Modeling of Petroleum System with PetroMod 3D V-2012.1 was evaluated the oil potential of the ML area, where they were integrated the elements of the petroleum system such as the rock source and for which it was documented and integrated the geochemical data, well fluids and gases, and information from the area; also where integrated the maps of the corresponding facies for the source rock and seal, delimitating de geometry of the area and illustrating the tectonic-sedimentary evolution in time and space.

The process of the petroleum system where simulated considering the Geological Model and in which where calibrated the source rock parameters (thermobaric), the reservoir rock, and seal defining the times of generation-migration, migration, trap formation, accumulation, and the preservation of the hydrocarbons.

The results obtain by the numerical simulation of the geological model show that the generation of hydrocarbons in the source rock of the Late Jurassic of the ML area start during the Late Cretaceous (65 Ma) and having its maximum generation during the Late Oligocene (23.8 Ma). The transformation of the organic matter starts at the Cretaceous and reaches its maximum transformation at the Oligocene. The greatest saturation of hydrocarbons at the source rock is at the Late Jurassic and the critic moment of accumulation and preservation is at the Late Oligocene.

At the present time this rocks are at the window of wet gas in the western portion and of oil in the center eastern portion of the area.

As a conclusion and with the object of evaluate, prioritize areas with potential resource of hydrocarbons, and supporting the strengthening of the opportunity's portfolio for the ML area for non conventional plays the rocks of the Late Jurassic present hydrocarbon saturation but the sequence with the highest saturation and distribution of oil-gas is the Late Jurassic Tithonian horizon.

Introducción

El presente informe refleja de manera sintética el flujo de trabajo de la Coordinación de Modelado Geológico Regional, Activo de Exploración Tampico-Misantla Golfo, Subdirección de Exploración de PEMEX Exploración y Producción, donde la autora colaboró durante siete meses adquiriendo habilidades y competencias en el manejo de software interactivo PetroMod 3D V-2012.1, de gran utilidad en la interpretación geológica, geofísica y geoquímica aplicado a la exploración de hidrocarburos.

Durante la estancia se trabajó sobre la identificación y evaluación de cuencas, sistemas petroleros y plays, así como el apoyo a la documentación de prospectos. Las disciplinas geológicas básicas usadas incluyen la Geología Estructural, Estratigrafía, Sedimentología y Geología del Petróleo.

El informe se enfoca principalmente al “Modelado geológico-geoquímico de sistemas petroleros, para la evaluación de plays de recursos no convencionales de aceite-gas de lutitas”; especialmente al trabajo que se viene desarrollando en la evaluación del potencial de la Formación Pimienta en la provincia Tampico-Misantla.

Los antecedentes académicos en Geología Petrolera y otras disciplinas geológicas recibidas durante la carrera fueron importantes para la participación en éste proyecto, así como el concepto de un sistema petrolero, sus elementos y procesos que lo componen, aspectos petrofísicos de las rocas como la porosidad, permeabilidad, sus características primarias y secundarias, así como la composición mineralógica de las rocas sedimentarias y su influencia en sus propiedades geomecánicas, geoquímicas, fragilidad, riqueza orgánica, madurez térmica y su impacto en el tipo, calidad y cantidad de hidrocarburos esperados en un área de interés económico petrolero.

Mediante la colaboración que realicé en los estudios de la Coordinación de Modelado Geológico Regional del AETMG, no sólo se lograron reforzar los conocimientos adquiridos durante la carrera, sino también fue útil para su aplicación práctica y adquirir experiencia en una de las ramas de la industria petrolera y en particular, a la prospección y exploración de yacimientos de hidrocarburos.

Objetivo

El presente estudio tuvo como objetivo evaluar plays no convencionales en las lutitas gasíferas dentro de la Formación Pimienta, del Jurásico Superior en la Provincia Tampico-Misantla, analizándola desde un punto de vista de rocas generadoras, buscando horizontes con riqueza orgánica total (COT > 1%, kerógeno tipo II y III), rangos de madurez térmica ($R_o > 0.9\%$, $T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$), litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico y aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.

Otro objetivo consistió en analizar y definir la distribución de facies cuyo contenido de materia orgánica y características geoquímicas permitan proponer ó identificar estratos y zonas favorables para la prospección del concepto aceite-gas en lutitas, evaluar el recurso potencial de hidrocarburos y jerarquizar áreas prospectivas dentro de la Provincia Tampico-Misantla.

Método de trabajo

El método de trabajo que se siguió, comenzó con la compilación, análisis e integración de la información con la que se contaba de estudios anteriores del área; ya sea en sísmica, en geoquímica, sedimentología, estructural y bioestratigrafía de pozos.

Posteriormente, con la información adquirida se realizó una base de datos técnica para poder tener en orden todos los datos que se adquirieron. A partir de esta información se delimitó un marco tectónico regional, que a su vez se relacionó con un marco estructural y un marco estratigráfico del área, lo que permitió definir el Sistema Petrolero y el play de interés; en este caso, la secuencia del Jurásico Superior Pimienta.

El siguiente paso fue la identificación y mapeo de los elementos del play, comenzando con la presencia de hidrocarburos, el COT, madurez, espesores y características estructurales (plegamientos, fallas), esto con la finalidad de poder delimitar y hacer una acertada selección de las áreas de interés.

Todo esto, con la aplicación del modelado geológico-geoquímico para sistemas petroleros, aplicando el software PetroMod V2012.1[®] para la generación de modelos en 1D, 2D y 3D y de ésta forma representar la evolución de la Provincia Tampico-Misantla, comprender la historia de sepultamiento para el área ML, y finalmente crear posibles escenarios de generación, entrapamiento y migración de los hidrocarburos.

Con los resultados obtenidos, se realizó la evaluación volumétrica areal, la jerarquización de áreas y la identificación de Oportunidades y/o Localizaciones, que posteriormente fueron modeladas en 1D.

Finalmente se realizó el informe final.

1. Marco Referencial

Petróleos Mexicanos (PEMEX), es una empresa petrolera pública paraestatal mexicana, creada en 1938, que cuenta con un régimen constitucional para la explotación de los recursos energéticos (principalmente petróleo y gas natural) en territorio mexicano.¹

Su sede de administración está ubicada en la Avenida Marina Nacional #329, Colonia Petróleos Mexicanos, Delegación Miguel Hidalgo en la Ciudad de México, donde concentra todas sus áreas administrativas en la llamada Torre Ejecutiva PEMEX y en edificios contiguos alberga sus sistemas informáticos.

Misión.

PEMEX tiene como misión maximizar el valor de los activos petroleros y los hidrocarburos de la nación, satisfaciendo la demanda nacional de productos petrolíferos con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable.²

Visión.

PEMEX pretende ser reconocida por los mexicanos como un organismo socialmente responsable, que permanentemente aumenta el valor de sus activos y de los hidrocarburos de la nación, que es competitiva, transparente y con alto nivel de innovación en su estrategia y sus operaciones.

PEMEX opera por conducto de un corporativo y cuatro organismos subsidiarios:

- PEMEX Exploración y Producción
- PEMEX Refinación
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica
- PEMEX Petroquímica

Para este trabajo se hará referencia al Activo de Exploración Tampico-Misantla Golfo (AETMG) que forma parte de la Subdirección de exploración de PEMEX Exploración y Producción.

El AETMG fue creado en el año 2012 y tiene bajo su responsabilidad la búsqueda de hidrocarburos en las provincias geológico-petroleras de Chihuahua, Sabinas, Burro Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, así como la plataforma continental del Golfo de México frente a los estados de Tamaulipas y Veracruz (Figura 1).

¹“Petróleos Mexicanos”; http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leos_Mexicanos#Organizaci.C3.B3n

²“Misión y Visión”; http://www.pemex.com/acerca/quienes_somos/Paginas/mision.aspx

Los trabajos son financiados mediante los proyectos de inversión: Oyamel, Aceite y Gas en lutitas, Alosa y Llave; abarcando las cuencas desde Chihuahua hasta Veracruz. Dichos proyectos se desarrollan mediante la planeación y ejecución de estudios exploratorios de análisis y evaluación de cuencas, sistemas petroleros, plays y prospectos.



Figura 1. Provincias Geológicas-Petroleras de la Región Norte (PEMEX, 2011)

Importancia Económica.

La exploración por hidrocarburos en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla se remonta a la segunda mitad del siglo pasado, cuando se perforaron los primeros pozos en el área de Furbero en el estado de Veracruz. Perforados con técnicas rudimentarias, estos pozos no lograron explotarse comercialmente. No fue sino hasta 1904, con la perforación del pozo La Pez-1 en la parte norte de la provincia, que se inicia en México la producción comercial de hidrocarburos en calizas fracturadas del Cretácico. Posteriormente siguieron los espectaculares descubrimientos de la Faja de Oro terrestre que dieron gran renombre a esta provincia. En la década de 1920 esta provincia llegó a producir más de 500 mil barriles, habiendo acumulado a la fecha más de 5,500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas. Las reservas remanentes y los recursos prospectivos de esta provincia ascienden a 18,875 y 1,700 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Las reservas remanentes se localizan principalmente en los yacimientos del Grupo Chicontepec, principalmente en la Megasecuencia Media, de las tres en que ha sido dividida la secuencia paleógena.³

En esta provincia petrolera se tiene una producción acumulada de 6.5 MMMbpce al 1° de enero de 2013 y con reservas, de 17.4 MMMbpce, evaluados a la misma fecha.

Los recursos prospectivos en plays convencionales en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla al 2013 representan una media de 2.5 MMMbpce.

³ PEMEX; "Provincia Petrolera Tampico-Misantla" <http://www.cnh.gob.mx/rig/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>

2. Marco Teórico

2.1 Coordinación de Modelado Geológico Regional Tampico-Misantla

El AETMG está conformado por las coordinaciones de Proyectos, Modelado Geológico-Regional, Operación Geológica y Programación y Evaluación; teniendo como objetivo asegurar la ejecución de los programas operativos de los proyectos de evaluaciones del potencial, incorporación de reservas y delimitación de acuerdo al programa de ejecución de la estrategia de PEMEX.

Las funciones del AETMG son las siguientes:

- 1) Integrar modelos sísmico-estratigráficos, geológico-estructurales y sedimentológicos para delimitar la extensión del sistema petrolero en cada cuenca.
- 2) Realizar estudios de caracterización y delimitación de yacimientos descubiertos
- 3) Diseñar pozos exploratorios y control geológico de la perforación.
- 4) Asegurar los requerimientos del equipo de perforación.
- 5) Aplicar tecnologías de última generación en proyectos prioritarios.
- 6) Planear, documentar y ejecutar la actividad física y estudios de los proyectos de inversión exploratoria
- 7) Optimizar los tiempos entre la adquisición sísmica y el descubrimiento y delimitación de yacimientos.
- 8) Identificar oportunidades y documentar localizaciones exploratorias.
- 9) Identificar brechas técnicas y necesidades tecnológicas en los proyectos prioritarios para el programa de desarrollo humano.
- 10) Evaluar y controlar el desempeño de los proyectos.
- 11) Administrar los recursos financieros requeridos en los proyectos.
- 12) Ejecutar estudios exploratorios.
- 13) Aplicar estándares de calidad en el desarrollo de las funciones, normas y procedimientos de trabajo, seguridad y salud y protección ambiental.

La Coordinación de Modelado Geológico Regional, donde se realizó este trabajo tiene las siguientes funciones:

- 1) Proponer el programa operativo y de inversión para los estudios regionales de los proyectos de exploración.
- 2) Realizar estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos en las cuencas para delimitar los sistemas petroleros y plays con sus oportunidades exploratorias.
- 3) Desarrollar y actualizar modelos estructurales, stratigráficos, sedimentarios, petrofísicos y de cuencas para caracterizar los elementos y eventos del sistema petrolero y plays.
- 4) Estimar volúmenes de hidrocarburos y su probabilidad de éxito, utilizando las herramientas institucionales (CERNOC, CERPLAY, CEROE Y CAROE).
- 5) Integrar y validar la información regional en sistemas cartográficos interactivos.

6) Identificar brechas técnicas en las habilidades y competencias críticas del personal para impulsar el programa de desarrollo humano.

En materia de modelado geológico regional el objetivo es realizar estudios exploratorios mediante tecnologías estandarizadas en las cuencas, sistemas petroleros y área de interés económico petrolero (plays) e identificar oportunidades exploratorias; estimar recursos y reservas de hidrocarburos, así como la probabilidad de éxito para sustentar la evaluación económica de los proyectos.

2.2. Gas y Aceite en Lutitas

El potencial de las lutitas para servir como roca generadora y almacén, fue reconocido desde hace varias décadas en la cuenca de los Apalaches (Roen, 1993). Sin embargo se debe considerar para que las lutitas con alto contenido orgánico puedan producir hidrocarburos, deben ser termalmente maduras, es decir, debieron estar sujetas a suficiente presión y temperatura, a través de subsidencia sepultamiento continuos, para someter a cracking térmico a la materia orgánica.

La mayoría de las formaciones productivas son termalmente maduras y producen gas húmedo o seco, pero en algunos casos producen aceite junto con gas; a estas se le llama lutitas aceitíferas (*oil shales*).

Los yacimientos de gas no convencionales corresponden a sedimentos de permeabilidad baja a ultra baja que producen principalmente gas seco. Los yacimientos con una permeabilidad de más de 0,1 [mD] se consideran convencionales, y aquéllos cuya permeabilidad es inferior a ese valor límite se denominan no convencionales.

Los depósitos de lutitas ricas en materia orgánica con potencial para la producción de hidrocarburos se conocen como yacimientos no convencionales. Estos yacimientos se encuentran en lutitas con alto contenido orgánico, principalmente unidades estratigráficas del Jurásico Superior y Cretácico Superior, aunque también son comunes los pertenecientes al Devónico Superior.

Como ya se mencionó, el gas de lutitas se halla en rocas generadoras que a la vez funcionan como almacén sin que se haya dado migración, esto debido a que el medio es de muy baja permeabilidad. Las condiciones de presión y temperatura hacen posible la generación de metano termogénico (derivado del proceso de cocimiento de la materia orgánica). El hecho de que los hidrocarburos se hallen en medios de baja permeabilidad hace imposible la explotación a la manera de los yacimientos convencionales, sin embargo novedosas tecnologías de fracturamiento de lutitas han hecho posible la explotación comercial de gas en lutitas.

Estos yacimientos carecen de los contactos de fluidos presentes en yacimientos convencionales. Los yacimientos de lutitas exhiben significativas diferencias con los

convencionales como son las texturales, composicionales y petrofísicas. Poseen alto nivel de heterogeneidad y gran contenido de materia orgánica.

2.3 Antecedentes y Marco Geológico

El presente estudio de Modelado Geológico de Sistemas Petroleros, se realizó para la porción central de la Provincia Tampico-Misantla. Geográficamente se localiza en los estados de Tamaulipas y Veracruz y forma parte de lo que geomorfológicamente se denomina como Planicie Costera del Golfo de México, cubriendo una superficie de 15,000 [km²], mientras que geológicamente se encuentra al sur el Arco de Tamaulipas y al norte del Macizo de Teziutlán; al oriente limita con el Golfo de México y al occidente con la Sierra Madre Oriental. Se trata de una depresión de la corteza terrestre que se formó primeramente como un rift durante el Triásico-Jurásico y durante la orogenia Laramide en el Paleógeno conformó una cuenca de Antepaís.

Los elementos tectónicos y los rasgos estructurales asociados que afectan a las rocas mesozoicas (Figura 2), tuvieron gran influencia en el área, ejerciendo un control del depósito y en la distribución de las facies sedimentarias; estos rasgos presentan las siguientes características generales:

Arco de Tamaulipas: Es una estructura mega-anticlinal localizada al occidente de la Cuenca de Burgos, asociada a un alineamiento estructural que tiene una longitud mayor a 700 km con una orientación NW-SE. Esta mega-estructura se inicia en el alto del basamento de Villagrán, atraviesa el estado de Tamaulipas, se interna en la plataforma continental y continúa casi paralelo a la línea de costa y termina en la porción sur de la Plataforma de Tuxpan (Goldhamer 1999, Goldhamer et al 2005).

Sierra Madre Oriental (SMO): Es una cordillera cuyo relieve se debe a la deformación de rocas mesozoicas y paleógenas de su complejo basal, que fueron levantados, comprimidos y transportados hacia el noreste, formando pliegues y cabalgaduras durante la Orogenia Laramide a finales del Cretácico y hasta el Eoceno tardío. Estos pliegues forman anticlinales escarpados, con flancos verticales y algunos recumbentes hacia el norte (Eguiluz et.al. 2000).

Plataforma de Tuxpan: Pertenece al Cretácico y está formada por un paleo-arrecife en una plataforma aislada. Se caracteriza por depósitos de bancos calcáreos, desarrollos de parches arrecifales y facies lagunares del Albiano-Cenomaniano. Para la formación de la antefosa de Chicontepec la plataforma fue clave, ya que funcionó como una barrera deflectora de las paleocorrientes. En la sedimentación del Paleoceno-Eoceno Inferior, creó al occidente un depocentro tipo antefosa, denominada Cuenca de Chicontepec.

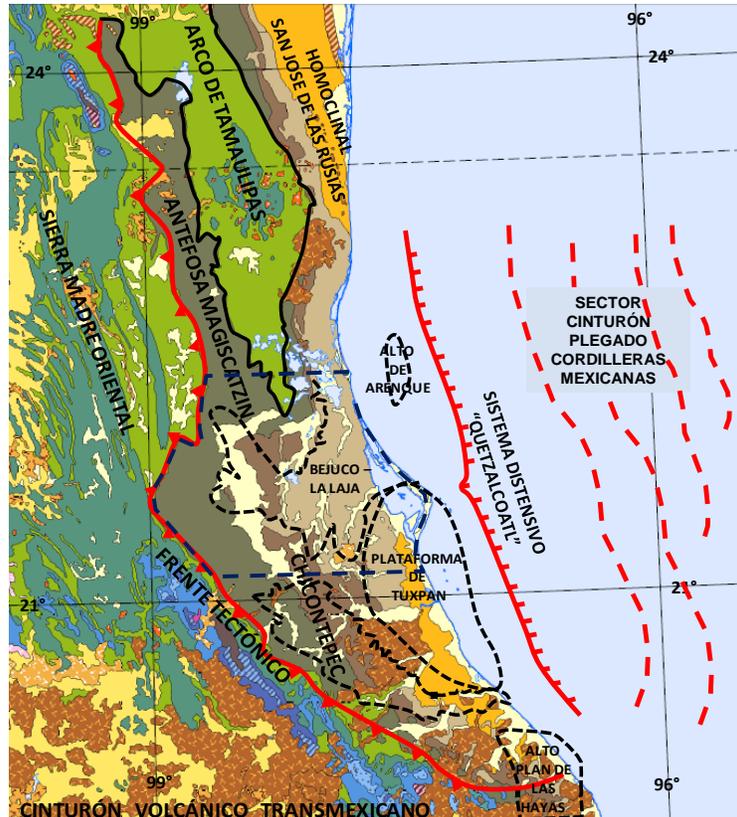


Figura 2. Elementos tectónicos y rasgos estructurales (PEMEX, 2011)

La Provincia de Tampico-Misantla cuenta con una secuencia estratigráfica que abarca desde el Precámbrico-Paleozoico hasta el Cenozoico. Cuenta con un basamento compuesto por esquistos, gneises y granitos. En la Sierra Madre Oriental aflora una secuencia sedimentaria de formaciones Paleozoicas (La Presa, Naranjal, Caballeros, La Yerba, Vicente Guerrero, Del Monte y Guacamaya). Esta secuencia llega a presentar espesores que en algunas partes sobrepasan los 4000 [m].

Sobre el basamento ígneo y metamórfico descansa la serie estratigráfica Mesozoica y Cenozoica.

Las profundidades del basamento varían de 2000 a 4000 mbnm, en la parte central se profundiza hasta 4000-5000 mbnm y para la parte occidental pueden llegar a ser mayores a los 6000 mbnm.

2.4. Modelo de Evolución.

La provincia se caracteriza principalmente por cuatro principales eventos:

- a) Rift: Se dio a partir del Triásico tardío hasta el Jurásico tardío.
- b) Margen pasivo: Jurásico tardío-inicio del Cretácico tardío. Ocurre el depósito de la primera unidad transgresiva temprana con subsidencia rápida en Jurásico tardío hasta el emplazamiento de las plataformas carbonatadas del Aptiano-Albiano-Cenomaniano.
- c) Orogenia Laramide (Cretácico tardío-Paleógeno): Termina la sedimentación del margen pasivo debido al inicio de la Orogenia Laramide que originó la Sierra Madre Oriental, dando como resultado una antefosa y el depósito de gran cantidad de sedimentos en la parte occidental y la formación de cuencas de antepaís (foreland) en el frente de la Sierra Madre Oriental.
- d) Inversión-Distensión (Neógeno-Reciente): Debido al levantamiento regional de la porción occidental la sedimentación solo se dio en las áreas costa afuera. Este levantamiento es la combinación de descarga isostática del Cinturón Plegado de la SMO y el abombamiento térmico por la actividad volcánica del Terciario tardío; en la parte central este evento ocurrió a partir del Oligoceno temprano.

Actualmente presenta un basculamiento N-S por lo que la porción Sur tiene un mayor relleno de sedimentos en el Paleógeno-Neógeno.

2.5. Modelo Estratigráfico-Sedimentario.

Las rocas de la Provincia Tampico-Misantla depositadas desde el Paleozoico hasta el Reciente se encuentran caracterizadas por las siguientes unidades litoestratigráficas (Figura 3):

Basamento: Compuesto por un complejo ígneo-metamórfico, conformado principalmente de esquistos de mica (biotita) del Paleozoico y granodioritas, con algunas intrusiones de tonalitas y dioritas pertenecientes al Triásico (?).

Jurásico Inferior, (Toarciano):

Formación Huayacocotla: Compuesto de dos miembros; el miembro inferior está constituido de lutitas negras carbonosas con mica y amonitas; las que se encuentran en alternancia con areniscas cuarzosas. Como base del miembro se encuentran una serie de estratos de conglomerados y ortocuarcitas. El miembro superior por su parte está compuesto por lutitas y areniscas de estratificación delgada; su contenido paleontológico es de amonitas y bivalvos.

Jurásico Medio:

Formación Cahuasas (*Bathoniano*): Rocas originadas en un ambiente continental que funcionan posiblemente como rocas almacenadoras o sello. Compuestas de conglomerados de areniscas y lutitas de color rojo y grano fino, en algunas partes se encuentra con intercalaciones de medianas a gruesas de brechas y conglomerados de areniscas; en menor proporción contiene horizontes de bentonitas y lutitas.

Formación Huehuetepec -Tepexic (*Calloviano*): Anhidritas, lutitas y limolitas color rojizo formadas en bahías de alta evaporación; se acumularon en ambientes supralitorales. También contiene calizas gris verdoso constituidas de bioclastos de pellets y oolitas.

Jurásico Superior:

Formación Santiago (*Oxfordiano*): Compuesto de dos miembros bien definidos; el inferior, caracterizado por limolitas calcáreas y con algunos horizontes calcáreos. El superior se encuentra compuesto de lutitas gris oscuro a negro, estratificadas y con algunos fragmentos de equinodermos.

Formación Tamán-Chipoco-San Andrés (*Kimmerdigiano*): La Formación Tamán está constituida principalmente por facies de calizas arcillosas y lutitas negras de cuenca; funciona como una roca generadora. En el área de talud, cambia de facies a la Formación Chipoco, caracterizada por calizas tipo packstone - grainstone de pellets, interclastos finos y en partes abundantes radiolarios, espículas de esponjas y fragmentos de equinodermos intercaladas con lutitas negras.

En los bordes de la Plataforma de Tuxpan y el Alto de la Soledad, su base y cima en ocasiones cambia de facies a la Formación San Andrés, compuesto de calizas oolíticas de borde de plataforma, con excelente porosidad y permeabilidad, lo que permite clasificarla como roca almacén.

Formación Pimienta-La Casita (*Tithoniano*): Secuencia de calizas, constituida por mudstone, compacto, en capas delgadas, con intercalaciones de calizas arcillosas color gris oscuro; se encuentra interestratificada con lutitas carbonosas de color negro al fresco y tonos pardos al intemperismo. Su espesor varía de 50 a 350 [m] en el área de la Provincia Tampico-Misantla y presentando un cambio de facies a Formación La Casita constituida de limolitas calcáreas y glauconíticas.

La Formación Pimienta es considerada como la principal roca generadora de la Provincia Tampico-Misantla y forma parte del sistema transgresivo megaregional del Jurásico Superior Tithoniano.

Cretácico Inferior:

Formación Tamaulipas Inferior (*Berriasiano-Aptiano Inferior*): Calizas color café, capas de bentonitas y calcarenitas con tintínidos. Su espesor varía de 300 a 500 [m] en la región, Muir (1936) la divide en Tamaulipas Inferior, Horizonte Otates y Tamaulipas Superior, teniendo como localidad tipo el Cañón de la Borrega. La edad de estas rocas corresponden al Berriasiano-Barremiano por su contenido faunístico: *Calpionellopsis oblonga*, *Tintinnopsella longa* y *Nannoconus steinmanni*. Su depósito se llevó a cabo en un ambiente marino de cuenca.

Cretácico inferior-Cretácico superior:

Formación Tamaulipas Superior-Tamabra-El Abra (*Albiano-Cenomaniano*): La Formación Tamaulipas Superior, está constituida por calizas color café, en partes arcillosa y con nódulos de pedernal negro, su espesor es de aproximadamente 400 [m]; se acumuló en un ambiente de plataforma externa a cuenca y se caracteriza por ser almacenadora de aceite en calcarenitas y fracturas.

La Formación Tamabra regionalmente tiene forma de cuña con una anchura que va de 10 a 15 [km] y cuyo espesor en la parte oriental puede alcanzar los 400 [m]; se compone de brechas con fragmentos de calizas prearrecifales. Para los extremos norte y sur de la plataforma, estas rocas fueron erosionadas totalmente por los paleocañones Bejuco-La Laja y Chicontepec, respectivamente. Corresponden con una buena roca almacenadora.

La Formación El Abra, está compuesta de calizas biogénicas arrecifales y de laguna, son rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas. En su facies arrecifal se compone por bancos tipo biohermas que varían de espesor, está constituida por caprinidos, gasterópodos, algas y corales. Para la facies lagunar, se encuentran wackstone de bioclastos, pellas y miliólidos, Grainstone de miliólidos, ostrácodos y con desarrollos de bancos arrecifales tipo biostromas. Forman excelentes rocas almacenadoras.

Cretácico Superior:

Formación Agua Nueva (*Turoniano*): Secuencia calcáreo-arcillosa con pedernal y bentonitas. Su contenido faunístico característico es de *Globotruncanas* y su ambiente de depósito corresponde a facies de mar abierto de poca profundidad, poca oxigenación y escasa energía.

Formación San Felipe (*Coniaciano-Santoniano*): Calizas arcillosas y lutitas bentónicas de color azul verde. Litológicamente está compuesta de una alternancia de mudstone, calizas arcillosas color gris verdoso, en capas de 10 a 20 [cm]. Su edad es del Campaniano-Maastrichtiano, definida por los fósiles *Globotruncanas*, en sus diferentes especies.

Formación Méndez (*Campaniano-Maastrichtiano*): Depósito de lutitas y margas verde de un ambiente de plataforma externa. En este período la sedimentación del margen pasivo se terminó por el inicio de los efectos de la Orogenia Laramide que originó la SMO.

Paleoceno: Para este período, y como consecuencia del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, se formó una gran depresión llamada antefosa de Chicontepec, en la cual hubo un gran depósito de sedimentos terrígenos y que hoy en día forman el Grupo Chicontepec y Velasco. En general, el Paleoceno está constituido por lutitas café y gris verdoso, areniscas gris verdoso y algunas intercalaciones de margas arenosas.

Eoceno (*Chicontepec Superior o Chicontepec Canal*): En este período sucedieron procesos de tipo regresivo que depositaron sedimentos arcillo-arenosos, depositándose la principal roca almacenadora Terciaria compuesta por turbiditas (areniscas y lutitas) de color gris, azul y café. Las rocas arcillosas que se sobreponen son de *la* Formación Guayabal que corresponden con una roca sello y areniscas y conglomerados de ambientes deltaicos (Fm. Tantoyuca) que se encuentran en el Eoceno superior relacionados con el cierre de la orogenia Laramide.

Oligoceno: El levantamiento regional de la porción occidental ocasionó que la sedimentación ocurriera solo en áreas distales. Esto como consecuencia de descarga isostática del cinturón plegado de la Sierra Madre y un gran abombamiento térmico debido a la actividad volcánica del Terciario. Su litología consta de lutitas y areniscas de ambientes neríticos internos con la presencia de algunos arrecifes pequeños.

Mioceno: Consiste de lutitas, areniscas y algunos lentes de conglomerados depositados en ambientes de aguas someras o de ambientes transicionales.

Reciente: Se representa por algunos depósitos cineríticos, rocas basálticas y abundante material de aluvión.

3. Aplicación del Modelado de Sistemas Petroleros a la evaluación de plays de recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas.

El objetivo del modelado de sistemas petroleros, es caracterizar los elementos y procesos geológicos en las cuencas sedimentarias que ocurrieron a través del tiempo para predecir la ubicación de acumulaciones de hidrocarburos convencionales y no convencionales en una cuenca.

En el presente trabajo se enfocó al modelado de aceite y gas de lutitas en el área ML, perteneciente a la Provincia de Tampico-Misantla.

Plays No Convencionales

El concepto de *play no convencional* abarca todos los elementos y procesos que favorecen se forme un yacimiento de gas y/o aceite, por lo que se evalúa la: roca generadora, roca almacén, trampa, y los mecanismos de generación-acumulación funcionando confinadamente, lo que favorece la capacidad de almacenar importantes cantidades de hidrocarburos en nano y micro poros; corresponden con rocas sello y almacén interestratificadas en la misma secuencia estratigráfica, es decir, en la misma roca generadora. En estos casos la acumulación de aceite, gas y agua no está restringida por las leyes de gravedad.

Corresponde con un sistema de rocas compactas carbonatadas y/o siliciclásticas de baja permeabilidad intercaladas con arcillas ricas en materia orgánica y con adecuada madurez térmica.

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales incluyen el gas en areniscas compactas, el gas carbón, los hidratos de metano, las lutitas/areniscas bituminosas y el aceite-gas en lutitas (*shale oil-gas*).

Sus principales características son:

- Cubren grandes áreas y, por lo general, presentan múltiples ambientes deposicionales y heterogeneidades laterales.
- Tienen baja porosidad y permeabilidad, y a menudo están naturalmente fracturados.
- La roca generadora y el yacimiento son los mismos.
- No se aplican en ellos los conceptos de patrones de migración, trampas y sellos.
- El gas se almacena por adsorción.
- Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere un fuerte apoyo del análisis de núcleos de roca, tanto en pozos verticales como horizontales.

-Gas en arenas de baja permeabilidad:

Son rocas arenosas de muy baja permeabilidad y que debido a ello la migración es a corta distancia; el sello es capilar y las trampas son por anomalías de presión. No es un

reservorio convencional por lo que su permeabilidad es menor de 0.001 mD y requiere de fracturamiento y agentes apuntalantes para mantener abiertas las fracturas inducidas.

-Gas de lutitas (*shale gas*):

Roca generadora con un alto contenido de materia orgánica que ha superado la ventana de generación de hidrocarburos (líquidos) y solo contiene gas; su procedencia es la lutita (shale). Las lutitas son un conjunto de rocas sedimentarias compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo. Una definición estrictamente geológica de lutita es « roca consolidada con más del 67% de materiales correspondientes al tamaño de arcillas, los cuales son compuestos laminados cuyas partículas son menores a $\frac{1}{256}$ [mm]. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias y estos sedimentos arcillosos que conforma a las lutitas se depositan principalmente en ambientes sedimentarios marinos o de transición, por ejemplo: las llanuras de inundación, estuarios, lagunas, pantanos, segmentos distales en abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos; fondos de lagos y cuencas marinas. Las laminaciones (<1 mm), se acomodan típicamente de manera paralela al depósito, lo cual constituye la principal característica de las lutitas; estas laminaciones son debidas a la orientación paralela de los minerales arcillosos, en general esto causa que la lutita se separe en planos paralelos espacialmente próximos (Petijohn, 1975).

El gas de lutitas es producido por acumulaciones de gas continuas. Las cualidades que son particularmente de la lutita incluyen el alcance regional, la falta de un sello y trampa obvios, la ausencia de un contacto gas-agua bien definido, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada que es por lo general más baja que la de una acumulación convencional, una matriz de permeabilidad muy baja.

-Gas y petróleo de lutitas (*shale oil& gas*): Roca generadora con buena riqueza orgánica que se encuentra en la ventana del aceite-gas húmedo y que en sus poros permite que sea retenido aceite ligero y gas. De igual forma, para su extracción se requiere del fracturamiento hidráulico.

La evaluación de este tipo de plays se realiza tal como se haría al tratarse de una roca generadora, poniendo especial importancia en el tipo de kerógeno, para predecir los hidrocarburos esperados; la cantidad de materia orgánica en la roca, se mide con el Carbono Orgánico Total (COT) presente y que es habitualmente obtenido mediante estudios de pirólisis. La madurez térmica es fundamental para conocer el grado de evolución del kerógeno con el fin de interpretar si la roca rica en materia orgánica ha generado hidrocarburos, existiendo diversas técnicas para establecer la madurez entre las cuales se pueden mencionar la temperatura máxima de pirólisis (Tmax) y la reflectancia de vitrinita (Ro). Esta última es uno de los parámetros de referencia más utilizados. Otros parámetros a considerar son la profundidad, el espesor de la roca, la reología (dúctil-frágil) y la complejidad estructural. Para considerar el potencial petrolero de un play no convencional se deben cumplir ciertos parámetros:

- Contenido de gas: >100 [scf/ton]
- Madurez térmica (Ro): 0.7 a 2.5
- Permeabilidad: de micro a nano (menor de 0.001 [mD])
- Porosidad: >2%
- Contenido Orgánico Total (COT): >2% Contenido de arcilla: <40%
- Fragilidad: Bajos valores de Poisson y altos de Young.
- No hay fases de recuperación (primario, secundario y/o terciario), estas rocas no producen al menos que se les estimule y fracturen hidráulicamente para que desarrollen permeabilidad.

Dependiendo del tipo y características del fluido almacenado en el yacimiento, para que este funcione de manera rentable se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico.

Tipos de crudos no convencionales.

Aceite pesado: Petróleo en estado líquido de alta densidad. Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.

Aceite en lutita: Petróleo producido directamente de la roca madre (lutita rica en materia orgánica).

Arenas bituminosas: Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.

Aceite de rocas compactas: Petróleo proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.

A la fecha la principal tecnología para la extracción de los yacimientos es la perforación horizontal acompañada con fracturamiento hidráulico. La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos, mientras la segunda, a través de reacciones químicas y presión de fluidos, aumenta la permeabilidad de la roca permitiendo la salida del gas natural.

4. Sistema Petrolero (Jurásico Superior-Tithoniano-Pimienta)

4.1 Modelo de depósito

En la Provincia Tampico Misantla el Tithoniano está formado por facies arcillo carbonatadas, carbonosas de ambiente sedimentario pelágico de cuenca, pertenecientes a la Formación Pimienta, que rellenaron las cuencas existentes. En la figura 4 se observan las características de cada litofacies de acuerdo a su ambiente depositacional.

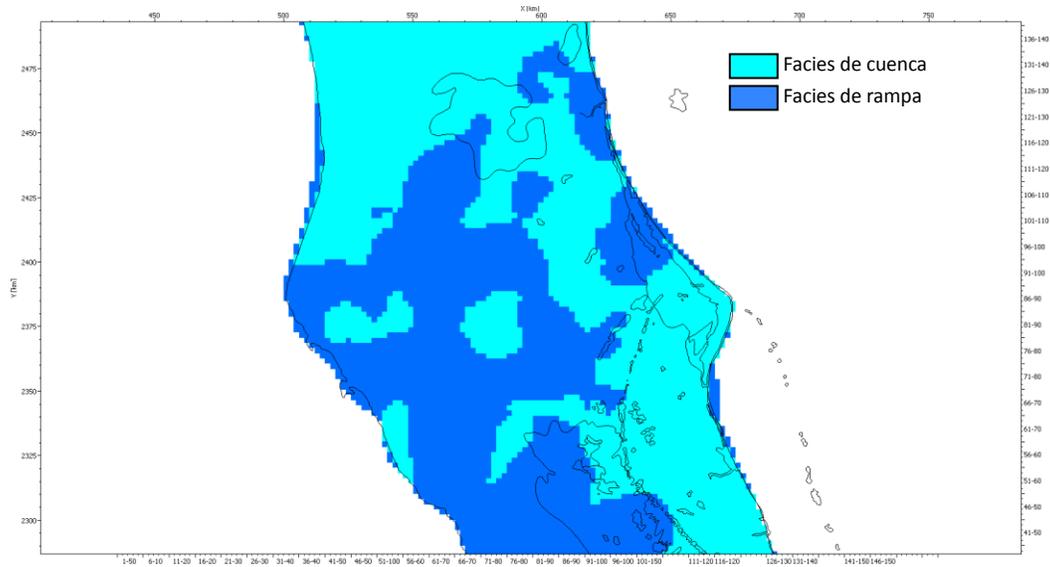


Figura 4. Facies sedimentarias Tithoniano para el área de ML, el área más clara representa facies tipo rampa y las más oscuras facies de cuenca (PEMEX, 2012)

Simultáneamente, alrededor de las partes altas o poco sumergidas (islas) los sedimentos de esta edad cambian transicionalmente a una unidad basal de limolitas, areniscas y conglomerados calcáreos, facies carbonatadas bioclásticas someras y siliciclásticas costeras de la Formación La Casita.

4.2 Plays no Convencionales de aceite y gas de Lutitas

Jurásico Superior Tithoniano (Formación Pimienta)

Como se mencionó en un inicio, el objetivo de la Coordinación fue caracterizar el play no convencional Pimienta, una de las rocas generadoras más importantes en la región Norte de PEMEX.

Formación Pimienta

Localidad tipo: 1[km] al norte del rancho La Pimienta, ubicado al SW de Tamán, San Luis Potosí (Suter, 1990).

- Características principales del play
- Ventana del aceite y gas
- COT: 1- 8%
- Tipo de kerógeno: II/III
- Complejidad estructura geológica: baja

Litología: estratos delgados de caliza arcillosa negra, ligeramente piritizada, con intercalaciones de lutitas negras.

Espesor: 3-485 [m]

Distribución: Esta unidad se encuentra distribuida en el área de Tamán, San Luis Potosí y Río Apulco, Puebla (Cantú-Chapa, 1971). Asimismo, se encuentra al oriente de México, desde la porción sur de la Cuenca de Burgos y áreas adyacentes de la Península de Tamaulipas, así como en el frente de la Sierra Madre Oriental. López-Ramos (1979) menciona que se distribuye intermitentemente a lo largo de la Sierra Madre Oriental desde Teziutlán hasta el sur de Galeana, Nuevo León; puede apreciarse en los grandes cañones de los ríos Vinazo, Carpinteros y Moctezuma. Esta formación también se encuentra en los anticlinorios de Huayacocotla, Villa Juárez y Huizachal. En subsuelo se ha reportado su presencia sobre la Plataforma Valles-San Luis Potosí a una profundidad de 1857 [bmr] (Carrillo-Bravo, 1971) y en numerosos pozos de la Provincia Tampico-Misantla.

Fauna: *Calpionella alpina*, *Crassicolaria intermedia* y *Nannoconus brionnmani*.

Edad: Jurásico Superior Tithoniano.

Su ambiente de depósito, varía de plataforma externa a cuenca de aguas tranquilas, claras y salinidad normal, con baja energía, relativamente profundo, reductor, con aporte de terrígenos y un alto contenido de materia orgánica (Figura 5). Para la Formación Pimienta vemos ambientes de cuenca en áreas restringidas y para la Formación La Casita vamos a tener ambientes de aguas someras ubicados en los paleoaltos. En general varía de rampa a cuenca de aguas tranquilas, claras y salinidad normal, con baja energía, relativamente profundo, reductor, con aporte de terrígenos y un alto contenido de materia orgánica.

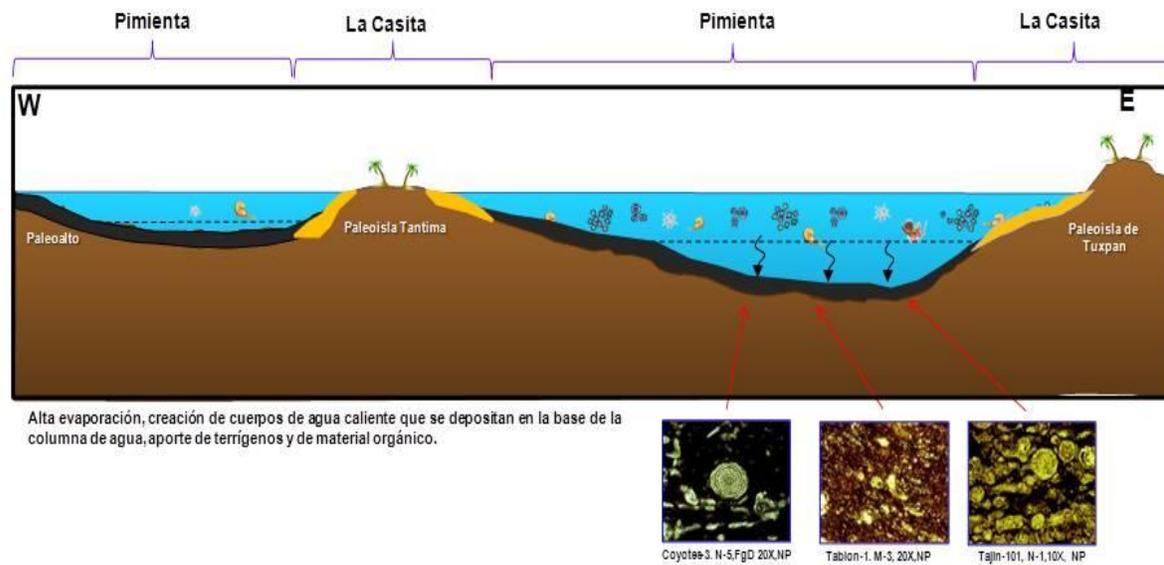


Figura 5. Representación esquemática de los ambientes para el Jurásico Superior Tithoniano, mostrando tanto las batimetrías para cada Formación así como su contenido faunístico. (PEMEX, 2011).

El área de estudio comprende la porción norte de la Provincia Tampico-Misantla, con un área aproximada de 25,000 [km²], limitada en la porción norte de la Ciudad Tampico y en la porción sur de la Ciudad de Tuxpan (Figura 6).

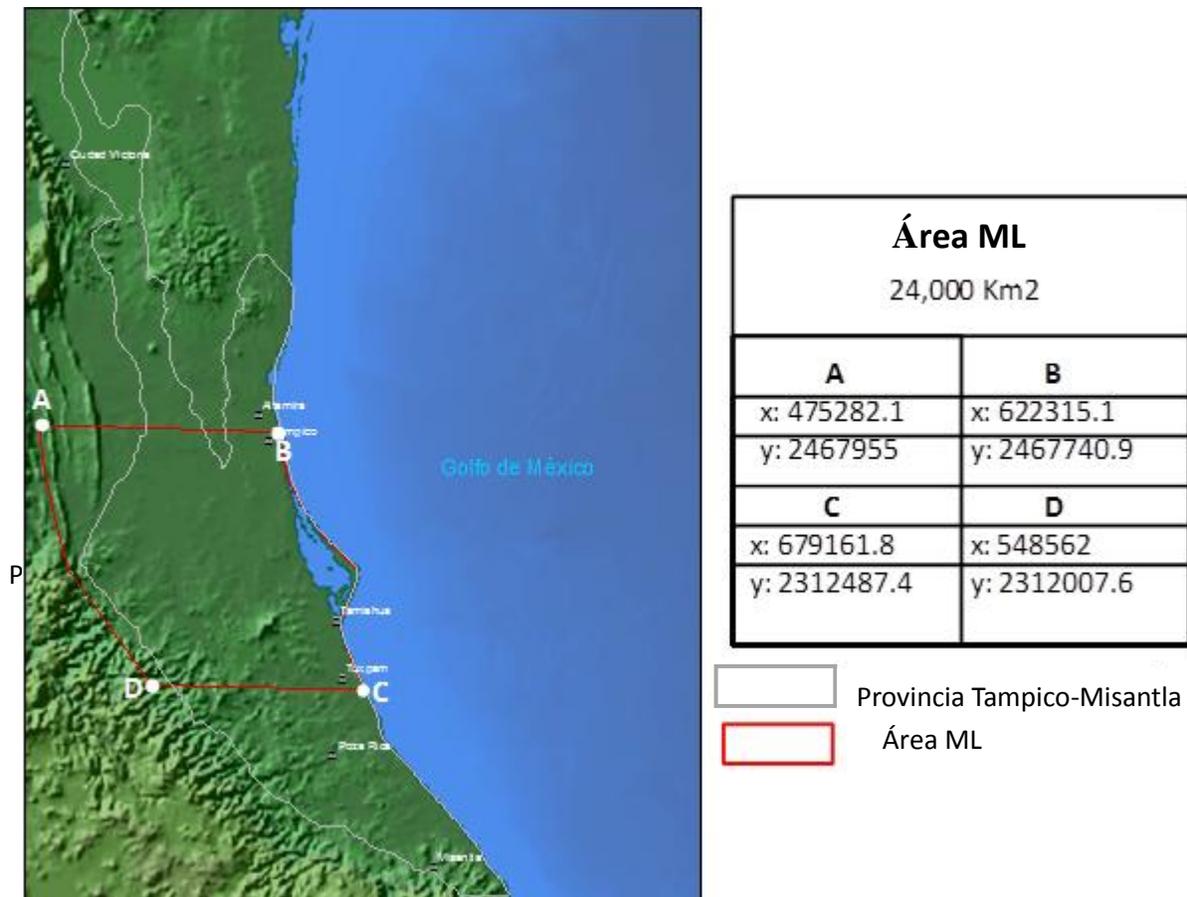


Figura 6. Mapa de ubicación del área de estudio ML (PEMEX, 2011)

En el contexto geológico podemos definir una roca generadora como una roca sedimentaria con suficiente materia orgánica para generar y expulsar hidrocarburos por influencia de la temperatura durante su sepultamiento en el subsuelo.

El promedio del COT es 2.2% en las rocas generadoras mesozoicas de la Provincia Tampico-Misantla y el Índice de Hidrogeno promedio alrededor de 500 mgHC/g COT; esta riqueza orgánica se encuentra depositada en 12 grabens a lo largo de la provincia, los cuales conforman los principales focos generadores de hidrocarburos (Figura 7 y 7.1).

Tipo de Kerógeno

El kerógeno como se llama a la materia orgánica diseminada en las rocas sedimentarias es insoluble en solventes orgánicos. Este ha sido clasificado en cuatro grupos, cada uno de los cuales aporta un tipo específico de hidrocarburo (aceite o gas).

Tipo I: Producto de la fertilización de material algáceo y que durante su maduración térmica genera principalmente aceite. Su IH varía entre 600 y 1200 mgHC/gCOT.

Tipo II: Material orgánico de origen marino y terrestre que genera aceite y gas. Su IH varía entre 300 y 600 mgHC/gCOT.

Tipo II/III: Es una mezcla de material orgánico marino terrestre que genera aceite y gas con un IH de 200-300 mgHC/gCOT.

Tipo III: Material orgánico terrestre, especialmente de tipo maderáceo que genera principalmente gas seco (metano) y húmedo, con $IH < 200$.

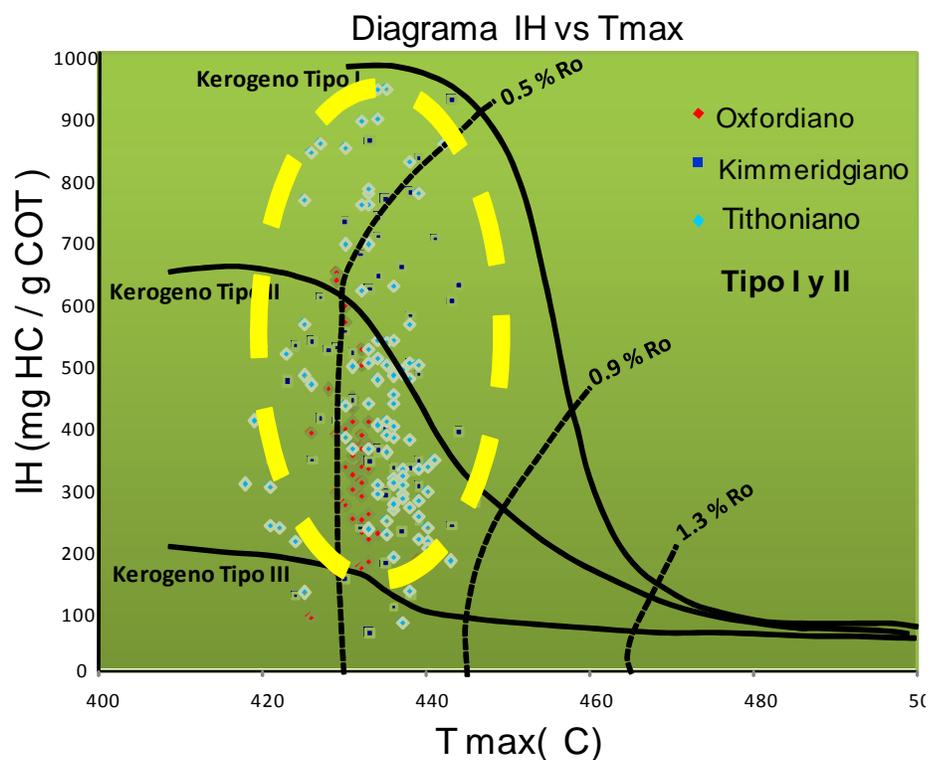


Figura 7. El Jurásico Superior presenta una riqueza orgánica alta por lo que el kerógeno tiene una tendencia de madurez de los tipos I y II, encontrándose predominantemente dentro de la ventana del aceite (PEMEX, 2012).

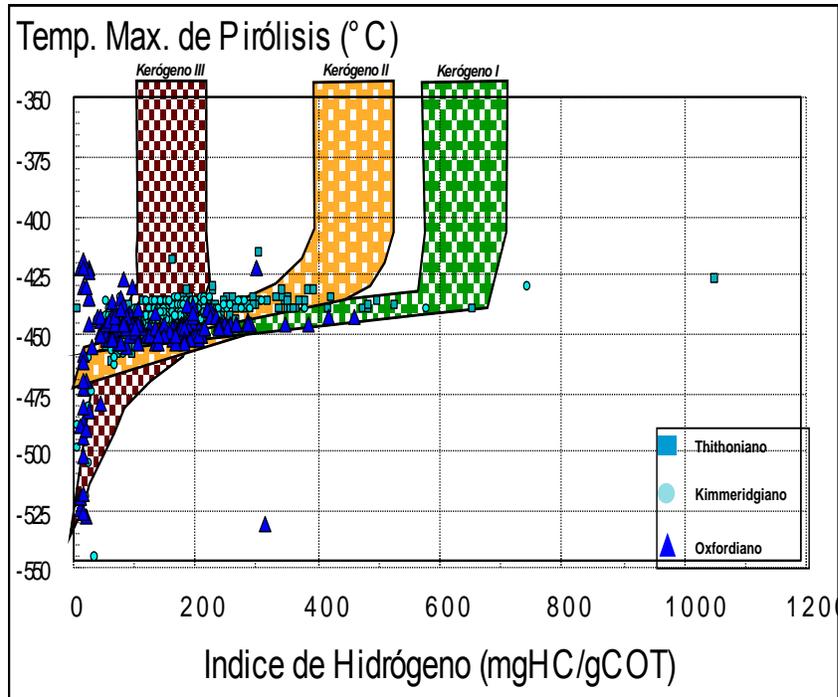
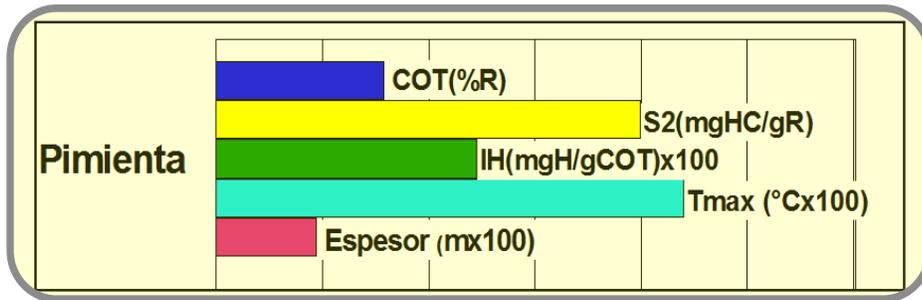


Figura 7.1. (Arriba) Características geoquímicas de las rocas generadoras del Jurásico Superior (Formaciones Santiago (Oxfordiano), Tamán (Kimmerdigiano) y Pimienta (Tithoniano) de la Provincia Tampico-Misantla; (Abajo) Gráfica resaltando los valores del sistema petrolero para la Formación Pimienta (PEMEX, 2012).

Características de las rocas generadoras



5. Metodología y Técnicas de Modelado de Sistemas Petroleros

El flujo de trabajo inicia con la compilación, análisis e integración de información, cuyo resultado es una base de datos técnicos, que es la fuente para la elaboración del marco tectónico regional, marco estructural y estratigráfico, delimitación del play, identificación y mapeo de los componentes del play. En el play no convencional se tiene la presencia de hidrocarburos, la riqueza orgánica, la madurez térmica del kerógeno, espesores y aspectos estructurales de las rocas generadoras. Por último se lleva a cabo una evaluación volumétrica y la jerarquización del área, identificación de oportunidades y localizaciones exploratorias para probar el play, lo cual se presenta a través de un informe final (Figura 8).

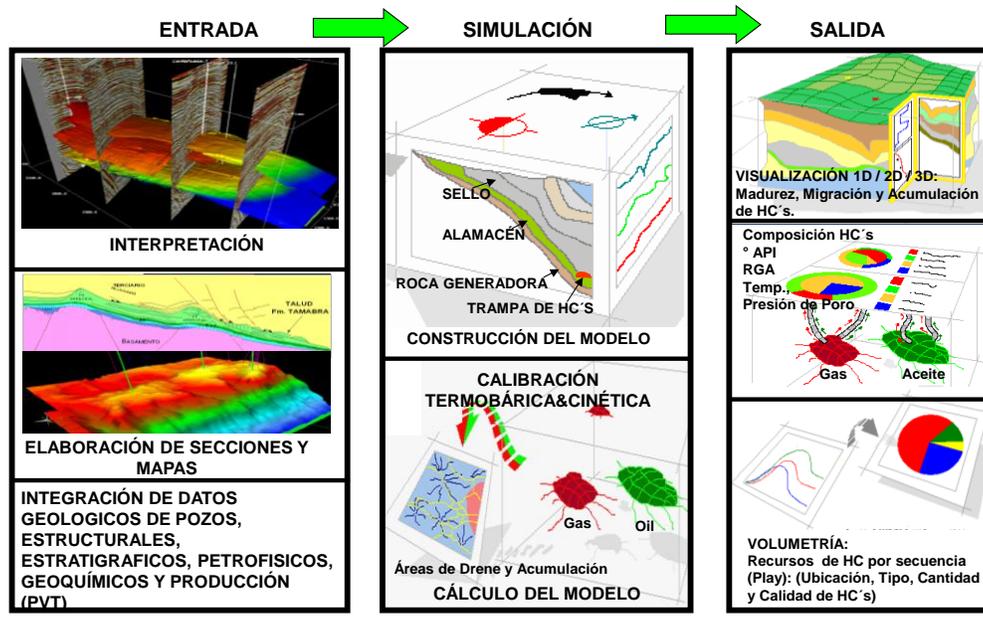


Fig.8 Flujo de trabajo para el modelado de sistemas petroleros

5.1 Metodología

El modelado de sistemas petroleros, consiste en la simulación numérica 1D, 2D, 3D de la generación, expulsión, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias. En general, la metodología del modelado de sistemas petroleros se realiza en las siguientes etapas:

- Construcción del modelo 1D,2D y 3D
- Calibración
- Corrida de escenarios
- Escenarios: más probable, pesimista y optimista

Para poder realizar modelado, ya sea en 1D, 2D o 3D, es necesario el almacenamiento y la recolección de la historia de la cuenca, características estructurales, estratigráficas, geoquímicas, petrográficas, etc. La información utilizada para el Play No Convencional Jurásico Superior Pimienta evaluado fue la siguiente:

- Cimas de 584 pozos que atravesaron la Formación Pimienta de alta resolución
- 1184 muestras de roca estudiada por Rockeval
- 479 pozos con registros (SP,GR)
- 290 Registros Sínicos
- 99 Registros de Densidad
- 192 núcleos en Pimienta
- 524 datos de densidades de aceite (°API)

5.1.1. Construcción del modelado 1D

Antes de realizar un modelado en 3D, es importante pasar por el modelado 1D. En él, se caracteriza el comportamiento del sistema petrolero de manera muy puntual.

Esta etapa, consta de:

-Carga de datos

Primeramente se carga toda la información disponible por pozo (Figura 9); coordenadas, datos de perforación (elevación de la mesa rotaria, profundidad total), columna geológica completa, datos de calibración (para el caso de estudio se contaba con temperatura máxima, temperaturas de fondo, porosidades y valores de reflectancia).

Posteriormente se construye el modelo, creando un nuevo proyecto en el software en 1D, introduciendo al paquete de modelado la siguiente información:

- Estratigrafía: columna geológica completa con su cima, base y espesor para cada formación.
- Litología: en este punto es importante asignar para cada capa su litología ya que su composición y mezcla tendrán efectos en los resultados del modelado ya que afectan sus propiedades físicas (conductividad, porosidad, permeabilidad) y se verá reflejado en la generación de hidrocarburos.
- Propiedades de la roca generadora:
 - ✓ Carbono Orgánico Total (COT): Es la medida del total de carbono contenido en la roca madre, este parámetro sirve para diferenciar las rocas generadoras en la columna geológica.
 - ✓ Cinética: Se refiere a la energía de activación necesaria para la generación de hidrocarburos. Es llevar una roca inmadura a las condiciones necesaria de energía para que la materia se torne madura.
 - ✓ IH: Se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el TOC; se define como $100 \times S_2 / TOC$. El IH es proporcional a la cantidad de hidrógeno contenido en el kerógeno y un IH alto indica un mayor potencial para la generación de petróleo. El tipo de kerógeno también puede inferirse de este índice.
 - ✓ Madurez térmica: Temperatura máxima de pirolisis (Tmax).

El modelado de cuencas y sistemas petroleros consta de dos etapas principales: la construcción del modelo y el modelado directo. La construcción del modelo implica la construcción de un modelo estructural y la identificación de la cronología de la depositación y las propiedades físicas de cada capa. El método de modelado directo ejecuta cálculos 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. Mediante la calibración se comparan los resultados del modelo con las mediciones independientes a fin de permitir el refinamiento del modelo.

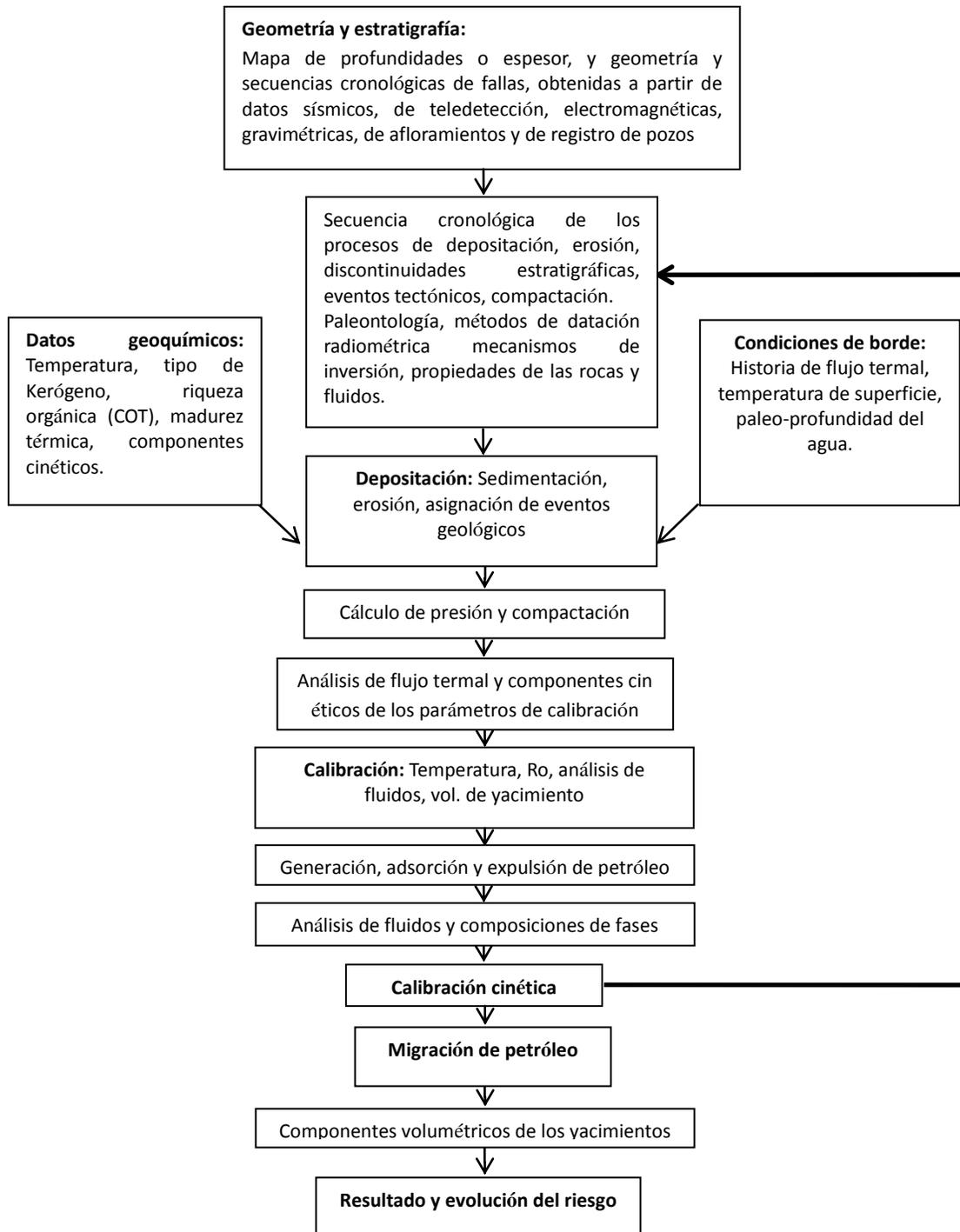


Figura 9. Pasos múltiples e interrelacionados del proceso de modelado de cuencas y sistemas petroleros (Hernández, 2014)

En la figura 10 se muestran algunos criterios para poder caracterizar a la roca generadora. Principalmente, estos criterios están basados en análisis geoquímicos que se realizan en muestras de rocas, ya sea mediante los recortes obtenidos durante la perforación ó con núcleos de los pozos que se encuentren dentro del área de interés.

Calidad de la roca generadora	TOC%	Pico S2 de pirólisis, mg de hidrocarburos/g de roca	Peso de EOM, %	Hidrocarburos; pp
No generadoras	<0.5	<2	<0.05	<200
Pobre	0.5-1	2-3	0.05-0.1	200-500
Regular	1-2	3-5	0.1-0.2	500-800
Buena	2-5	5-10	>0.2	>1200
Muy buena	>5	>10		

Tipo de producto	IH
Gas	50-200
Gas y petróleo	200-300
Petróleo	>300

Etapa	T _{max}
Índice de la generación de petróleo	
Kerógeno Tipo I	~445°C
Kerógeno Tipo I	~435°C
Kerógeno Tipo I	~440°C
Índice de la generación de gas	~460°C

Figura 10. Criterios de evaluación de las rocas generadoras (PEMEX, 2012)

-Condiciones de frontera térmicas:

Delimitación de las curvas (Figura 11):

PWD- Paleo WaterDepth: Batimetrías correspondientes a cada edad, la relación es profundidad [m] contra tiempo [Ma].

SWIT- Sediment-Water Interface Temperature [°C/Ma]: Se refiere a la evolución de la temperatura conforme se va dando la sedimentación a lo largo del tiempo geológico.

HF- HeatFlow [(mW/m²)/Ma]: Es la cantidad de calor que pierde el planeta por unidad de superficie y tiempo. Éste se calcula como el producto del gradiente geotérmico y la conductividad térmica del medio.

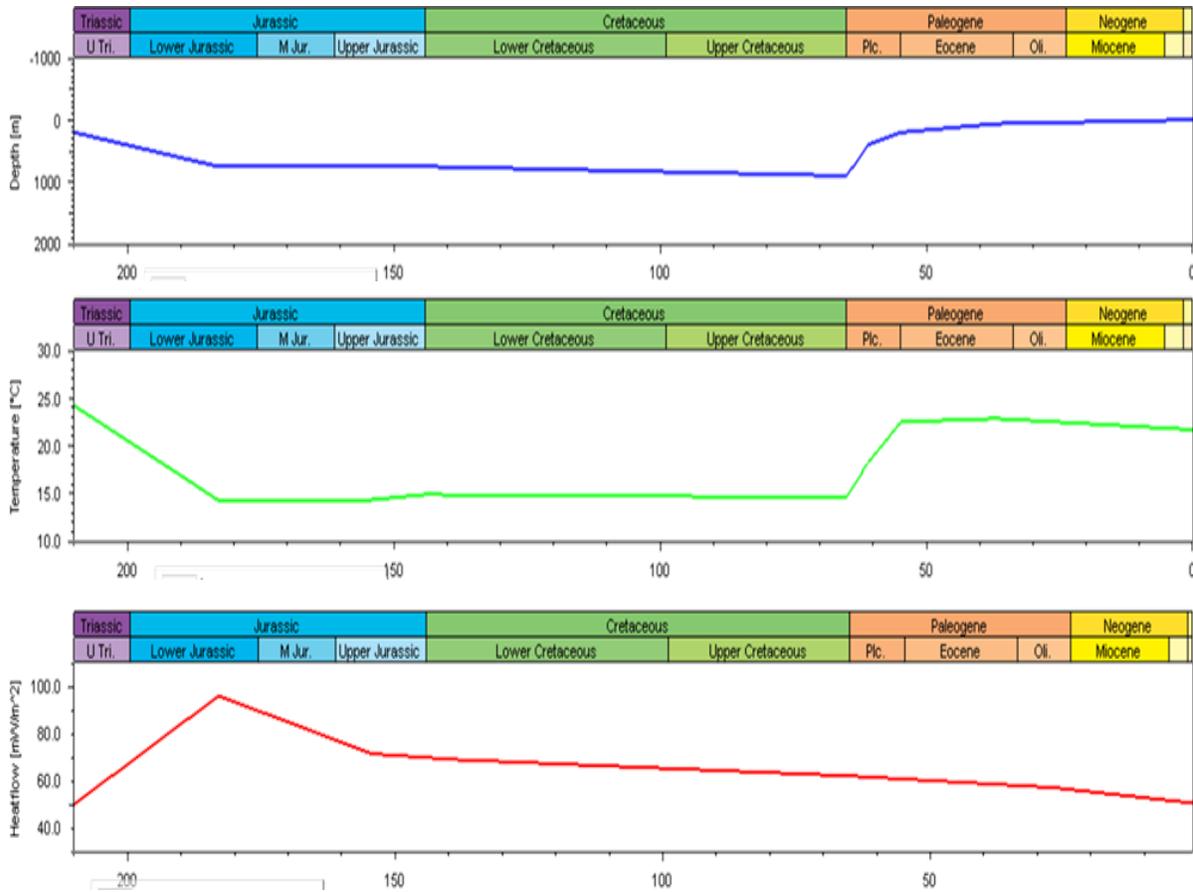


Figura 11. Representación de las condiciones límite para el modelado 1D (Hernández, 2013)

La gráfica superior (Figura 11) es la representación a través del tiempo de las condiciones batimétricas. La gráfica de en medio, representa las condiciones de temperatura durante la sedimentación a lo largo del tiempo y finalmente la gráfica inferior es la representación de la pérdida de calor en el tiempo. Estas gráficas, sirven para calibrar el modelo 1D una vez que se corrió. Para la gráfica SWIT el programa permite manejar condiciones ya estándar dependiendo de la ubicación geográfica. De igual forma, para HF hay valores ya establecidos a nivel mundial, sin embargo, va a depender mucho de las características del área de estudio.

El flujo de calor (*Heat Flow*) juega un papel importante, ya que será el calor necesario para la transformación de la materia por lo que su calibración es relevante a la hora del modelado. A nivel mundial, el flujo de calor a los 0 Ma no puede ser menor de 35° C y para la Provincia Tampico-Misantla de 30° C.

-Simulación

Una vez cargada toda la información y establecidas las condiciones frontera, se procede a correr el modelo. De no calibrar el modelo resultante con lo observado mediante datos directos (Temperatura, madurez), se tiene que analizar la información, rectificar los datos de calibración, calibrarlos y modelar nuevamente.

Si el modelo es coherente, con él se podrá entender el sistema petrolero y predecir las áreas de interés exploratorio; cuál será la roca generadora, la roca almacén, el sello; cómo funciona la trampa, la relación de la transformación de la materia, migración y su sincronía con las formaciones de la trampa.

En las figuras 12 y 13 se muestra el modelo 1D para el pozo “A” en donde se aprecia la historia de sepultamiento a través de tiempo. Resaltado se indica el horizonte del Tithoniano en donde se muestran las diferentes entradas a las ventanas de generación de aceite ligero, medio y pesado. Por su parte en la gráfica inferior se muestra el comportamiento de la curva para la transformación de la materia en relación al tiempo, esto quiere decir, cuánto de la materia orgánica (en porcentaje) se ha transformado a lo largo del tiempo geológico.

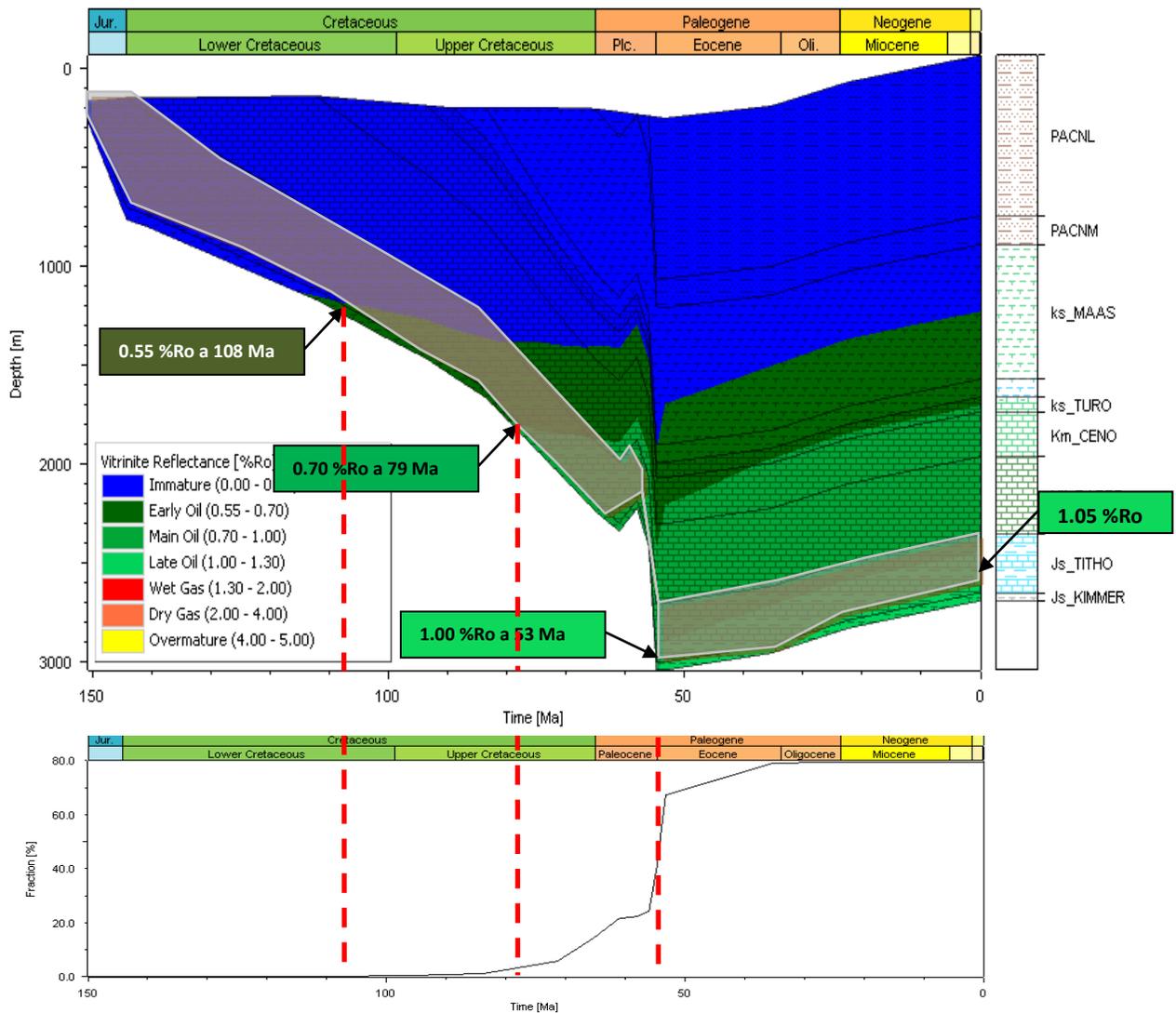


Figura 12. Curva de sepultamiento para el pozo “A” delimitado para el Tithoniano. Se muestran las diferentes entradas en relación al valor del %Ro. Se indica la curva de la relación de transformación de la materia en relación al tiempo (Hernández, 2013)

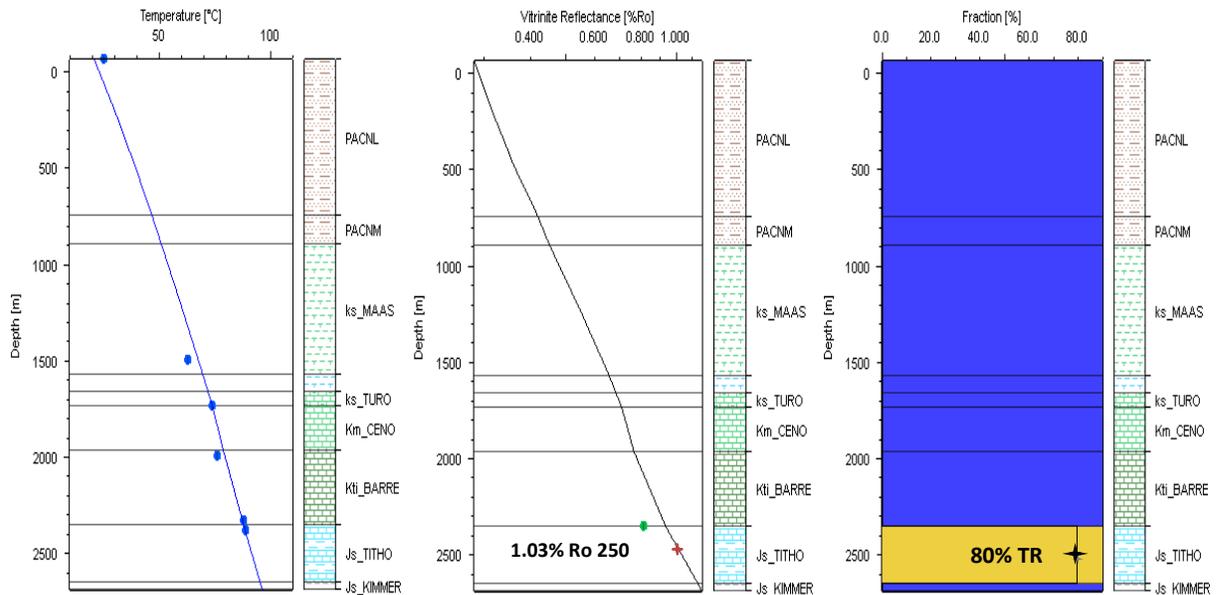


Figura 13. Gráficas de Temperatura, Ro y TR para el pozo “A” (Hernández, 2013)

5.1.2 Construcción de modelado 2D

El modelado en 2D, consiste en la integración del modelado en 1D con información geológica y geofísica en sección, tomando como referencia una serie de pozos. La construcción de un modelo en 2D requiere:

-Carga de datos

- Geometría: Fallas, horizontes y la malla
- Estratigrafía: Asignación de edades por horizonte
- Litologías y facies: editar las litologías asociadas al área, definir sus facies y asignar cada una de ellas
- Propiedades de la roca generadora: cinéticas
- Fallas: comportamiento y propiedades de las fallas presentes
- Erosión: definir, asignar y definir el mallado

-Definir condiciones frontera

Al igual que en el modelado en 1D se definen y asignan las tres principales condiciones límite; PWD, SWIT y HF.

-Simulación, datos de salida y calibraciones

Por último, una vez asignados todos los datos, se corre el modelo para poder visualizar su comportamiento y características. Posteriormente se calibra con las temperaturas, el Ro y las

presiones de cada pozo para poder restaurar de acuerdo a las condiciones iniciales de depósito y adquirir el modelo 2D en su totalidad

En la figura 14 se visualizan los pozos cargados que cortan la sección que se va a modelar junto con los picks que cada pozo cortó hasta la profundidad total. Posteriormente se carga una imagen de la sección y se trata de escalar de forma que coincida con los pozos que ya se han cargado. De esta forma, una vez escalada la imagen se delimitan cada uno de los horizontes; si la sección que se va a modelar presenta fallas también se tienen que delimitar.

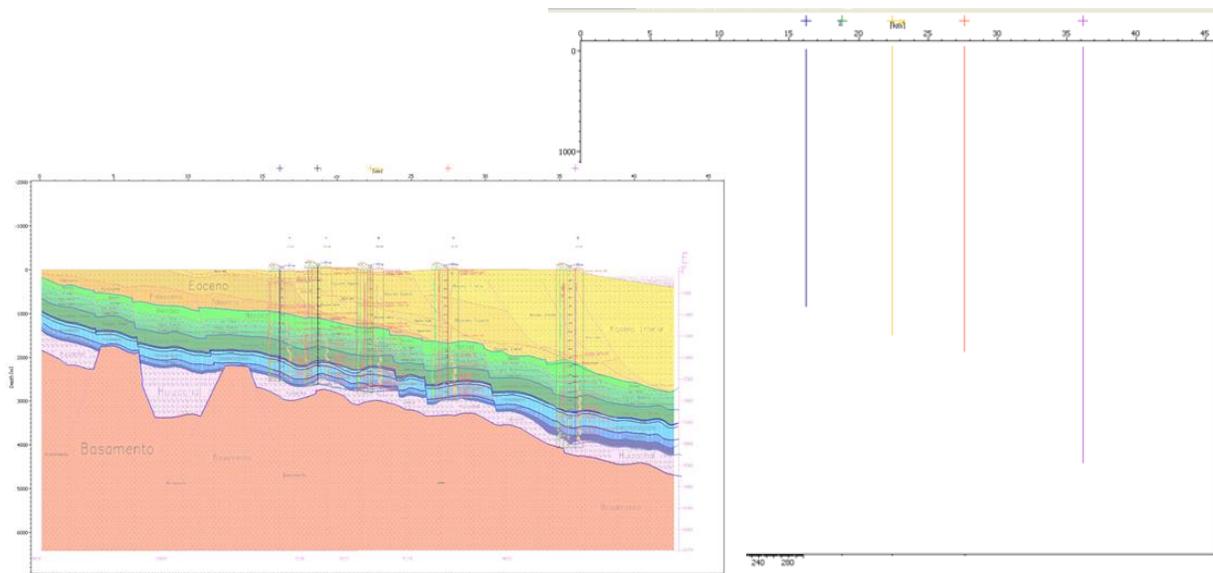


Figura 14. Pozos seleccionados en el transecto para el modelado en 2D. Izquierda, PreGrid del transecto donde se delimita cada uno de los horizontes correlacionando picks de cada pozo en conjunto con la imagen de la sección (Hernández, 2013)

Como resultado se va a adquirir el modelo de la sección en donde se le tendrá que asignar a cada horizonte su correspondiente litología. En la imagen anterior se observa el resultado previo a la corrida de la sección con sus litologías asignadas junto con su columna geológica y las fallas presentes (Figura 15).

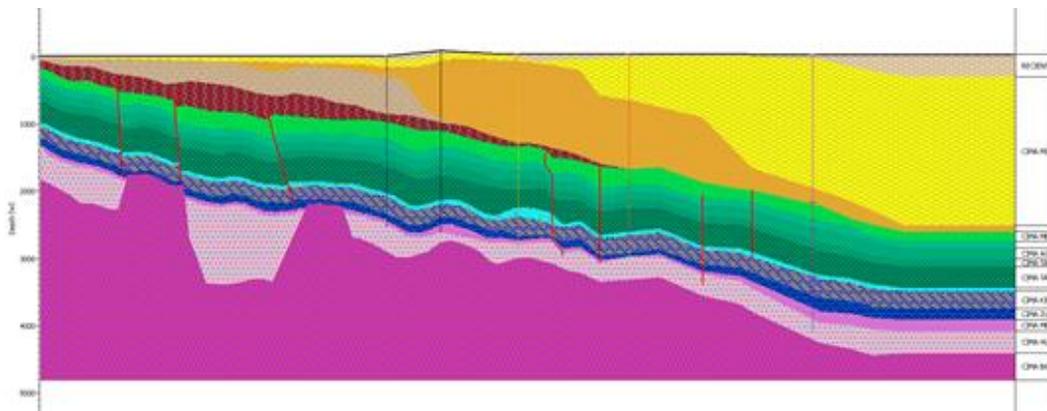


Figura 15. Visualización previa del modelado, con edades asignadas y resultado final del modelo con edades, fallas y litologías asignadas (Hernández, 2013)

5.1.3 Construcción del modelado 3D

Esta etapa consta en la carga de toda la información con la que se cuenta, la más relevante es la tectónica, estructural, estratigráfica, geoquímica y petrofísica de cada capa que compone el modelo.

5.1.3.a Carga de datos

Se inicia con la construcción del modelo creando un proyecto en el software, en el cual se generó un modelo geológico 3D al que se le cargó la siguiente información:

- Quince mallas estructurales que integran el modelo que van desde el basamento hasta la superficie topográfica, las cuales fueron divididas con el objeto de representar la distribución de facies, generando 18 capas en total.
- Dieciocho mapas de facies para cada secuencia que integran la columna geológica
- Polígonos de fallas interpretadas en el basamento.
- Mapas de distribución de carbono orgánico total e índice de hidrógeno para las rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano.
- Pozos con información geológica para la calibración del modelado geológico (Porosidad, Presión de Poro, Temperatura, Densidad, etc.)
- Integración de la información de las condiciones límites que incluyen mapas de paleo batimetría, temperaturas de interface agua-sedimento y mapas de flujo de calor.

-Insumos:

-Sísmica.

El área ML abarca 970 [km²] de información sísmica 3D, así como 15.674 [km] de información sísmica proveniente de líneas sísmicas 2D disponibles.

Para la interpretación sísmica-estructural del área de estudio, se realizó una correlación de transectos regionales (TR-3, TR-4, TR-5, TR-6 y TR-14) que están dentro del área (Figura 16). Como resultado de la interpretación realizada, se caracterizaron 13 secuencias sedimentarias que van desde el basamento hasta el Oligoceno Superior.

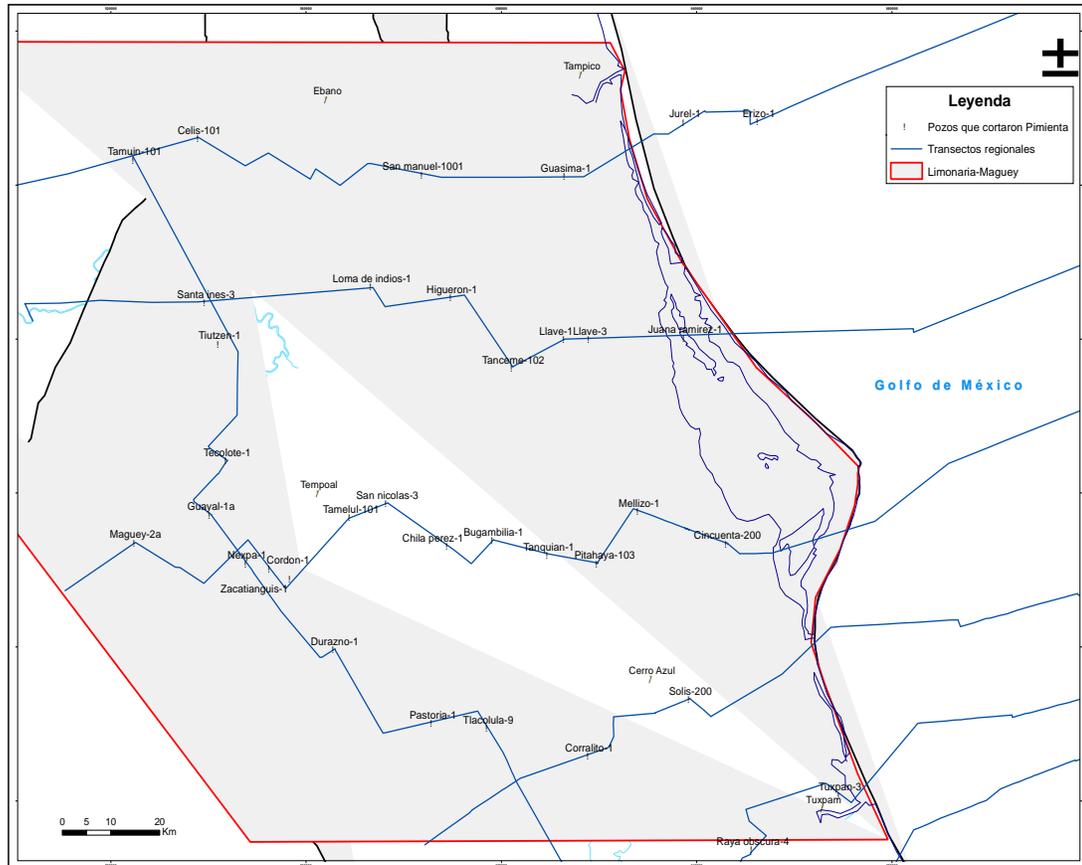


Figura 16. Transectos regionales dentro del área de estudio ML

-Marco Bioestratigráfico

Al igual que en la sísmica, se realizó una recopilación, análisis y evaluación de información de reportes micropaleontológicos operativos en expedientes de pozos, en reestudios y en datos cargados en una base de datos con la que se cuenta dentro de PEMEX (Figura 17).

Los estudios bioestratigráficos se refieren a la caracterización faunística y florística de facies y de su significado en términos cronoestratigráficos de paleoambientes sedimentarios. Integra la interpretación de aspectos sedimentológicos y bioestratigráficos de diferentes grupos fósiles, principalmente foraminíferos, algas, nanoplancton, palinomórfos y otros grupos característicos de los diferentes ambientes sedimentarios.

Con los resultados que se adquirieron se establecieron cimas y bases para el play Pimienta y se correlacionaron estos plays en secciones estratigráficas e identificaron a nivel de horizontes sísmicos.

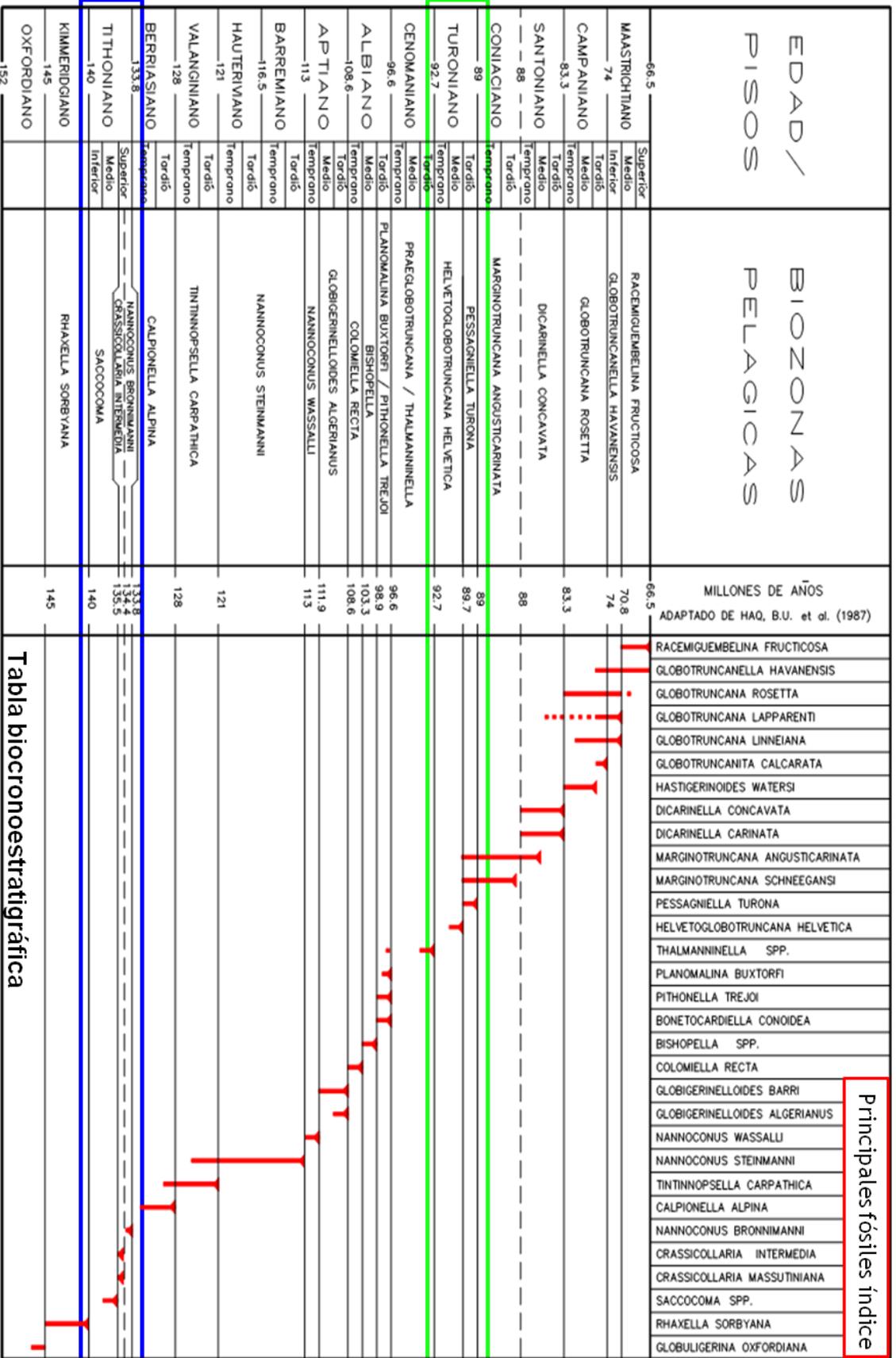


Figura 17. Tabla biocronoestratigráfica (PEMEX,2012)

-Creación de la base de datos con información de pozos.

Se integró una base de datos con información de pozos en el editor “*Wells*”, el cual contiene las coordenadas geográficas, elevación del terreno, elevación de la mesa rotaria, profundidad total e información para calibrar el modelo. Así como profundidad de cimas de las secuencias sedimentarias, presión de poro, temperatura de fondo, porosidad, permeabilidad, densidad, etc.

Se cargaron cuarenta pozos con información de temperatura, trece pozos con datos de presión de poro y las oportunidades exploratorias del Jurásico Superior Titoniano; así como información de los pozos para calibrar la porosidad y densidad.

-Productos:

-Mapa de facies sedimentarias.

Una vez interpretada la sísmica sumada con la información de pozos exploratorios, el marco bioestratigráfico y estudios previos de los grupos de plays, se pudo correlacionar la información y generar 14 mapas de facies sedimentarias correspondientes a cada secuencia sedimentaria que conforman la columna geológica del área de estudio ML; estos mapas son de utilidad para representar los ambientes de depósito y la distribución de facies sedimentarias dentro de un contexto geológico regional (Figura 18).

-Asignación de nombres, edades y subdivisiones de secuencias sedimentarias

Se asignó nombre y edad a cada una de las secuencias sedimentarias que integran el modelo geológico; es importante, ya que al momento de simular los procesos del sistema petrolero afectan en gran medida su secuencia cronológica, reflejándose en el momento en el que los hidrocarburos son generados, migrados, entrampados y preservados.

Posteriormente, se subdividieron las secuencias sedimentarias para definir y representar la distribución de elementos del sistema petrolero.

-Edición de geometrías de las superficies estructurales.

Esta etapa inició con la edición de la geometría de las superficies estructurales para el modelo geológico actual, revisando que las superficies estructurales no se traslapen unas con otras y que representen de manera adecuada el modelo geológico.

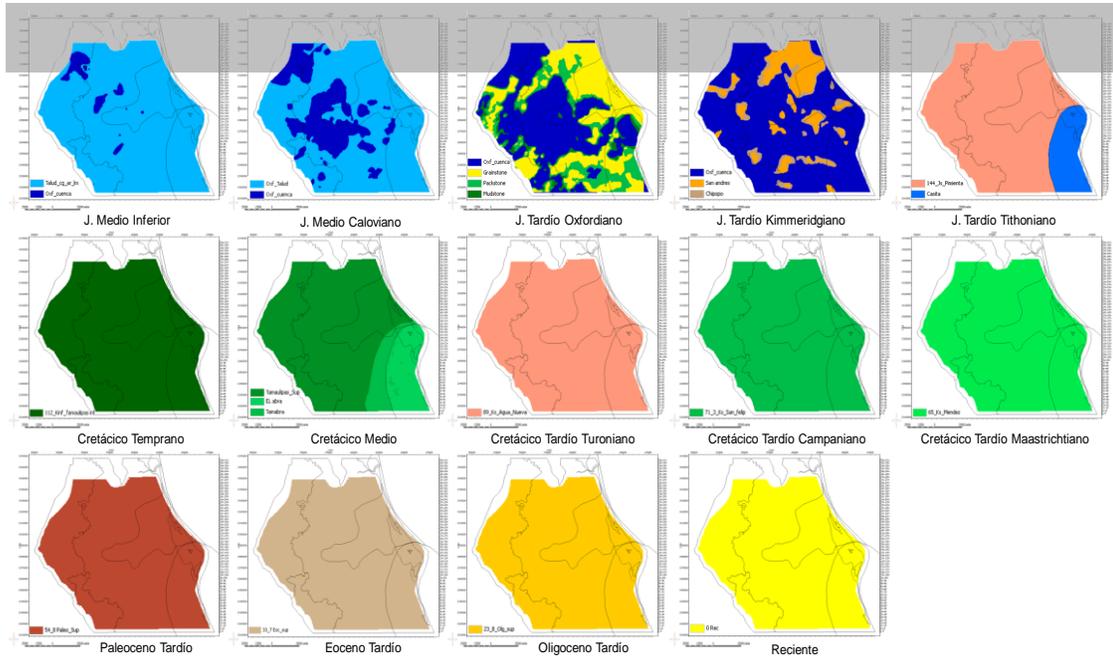


Figura 18. Mapa de facies sedimentarias integradas e interpretadas a partir de sísmica 2D y pozos exploratorios

Posteriormente se debe de tener un buen control de la geometría del modelo geológico a través del tiempo, esto, es mediante la generación de paleo espesores para cada secuencia sedimentaria (Figura 19).

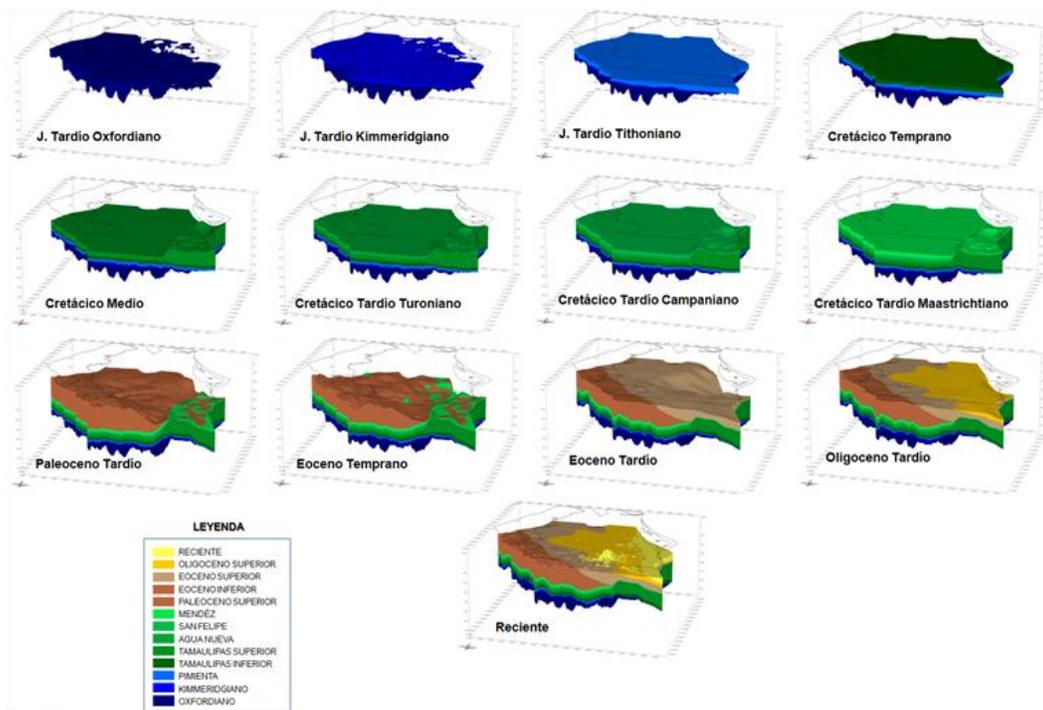


Figura 19. Modelos geológicos corregidos con paleo espesores para cada edad del área de estudio

Corrección de superficies: En la figura 20 se observa tanto la línea de sección vista en planta y de perfil, donde se ve reflejado como uno de los horizontes cruza de manera irregular los horizontes superiores.

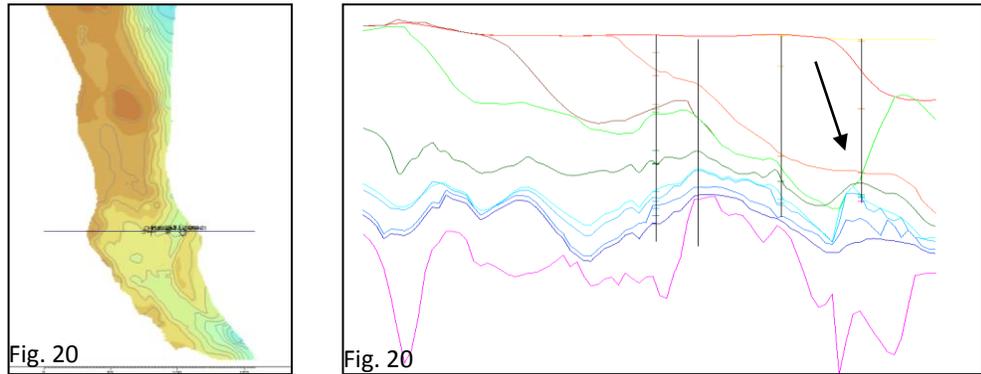


Figura 20. Ubicación del trazo de la línea de sección y sección en 2D con pozos que cortan el área, se pueden visualizar algunos cruces entre horizontes (señalados con las flechas).

Con ayuda de los pozos que corta la sección, y la interpretación estructural se realizó la corrección (Figura 21).

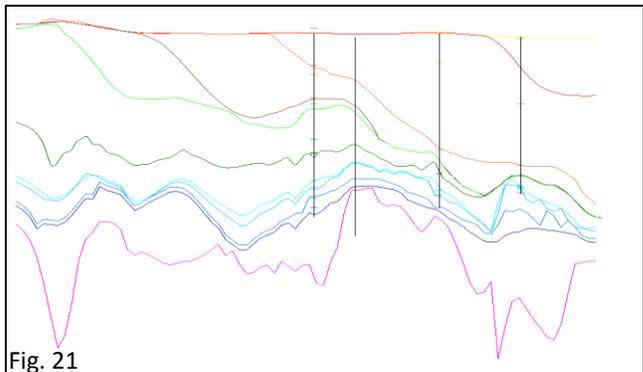


Figura 21. Sección editada mediante información del área y columnas de pozos dentro de la sección.

Para la corrección de superficies en ocasiones es necesario ir visualizando malla por malla, el tamaño de la malla se verá reflejado en la calidad de la imagen, entre más cerrada la malla mejor calidad pero a la hora de correr el modelo tomará mucho más tiempo y viceversa. En la figura 22 se observa la siguiente sección (siguiente malla) en donde se va reflejando el comportamiento de los horizontes.

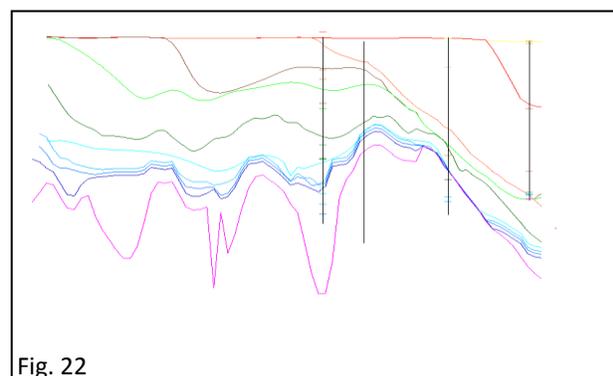


Figura 22. Siguiendo transecto, se puede ir visualizando el comportamiento de cada superficie.

Vista en 3D de la misma sección, donde se pueden observar las superficies y de igual forma algunos artefactos (picos anómalos). Se necesita seleccionar la superficie correspondiente y editarla (Figura 23).

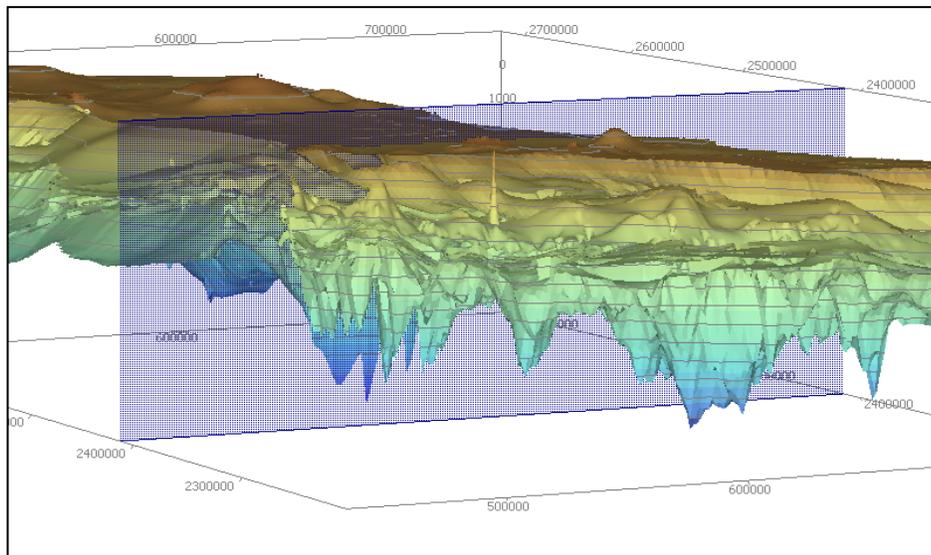


Figura 23. Modelo en 3D reflejando un pico anómalo como resultado del cruce de horizontes (PEMEX, 2012)

-Definición y asignación de facies.

Las facies son grupos de rocas con litologías distintivas depositadas en un mismo ambiente sedimentario, con propiedades similares como porosidad, presión y temperatura y que a su vez se verá reflejado en cada elemento del sistema petrolero.

En este paso, se inició con la carga y definición de facies sedimentarias para cada capa que conforma el modelo geológico en formato shapefile (.shp), las cuales fueron previamente integradas en un sistema de información geográfica para delimitar los elementos del sistema petrolero (roca generadora, almacén, sello y sobrecarga). A continuación, se creó un grupo de litologías para cada edad y ambiente de depósito en el editor de litologías dentro del software. Posteriormente se asignaron las litologías propias para cada facies sedimentaria y a su vez cada facies se asignó a su correspondiente capa sedimentaria que integra el modelo geológico, caracterizando los elementos del sistema petrolero asignándolas al modelo actual y a cada una de los paleo-modelos que integran el modelo geológico.

-Definición de condiciones frontera del modelo geológico.

Concluyendo la etapa de asignación de facies sedimentaria se prosigue con la asignación de condiciones frontera del modelo como de los siguientes parámetros: Flujo de Calor, Temperatura de Interfase agua-sedimento y Superficies de paleo batimetrías para estimar la historia térmica del área de estudio ML.

- *Flujo de calor:* Para el estudio del área ML se definieron superficies de flujo de calor correspondientes al Jurásico tardío (etapa de rifting), Cretácico tardío (Margen Pasivo), Eoceno tardío (Orogenia/Antepaís), Oligoceno tardío (Distensión post-orogenia) y Reciente (Margen pasivo). La calibración térmica se dio con los siguientes parámetros de flujo de calor: En el Reciente (0 Ma.) con un rango de 44 a 50 mW/m² para el Cretácico Tardío (65 Ma.) el rango varía de 60 a 65 mW/m² y en Jurásico medio (160 Ma.) de 90 a 95 mW/m².
- *Superficie de temperatura de Interfase Agua-Sedimento:* Al finalizar la etapa de carga de superficies de flujo de calor, se continuó con la carga de superficies de temperatura de la interfase agua sedimento que varía desde el Mesozoico al Cenozoico, las cuales se construyeron a partir de las paleo batimetrías regionales generadas y la latitud en la que se encuentra el modelo regional.
- *Superficies Paleobatimétricas:* Se integraron las superficies de paleo batimetrías con la finalidad de controlar la geometría de la profundidad del fondo marino para cada paleo modelo geológico que conforma el modelado: Jurásico medio-tardío, Cretácico temprano, medio y tardío, Paleoceno tardío, Eoceno tardío, Oligoceno tardío y Reciente.

5.1.3.b Simulación y calibración de parámetros

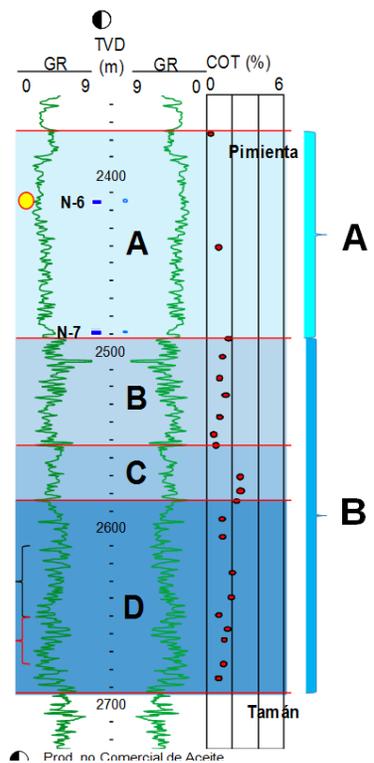
Una vez concluida la construcción del modelo geológico (definición de condiciones límite y la caracterización de los elementos del sistema petrolero), el siguiente paso fue realizar la simulación numérica de los procesos del sistema petrolero y calibración de parámetros. La calibración consistió en el ajuste de los datos de salida del modelo geológico con los datos reales obtenidos a partir de mediciones en los pozos:

-Calibración barométrica del modelo geológico: Se inició la calibración del modelo geológico con el parámetro de presión de poro, los cuales se controlaron con trece pozos que contaban con presión de poro, los cuales fueron calculados a partir del modelado geomecánico 1D para cada pozo. Para la calibración fue necesario ajustar las curvas de compactación y el esfuerzo efectivo de las litologías empleadas en las facies.

-Calibración térmica del modelo geológico: Se utilizaron como datos de referencia las temperaturas de fondo de veinte pozos exploratorios. Los parámetros que tienen gran impacto en la etapa de calibración son: Paleo flujo de calor, paleo temperatura de la interfase agua sedimento y el tipo de litología que integra la columna geológica (aporte radiogénico y conductividad térmica).

5.1.3.c Simulación numérica de diferentes escenarios para las rocas generadoras del Jurásico Superior.

Una vez finalizada la etapa de calibración termobárica de Modelo Geológico, se inició la simulación numérica con los siguientes escenarios: el primero consistió en mantener todo el espesor de la roca generadora tanto del Jurásico Superior (Formación Pimienta), mientras que



el segundo se subdividieron los espesores de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano en dos cuerpos (A y B). Esta división de los cuerpos en las rocas generadoras se realizó en función del comportamiento de los registros de rayos gamma que permiten delimitar las superficies de máxima inundación (Figura 24).

Los valores utilizados de carbono orgánico total (%COT) e índice de hidrógeno (IH) para las dos rocas generadoras fueron mapas (COT e IH) y valores constantes de 5 % de COT y 600 de IH.

Figura 24. Muestra la división del espesor de las rocas generadora. El registro del lado izquierdo corresponde al Jurásico Superior Tithoniano

5.1.3.1 Madurez térmica, generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos.

-Roca Generadora Jurásico Superior.

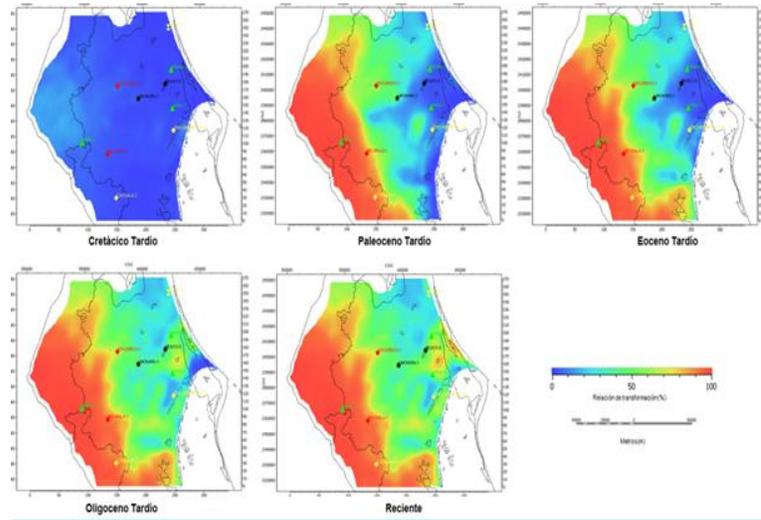
La roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano) inicia con la ventana de generación de aceite en la porción occidental en el Cretácico tardío (65 Ma.) y avanza la madurez al oriente. En el Paleoceno tardío (54.8 Ma.); la porción occidente llegó a la ventana de generación de gas húmedo y la porción central entró a la ventana de generación del aceite, mientras que en la parte oriental la roca generadora no se encontraba. Actualmente, la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano) se encuentra en la ventana de generación de gas húmedo en la porción occidental del área de estudio, pero para la mayoría del área ML está en la ventana de generación de aceite.

Evolución de la transformación de la materia orgánica para la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano).

La transformación de la materia orgánica para la roca generadora del Jurásico Superior inició en el Cretácico tardío (65 Ma) con un 30% de transformación en la porción occidental, mientras que el resto permaneció sin transformarse. En el Paleoceno tardío (54.8 Ma.) al Oligoceno tardío (23.8 Ma.), la porción occidental del área de estudio continuó con la transformación de la materia orgánica con un 80%, es decir, que para este intervalo de tiempo se llegó a la máxima transformación de la materia orgánica. En el reciente se

encuentra principalmente al 100% de transformación en la porción occidental y en la parte central varía de 50 a 20% de (Figura 25).

Figura 25. Evolución de la transformación de la materia orgánica de la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano) (PEMEX, 2012)



Evolución de la saturación de hidrocarburos en la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano): Cuerpo B

La saturación de hidrocarburos en la roca generadora del Jurásico Superior inició en el Paleoceno tardío (54.8 Ma) en la porción occidental avanzando hacia el oriente a través del tiempo geológico. Actualmente se tiene una saturación del 90% en la mayoría del área de estudio, mientras que en la porción noreste del área de estudio varía de 40 a 60% (Figura 26).

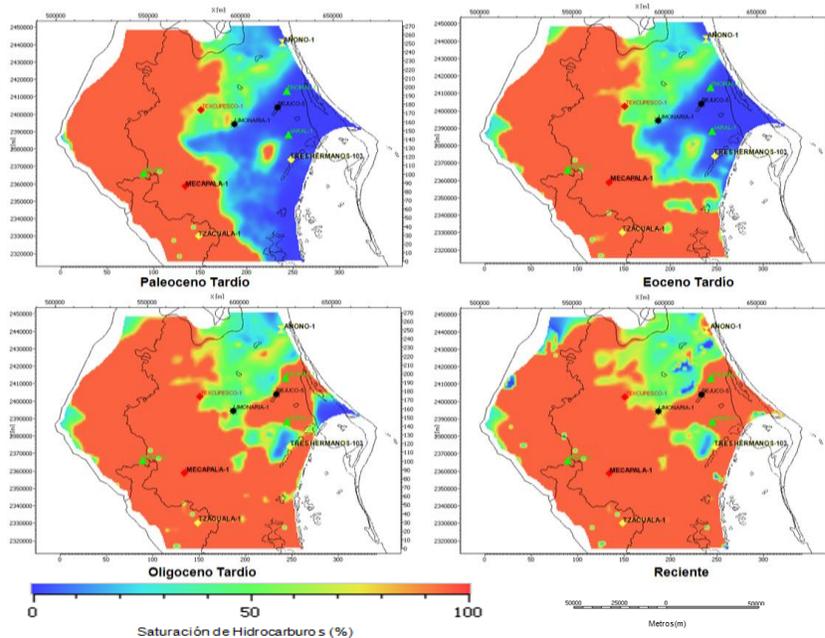


Figura 26. Evolución de la saturación de hidrocarburos en la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano) cuerpo B (PEMEX, 2012)

Saturación de aceite y gas en la roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano): Cuerpo B.

Actualmente la saturación de aceite se encuentra distribuida en la mayoría del área de estudio. En la porción occidental la saturación de aceite varía de 0 a 30%, en la porción norte la saturación de aceite que se tiene es de 40 a 60%. El resto del área se encuentra en un intervalo de aceite del 80% al 95%.

En cuanto a la saturación de gas, de ésta se tienen dos áreas en la porción occidental cuyo intervalo varía de 80 a 95% y a partir de esas áreas la saturación de gas desciende a valores que varían de 70 a 30%. Para el resto del área de estudio la saturación de gas es casi nula ya que su rango es de 30 a 0% (Figura 27).

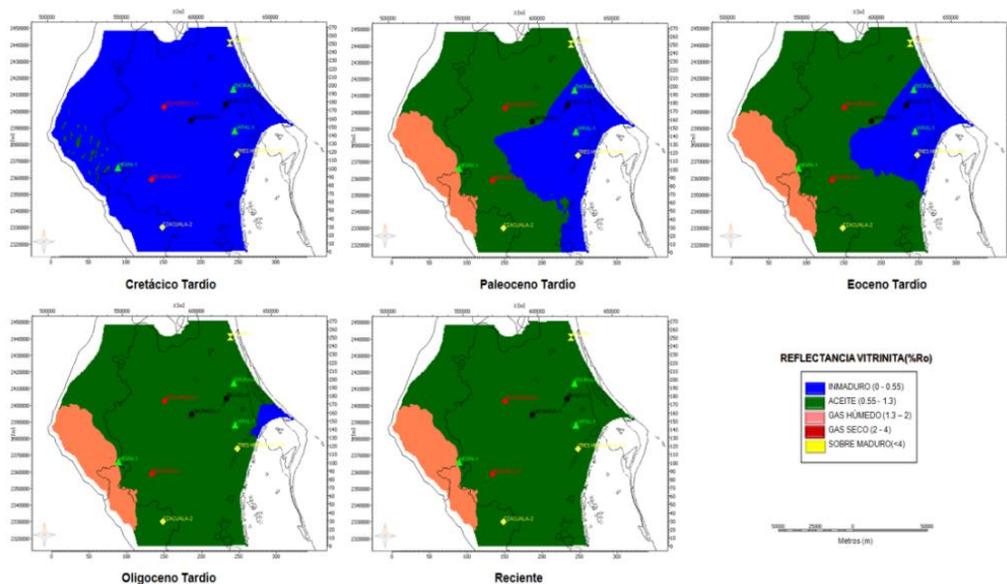


Figura 27. Evolución de la madurez térmica de la materia orgánica de la Roca generadora del Jurásico Superior (Tithoniano) (PEMEX, 2012)

5.2 Extensión del Sistema Petrolero

5.2.1 Extensión Geográfica

Se define la extensión geográfica del sistema petrolero por una línea que circunscribe la zona de distribución de los elementos del sistema petrolero (roca generadora-roca almacén) y los procesos de generación - migración - acumulación de hidrocarburos del sistema petrolero. El área de estudio abarca toda la extensión geográfica del sistema petrolero (Jurásico Superior) ya que toda ella está dentro de las ventanas de generación de aceite y gas húmedo y contiene yacimientos comerciales de hidrocarburos como el gigante Ébano-Pánuco-Cacalilao.

Para la roca generadora del Jurásico Superior inicia en la porción occidental con la ventana de generación de gas húmedo, continuando con la ventana de aceite en la porción centro y este del área de estudio.

5.2.2 Extensión Estratigráfica

Es el espacio de unidades litológicas que abarcan los elementos esenciales dentro de la extensión geográfica del sistema petrolero. Las rocas generadoras están distribuidas en el Jurásico Superior dentro de la ventana de generación de gas húmedo en la porción occidental y aceite en la porción centro y oriente del área de estudio, la roca almacenadora ésta distribuida con yacimientos del Albiano-Cenomaniano (El Abra-Tamabra), Cretácico Superior (San Felipe) y Paleoceno-Eoceno (Chicontepec).

Para la distribución de la roca generadora del Jurásico Superior se consideró de la cima del basamento hasta la base de la roca generadora del Jurásico Superior como roca de infracarga y de su cima hasta el Reciente como roca de sobrecarga.

5.2.3 Extensión Temporal

A partir de la tabla de sincronía del sistema petrolero (Figura 28) es posible visualizar las relaciones temporales de los elementos (roca generadora, almacén, sello y sobrecarga) y los procesos (generación, migración, acumulación, preservación y generación de trampa) del Sistema Petrolero.

En el área de estudio ML, la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano (Formación Pimienta) entra a la ventana de generación de aceite en el Paleoceno tardío y se mantiene hasta el Reciente en la misma. También la roca generadora está funcionando como roca almacén y sello asociada a facies arcillosas con rocas del Cretácico. La roca de sobrecarga está representada desde el Cretácico hasta el Oligoceno. Las acumulaciones de hidrocarburos en rocas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) están representadas por aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad), fracturas y gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

La roca generadora del Tithoniano inició la ventana de generación de aceite en la porción occidente durante el Cretácico tardío, seguida de la ventana de generación de gas húmedo para el Paleoceno tardío. Mientras, que para la porción centro inició la ventana de generación de aceite durante el Paleoceno hasta el Oligoceno y se mantiene hasta el Reciente en la ventana del aceite.

Diagrama de Sincronía Elementos del Sistema Petrolero

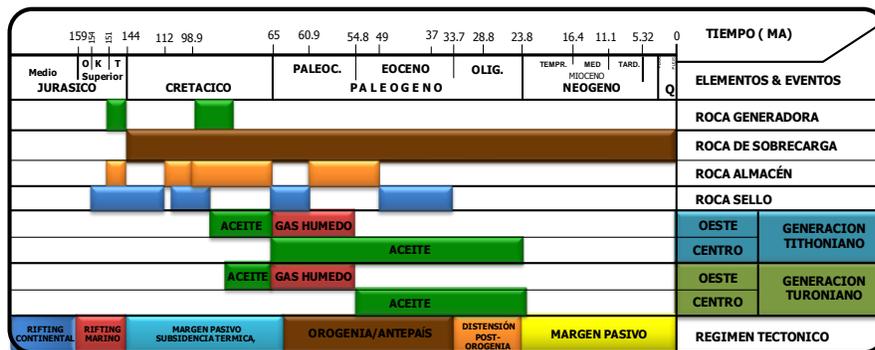


Figura 28. Tabla elementos y procesos del Sistema Petrolero (PEMEX, 2011)

Conclusiones y recomendaciones

Durante mi participación en el proyecto de Modelado Geológico-Geoquímico adquirí conocimientos y destreza en el manejo del software para modelado, así como la habilidad de poder asociar las diferentes ramas de la Geología en la exploración de yacimientos no convencionales.

Cada propiedad petrofísica y cada característica geoquímica son fundamentales en un sistema petrolero, del que se requiere realizar un análisis detallado y constante para poder obtener resultados de mejor calidad, ya que al final, lo que la empresa busca es reducir el riesgo de incertidumbre y aumentar el número de reservas con yacimientos con grandes acumulaciones.

Se cumplió con los objetivos planteados, se integró y analizó la base de datos existente, utilizándose los parámetros de evidencias de hidrocarburos, espesor, profundidad, COT, Tmax, y se identificaron las aéreas prospectivas que reúnen las mejores condiciones geológicas para evaluar la productividad y probar el concepto Aceite-Gas en lutitas en la Formación Pimienta.

Se realizó un modelo geológico dinámico del área de estudio ML, integrado por quince superficies sedimentarias que incluyen desde el basamento al reciente. El cual fue calibrado con los parámetros de presión de poro, temperatura, porosidad y densidad.

Se obtuvo un modelo 3D a partir de la simulación numérica de presión de poro, temperatura, conductividad térmica, porosidades y densidad del área ML.

En cuanto a las dimensiones del sistema petrolero, el área de estudio abarcó toda la extensión geográfica propuesta, ya que está dentro de la ventana de generación de aceite y gas húmedo.

Para la madurez, se definió que se encuentra principalmente al 100% de transformación en la porción occidental y en la parte central va del 50 al 20% (madurez térmica) y en términos de saturación, la de aceite se encuentra distribuida en la mayoría del área de estudio con intervalos que van del 30 al 95% y para la de gas se caracterizaron dos áreas, la occidental con intervalos que varían del 80 al 95% y el resto del área con rangos de 30 a 0%.

Los resultados obtenidos de los análisis geoquímicos (pirólisis, isotopos y biomarcadores) de rocas, fluidos y gases de pozos anexos al área de estudio, determinan que las rocas generadoras del Jurásico Superior en sus facies carbonatadas y carbonatadas arcillosas son las principales rocas generadoras-almacenadoras de aceite-gas no convencional.

La roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano comienza en la ventana de aceite en el Cretácico tardío en la porción oeste y avanza a la de gas húmedo en el Paleoceno tardío y se mantuvo constante hasta el Reciente, mientras en la porción centro entra en la ventana de aceite en el Paleoceno tardío al Reciente.

Se obtuvieron mapas del área de interés de aceite y gas húmedo, como de la saturación de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano, encontrándose que el sector central presenta la mayor riqueza de materia orgánica, los mayores espesores y las mejores condiciones de maduración.

En cuanto a los resultados del modelado, se recomienda obtener e integrar los valores de una cinética obtenida de las rocas generadoras que sea más representativa del área de estudio, para que los resultados del tipo y calidad de los hidrocarburos obtenidos del modelado sean más veraces y representativos del área.

Se recomienda ampliamente la aplicación de esta metodología para futuros estudios de sistemas petroleros, ya que aún hay extensas áreas de la misma cuenca que carecen de información, ya sea geoquímica, geológica y sísmica. El contar con éste tipo de información previamente, facilita en gran manera la aplicación del modelado y los valores de incertidumbre son mucho menores a cuando se carece de ella.

Los resultados que se adquirieron no son finales y se encuentran sujetos a modificaciones cuando se disponga de mayor y mejor información.

Bibliografía

Boggetti Daniel, "Hidrocarburos No Convencionales", P y T Consultoría S.R.L.

http://shalegasespana.files.wordpress.com/2012/10/boggetti_hidrocarburosnoc.pdf

Boyer Chuck, Clark Bill, Lewis Rick, et.al.; "Gas de Lutitas: Un recurso global"; Oilfield Review; Otoño, 2011:23, no.3.

Boyer Charles, Kieschnick John, Suárez-Rivera Roberto, et.al.; "Producción de gas desde su origen"; Schlumberger, 2006/2007.

Cantú-Chapa, Abelardo, "Nuevas localidades del Kimmerdigino y Titoniano en Chihuahua (norte México): Instituto Mexicano del Petróleo, Revista, v.8, núm. 2; 1976.

Carrillo-Bravo, José, "La Plataforma Valles-San Luis Potosí: Bol. Asoc. Mex. Geólogos Petroleros, v. 23; 1971.

Eguiluz, A., S., Aranda-García, M., y Marret, R; "Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, v. LIII; 2000.

Escalera, A.J.A; Hernández R.U; "Provincias petroleras de México". En Edición; 2010.

Goldhamer, R. K., "Mesozoic sequence stratigraphy and paleontographic evolution of northeast of Mexico, in Bartolini, C., Wilson, J.L., and Lawton, T.F., eds., Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico: Boulder, Colorado; Geological Society of North America; Special Paper, 340; 1999

González Gracia Raúl, Holguín Quiñones; "Las Rocas Generadoras de México"; BOL. AMGP, Artículo reeditado del VOL. XLII, NUM. 1, 1992, pp. 16-30; <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Lecturas/Rocas%20generadoras%20de%20mexico1.pdf>

Hernández, Stephany; "Modelado geológico-geoquímico del sistema petrolero Tampico-Misantla", Informe de Trabajo Profesional, Sin publicar, México, D.F., 2014

Hernández Mena Zoila; "Mapa de susceptibilidad a procesos de remoción en masa con base en análisis multivariado: La Región de Zapotitlán de Méndez, Puebla."; México, 2008.

López-Ramos, Ernesto; "Geología de México: México, D.F., t. 3; 1979.

MacCarthy Kevin, Nieman Martin, Rojas Katherine, et. al; "La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras"; Oilfield Review, Verano de 2011:23, no. 2.

Muberak Matlak Al-Hajeri, Mariam Al Saeeda, et al.; "Modelado de cuencas y sistemas petroleros", Oilfield Review, Volumen 21, No.2.

Muir, M. J., "Geology of the Tampico Region Mexico: The American Association of Petroleum Geologists; 1936.

PEMEX Exploration and Production; "Teoría y Aplicaciones Prácticas de Modelado Geológico Básico"; Houston, Texas, U.S.A.; págs. 4-1 a 4-22; Julio 2004

PEMEX_ARERN-210; "Estudio de identificación y evaluación de Sistemas Petroleros, Área Tampico-Misantla Cordilleras Mexicanas II"; Informe Interno, 2007.

PEMEX_AEGMN-0242; "Estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla y su correlación con el Golfo de México Profundo"; Informe Interno, 2009.

PEMEX_AEGMN; "INFORME FINAL DEL ESTUDIO DE ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE SISTEMAS PETROLEROS"; Poza Rica, Ver; Diciembre 2011

PEMEX Exploración y Producción; "Aceite y Gas en Lutitas Avances en la evaluación de su potencial en México"; 21 de Junio, 2012.

Pettijohn F.J., "Sedimentary Rocks"; 3rd ed. Harper & Row Publ., New York; 1975.

Silva Romo Gilberto; "Origen tectónico y Evolución de la Cuenca Tehuizingo-Tepexi, Estado de Puebla"; Tesis de doctorado; UNAM; México, D.F; 2010

Suter, M., "Geología de la hoja de Tamazunchale, Estado de Hidalgo, Querétaro y San Luis Potosí", Escala 1: 100,000: Revista del Instituto de Geología; 1990.