



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DEL MODELADO DEL SISTEMA PETROLERO PARA
EL ANÁLISIS DE PRESIÓN DE PORO Y RÉGIMEN DE ESFUERZOS
EN LA PROVINCIA SALINA DEL BRAVO, MÉXICO.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA GEÓLOGA

P R E S E N T A

GABRIELA MÉNDEZ ACOLTZI

DIRECTORA DE TESIS

ING. MARTHA ADRIANA
VÁZQUEZ HERNÁNDEZ



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019.

JURADO DEL TRABAJO ESCRITO Y RÉPLICA ORAL

PRESIDENTE: ING. FRANCISCO ALEJANDRO ARROYO CARRASCO.

VOCAL: DR. GABRIEL VÁZQUEZ CASTRO.

SECRETARIO: M.I. ISABEL DOMÍNGUEZ TREJO.

1ER. SUPLENTE: ING. HÉCTOR ERICK GALLARDO FERRERA.

2DO. SUPLENTE: ING. JOSÉ LUIS ORTIZ LÓPEZ.

Resumen

La importancia económica del Área Perdido debido a las manifestaciones de gas y aceite reportadas en pozos exploratorios, la tectónica salina y el interés nacional e internacional en la exploración y explotación del Golfo de México después de la Reforma Energética de 2013 en el país, la convierten en una área estratégica para su estudio. En este trabajo se realiza el modelado del sistema petrolero de la sección C-C', Golfo de México Profundo norte, el cual integra el análisis de presión de poro hecho con el modelo de Terzaghi.

Es un proyecto integrador de diversas disciplinas del área de ciencias de la Tierra, por lo que se presenta como un enfoque innovador y pretende aportar un entendimiento sobre la formación de presión de poro en la zona y el análisis de madurez, generación y entrapamiento de hidrocarburos en presencia de tectónica salina. Los resultados de las acumulaciones fueron sensibles al tipo de modelo de migración aplicado (Percolación-Invasión, Híbrido y Combinado), además, se concluyó que la presencia de sal afectó a todo el sistema petrolero a lo largo de la sección, principalmente a la madurez de la roca generadora, rutas de migración y zonas de acumulación. Del análisis de presión de poro se determinó que la formación de presión está controlada por áreas con restringida circulación de fluidos, tipo de litología, régimen tectónico y carga sedimentaria. El presente trabajo busca contribuir en el conocimiento de la zona a futuros proyectos geológico-petroleros.

Abstract

The economic importance of the Area Perdido due to the gas and oil manifestations reported in exploratory wells, the salt tectonics and the national and international interest in the exploration and exploitation of the Gulf of Mexico after the 2013 Energy Reform in the country, makes it a strategic area for your study. In this work, the petroleum system modeling is performed of section C-C', Gulf of Mexico Profundo North, which integrates the pore pressure analysis done with the Terzaghi model.

It is an integrating project of diverse disciplines of the area of Earth sciences, so it is presented as an innovative approach and aims to provide an understanding on the formation of pore pressure in the area and the analysis of maturity, generation and entrapment of hydrocarbons in the presence of salt tectonics. The results of the accumulations were sensitive to the applied migration model (Percolation-Invasion, Hybrid and Combined), in addition, it was concluded that the presence of salt affected the entire petroleum system throughout the section, mainly at maturity of the source rock, migration routes and accumulation zones. From the pore pressure analysis it was determined that the pressure formation is controlled by areas with restricted fluid circulation, type of lithology, tectonic regime and sedimentary load. The present work seeks to contribute in the knowledge of the zone to future geological-petroleum projects.

Agradecimientos

A mi alma mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, por mi formación y logros académicos y personales.

Al Ing. Luis Vielma Lobo, presidente y director general de CBM Ingeniería Exploración y Producción, quien estimuló y apoyó económicamente a través de la Fundación Chapopote la realización de este proyecto innovador con el objetivo de beneficiar al conocimiento geológico-petrolero del país.

A mi familia, amigos y profesores, por todo su amor, comprensión y apoyo.

A mi directora y asesores de tesis:

Ing. Martha Adriana Vázquez Hernández, quien desde un inicio no dudó en apoyarme y guiarme en todo el proyecto, por todo su tiempo dedicado a resolver mis constantes dudas, ofrecerme su confianza, conocimientos y consejos técnicos, profesionales y de vida.

Ing. José Luis López Ortiz, con quien comenzó todo este camino, siempre brindándome su apoyo y consejos incondicionalmente.

Dr. Gabriel Vázquez Castro, por su tiempo y sus acertados comentarios para la mejora de la tesis.

Ing. Francisco Alejandro Arroyo Carrasco e Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera, por su tiempo, asesoramiento y revisión del trabajo.

M.I. Isabel Domínguez Trejo y Dr. Enrique Alejandro Gonzales Torres, por sus múltiples consejos y apoyo en gran parte de mi carrera universitaria.

Attila, Juan Carlos y Teodoro por su invaluable tiempo, asesoramiento y apoyo técnico.

Contenido

1.	Introducción	1
1.1.	Planteamiento del problema	1
1.2.	Objetivo	1
1.3.	Justificación	2
1.4.	Antecedentes	2
1.5.	Localización del área de estudio	3
1.6.	Importancia económica.....	4
2.	Marco geológico	6
2.1.	Provincia Salina del Bravo	12
2.1.1.	Marco estructural	13
2.1.2.	Tectónica salina	14
2.2.	Marco estratigráfico.....	18
3.	Marco teórico	19
3.1.	Sistema petrolero.....	19
3.1.1.	Elementos del sistema petrolero.....	19
3.1.2.	Proceso del sistema petrolero.....	27
3.2.	Esfuerzo y deformación.....	30
3.2.1.	Esfuerzo	31
3.2.2.	Deformación/ <i>Strain</i>	35
3.3.	Presión.....	43
3.3.1.	Presión de poro	43
3.3.2.	Presión hidrostática.....	44
3.3.3.	Presión litostática	45
4.	Construcción del modelo.....	53
4.1.	Recopilación y análisis de datos geológicos y petroleros	54
4.2.	Construcción del modelo geométrico	55
4.3.	Modelado del sistema petrolero.....	62
4.4.	Calibración.....	71
5.	Resultados y análisis del modelado.....	75
5.1.	Madurez y generación.....	75
5.2.	Modelado de migración y entrapamiento de los hidrocarburos	86
5.3.	Análisis de presión de poro	92

6.	Conclusiones.....	101
7.	Bibliografía.....	103

Lista de figuras

Figura 1.1	Provincias geológicas del Golfo de México y localización del área de estudio (Modificada de CNH, 2015).	3
Figura 1.2	Bloques de la provincia Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido (Tomada de CNH, 2015: Propuesta del plan quinquenal de las licitaciones de área contractuales 2015-2019).	4
Figura 2.1	Esquema que muestra la etapa 1 de la evolución estructural en una sección N-S. El estiramiento temprano se centra en el norte, moviéndose hacia el sur, hasta el actual Golfo de México (Modificada de Pindell y Kennan, 2001).	7
Figura 2.2	Esquema que muestra las estructuras claves de la separación del Bloque de Yucatán de América del Norte, en la etapa 1. El área de color amarillo simboliza donde quedaron restos finos de la placa superior de desprendimiento, GOM: Golfo de México (Modificada de Pindell y Kennan, 2001).	8
Figura 2.3	Esquema que muestra las estructuras claves de la separación del Bloque de Yucatán de América del Norte, en la etapa 2. El área de color amarillo simboliza el estiramiento NNW-SSE predominante del Jurásico Medio al Superior en el este de México (Modificada de Pindell y Kennan, 2001).	9
Figura 2.4	Disposición de la sal y estado actual del Golfo de México (Modificada de Hudec et al., 2013).	11
Figura 2.5	Sección A-A', que cruza perpendicularmente al Cinturón subsalino, a la derecha un mapa del Golfo de México oeste y secciones (Tomada de CNH, 2015).	12
Figura 2.6	Diagramas esquemáticos de diferentes conceptos sobre la evolución para un canopie (a) mecanismo de diapiro exprimido (b) mecanismo <i>rollover</i> expulsión (c) mecanismo de anticlinal roto. El acotamiento es esencial para las tres primeras etapas. Los puntos negros marcan los puntos de inicio de la sal (Tomada de Gradmann y Beaumont, 2016).	13
Figura 2.7	Emplazamiento de un diapiro durante extensión regional. La evolución de cada diapiro no cubre necesariamente todas estas etapas (Modificada de Vendeville y Jackson, 1992).	14
Figura 2.8	Balance estructural durante la formación de un diapiro en forma de lagrima (Tomada de Hudec y Jackson, 2007).	14
Figura 2.9	Evolución de la sal (Tomada de CNH, 2015).	15
Figura 2.10	Columna estratigráfica del Cinturón Plegado Perdido (Tomada de CNH, 2015).	18
Figura 3.1	Diagrama de Van Krevelen, muestra los cambios producidos en el kerógeno por el incremento de temperatura asociado al sepultamiento, la pérdida de oxígeno se hace muy evidente en la diagénesis, en la cual, se libera CO ₂ y H ₂ O, mientras que el hidrógeno	22

	disminuye conforme a la generación de hidrocarburos (Modificada de McCarthy et al., 2011).	
Figura 3.2	Resultado del proceso programado de pirólisis, en el cual es posible observar los picos S1, S2, S3, S4, S5 y $T_{m\acute{a}x}$, los resultados del proceso de pirólisis se computan para determinar los volúmenes de carbón pirolizable, carbón residual, carbón mineral y COT (Tomada de McCarthy et al., 2011).	24
Figura 3.3	Evolución de la metería orgánica y carbón con el aumento de profundidad, relacionando los procesos de transformación de biopolímeros, generación de hidrocarburos, evolución del carbón y la reflectancia de la vitrinita en la diagénesis, catagénesis y metagénesis (Modificada de Allen y Allen, 2013, antes Tissot y Welte, 1984).	27
Figura 3.4	Esquema que representa los tipos de migración y la acumulación del aceite y gas “estratificados por densidad” (Modificada de Tissot y Welte, 1984).	29
Figura 3.5	Trampas asociadas al diapirismo, una amplia variedad de trampas son formadas por tal proceso: 1. Trampa domal simple; 2. Trampa domal fallada en graben; 3. Sello Diapírico; 4. Trampa estratigráfica por cambio de facies: up-dip y pinch-out; 5 y 6. Trampas por diapirismo: cambio de permeabilidad; 7. Trampa estratigráfica: inconformidad; 8 y 9. Trampa estructural: fallas normales (Tomada de Allen y Allen, 2013).	30
Figura 3.6	Descomposición de una fuerza y esfuerzo (Tomada de Fossen, 2010).	31
Figura 3.7	Definición del tensor de esfuerzo (Modificada de Zoback, 2007).	32
Figura 3.8	Representación de la definición de tensor de esfuerzo en un sistema de coordenados cartesiano arbitrario (Engelder y Leftwich, 1997), la rotación del sistema coordenado de referencia a través de un tensor de transformación y tensor de esfuerzo principal desaparece los esfuerzos de cizalla (Modificada de Zoback, 2007).	33
Figura 3.9	Material elástico (Modificada de Zoback, 2007).	36
Figura 3.10	Diagrama deformación–esfuerzo, que muestra la deformación elástica lineal (Tomada de Aadnøy y Looyeh, 2011).	37
Figura 3.11	Ilustración esquemática de la relación entre esfuerzo-deformación y el significado físico de los módulos elásticos de uso frecuente en diferentes tipos de mediciones de deformación idealizada (Modificada de Zoback, 2007).	38
Figura 3.12	Representación esquemática, el esfuerzo actuando en el contacto de los granos está dado por la Ley de Terzaghi (1923) (Tomada de Zoback, 2007).	40
Figura 3.13	Figura 3.13 Ilustración esquemática del comportamiento poroelástico, Eundr hace referencia al estado mecánico, donde no presenta drenado del fluido, mientras que Edr hay drenado (Modificada de Zoback, 2007).	41

Figura 3.14	Se muestra la presión de poro y el esfuerzo efectivo en una roca porosa, sellada con un material impermeable, donde: esfuerzo efectivo y: presión de por (Modificada de Aadnøy y Looyeh, 2011).	43
Figura 3.15	Esquemas de presión hidrostática, poro y litostática, en dos casos: costa fuera y dentro. En el modelado de cuencas, generalmente el nivel del agua subterránea coincide con la superficie, así la presión de poro y litostática tienen el mismo nivel cero (Tomada de Hantschel y Kauerauf, 2009).	46
Figura 3.16	Curvas de compresibilidad para varias litologías usando ley de profundidad de Athy (Tomada de Hantschel y Kauerauf, 2009).	48
Figura 3.17	Comparación de diferentes leyes de compactación para lutita (Tomada de Hantschel y Kauerauf, 2009).	49
Figura 4.1	Flujo de trabajo para la construcción del modelo del sistema petrolero de la sección transversal C-C'.	53
Figura 4.2	Ubicación de la sección C-C', pozos de control y provincias geológicas del Golfo de México (Modificada de CNH, 2015)	55
Figura 4.3	Sección C-C' y marco estructural (Tomada de CNH, 2015).	56
Figura 4.4	Digitalización de secciones.	56
Figura 4.5	Sección C-C', digitalización y división del Jurásico, Cretácico y Paleoceno.	57
Figura 4.6	Las 5 secciones digitalizadas y con división del Jurásico, Cretácico y Paleoceno.	58
Figura 4.7	Cima de horizontes, edad y nombre.	59
Figura 4.8	Nombre, color, bloque padre y orden de los bloques creados en Teclink.	60
Figura 4.9	Grid de bloques, muestra su geometría, nombre y orden en cada paleo sección. Fallas en color rojo y horizontes en negro.	61
Figura 4.10	Sistema petrolero de la Zona 2 y 3 (Tomada de CNH, 2015).	62
Figura 4.11	Columna estratigráfica del Golfo de México, sección Norte (Tomada de CNH, 2015).	63
Figura 4.12	Facies, caracterización de la roca generadora y sistema petrolero de la sección C-C'.	65
Figura 4.13	Facies de la sección C-C'.	66
Figura 4.14	Mapa de paleotemperaturas medias globales a nivel del mar, donde el eje "x" representa el tiempo geológico en millones de años (Ma) y el eje "y" latitud norte-sur, línea curvada negra representa la temperatura agua sedimento a través del tiempo geológico (Basado en Wygrala, 1989).	67
Figura 4.15	Temperatura media anual del agua contra el promedio de profundidad del agua en el norte del Golfo de México (Tomada de Forrest J., et al, 2005).	68
Figura 4.16	Valores de flujo de calor a través del tiempo.	68
Figura 4.17	Mapa geotermal de Norteamérica, 2004.	69
Figura 4.18	<i>Fault Property Definition</i> , en Petro Builder, donde contiene la	70

	caracterización de las fallas de la sección C-C'.	
Figura 4.19	Calibración de presión de poro.	72
Figura 4.20	Resultado de la calibración de porosidad efectiva.	73
Figura 4.21	Resultado de la calibración de temperatura.	74
Figura 5.1	Madurez y generación de hidrocarburos a través del tiempo e índice de valores de transformación (RT).	76
Figura 5.2	Madurez y generación de hidrocarburos del Titoniano y valores de transformación (RT).	77
Figura 5.3	Madurez y generación de hidrocarburos del Turoniano y valores de transformación (RT).	78
Figura 5.4	Generación de hidrocarburos a través del tiempo.	79
Figura 5.5	Mapa de madurez y temperatura de la sección C-C', se puede observar una dependencia entre el grado de madurez de las rocas generadoras y la temperatura de la cuenca.	80
Figura 5.6	Mapas de madurez a través del tiempo y las tres subdivisiones de madurez a lo largo de la sección C-C'.	81
Figura 5.7	Madurez y generación de hidrocarburos relacionados a la presencia de sal.	82
Figura 5.8	Evolución de la hoja de sal "salt sheet" a canopy de sal a través del tiempo y su importancia sobre la madurez de la roca generadora.	84
Figura 5.9	Migración y acumulación de gas y aceite, método de migración Percolación-Invasión, escenario 1.	87
Figura 5.10	Migración y acumulación de hidrocarburos a través del tiempo, con el método de migración híbrido, escenario 2, círculos rojos para acumulaciones de gas, verde para aceite.	88
Figura 5.11	Migración y acumulación de hidrocarburos a través del tiempo, con el método de migración híbrido, escenario 3, círculos rojos para acumulaciones de gas, verde para aceite.	89
Figura 5.12	Figura 5.12 Migración y acumulación de hidrocarburos a través del tiempo, con el método de migración Combinado, escenario 4.	91
Figura 5.13	Escenario 1, fallas abiertas, las geometrías circulares muestran gran presión de poro respecto a su entorno mientras que en el rectángulo la presión de poro se comporta gradual.	94
Figura 5.14	Escenario 2, fallas cerradas, geometrías rojas presentan alta presión de poro relacionado a fallas, mientras que las amarillas está determinados a mini-cuencas, rectángulo presión de la presión de poro se comporta gradual.	95
Figura 5.15	Escenario 1 y 2, extracción a', la tendencia de presión de poro es muy similar, sin embargo, algunos valores cambian significativamente debido al tipo de fallas	96
Figura 5.16	Escenario 1 y 2, en la extracción b' la tendencia de presión de poro es muy similar, con algunos valores significantes, en la extracción c' tanto los valores como la tendencia es la misma.	97

Figura 5.17	Modelo con fallas cerradas, muestra la relación entre porosidad efectiva, densidad y presión de poro.	99
Figura 5.18	Extracciones 1D: a, b y c de presión de poro a lo largo de la sección C-C'. Las extracciones a y b atraviesan la sal, mientras que la c, no, esto con el objetivo de visualizar como es la tendencia de presión de poro con y sin presencia de sal.	100

Lista de tablas

Tabla 1	Áreas licitadas de la provincia Salina del Bravo durante las rondas 1.4 y 2.4 (Información recopilada del portal CNIH).	5
Tabla 2	Relación entre el tamaño de grano y el COT, con muestras de la Lutita Viking, Cánada (Tomada de Hunt, 1963).	19
Tabla 3	Clasificación de la materia orgánica en carbón y rocas sedimentarias (Modificada de Hunt, 1996).	21
Tabla 4	Índices importantes a partir de la Pirolisis Rock-Eval; S1, S2 y S3 en (mg/g), COT en (1g/100gr) y $T_{m\acute{a}x}$ en °C (Recopilado de McCarthy et al., 2011).	24
Tabla 5	Calidad de la roca generadora a partir de varios parámetros, como el COT, S2, EOM y Hc's, donde Hc's: hidrocarburos (Tomada de McCarthy et al., 2011).	25
Tabla 6	Reflectancia de la vitrinita, respecto al tipo de material (Recopilado de McCarthy et al., 2011).	25
Tabla 7	Evaluación de las porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimiento comunes (Tomada de Levorsen, 1967).	26
Tabla 8	Ductilidad de las roca sellos (Tomada de Downey, 1984).	26
Tabla 9	Tipos de fallas y su representación en la falsilla de Smith, el punto rojo indica el vector de desplazamiento (Modificada de Fossen, 2010).	42
Tabla 10	Comparación entre modelos y justificación de la división de unidades.	57
Tabla 11	Valores para la caracterización de las rocas generadoras.	64
Tabla 12	Cinética de las rocas generadoras.	64
Tabla 13	Características de la cinética.	64
Tabla 14	Modelos generados.	86

1. Introducción

El modelado de cuencas y sistemas petroleros es de gran importancia para la industria petrolera, su desarrollo está ligado al progreso de las geociencias, ingeniería y software, que permiten analizar al sistema petrolero de manera más completa y cercana a la realidad, con el fin de determinar si las condiciones pasadas resultaron adecuadas para la existencia de acumulaciones potenciales de hidrocarburos y su preservación. Para ello, es necesario el desarrollo multidisciplinario de un proyecto petrolero con un importante análisis mecánico del yacimiento. No obstante, tal proyecto conlleva a su vez, de la disponibilidad de un conjunto de datos robusto, tecnología y personal capacitado.

1.1. Planteamiento del problema

La provincia Salina del Bravo, ubicada en el Golfo de México, cuenta con pocos datos puntuales e incluso bibliográficos, debido a que la explotación de hidrocarburos en el país había estado enfocada en provincias petroleras terrestres y de aguas someras. Tal escena, se repetía a nivel mundial, aunque, países como Estados Unidos, Congo, Guinea Ecuatorial, Austria e Indonesia ya contaban con sus primeros pozos de producción en aguas profundas desde los años noventa (Barbosa, 2008).

Debido a la tectónica salina, la complejidad de las características estructurales e importancia económica de la provincia Salina del Bravo, la convierten en una área atractiva para su estudio. Además, a nivel mundial, la industria petrolera atraviesa por nuevos retos, que incluye la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos profundos y ultraprofundos, como lo es nuestra zona de estudio.

1.2. Objetivo

Realizar el modelado del sistema petrolero 2D de la sección transversal C-C', ubicada en la provincia Salina del Bravo, Golfo de México Profundo norte, para el análisis de presión de poro y régimen de esfuerzos, integrando restauración estructural e implementación del modelo de Terzaghi.

Objetivos específicos:

- I. Analizar la generación, migración y posibles zonas de entrampamiento del modelo 2D generado.
- II. Analizar el efecto que causa la presencia de sal en el sistema petrolero y en la presión de poro a lo largo de la sección C-C'.
- III. Establecer el impacto de efectos geológicos sobre la presión de poro: columna sedimentaria, porosidad de unidades y presencia de fallas, aplicado a un ambiente de aguas profundas.

1.3. Justificación

Es la primera tesis en realizar un trabajo integrador de la zona al realizar el modelado del sistema petrolero, implementando el análisis de presión de poro mediante el modelo de Terzaghi en presencia de tectónica salina. Asimismo, el principal interés en la tectónica salina proviene de la industria petrolera, debido a que muchas de las grandes provincias de hidrocarburos en el mundo se encuentran en cuencas de sal (Hudec y Jackson, 2017). Por otra parte, la predicción de presión de poro es fundamental por el gran impacto en la estabilidad del yacimiento, pozos, plataformas y producción.

Los ingenieros de perforación usan la predicción de presión de poro y el gradiente de fractura para optimizar el rendimiento del pozo, reducir el riesgo y costo de perforación (Schlumberger, 2017). En términos económicos, se estima que el costo asociado con la inestabilidad de pozo es de al menos mil millones de dólares por año en todo el mundo (Aadnøy, 2003).

La cuantificación del estado de esfuerzos y deformación del yacimiento es esencial para la correcta predicción de una serie de procesos de enorme impacto económico, tales como la compactación primaria, integridad del sello y pozo (Jha y Juanes, 2007).

En etapas más avanzadas, los cambios de presión relacionados a la compactación primaria también tiene un fuerte impacto, por ejemplo; en 1984 se descubrió un hundimiento en el campo Ekofisk, ubicado en el sector noruego del Mar del Norte, cinco años después la subsidencia había alcanzado un valor máximo de cuatro metros. El costo para elevar las plataformas y protección de instalaciones de almacenamiento excedía los 400 millones de dólares (Hermansen et al., 1997).

1.4. Antecedentes

A partir de los años cincuenta hasta principios de los noventa México realizó una amplia campaña para evaluar el potencial petrolero del país, la cual contribuyó a jerarquizar las provincias petroleras en función de su potencial, con base en ello, Petróleos Mexicanos definió al Golfo de México Profundo como la sexta provincia más importante de un total de doce. Además, el área con mayores recursos prospectivos corresponde al Golfo de México Profundo con aproximadamente el 50% del total de los recursos del país (Pemex, 2012).

Resultados históricos de 2000 al 2011, registrados por Petróleos Mexicanos, mostraron que ha habido una inversión de aproximadamente 48,000 millones de pesos, con los cuales se adquirió más de 100,000 km de sísmica 2D y 105,700 km² de sísmica 3D, asimismo, la terminación de 18 pozos de los cuales 11 fueron productores (Pemex, 2012). Respecto a las provincias Salina del Bravo y Área Perdido tienen una cobertura sísmica 3D del 95% en general y cuentan con los recursos prospectivos más altos del Golfo de México Profundo (CNH, 2015).

1.5. Localización del área de estudio

La provincia Salina del Bravo, se localiza en el sector noroeste del Golfo de México, frente al delta del río Bravo, incluye a las subprovincias del Cinturón Subsalsino y Mini-cuencas y se encuentra en tirantes de agua de 500 a 2500 metros (Figura 1.1), cuenta con plays del Eoceno, Oligoceno y Mioceno y la presencia de aceite ligero y gas (Pemex, 2012).

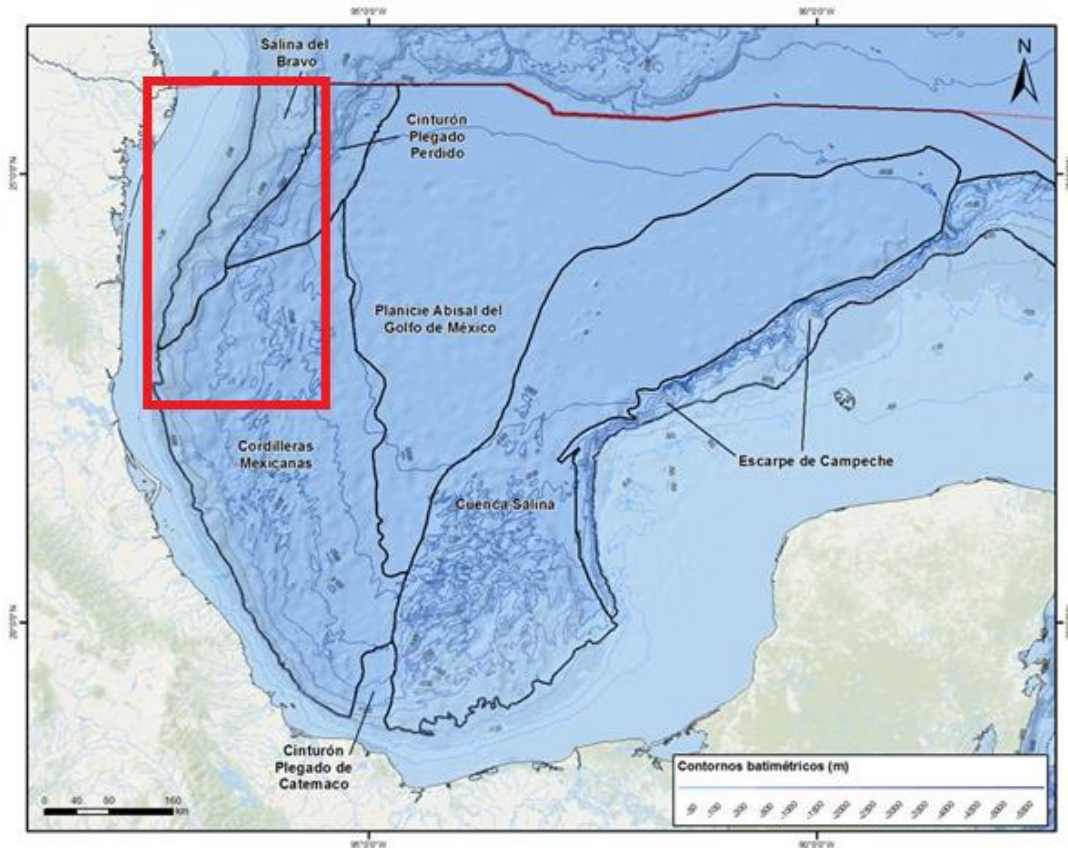


Figura 1.1 Provincias geológicas del Golfo de México y localización del área de estudio (Modificada de CNH, 2015).

1.6. Importancia económica

Las provincias Salina del Bravo, Salina del Istmo y Cinturón Plegado Perdido, han jugado un papel importante durante la ronda una, en las licitaciones de aguas profundas, tras la Reforma Energética de 2013, aplicada a la Ley de Hidrocarburos y su reglamento en México. Incluso la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) a través de la gaceta trimestral 2016, menciona que la cuarta licitación fue la más importante durante la ronda una, superando las expectativas del Estado y de los expertos. En la Figura 1.2, se muestra la distribución de bloques y sus respectivas rondas en el Golfo de México Profundo.

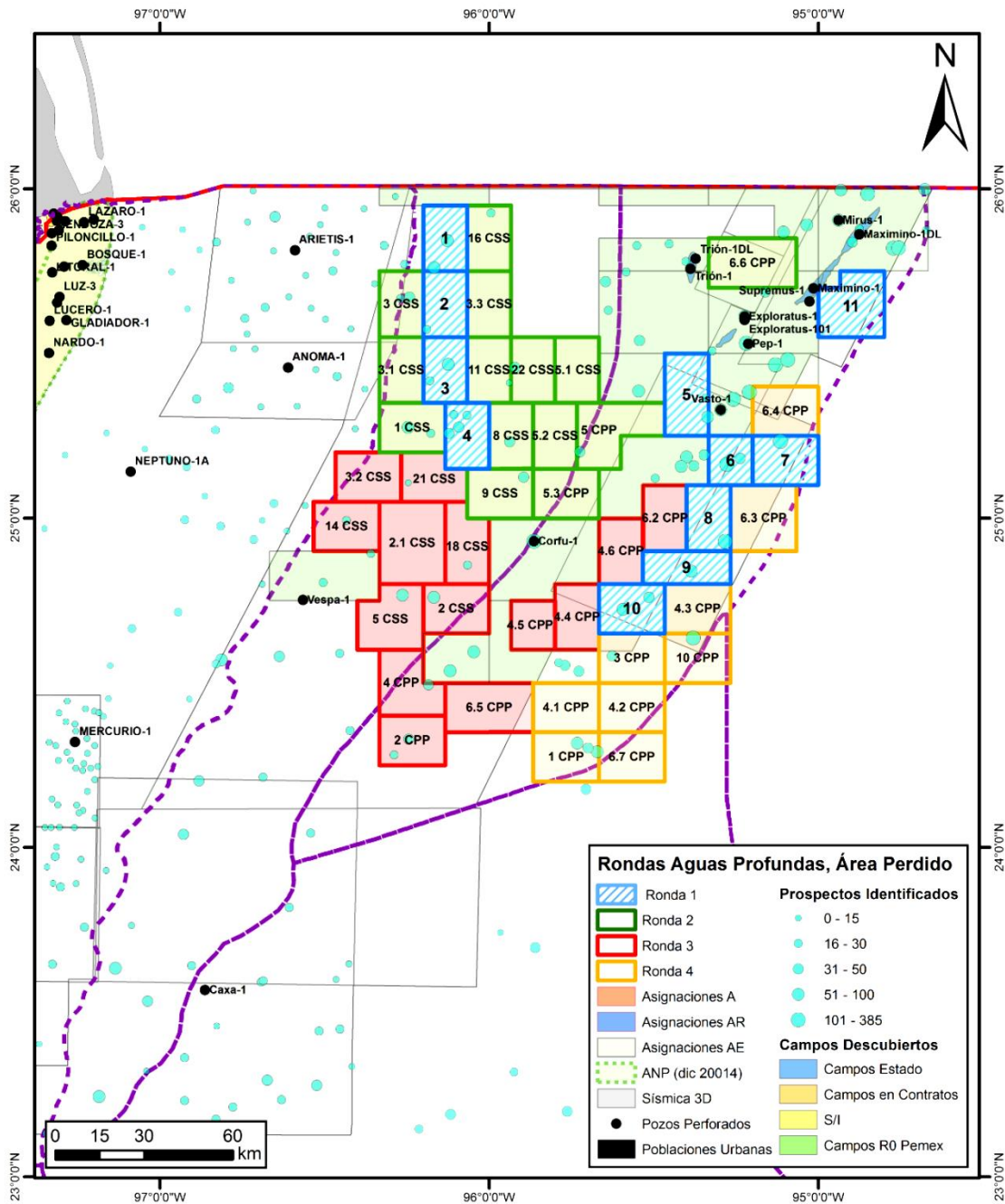


Figura 1.2 Bloques de la provincia Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido (Tomada de CNH, 2015: Propuesta del plan quincenal de las licitaciones de área contractuales 2015-2019).

En la Ronda 1.4, empresas como PEMEX, Chevron, Inpex, China Offshore Oil Corporation EyP México ganaron áreas de la provincia Salina del Bravo, y para la ronda 2.4, Shell, PEMEX

y Qatar petroleum international ganaron las licitaciones correspondientes, mostradas en la Tabla 1. Se estima que los proyectos en aguas profundas, que tienen altas expectativas de producción, puedan tardar entre ocho a 12 años en extraer su primer barril (CNH, 2016).

Tabla 1. Áreas licitadas de la provincia Salina del Bravo durante las rondas 1.4 y 2.4 (Información recopilada del portal CNIH).

Provincia Salina del Bravo				
Ronda 1.4				
Área	Área (km ²)	Edad del play	Tipo de hidrocarburo	Licitante ganador
3	1 687.0	Neógeno y Paleógeno	Aceite superligero y ligero	PEMEX, Chevron e Inpex.
4	1 877.0	Neógeno y Paleógeno	Aceite superligero y ligero	China Offshore Oil Corporation EyP México.
Ronda 2.4				
Unidades	Área (km ²)	Edad del play	Tipo de hidrocarburo	Licitante ganador
AP-P-G01	1 998.0	Mioceno Tardío, Mioceno Temprano y Oligoceno	Aceite ligero	-----
AP-P-G02	2 146.2	Eoceno Temprano	Aceite ligero	PEMEX exploración y producción, y Shell exploración y extracción de México.
AP-P-G04	1 900.2	Mioceno Temprano y Eoceno Tardío	Aceite ligero	Shell exploración y extracción de México, y Qatar petroleum international.
AP-P-G06	1 890.6	Mioceno, Oligoceno Tardío y Jurásico Tardío	Aceite ligero	Shell exploración y extracción de México, y Qatar petroleum international.
AP-P-G07	1 967.9	Mioceno Temprano	Aceite ligero	Shell exploración y extracción de México, y Qatar petroleum international.

2. Marco geológico

El Golfo de México, posee una área aproximada de 550 000 km², de los cuales el 50% se encuentran en tirantes de agua mayores a 3,000 m, cuenta con siete provincias geológicas, con rocas generadoras del Jurásico y almacenadoras del Mesozoico y Cenozoico principalmente (PEMEX, 2012):

1. Salina del Bravo.
2. Cinturón Plegado Perdido.
3. Cinturón Plegado de Catemaco.
4. Cordilleras Mexicanas.
5. Planicie Abisal del Golfo de México.
6. Salina del Istmo (Cuenca Salina).
7. Escarpe de Campeche.

La evolución del Golfo de México implica la reconstrucción de la disgregación de la Pangea, principalmente de la separación de África, América del Norte y Sur. Su análisis, necesita la aplicación de diversos métodos, como paleogeografía (Padilla y Sánchez, 2016), modelos gravimétricos (Sandwell et al., 2014), adquisiciones sísmicas (Hudec et al., 2013), reconstrucciones tectónicas (Marton y Buffer, 1994), reconstrucciones cinemáticas (Pindell, 1985, Pindell y Kennan, 2001), datos magnéticos y gravimétricos (Nguyen y Mann, 2016), por mencionar algunos.

La apertura del Golfo de México ocurrió en dos etapas:

Primera etapa (180 a 160 Ma): representada por la ruptura de la Pangea y el comienzo de la formación de corteza oceánica en el Golfo profundo. Involucra la separación del Bloque de Yucatán de la costa del Golfo de Estados Unidos, la separación del movimiento relativo entre ambos bloques, considera la existencia de una pluma del manto (Bird et al., 2005). Este proceso produjo una transgresión a lo largo del Golfo, además el movimiento transtensional del Bloque de Yucatán y el macizo de Chiapas provocó un adelgazamiento de la corteza.

El adelgazamiento de la litósfera y la introducción de calor a la corteza, condujo a una eventual subsidencia termal dominante (Pindell y Kennan, 2001), las repetidas inundaciones y las subsecuentes evaporaciones produjeron un continuo depósito de sal Louann y Campeche (Pindell, 1985). En la Figura 2.1, es posible observar el desarrollo de la cuenca en su primera etapa.

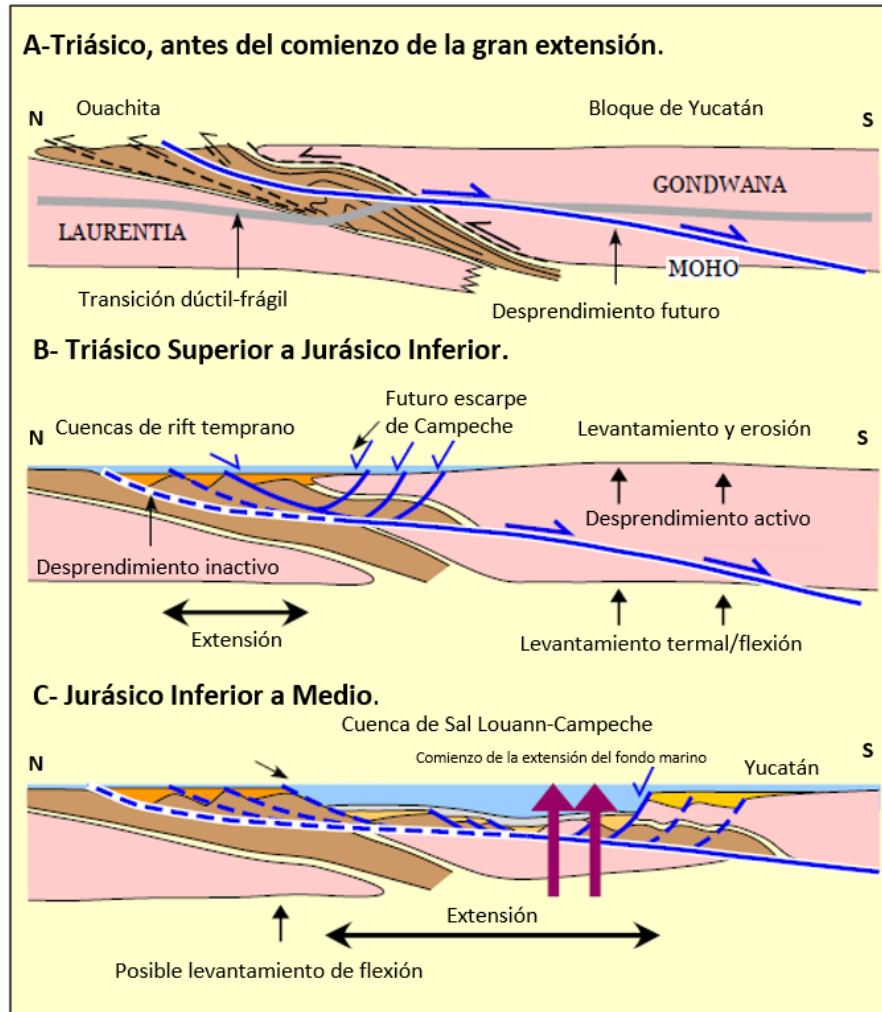


Figura 2.1 Esquema que muestra la etapa 1 de la evolución estructural en una sección N-S. El estiramiento temprano se centra en el norte, moviéndose hacia el sur, hasta el actual Golfo de México (Modificada de Pindell y Kennan, 2001).

Durante el Triásico Tardío al Jurásico Medio, la dirección del *rifting* fue SE-NW, con un bajo ángulo de separación, junto con la rotación del Bloque de Yucatán, asimismo, el Golfo de México presentaba una asimetría de rebote a causa de la apertura, generando una extensión y subsidencia al norte, en contraste con el levantamiento y erosión del Bloque de Yucatán. En el oeste, la extensión dentro del Golfo de México fue retransmitida hacia la trinchera a lo largo de la Megacizalla Mojave-Sonora, mientras que el movimiento en el centro-sur del Golfo fue 800 km al NW (respecto a la posición relativa del norte del país actualmente), pero en el Jurásico Inferior, sólo sufrieron una moderada extensión (Pindell y Kennan, 2001).

La sal fue progresivamente depositada en aquellas áreas fuertemente afectadas por la etapa uno de *rifting*, las cuales sufrieron una fuerte subsidencia durante el Jurásico Superior (Pindell y Kennan, 2001). La sal autóctona confinada en los flancos continentales, paralela a la trayectoria de la pluma del manto, confirman que la sal se depositó durante la extensión continental y no después de que el suelo del océano había comenzado a formarse (Bird et al., 2005).

Datos paleomagnéticos indican que el Bloque de Yucatán sufrió una rotación total de al menos 40° a 50° en sentido contrario a las manecillas del reloj desde el Jurásico Inferior (Gose et al., 1981; Guerrero et al., 1990). En la primera etapa, la reconstrucción que mejor se ajustó al modelo propuesto por Pindell y Kennan, 2001, indica una rotación de 18°

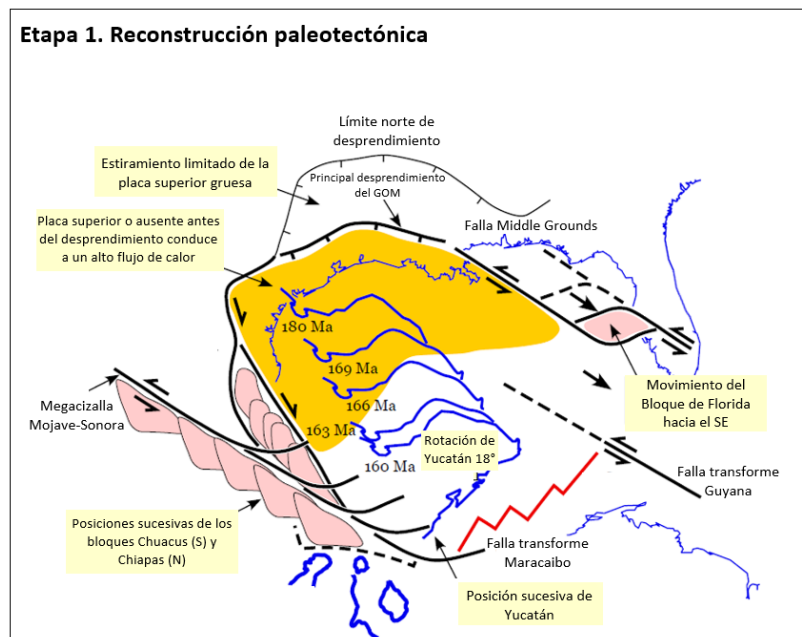


Figura 2.2 Esquema que muestra las estructuras claves de la separación del Bloque de Yucatán de América del Norte, en la etapa 1. El área de color amarillo simboliza donde quedaron restos finos de la placa superior de desprendimiento, GOM: Golfo de México (Modificada de Pindell y Kennan, 2001).

antihorario, tal propuesta se puede visualizar en la Figura 2.2.

Segunda Etapa (160 a 130 Ma): comienza con el Oxfordiano Temprano, representado por el término de varios procesos, como el depósito de la sal en el Golfo y el movimiento de la megacizalla Mojave-Sonora, representados en la Figura 2.3. Se encuentra caracterizado por la expansión del fondo marino, formación del piso oceánico e inicio de condiciones marinas abiertas, además, se establecen nuevas fallas para dar un cambio cinemático importante. El centro de extensión del Golfo se desarrolló de la Cuenca de Burgos hasta Golden Lane, y la extensión norte-sur de la corteza en el este de México permitió, que ésta penetrara aún más en la posición ocupada anteriormente por América del Sur (Pindell y Kennan, 2001).

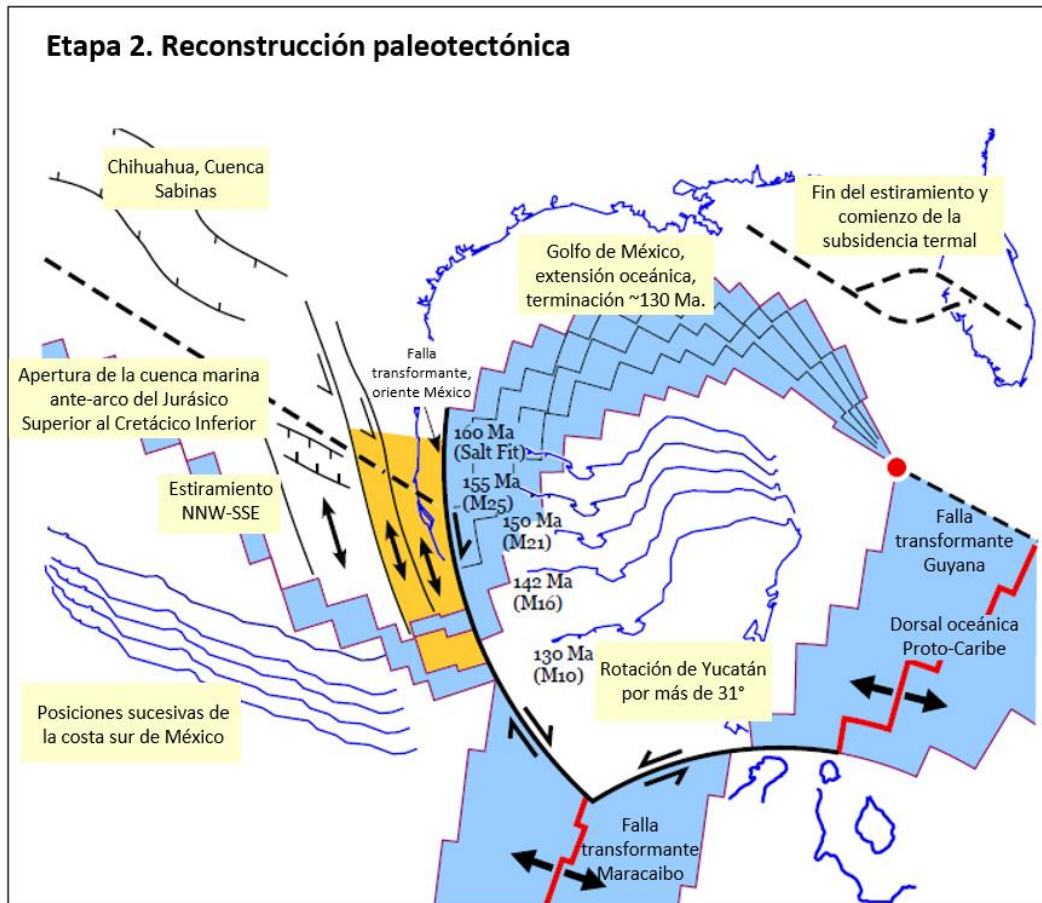


Figura 2.3 Esquema que muestra las estructuras claves de la separación del Bloque de Yucatán de América del Norte, en la etapa 2. El área de color amarillo simboliza el estiramiento NNW-SSE predominante del Jurásico Medio al Superior en el este de México (Modificada de Pindell y Kennan, 2001).

Etapa de margen pasivo (130 a 56 Ma)

Para el Berrisiano, los movimientos asociados con la apertura del Golfo de México terminaron (los cuales también se encuentran relacionados al cizallamiento producido en Terreno Guerrero), no obstante, inicia la convergencia entre América del Norte y la placa de Farallón (Pindell, 1985), se estima que es hasta el Aptiano que la rotación de Yucatán llega a su fin, esto es apoyado por las reconstrucciones hechas del Proto-Caribe. La subsidencia termal condujo al hundimiento parcial del margen pasivo de Yucatán y América del Sur, permitiendo el depósito dominante de carbonatos (Pindell y Kennan, 2001).

Durante el Albiano Tardío la costa y Golfo de México sufrieron un levantamiento debido a una superpluma, que podría explicar la inconformidad del Cretácico Medio. Por otro lado, la caída del nivel del mar provocó la disolución de los arrecifes del Aptiano-Albiano, en general, en el Cretácico Inferior se desarrolla un margen pasivo en el Golfo de México que persiste hasta el Paleoceno Tardío, sufriendo subsidencia térmica y enfriamiento cortical (CNH, 2015).

Etapa de compresión (56-33 Ma)

La orogenia Laramide instaló un nuevo sistema tectónico de compresión, en México el resultado de más impacto fue la Sierra Madre Oriental, producto del levantamiento y de la Figura 3. Esquema representativo de la etapa 2, principalmente la extensión del Golfo de México central, el área en amarillo representa el dominio NNW-SSE del estiramiento en el Oriente de México desde el Jurásico Medio al Superior (Modificado de Pindell y Kennan, 2001).

Ante el levantamiento y erosión de capas preexistentes, y con el aumento de la carga sedimentaria se produjo una deformación mediante un régimen gravitacional, formando anticlinales.

Asimismo, se presentó un basculamiento regional hacia el este generando que la sedimentación del Cenozoico de la Cuenca de Burgos sufriera un marco tectónico distensivo, también impulsó la sedimentación hacia el oriente y estimuló la movilización de las masas salinas, resultando cuerpos de sal alóctonos: diapiros y domos que evolucionaron hasta canopies y lengüetas de sal, como las presentadas en el Cinturón Subsalino del Eoceno Tardío (CNH, 2015).

33-11 Ma

Existe un nuevo cambio extensional; noreste-suroeste, tal cambio aportó al origen del Cinturón Plegado Perdido y las estructuras típicas de la Provincia Salina del Bravo, como diapiros comprimidos y toldos de sal, además, generó fallas normales que se propagaron

en niveles de despegue salinos y otras en el límite Paleoceno-Eoceno (CNH, 2015). La disposición actual de la sal se muestra en la Figura 2.4.

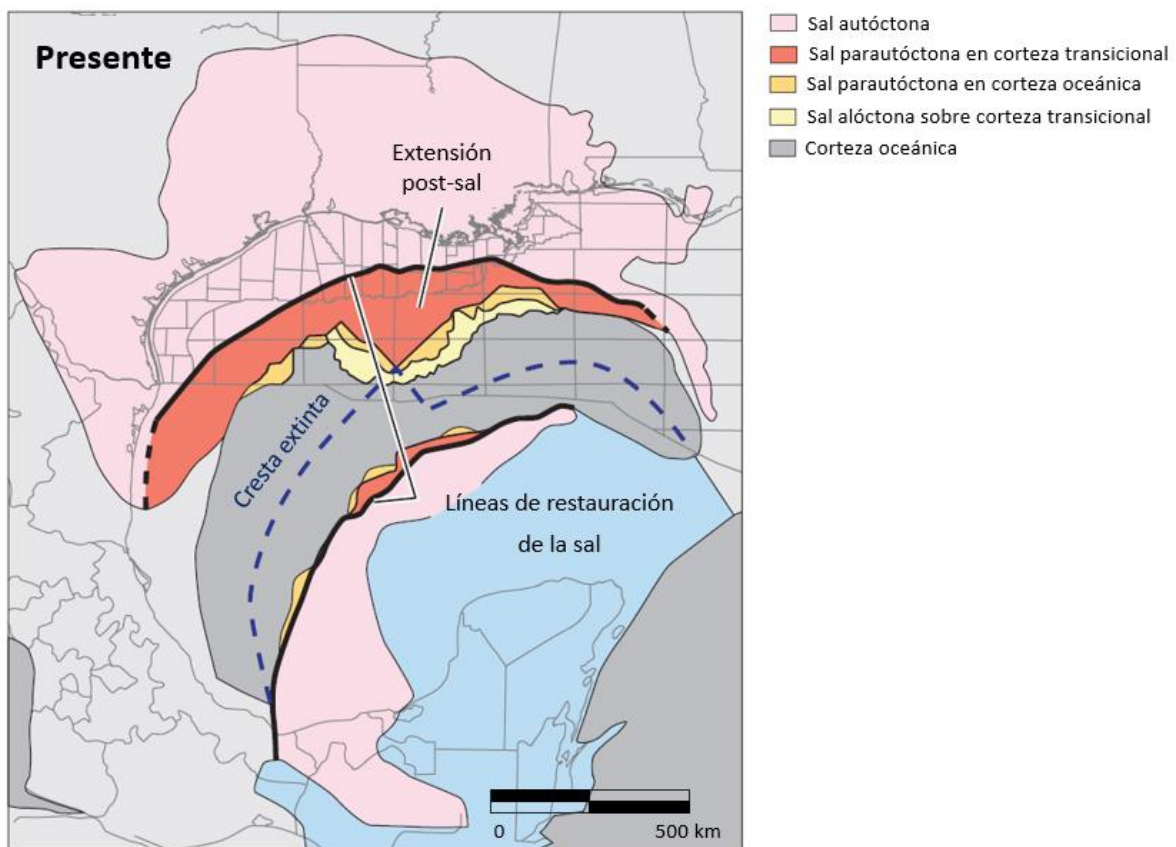


Figura 2.4 Disposición de la sal y estado actual del Golfo de México (Modificada de Hudec et al., 2013).

2.1. Provincia Salina del Bravo

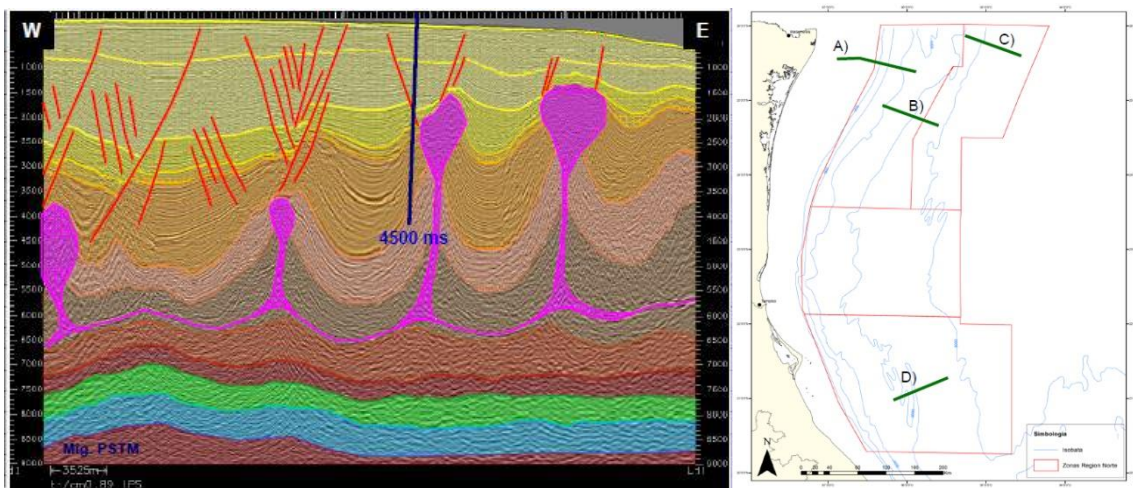
El área de interés, está caracterizada por la presencia de mantos tabulares de sal, *canopies* y diapiros. Interpretaciones de métodos geofísicos potenciales y análisis de velocidades sísmicas sugieren que en la parte occidental de la provincia, se presenta una franja caracterizada por la evaluación de arcilla paleógena, desarrollando depresiones o minicuevas en las que se depositaron sedimentos del Neógeno (Hernández-Flores, 2003).

Estudios de manifestaciones superficiales y muestreo del fondo marino indican que el área es propensa a contener aceite ligero almacenado en areniscas turbidíticas terciarias (Holguín-Quiñones, et al., 2005). En el área de Mini-cuevas, el pozo Vespa-1 resultó productor de aceite en las areniscas del Mioceno Medio (PEMEX, 2014).

2.1.1. Marco estructural

En la provincia Salina del Bravo, se presentan trampas estratigráficas y combinadas; cierres contra falla, acuñamientos contra diapiros y pliegues subsalinos asociados al plegamiento gravitacional terciario (WEC, 2009).

El Cinturón Subsalino corresponde a un régimen compresivo de pliegues por propagación de fallas inversas en sus crestas y flancos, con orientación preferencial NE-SW, nucleados por sal, cubiertos por *canopies* y lenguetas de sal alóctona, como se muestran en la Figura 2.5. La cubierta de *canopies* ocurre por encima de sedimentos del Eoceno Medio, por lo que, la intrusión de los cuerpos de sal alóctona data de al menos la misma edad (CNH, 2015).



La subprovincia de Mini-cuencas se localiza al occidente, representada por una franja subparalela al borde del talud continental, con la presencia de diapiros de sal o arcilla asociados a un régimen extensivo gravitacional con niveles de despegue someros sobre las arcillas del Eoceno Superior, creando estructuras de relleno sin-sedimentario Neógeno y acúñamientos de sedimentos contra diapiros de sal o arcilla (CNH, 2015).

2.1.2. Tectónica salina

La tectónica salina se refiere a la deformación de cuerpos de sal constituidos por halita u otros materiales evaporíticos. Ésta se puede desarrollar por extensión, compresión y halocinesis (deformación generada puramente por gravedad, sin fuerzas tectónicas significativas) (Hudec y Jackson, 2007).

El principal interés en la tectónica de sal proviene de la industria petrolera debido a que muchas de las grandes provincias de hidrocarburos del mundo se encuentran en cuencas de sal (por ejemplo, Golfo de México, Golfo de Persa, Mar del Norte, Cuenca del Bajo Congo, Cuenca de Campos y Cuenca del Pricaspio).

El papel del flujo de sal en la creación de trampas estructurales y la distribución del yacimiento, va más allá, pues la sal es en sí misma un sello para la migración de fluidos. La sal también es un conductor eficaz del calor, elevando la madurez térmica de las rocas por encima de las estructuras de sal y enfriando las rocas que se encuentran debajo o junto a los cuerpos de sal. Por lo tanto, la comprensión de la sal tectónica es fundamental para una exploración eficaz del petróleo y gas en muchas partes del mundo (Hudec y Jackson, 2007).

La sal es mecánicamente débil y fluye como un fluido reológico e incompresible lo que lo hace inherentemente inestable bajo un amplio rango de condiciones geológicas. La fuerza primaria impulsora para la tectónica salina es la carga diferencial, la cual puede ser inducida por fuerzas gravitacionales y el gradiente geotérmico. Existen dos factores que impiden el flujo de la sal: la fuerza de la sobrecarga y la resistencia en los límites del cuerpo salino (Hudec y Jackson, 2007).

Existen diferentes modelos para simular el comportamiento de sal, en las Figuras 2.6, 2.7 y 2.8, se muestran algunos esquemas sobre la evolución de diapiros y *canopies*, los cuales son característicos de nuestra área de interés.

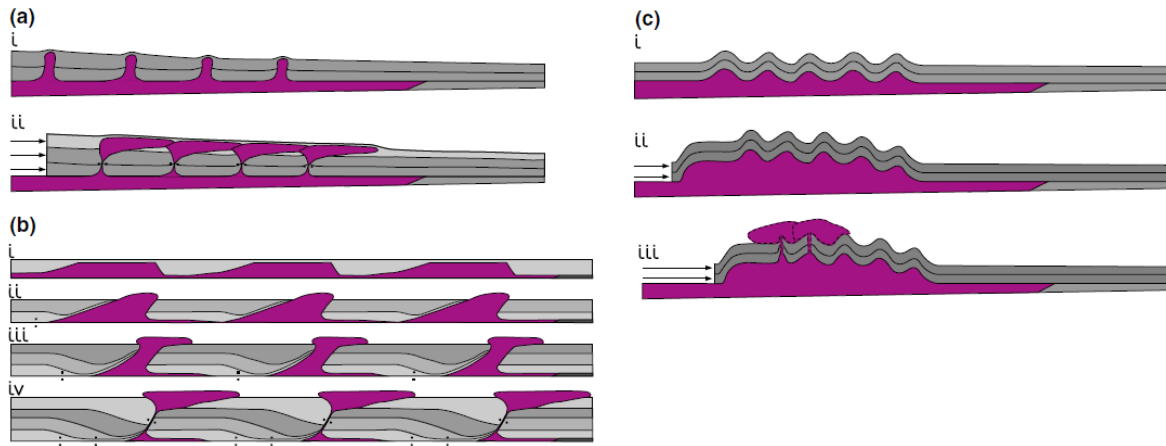


Figura 2.6 Diagramas esquemáticos de diferentes conceptos sobre la evolución para un canopy (a) mecanismo de diapiro exprimido (b) mecanismo *rollover* expulsión (c) mecanismo de anticlinal roto. El acotamiento es esencial para las tres primeras etapas. Los puntos negros marcan los puntos de inicio de la sal (Tomada de Gradmann y Beaumont, 2016).

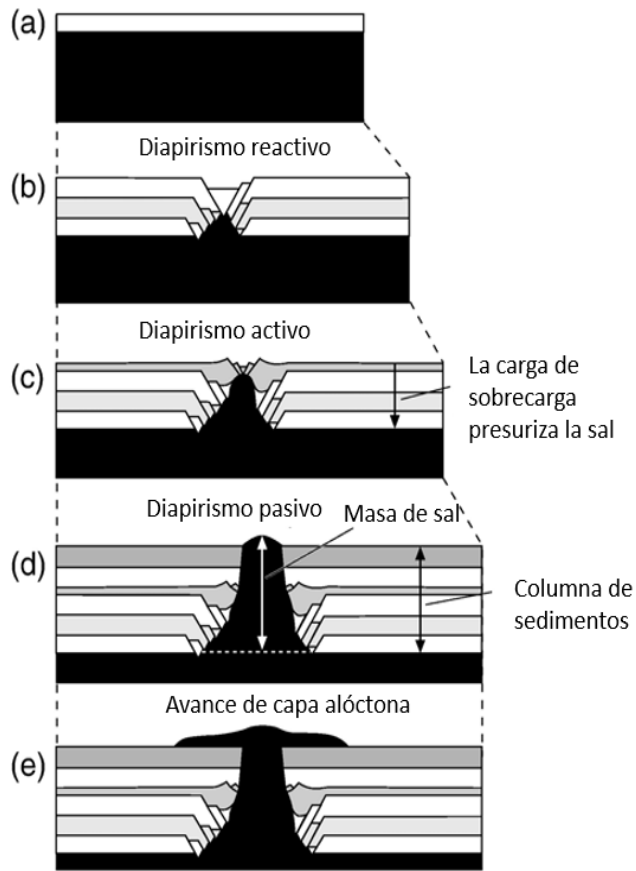


Figura 2.7. Emplazamiento de un diapirio durante extensión regional. La evolución de cada diapirio no cubre necesariamente todas estas etapas (Modificada de Vendeville y Jackson, 1992).

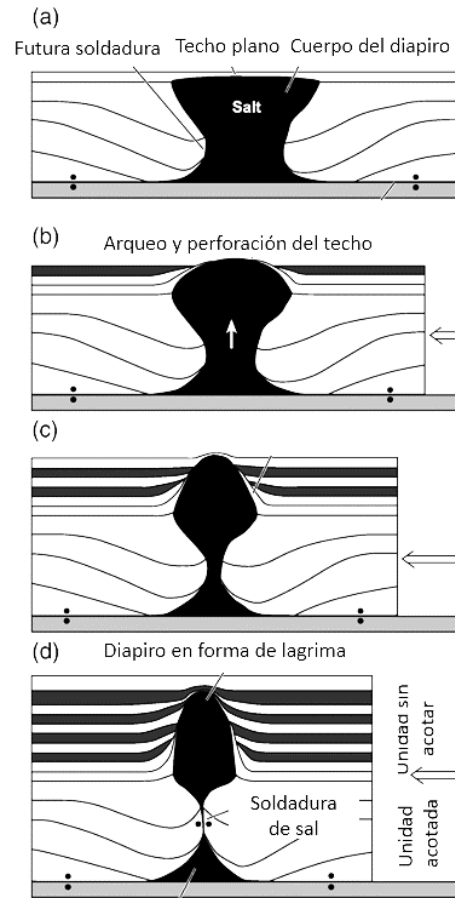


Figura 2.8. Balance estructural durante la formación de un diapirio en forma de lagrima (Tomada de Hudec y Jackson, 2007).

La evolución de sal a partir de su depósito en la porción noroeste del Golfo de México profundo, causó diferentes formas y estructuras durante su desarrollo, las cuales se visualizan en la Figura 2.9.

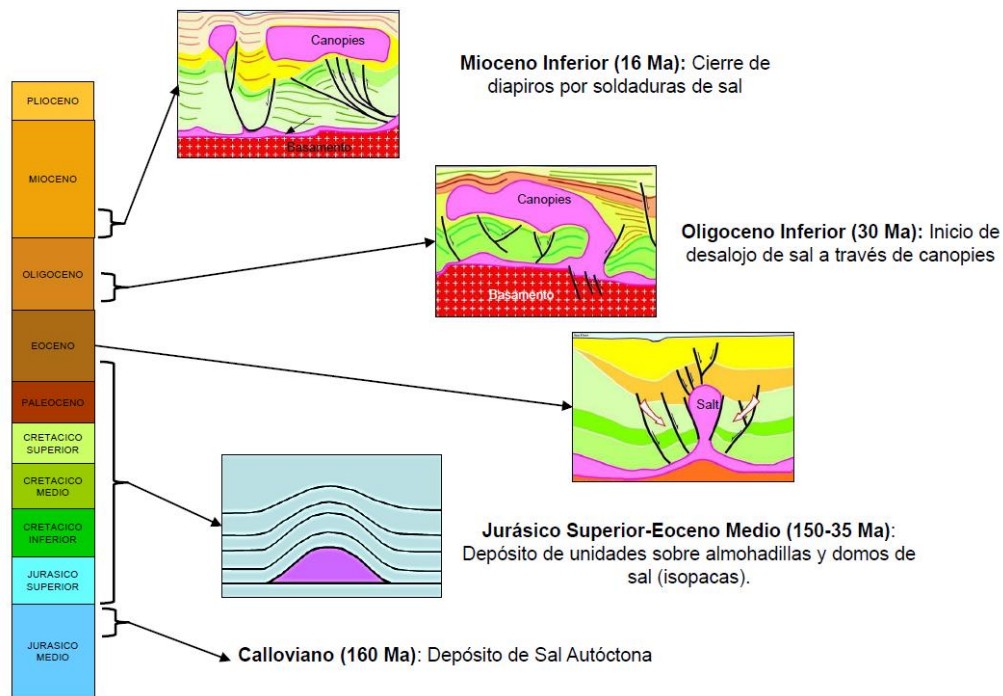


Figura 2.9 Evolución de la sal (Tomada de CNH, 2015).

2.2. Marco estratigráfico

El Golfo de México exhibe una arquitectura estratigráfica de un margen continental divergente (Winker y Buffler, 1988) y contiene en su depocentro una sucesión de estratos del Jurásico Tardío hasta el Holoceno con un espesor total promedio de 20 km (Galloway, 2008).

De manera general, la sedimentación empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, posteriormente el depósito de grandes volúmenes de sal en el Calloviano. A partir del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío la sedimentación fue dominada por carbonatos y es hasta el Paleógeno cuando ocurre un depósito de clásticos gracias a la Orogenia Laramide (Padilla, 2007).

Jurásico Medio

Constituido por el depósito de lechos rojos sobre un basamento ígneo-metamórfico, evolucionando a rocas evaporitas durante la apertura del Golfo de México.

Jurásico Superior

Consiste en un periodo de transgresión marina desde el Oxfordiano hasta el Tithoniano. Durante el Oxfordiano y Kimmeridgiano, se registran facies carbonatas de rampa interna a rampa externa con la presencia local de lóbulos arenosos en la rampa intermedia (CNH, 2015).

En el Tithoniano, ocurre la máxima transgresión marina, depositándose carbonatos finos laminados con limolitas ricas en materia orgánica de ambientes anóxicos de cuenca, relacionada con eventos anóxicos globales del Jurásico Superior, dando lugar a las rocas generadoras con mayor potencial en el Golfo de México.

Cretácico Inferior

Dominado por carbonatos de cuenca, con intercalaciones de flujos clásticos carbonatados, los cuales se encuentran relacionados con deslizamientos sinsedimentarios y flujos turbidíticos de calcarenitas provenientes de la plataforma carbonatada.

Cretácico Superior

El Turoniano, es considerada como una roca generadora, con alto contenido de materia orgánica, depositado en un ambiente anóxico. Mientras que los depósitos del Cretácico Superior presentan cuerpos calcáreo-arenosos, aunque se estiman bajas porosidades y permeabilidades (CNH, 2015).

Paleoceno

Representado por sedimentos de ambientes turbidíticos batiales, conformados por arenas de grano fino con intercalaciones de lutita. Las fuentes de los sedimentos clásticos provienen del Norte y Noroeste, es decir, del delta de Houston, Río Grande y/o Río Bravo, mientras que para la porción central y sur, los sedimentos provienen del Occidente a partir de deltas, a partir de un sistema turbidítico.

Paleoceno Inferior

Representado por la Formación Midway, compuesta por intercalaciones de lutitas y limolitas, fungiendo como sello regional, sobre las rocas del Cretácico.

Paleoceno Superior – Eoceno Inferior

Representado por la Formación Wilcox, que corresponde a cuerpos arenosos, los cuales se encuentran constituidos por facies de lóbulos turbidíticos, canales arenosos y sedimentos limolíticos. El principal aporte sedimentario es del nor-noroeste y un secundario del oeste. Las porosidades y permeabilidades tienen un rango de alto a moderadas, en consecuencia posee una buena calidad como yacimiento.

El miembro denominado como arenas “Whopper” hacia la base del Paleoceno Superior Wilcox corresponde a la unidad con la mayor cantidad de facies arenosas, con intercalaciones de arenas finas y limolitas de ambientes de cuenca. La calidad de la roca almacén ya ha sido probada por los pozos de perforados en el Cinturón Plegado Perdido, con altas porosidades y permeabilidades (CNH, 2015). Mientras que la secuencia arcillosa “Big Shale”, está compuesta de intercalaciones de limolitas y lutitas, que funciona como sello regional, separando a los miembros superior e inferior de la Formación Wilcox.

Eoceno Inferior

Se caracteriza por un ambiente batial arcilloso con intercalaciones de canales y abanicos arenosos distales de origen noroeste y oeste, primordialmente del Delta de Houston y del Río Bravo. Su base corresponde con el miembro superior de la Formación Wilcox y se caracteriza por un contenido mayor de limolitas y lutitas, que gradualmente se incrementan a intercalaciones delgadas de arenas hacia su cima (Lutitas Yoakum). Se ha comprobado sus características a partir del Cinturón Plegado Perdido, exhibiendo buenas a excelentes calidades de yacimiento, sin embargo, muestra espesores reducidos de los intervalos arenosos intercalados con arcillas.

Eoceno Medio

Representa el sello regional de mayor importancia del Golfo Profundo Norte, el cual se encuentra compuesto por lutitas e intercalaciones de limolitas con muy bajas permeabilidades y altas presiones capilares, en general, su distribución es homogénea en el área.

Eoceno Superior

Funge como unidad sello, compuesto por limolitas y lutitas con escasos intervalos arenosos de lóbulos y extensas capas turbidíticas, durante esta época, los sedimentos sufrieron una fuerte deformación tectónica salina, que generó la individualización de zonas, como el área de Mini-cuencas.

Oligoceno

Durante el Oligoceno Inferior, dominaron los ambientes batiales a neríticos, el aporte sedimentario principal proviene desde el Oeste, depositando arenas en el talud y cuenca, un segundo aporte proviene del Noroeste, que gracias a la paleogeografía del fondo marino, modificado por el empuje de la sal alóctona, condiciona la sedimentación de la cuenca y permite separar la procedencia de los sedimentos.

Las facies almacenadoras son intercalaciones de arenas finas y limolitas en facies de lóbulos turbidíticos confinados en una matriz arcillosa (CNH, 2015), su calidad de yacimiento ha sido comprobada por los pozos perforados en el Cinturón Plegado Perdido, presentando una buena calidad de roca almacén, además, cuenta con espesores importantes de intervalos arenosos.

El intervalo del Oligoceno Superior presenta propiedades de roca sello regional, debido al alto contenido de limolitas y lutitas.

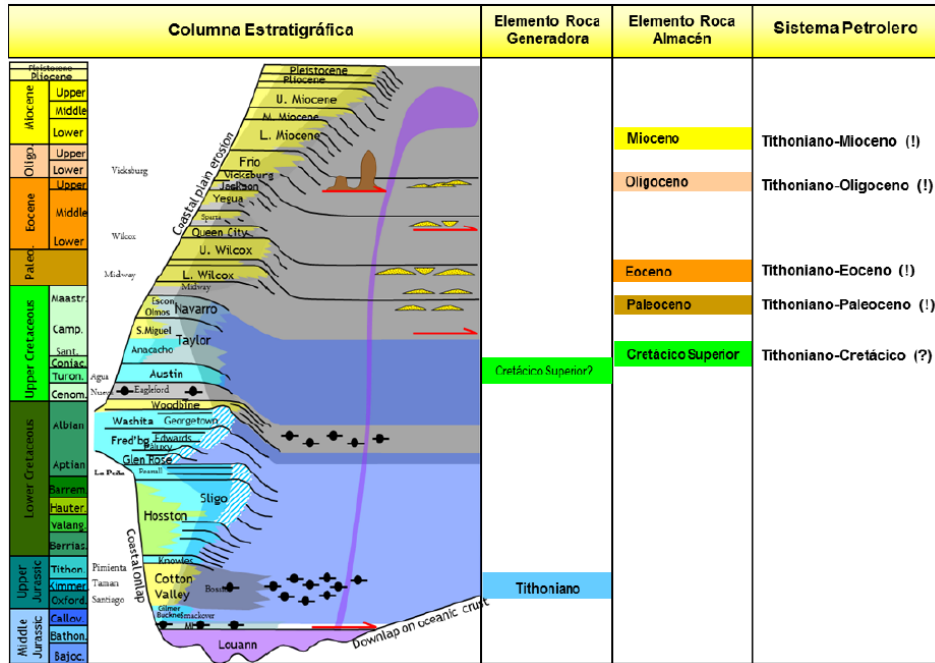
Mioceno

Dominado por ambientes batiales a neríticos con aporte del Oeste y menor medida del Noroeste. El área de mini-cuencas, presenta facies de limolitas con delgadas intercalaciones de arenas finas en facies de lóbulos turbidíticos con gran porcentaje de material arcilloso, en esta área la tectónica salina y arcillosa dio lugar a la formación de paleogeografías negativas, que desarrolló diversas cuencas interdiapíricas por el desalojo de la sal o arcilla.

Los yacimientos principales se observan en el Mioceno Inferior y Medio. La calidad del yacimiento fue comprobada por pozos perforados en la zona de Mini-cuencas (CNH, 2015), mostrando una buena a moderada calidad como roca almacén, presenta delgados intervalos de arenas de grano fino de matriz limo-arcillosa.

La columna estratigráfica tipo del lugar se ejemplifica con la Figura 2.10 de la columna del Cinturón Plegado Perdido publicada en el Atlas del Golfo de México, sección norte de la

Cinturón Plegado Perdido



CNH.

Figura 2.10 Columna estratigráfica del Cinturón Plegado Perdido (Tomada de CNH, 2015).

3. Marco teórico

3.1. Sistema petrolero

El sistema petrolero se define como un sistema natural que abarca un conjunto de roca generadora activa, petróleo y gas, incluye todos los elementos y procesos geológicos necesarios para la formación y acumulación de hidrocarburos. Los elementos esenciales comprenden la roca generadora, roca almacén, roca sello y roca de sobrecarga, mientras que los procesos incluyen la formación de trampas, generación, migración y acumulación del petróleo (Magoon y Dow, 1994).

3.1.1. Elementos del sistema petrolero

Roca generadora

Definida como una roca que tuvo la capacidad de generar y expulsar suficientes hidrocarburos para la formación de una acumulación, se le llama *efectiva* al formar un depósito, pero es considerada como una roca generadora *potencial*, cuando es demasiado inmadura para generar hidrocarburos en su ambiente natural. En general, la industria petrolera considera que la unidad de roca generadora debe tener un porcentaje de carbono orgánico total (COT) mayor a 1.0 o 1.5. La habilidad para que una roca fuente pueda generar petróleo, está definida por (Hunt, 1996):

- I. Cantidad de carbono orgánico total.
- II. Calidad (porcentaje de hidrógeno).
- III. Estado de madurez de la materia orgánica.

Más del 75% de los yacimientos convencionales del mundo, fueron generados durante el Cretácico y Jurásico, periodos con alto depósito de carbono orgánico (Hunt, 1996). Las rocas generadoras del Silúrico, Devónico Superior-Tournaisiano, Jurásico Superior y Cretácico Medio fueron depositadas durante etapas de transgresión, mientras que las del Pennsylvaniano-Pérmico Inferior y Oligoceno-Mioceno durante regresiones marinas (Klemme y Ulmishek, 1991).

Bitterli (1936), establece que la riqueza de materia orgánica no es inherente a una litología en particular, Tabla 2, pero tiende a estar asociada con los sedimentos de grano fino, debido a su mayor capacidad de adsorción (Hunt, 1963), la relación inversa entre el COT y tamaño de grano fue examinado por primera vez por Trask et al., 1932.

Tabla 2. Relación entre el tamaño de grano y el COT, con muestras de la Lutita Viking, Canadá (Tomada de Hunt, 1963).

TAMAÑO DE GRANO	% DE COT
Arena	1.47
Limo (2 – 4 μm)	1.7
Arcilla (< 2 μm)	5.32

I. Cantidad de la materia orgánica, carbono orgánico total (COT)

El carbono existe en las rocas sedimentarias en dos formas: como carbono reducido, principalmente de la materia orgánica formada por procesos biológicos a través del tiempo y carbono oxidado, a partir del carbonato (Hunt, 1996).

La cantidad de materia orgánica es expresada usualmente como carbono orgánico total (COT) y depende de varios factores; como la granulometría, ambiente de depósito, mecanismos de preservación y transporte. La eficiencia para que éste se convierta en una acumulación de petróleo es baja, Magoon y Valin (1994) establecieron un rango de eficiencia del 0.3 al 14 wt%, a partir de un análisis en seis sistemas petroleros alrededor del mundo.

II. Calidad de la materia orgánica

Las rocas generadoras de calidad presentan varias características en común, se forman en ambientes anóxicos o reductores, poseen un COT alto y una proporción atómica de hidrógeno y carbón (H/C) mayor a 1.2 (McCarthy et al., 2011). Además, el factor más importante que controla la generación de aceite y gas es el contenido de hidrógeno de la materia orgánica, por lo que, la cantidad de petróleo generado y expulsado incrementa con la proporción atómica H/C, ver Tabla 3.

En general, la materia orgánica está clasificada en dos grandes tipos (Hunt, 1996):

1. Spropélico: producto de la descomposición y polimerización de grasas, material orgánico lípido, depositados en ambientes subacuáticos, bajo condiciones restringidas de oxígeno. Esta materia orgánica muestra altas proporciones de H/C con un rango de 1.3 a 2.0.
2. Húmico: producto de cambios químicos y bacterianos para la formación de turba, principalmente de plantas terrestres (compuestas primordialmente por lignina y celulosa), carbón vegetal de incendios y otros restos vegetales oxidados, principalmente en presencia de oxígeno y calor en climas tropicales. Tiene una proporción de H/C menor a 1.0.

Tabla 3. Clasificación de la materia orgánica en carbón y rocas sedimentarias (Modificada de Hunt, 1996).

	SAPROPÉLICO		HÚMICO	
Grupo maceral del carbón	Exinita		Vitrinita	Inertita
Macerales del carbón	Alignita Cerina Esporinita Cutinita Resina Liptodetrinita		Telinita Telocollinita Descomocollinita Vitrodetrinita	Fusinita Inertodetrinita Esclerotinita Macrinita
	Amorfo fluorescente		Amorfo no fluorescente	
Tipo de kerógeno	I	II	III	IV
H/C	1.9 - 1	1.5 - 0.8	1.0 - 0.5	0.6-0.1
O/C	0.1-0.02	0.2-0.02	0.4-0.02	0.3-0.01
Fuente	Lacustre	Marino	Terrestre	Pantanos Variados

III. Madurez de la materia orgánica

La madurez de la materia orgánica está íntimamente relacionada con el gradiente de temperatura de la cuenca, así como de la profundidad, el resultado de este proceso es la transformación de la materia orgánica a materia orgánica insoluble llamada kerógeno. Existen diferentes métodos para conocer la madurez de la materia orgánica:

- i. Diagrama de Van Krevelen.
- ii. Pirólisis.
- iii. Reflectancia de Vitrinita (%Ro).
- iv. Biomarcadores.

El kerógeno es la fracción de la materia orgánica, insoluble en solventes orgánicos, formada por macromoléculas de núcleos cíclicos condensados y encadenados por enlaces heteroatómicos o cadenas alifáticas. Es 50 veces más abundante que el bitumen (Hunt, 1972) y en rocas no almacén como lutitas o calizas de grano fino el kerógeno representa del 80 al 99% de la materia orgánica y el resto es bitumen (Tissot, 132, en compu 152). Existen cuatro tipos de kerógenos, basados en las proporciones H/C y O/C del diagrama de Van Krevelen.

i. Diagrama de Van Krevelen

Los cambios que sufre el kerógeno durante el sepultamiento y el aumento de temperatura, son representados mediante el diagrama de Van Krevelen, Figura 3.1, desarrollado en 1961, es uno de los mejores métodos para evaluar la calidad y estado de madurez del kerógeno, a partir de las proporciones de carbono, hidrógeno y oxígeno.

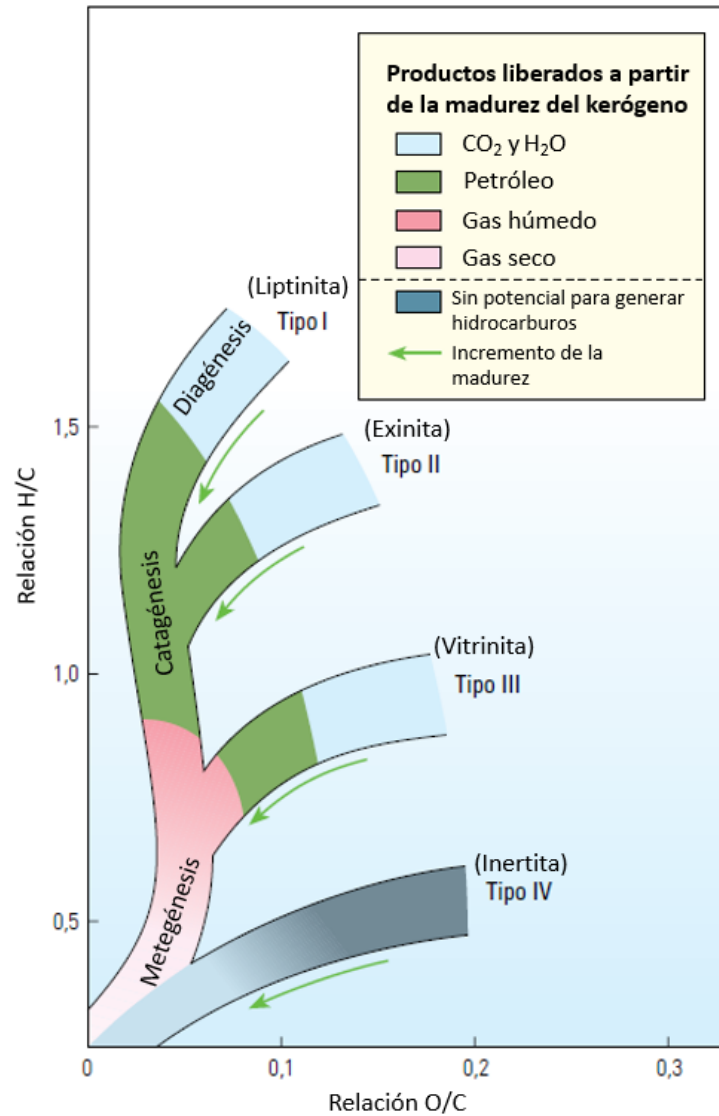


Figura 3.1 Diagrama de Van Krevelen, muestra los cambios producidos en el kerógeno por el incremento de temperatura asociado al sepultamiento, la pérdida de oxígeno se hace muy evidente en la diagénesis, en la cual, se libera CO₂ y H₂O, mientras que el hidrógeno disminuye conforme a la generación de hidrocarburos (Modificada de McCarthy et al., 2011).

ii. Pirólisis

La pirólisis es una técnica que consiste en evaluar la riqueza orgánica a partir del contenido de carbono, básicamente radica en el calentamiento de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, así el carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO₂, los cuales son medidos en una célula infrarroja, para su posterior registro como porcentaje en peso másico de la roca.

La medición del TOC, evalúa tres componentes:

1. El carbono de la materia orgánica extraíble (EOM), que proviene en su mayoría del craqueo térmico del kerógeno, este carbono se encuentra en el aceite y gas que la roca ha generado pero no expulsado.
2. Carbono residual, porción del kerógeno que no posee potencial para la generación de aceite o gas.
3. Carbono convertible, parte del kerógeno, que representa el potencial de generación de petróleo remanente en la roca (Hunt, 1996).

Pirólisis Rock-Eval

El analizador de pirólisis Rock-Eval se ha convertido en un estándar en la industria para la evaluación de las rocas generadoras (McCarthy et al., 2011). Es una técnica programada que consiste en someter a muestras de 100 mg de roca pulverizada a altas temperaturas, su análisis es automatizado, computado, tabulado y volcado en un registro. Los resultados ayudan a caracterizar el tipo de materia orgánica, la evolución térmica de la muestra y el potencial para la generación de hidrocarburos residuales, Figura 3.2 y Tabla 4 y 5:

- Primer pico, S1, registra hidrocarburos libres, los cuales son liberados de la muestra sin separar el kerógeno durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C.
- Segundo pico, S2, registra los hidrocarburos que son liberados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno, indica la cantidad del potencial de hidrocarburos que podrían seguir produciendo la roca generadora si continuará con el proceso de maduración térmica.
- Tercer pico, S3, representa el CO₂ liberado a partir del craqueo térmico del kerógeno, durante la pirólisis, expresado en mg/g.
- Cuarto pico, S4, resultado de la oxidación del carbono orgánico residual en un horno independiente.
- Quinto pico, S5, refleja el CO₂ derivado de la descomposición de los minerales de carbonatos presentes en la muestra (McCarthy et al., 2011).

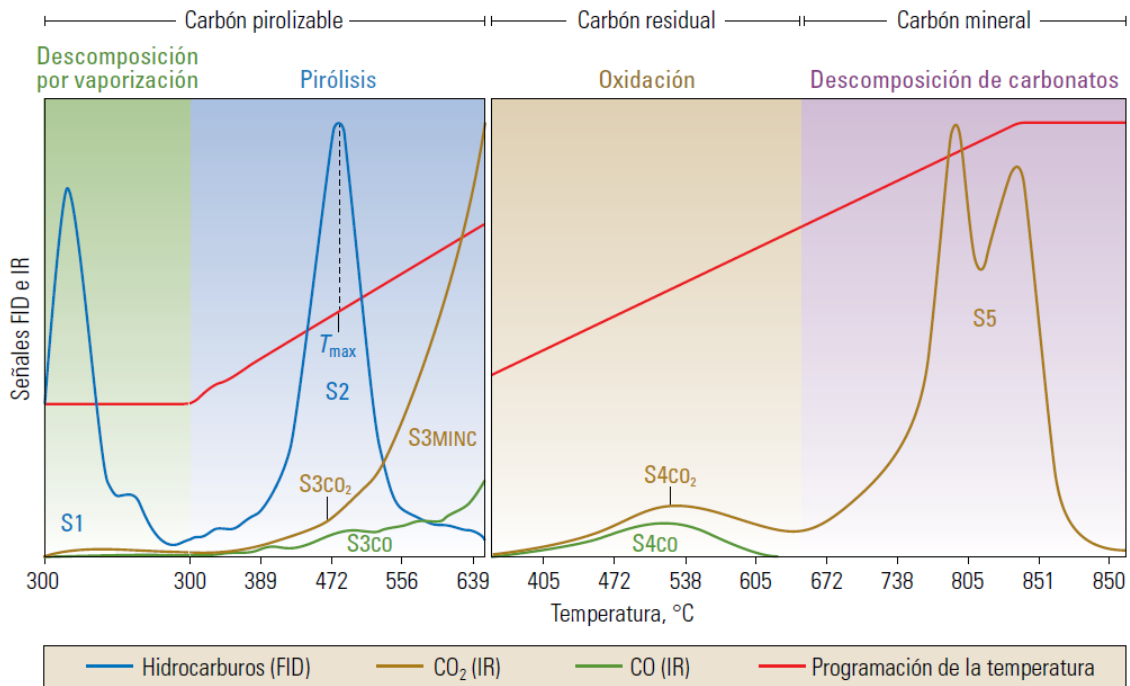


Figura 3.2. Resultado del proceso programado de pirólisis, en el cual es posible observar los picos S1, S2, S3, S4, S5 y $T_{m\acute{a}x}$, los resultados del proceso de pirólisis se computan para determinar los volúmenes de carbón pirolizable, carbón residual, carbón mineral y COT (Tomada de McCarthy et al., 2011).

Tabla 4. Índices importantes a partir de la Pirolisis Rock-Eval; S1, S2 y S3 en (mg/g), COT en (1g/100gr) y $T_{m\acute{a}x}$ en °C (Recopilado de McCarthy et al., 2011).

ÍNDICE	RELACIÓN	DESCRIPCIÓN
HI Índice de hidrógeno	$S2/COT * 100$	Es proporcional a la cantidad de H contenido en el kerógeno, su alto contenido indica un mayor potencial para la generación de petróleo.
OI Índice de oxígeno	$S3/COT * 100$	Cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno, útil para el rastreo de la maduración.
PI Índice de producción	$S1/(S1 + S2)$	Caracteriza la evolución de la materia orgánica, incrementa con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de hidrocarburos.
$T_{m\acute{a}x}$ Temperatura máxima		Representa la temperatura del horno de pirólisis durante el período de máxima generación de hidrocarburos.

Tabla 5. Calidad de la roca generadora a partir de varios parámetros, como el COT, S2, EOM y Hc's, donde Hc's: hidrocarburos (Tomada de McCarthy et al., 2011).

CALIDAD DE LA ROCA GENERADORA				
	TOC, %	Pico S2, $Hc's_{(mg)}/roca_{(g)}$	Peso de EOM, %	Hc's, ppm
No generadora	<0.5	<2	<0.05	<200
Pobre	0.5 a 1	2 a 3	0.05 a 0.1	200 a 500
Regular	1 a 2	3 a 5	0.1 a 0.2	500 a 800
Buena	2 a 5	5 a 10	> 0.2	> 1 200
Muy buena	> a 5	> a 10	-	-

iii. Reflectancia de vitrinita (Ro)

Técnica para evaluar la madurez del kerógeno, dado que, con el aumento de temperatura la vitrinita experimenta reacciones irreversibles, que causan un aumento de reflectancia. La reflectividad (R), es medida a través de un microscopio, las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (Ro), los valores están determinados por el tipo de materia orgánica y están representados en la Tabla 6.

Tabla 6. Reflectancia de la vitrinita, respecto al tipo de material (Recopilado de McCarthy et al., 2011).

Ro (%)	TIPO DE MATERIAL
< 0.6	Kerógeno inmaduro
0.6 a 0.8	Aceite
0.8 a 1.1	Gas húmedo
1.1 a 1.5	Gas con tendencia a la generación de petróleo
>1.5	Gas predominantemente seco

Roca almacenadora

Una roca almacenadora debe contar con dos elementos esenciales; la roca debe tener poros interconectados para almacenar el petróleo y ser permeable a los fluidos y gases (Tissot y Welte, 1982). Otro aspecto importante es el tamaño de poro, si la relación entre el volumen poroso total y área superficial es muy baja, las fuerzas o tensiones capilares de los granos que conforman la roca no permitirá el flujo de los hidrocarburos presentes en ésta, en general, los diámetros de yacimientos clásticos fluctúan entre 0.05 a 0.25 mm.

La mayoría de las rocas almacenadoras son clásticas o dentríticas, es decir, aproximadamente el 60% de los yacimientos petroleros están en rocas clásticas, mientras que el 30% están en carbonatos, aunque el 40% de los campos más grandes de petróleo se encuentran en carbonatos (Tissot y Welte, 1982).

Existe una relación directa entre la porosidad y permeabilidad, la tendencia se puede observar en la Tabla 7, así como su evaluación.

Tabla 7. Evaluación de las porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimiento comunes (Tomada de Levorsen, 1967).

Porosidad %	Permeabilidad mD	Evaluación
0-5	-	Despreciable
5-10	-	Pobre
10-15	1-10	Moderada
15-20	10-100	Buena
20-25	100-1000	Muy buena

Roca sello o *Cap-rock*

Roca sedimentaria de grano fino, capaz de obstruir la migración de hidrocarburos, la existencia de un *play* de petróleo depende de una roca sello regional efectiva (Allen y Allen 2013), para cumplirlo, su presión capilar debe ser mayor a la presión de flotabilidad ascendente ejercida por la columna de hidrocarburos subyacente, que depende de la altura de la columna y la densidad de los hidrocarburos. Las litologías más efectivas son las siliciclásticas y evaporíticas de grano fino, ya que, la presión capilar depende principalmente de esta propiedad física.

El espesor de la unidad sello no es muy relevante para aumentar su efectividad, lo importante es tener una continuidad lateral persistente. La ductilidad es otro requisito importante, particularmente para aquellas que se encuentran distribuidas en áreas con actividad tectónica.

Litología	Ductilidad
Sal	Más dúctil
Anhidrita	
Lutitas ricas en M.O.	
Lutitas arcillosa	
Mudstone	
Sílex	
	Menos dúctil

Tabla 8. Ductilidad de las roca sellos (Tomada de Downey, 1984).

3.1.2. Proceso del sistema petrolero

Generación

La mayoría del hidrocarburo se encuentra en rocas generadoras de ambientes anóxicos a disódicos, debido a que la materia orgánica es rica en hidrógeno. Existen tres etapas de alteración de la materia orgánica importantes para la formación de hidrocarburos; diagénesis, catagénesis y metagénesis (Hunt, 1996).

En síntesis, la materia orgánica a través del incremento de sepultamiento y temperatura es convertida en kerógeno (materia orgánica insoluble), y con aumentos de temperatura posteriores el kerógeno se convierte en hidrocarburo y sólo en algunos casos en bitumen.

Evolución de la materia orgánica y carbón

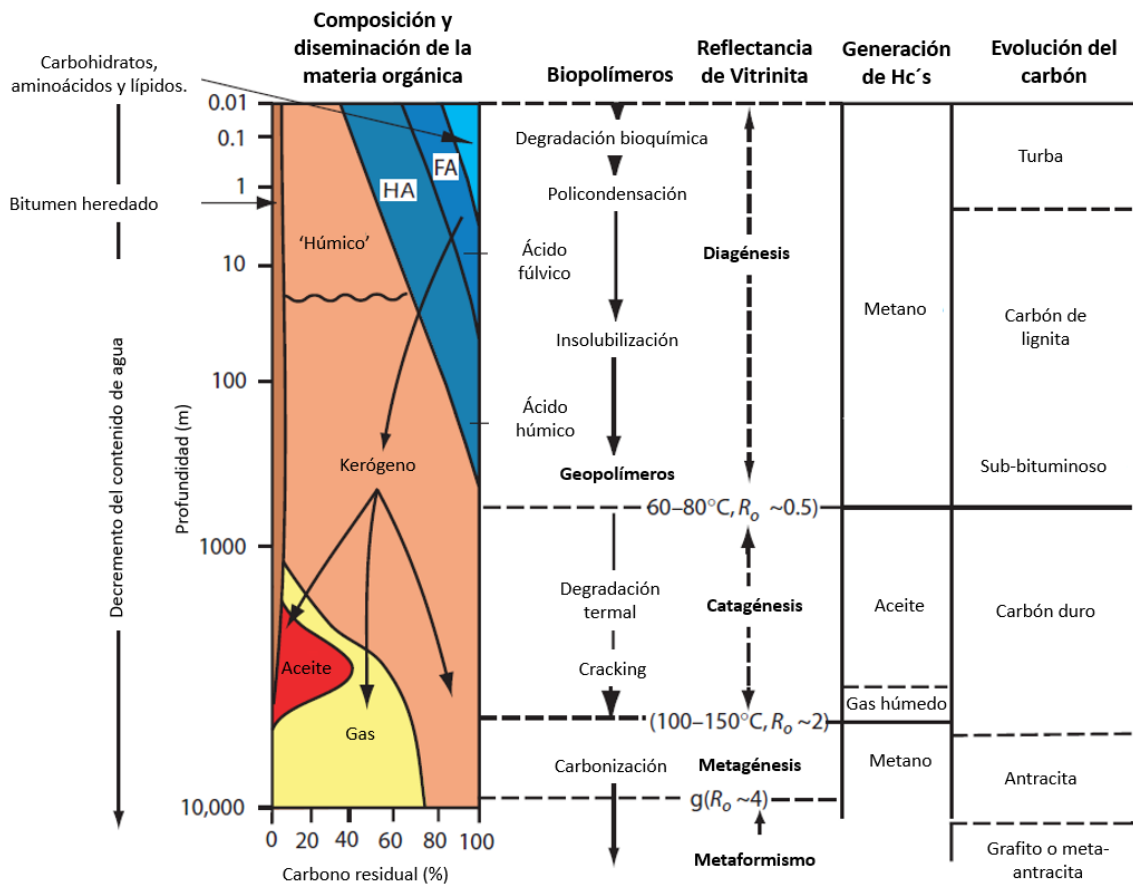


Figura 3.3 Evolución de la materia orgánica y carbón con el aumento de profundidad, relacionando los procesos de transformación de biopolímeros, generación de hidrocarburos, evolución del carbón y la reflectancia de la vitrinita en la diagénesis, catagénesis y metagénesis (Modificada de Allen y Allen, 2013, antes Tissot y Welte, 1984).

Diagénesis

La materia orgánica depositada consiste principalmente de biopolímeros de los seres vivos: carbohidratos, proteínas, lípidos, ligninas y subproductos como la quitina, ceras, resina, pigmentos, glucósidos, grasas y aceites esenciales, algunos son atacados por microbios que usan enzimas para degradar los biopolímeros a simples monómeros, estos monómeros pueden formar complejos geopolímeros de alto peso molecular, que junto con los biopolímeros no degradados, se convierten en precursores del kerógeno, por lo tanto, la diagénesis es un proceso, en el cual los geo-biopolímeros y monómeros, sufren reacciones químicas, implicando la formación de más materiales hidrocarbonados a través de la pérdida de oxígeno, nitrógeno y azufre (Hunt, 1996), además de la generación de bióxido de carbono y metano diagénético en casos especiales (Tissot y Welte, 1982).

El intervalo de profundidad implicado es de algunos cientos de metros hasta 1 km. En términos de la explotación del petróleo, las rocas generadoras se consideran inmaduras en esta etapa (Tissot y Welte, 1982) con temperaturas inferiores a los 50°C (Hunt, 1996).

Catagénesis

La materia orgánica es sujeta a un aumento de profundidad y temperatura causando una degradación termal al kerógeno para producir hidrocarburos en condiciones reductoras. También se produce gas húmedo y en presencia de azufre libre puede reaccionar con los hidrocarburos para formar H₂S. La presión de la sobrecarga puede ser de 300 a 1 500 bares (Tissot y Welte, 1982) y una temperatura entre los 50° a 150°.

Ventana de aceite

El intervalo de profundidad en el cual, existe la mayor generación y expulsión de aceite de la roca generadora, es llamado “La ventana de aceite”, teniendo un rango de temperatura de los 60° a 160 °C, generalmente. Para los depósitos del Jurásico, Cretácico, Paleoceno y Mioceno la generación de hidrocarburos de mayor intensidad empezó a los 60°C, con profundidades de 1 200 a 1 500 (m) para sedimentos actuales (Hunt, 1996).

Metagénesis

Es la última etapa significativa de la alteración termal de la materia orgánica, ya que, el kerógeno residual se transforma a metano junto con dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂) y ácido sulfhídrico (H₂S). El proceso ocurre en un rango de temperatura entre los 200° a 250°C, a una profundidad máxima de 9 583 m (Formación Arbuckle, en la cuenca de Anadarko, E.U.), (Hunt, 1996).

Migración primaria

La migración primaria, comprende el movimiento de los hidrocarburos dentro de la roca generadora y finaliza al alcanzar una unidad permeable y porosa, este proceso se realiza a través de un gradiente de presión, es decir, los hidrocarburos alojados en la roca generadora tendrán a moverse a zonas con menor presión. La expulsión eficiente de hidrocarburos, está ligada a la riqueza de la roca generadora y madurez de los hidrocarburos, para rocas con un TOC > 1.5%, la eficiencia es del 60 al 90%.

El fenómeno de la migración es favorecido por múltiples factores, como la sobrepresión y compactación de la roca fuente, expansión de fluidos con el incremento de temperatura, deshidratación de minerales arcillosos y la generación de microfracturas creadas durante la transformación del kerógeno a hidrocarburo, debido a que existe un significativo incremento de volumen molar (Allen y Allen, 2013).

Migración secundaria

La migración secundaria se caracteriza por concentrar el petróleo en sitios específicos, contrasta de la migración primaria debido a las características del medio por el que se mueve (poroso y permeable) y finaliza con el entrapamiento del hidrocarburo. La principal fuerza que gobierna este proceso es la flotabilidad, causado por la diferencia de densidad entre los hidrocarburos y el agua en los poros, esta migración también está gobernada por un gradiente de presión (hidrodinámica). Ambas migraciones se ejemplifican en la Figura 3.4.

La principal fuerza restrictiva es la presión capilar, la cual aumenta al disminuir el tamaño del poro, cuando esta fuerza es demasiado grande, ocurre el entrapamiento (Allen y Allen, 2013).

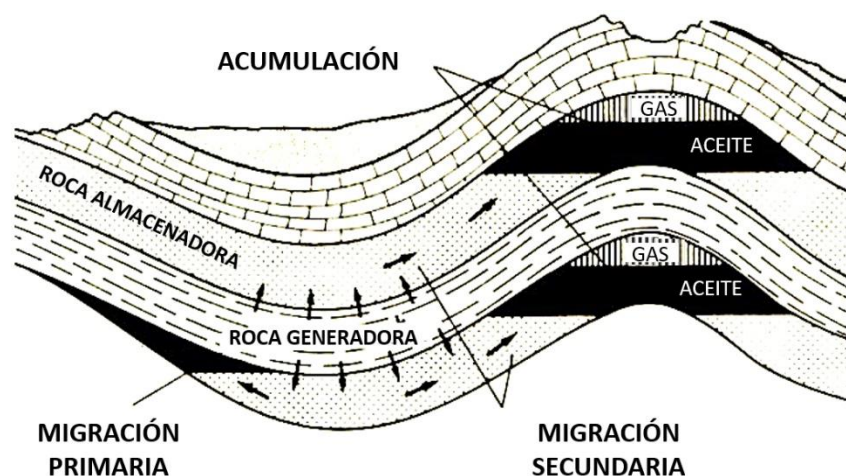
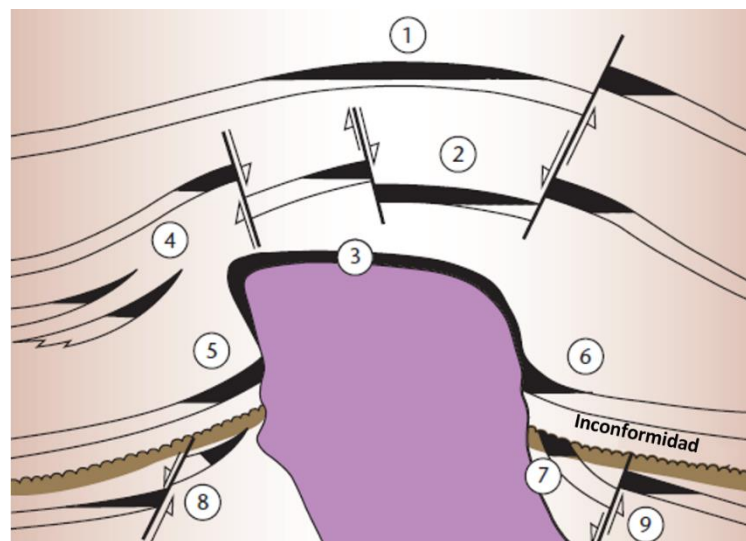


Figura 3.4 Esquema que representa los tipos de migración y la acumulación del aceite y gas “estratificados por densidad” (Modificada de Tissot y Welte, 1984).

Entrampamiento

Una trampa es una característica geológica, la cual permite la acumulación y conservación del petróleo, se pueden formar por actividad tectónica y/o deformación estructural; pliegues y fallas (trampas estructurales) o mediante patrones de depósitos sedimentarios (trampas estratigráficas), que se encuentran relacionada a las características de la secuencia sedimentaria. También existen trampas constituidas por ambos procesos (trampas mixtas/combinadas), (Tissot y Welte, 1982; Knut Bjørlykke, 2010). Algunos de estos tipos de trampas se exponen en la Figura 3.5.



3.2. Esfuerzo y deformación

La mecánica de sólidos es usada ampliamente en las ciencias ingenieriles, el análisis del

Figura 3.5 Trampas asociadas al diapirismo, una amplia variedad de trampas son formadas por tal proceso: 1. Trampa domal simple; 2. Trampa domal fallada en graben; 3. Sello Diapírico; 4. Trampa del
estratigráfica por cambio de facies: up-dip y pinch-out; 5 y 6. Trampas por diapirismo: cambio de permeabilidad; 7. Trampa estratigráfica: inconformidad; 8 y 9. Trampa estructural: fallas normales 30
(Tomada de Allen y Allen, 2013).

comportamiento de los objetos sólidos está fundamentado en la mecánica Newtoniana. La mecánica de sólidos, cuenta con dos elementos claves; la resistencia interna de un cuerpo sólido a fuerzas externas, representado por el esfuerzo y la deformación en respuesta a esas fuerzas externas (Aadhøy y Looyeh, 2011).

La mayoría de los materiales responden a una dependencia lineal entre esfuerzo y deformación, conocida como elasticidad lineal, en la práctica también tienen términos no-lineales, irreversibilidad (plasticidad), tasa de dependencia (viscosidad) y un campo de falla, cuando los límites del esfuerzo son excedidos (Fjaer et al., 2008).

3.2.1. Esfuerzo

El esfuerzo es una fuerza que actúa sobre un área, su magnitud depende de varios factores como: profundidad, presión de poro y procesos geológicos. Generalmente sus unidades son expresadas en la industria en MPa (Sistema Internacional) o en psi (Sistema Inglés), donde 1Mpa=145 psi (Zoback, 2007).

$$\text{Esfuerzo} = \sigma = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}} = \frac{F}{A} \tag{1}$$

El esfuerzo que actúa en un punto de la superficie es formulado como:

$$\sigma = \lim_{\Delta A \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta F}{\Delta A} \right) \tag{2}$$

Esto indica que el valor de esfuerzo puede cambiar de un plano a otro, Figura 3.6. Si el vector de esfuerzo está orientado perpendicularmente a la superficie se le llama esfuerzo normal y cuando es paralelo se le conoce como esfuerzo de cizalla.

Sin embargo, la mayoría de los vectores de esfuerzo son oblicuos, y se resuelve con sus componentes:

- Esfuerzo normal $\sigma (\sigma_n) = \sigma \cos^2 \theta$.
- Esfuerzo de cizalla $\tau (\sigma_s) = \sigma \sin 2\theta / 2$.
- θ es el ángulo entre el vector de esfuerzo y la superficie.
- $F_s = F \sin \theta$ y $F_n = F \cos \theta$.
- F , vector de fuerza.

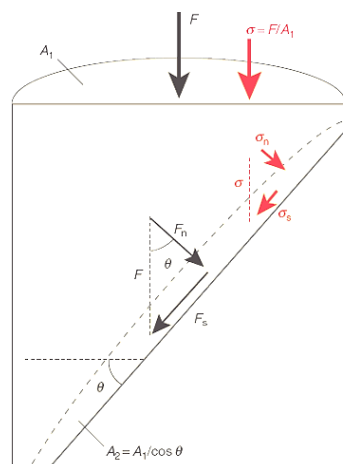


Figura 3.6 Descomposición de una fuerza y esfuerzo (Tomada de Fossen, 2010).

Tensor de esfuerzo

La densidad de fuerzas actuado en una superficie que pasa por un punto es descrita por un tensor de segundo orden, en términos de la mecánica del medio continuo, el esfuerzo actúa en un cuerpo isotrópico y homogéneo a profundidad. Los nueve términos del tensor representan una fuerza con una dirección específica en la cara de un cubo infinitesimal orientado, Figura 3.7:

$$[\boldsymbol{\sigma}] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (3)$$

La diagonal principal, representa las fuerzas normales a la superficie y los seis términos restantes las fuerzas de cizalla.

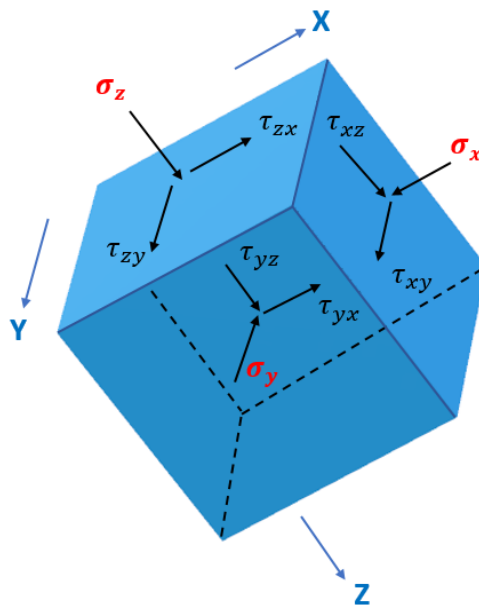


Figura 3.7 Definición del tensor de esfuerzo (Modificada de Zoback, 2007).

La explicación de los subíndices de cada elemento, se ejemplifica con τ_{zx} :

- El primer subíndice indica esfuerzo normal al plano, para el ejemplo es “el eje Z”.
- El segundo subíndice, es la dirección de la componente de cizalla en el plano, en este caso a “al eje X” (Aadnøy y Looyeh, 2011).

El tensor de esfuerzo es conocido en un sistema coordenado, pero puede ser referenciado en cualquier otro, para ello es necesario aplicar una transformación al tensor, este cambio es fundamental, principalmente cuando el sistema coordenado del esfuerzo es *in situ* y debe ser modelado en otro, también es de gran ayuda al cambiar el estado de esfuerzo en términos de los esfuerzos principales.

El sistema coordenado principal, es en el cual, los esfuerzos cortantes o de cizalla desaparecen y los tres esfuerzos principales describen totalmente el estado de esfuerzo, cumpliendo con $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$, este concepto es importante, ya que, los materiales al

estar en contacto con un fluido no pueden soportar la tracción por cizallamiento, así uno los esfuerzos principales es normal a la superficie de la Tierra, mientras los otros dos, actúan en un plano horizontal, ver Figura 3.8 (Zoback, 2007).

Cuando $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ se le conoce como estado de esfuerzo hidrostático, del cual se puede concluir:

- I. El esfuerzo cortante aumenta cuando los esfuerzos principales son diferentes.
- II. Un fluido bajo compresión está en equilibrio hidrostático.
- III. Un fluido en reposo no puede transmitir esfuerzo de cizalla.

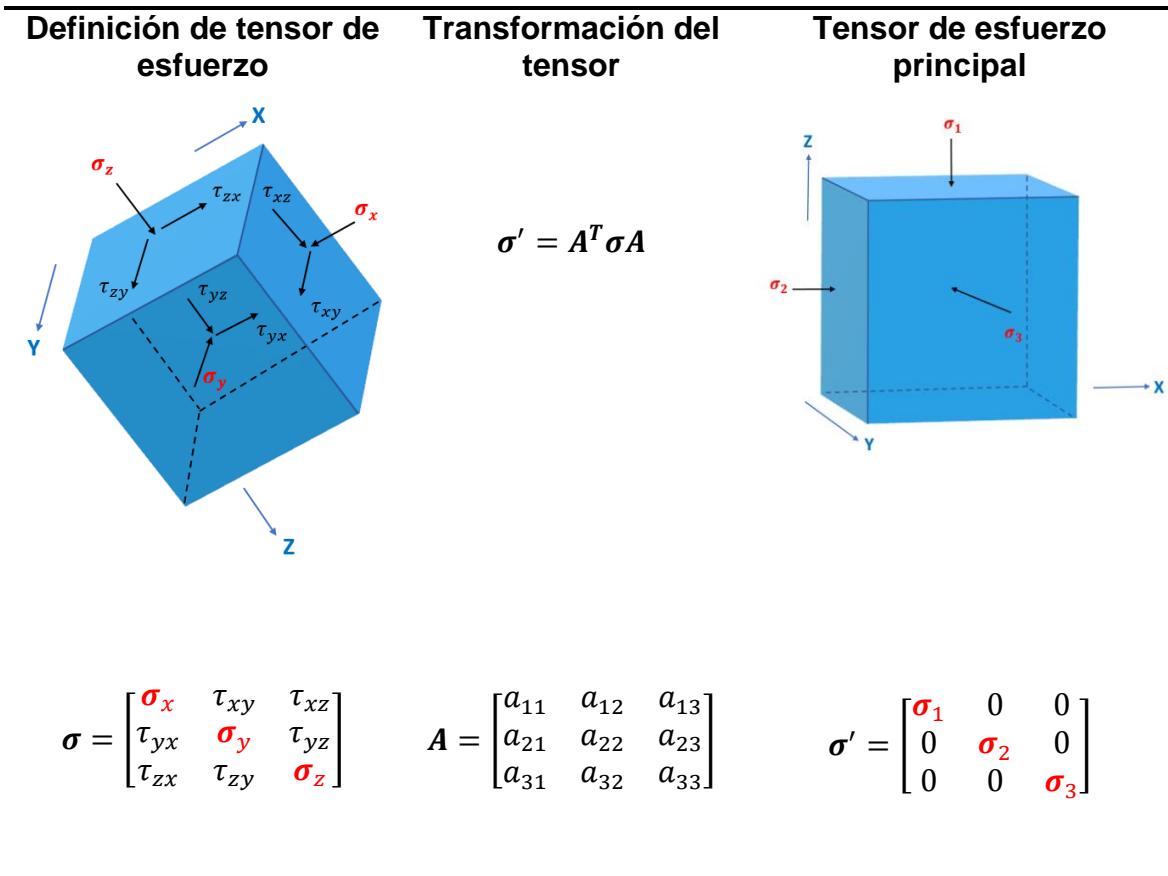


Figura 3.8 Representación de la definición de tensor de esfuerzo en un sistema de coordenados cartesiano arbitrario (Engelder y Leftwich, 1997), la rotación del sistema coordenado de referencia a través de un tensor de transformación y tensor de esfuerzo principal desaparece los esfuerzos de cizalla (Modificada de Zoback, 2007).

Esfuerzo desviador y esfuerzo promedio

El esfuerzo promedio está definido como:

$$\sigma_m = \frac{1}{3}(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) \quad (4)$$

En la litosfera, el esfuerzo promedio está fuertemente relacionado con la presión litostática, que está controlada por la profundidad de sepultamiento y la densidad de la columna de sobrecarga (Fossen, 2010).

El esfuerzo desviador es la diferencia entre el esfuerzo total y promedio:

$$\sigma_{dev} = \sigma - \sigma_m \quad (5)$$

Es posible definir el esfuerzo total o el estado de esfuerzo de la siguiente manera:

$$\sigma = \underbrace{\begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix}}_{\text{Estado de esfuerzo}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \sigma_m & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_m & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_m \end{bmatrix}}_{\substack{\text{Esfuerzo promedio} \\ \text{(Componente isotrópico)}}} + \underbrace{\begin{bmatrix} (\sigma_x - \sigma_m) & \tau_{12} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & (\sigma_y - \sigma_m) & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{32} & (\sigma_z - \sigma_m) \end{bmatrix}}_{\substack{\text{Esfuerzo desviador} \\ \text{(Componente anisotrópico)}}$$

La razón para dividir el estado de esfuerzo en dos componentes es debido a que muchos mecanismos de fallas son causados por el esfuerzo desviador/*deviatoric stress*, dado que éste refleja el nivel de esfuerzo cortante (Aadnøy y Looyeh, 2011). Es decir, el tensor del esfuerzo desviador representa el estado anisotrópico del esfuerzo total (Fossen, 2010).

Esfuerzo efectivo

Las rocas son materiales porosos que consisten en una matriz (granos) y fluido, el esfuerzo de la sobrecarga está representado por esfuerzo total causado por cargas externas, el cual es soportado por la presión de poro y parcialmente por la matriz de la roca, por lo tanto el esfuerzo total es igual a la presión de poro y el esfuerzo efectivo (Aadnøy y Looyeh, 2011):

$$\sigma = \sigma' + p_p \quad (6)$$

La mecánica de rocas está relacionada principalmente con la falla de la matriz de la roca, en consecuencia su análisis de falla se rige por el esfuerzo efectivo:

$$\sigma' = \sigma - p_p \quad (7)$$

Como un fluido en reposo no puede transmitir tensiones de corte, el esfuerzo efectivo es válido para esfuerzos normales y, por lo tanto, el esfuerzo cortante permanece inalterado (Terzaghi, 1943).

Esfuerzo de *bulk*

El esfuerzo "promedio" del volumen poroso se denomina esfuerzo de *bulk*, por lo consiguiente, es una superposición de la presión de poro y esfuerzo de la roca, que debe estar en equilibrio con todas las cargas externas. Un cuerpo homogéneo bajo una carga constante se deforma horizontal y verticalmente, si el esfuerzo vertical en cada ubicación es igual a la carga superior y la tensión es igual a cero, entonces se trata de un esfuerzo uniaxial, de forma contraria, sería un esfuerzo compresivo.

En una cuenca no influenciada tectónicamente la carga vertical aumenta aproximadamente linealmente con la profundidad, aunque, propiedades geomecánicas heterogéneas causan diferentes relaciones de esfuerzo. Los procesos tectónicos agregan un esfuerzo compresivo (positivo) o de tensión (negativo) en los componentes horizontales, incluso si son demasiado grandes pueden convertirse en el esfuerzo principal, además, las fallas y domos de sal perturban la tendencia homogénea del esfuerzo.

3.2.2. Deformación/ *Strain*

El término deformación, hace referencia a la distorsión que sufre un objeto, por consiguiente es la transformación de una geometría inicial a una final, mediante la translación y/o rotación rígida de un cuerpo, o bien, por la distorsión y/o cambio de volumen, algunos ejemplos se muestran en la tabla (Fossen, 2010). La deformación es cuantificada en términos de la dimensión original (Aadnøy y Looyeh, 2011):

$$Deformación = \epsilon = \frac{\Delta l}{l_0} = \frac{\text{dimensión deformada}}{\text{dimensión inicial}} \quad (8)$$

Teoría de elasticidad

La mayoría de los materiales tienen la habilidad de resistir y recuperarse de deformaciones producidas por fuerzas, esta habilidad es llamada elasticidad y es la base de la mecánica de rocas (Fjar et al., 2008).

Para el diseño de componentes, estructuras artificiales y evaluación de la integridad de sistemas naturales que han sido perturbados por el hombre, la teoría la elasticidad desempeña un papel importante, tal teoría, crea una relación lineal entre la fuerza de imposición (esfuerzo) y la deformación resultante, para la mayoría de los materiales que se comportan total o parcialmente de forma elástica (Aadnøy y Looyeh, 2011).

Material linealmente elástico

Un material linealmente elástico es en la que el esfuerzo y la deformación son linealmente proporcionales y la deformación es reversible. Se puede conceptualizar como la aplicación de una fuerza a un resorte, donde la constante de proporcionalidad K , es la constante del resorte, y en una roca elástica es E , módulo de Young, esquematizado en la siguiente Figura 3.9 y 3.10.

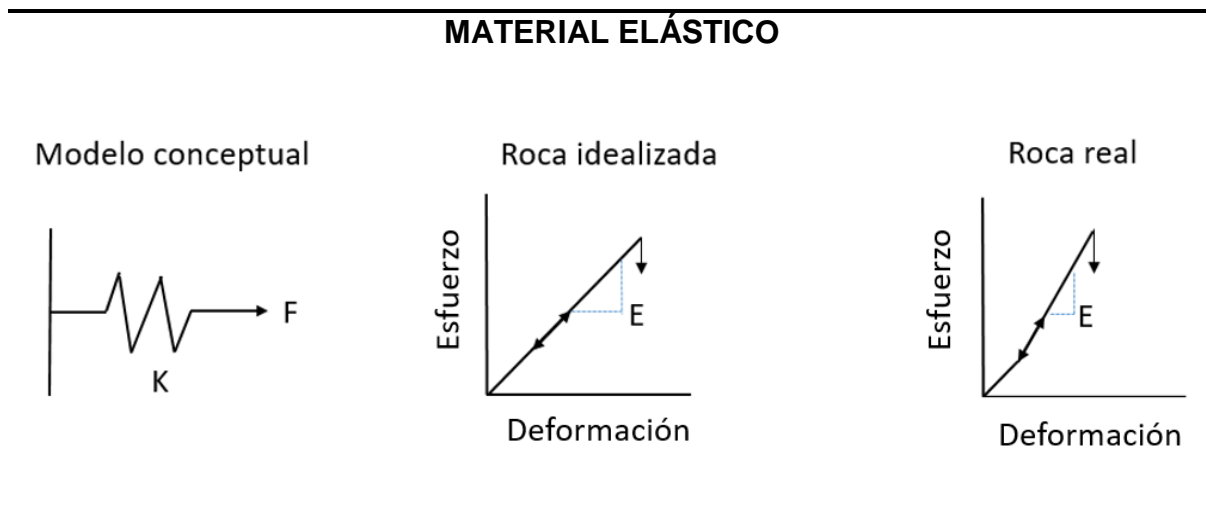


Figura 3.9. Material elástico (Modificada de Zoback, 2007).

El grado en que una estructura se deforma depende de la magnitud de la carga impuesta o por esfuerzo, por ello, el esfuerzo es fundamental en mecánica de sólidos. Sin embargo, el esfuerzo no puede ser medido directamente, pero puede ser calculado a partir de la deformación, que puede medirse *in situ* o en laboratorio.

Ley de Hooke

La relación lineal entre esfuerzo–deformación, se representa mediante la siguiente ecuación, conocida como la Ley de deformación de Hooke:

$$\sigma_x = E \varepsilon_x \quad (9)$$

La pendiente del diagrama hace referencia al módulo de elasticidad (módulo de Young), E .

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \tag{10}$$

La relación transversal deformación ϵ_y y deformación axial ϵ_x , está definida como la relación de Poisson, expresada como:

$$\nu = -\frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \tag{11}$$

Las propiedades de los materiales bajo una fuerza de cizalla son evaluadas a partir de pruebas de cizalla o por métodos de pruebas de torsión, de las cuales se genera un gráfico esfuerzo de cizalla–deformación de cizalla, conocido como relación deformación–esfuerzo de cizalla, Figura 3.11 (Aadnøy y Looyeh, 2011).

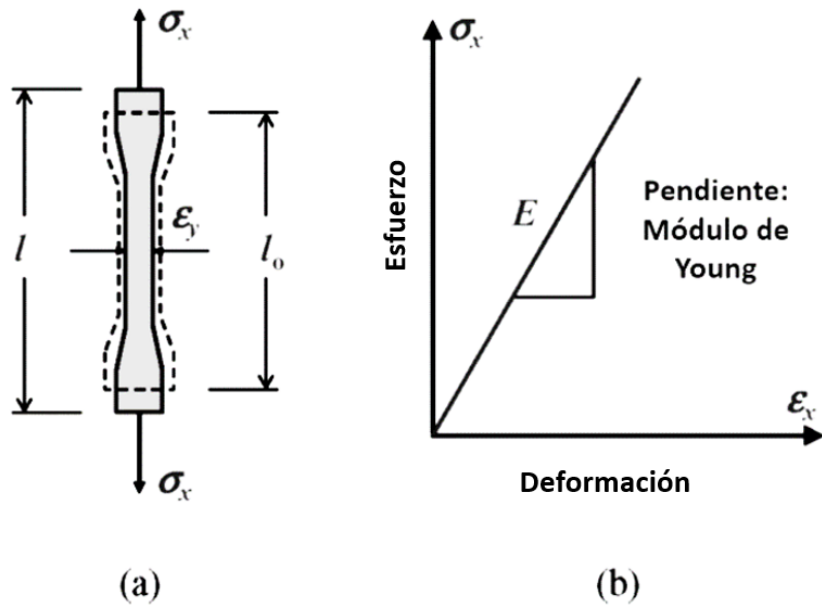


Figura 3.10 Diagrama deformación–esfuerzo, que muestra la deformación elástica lineal (Tomada de Aadnøy y Looyeh, 2011).

Para la región elástica lineal, el esfuerzo por cizalla y deformación por cizalla son proporcionales, y de la cual se define la Ley de Hooke en cizalla:

$$\tau = G\gamma \tag{12}$$

Donde τ : esfuerzo por cizalla, G : módulo de cizalla o rigidez y γ : deformación por cizalla.

MÓDULOS DE ELASTICIDAD PARA ROCAS ISOTRÓPICAS HOMOGÉNEAS

Deformación axial: $\epsilon_y = \frac{\partial u_y}{\partial y}$

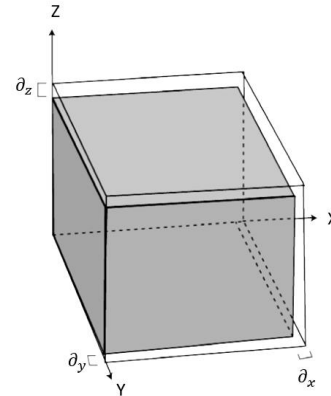
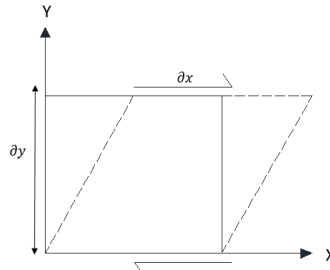
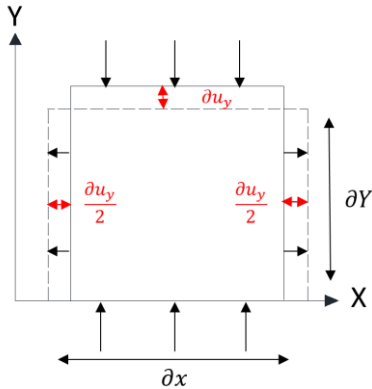
Expansión lateral: $\epsilon_x = \frac{\partial u_x}{\partial x}$

Deformación de cizalla:

$$\epsilon_{xy} = \frac{\partial u_x}{\partial y}$$

Deformación volumetrica:

$$\epsilon_v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z$$



Módulo de Young: $E = \frac{\sigma_y}{\epsilon_y}$, $\sigma_y \neq 0$

Coefficiente de Poisson: $\nu = -\frac{\epsilon_y}{\epsilon_x}$

Módulo de cizalla:

$$G = \frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_{yx}}{\epsilon_{yx}} \right)$$

Módulo de Bulk, K:

(Compresibilidad $C = k^{-1}$)

$$K = \frac{\sigma_m}{\epsilon_v}$$

Figura 3.11 Ilustración esquemática de la relación entre esfuerzo-deformación y el significado físico de los módulos elásticos de uso frecuente en diferentes tipos de mediciones de deformación idealizada (Modificada de Zoback, 2007).

Modelo de Terzaghi y Biot

La teoría de esfuerzo y deformación ha sido desarrollada y profundizada para sólidos puros, así que para rocas saturadas con fluidos es necesario modelos más complejos para el análisis de presión de poro y esfuerzo de roca. Existen dos modelos simplificados, propuestos por Terzaghi con una base experimental y Biot en derivaciones teóricas, ambos están basados en la introducción del esfuerzo efectivo σ' en lugar del esfuerzo total σ (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Poroelasticidad

Con el aumento de profundidad los fluidos en los poros de la roca, toman un papel importante en su comportamiento mecánico; los poros saturados con un fluido desarrollaran un comportamiento poroelástico, en que la rigidez de la roca dependerá de la tasa de fuerzas externas aplicadas.

Existen tres suposiciones para este concepto:

- I. Un sistema de poros interconectados, uniformemente saturado con fluido.
- II. El volumen de porosidad efectiva total es pequeño comparado con el volumen de la roca.
- III. Se debe considerar la presión de poro, el esfuerzo total externo actuando en la roca y el esfuerzo actuando en granos individuales en términos de valores uniformes promedios estadísticos (Zoback, 2007).

Para entender mejor el concepto, es necesario tocar el tema de esfuerzo efectivo/ *effective stress*, basado, principalmente en el trabajo pionero de mecánica de sólidos por Terzaghi (1923), quién estableció que el comportamiento de un sólido (roca saturada), está controlado por esfuerzos efectivos; que es la diferencia entre aplicar esfuerzos externos y presión de poro interna, representado mediante la siguiente ecuación, Figura 3.13:

$$\sigma = \sigma' + p_p \quad (13)$$

Lo que significa que la presión de poro influye en los componentes normales de esfuerzo: $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$, y no en los componentes de cizalla. El cambio de presión de poro debido a la aplicación de presión está definido por el coeficiente de Skempton denotado por la letra "B":

$$B = \Delta P_p / \sigma_m \quad (14)$$

Si se considera una fuerza actuando en un único contacto de grano, toda la fuerza que actúa en el grano es transmitida al contacto de grano, así el balance de fuerzas es:

$$F_T = F_g \tag{15}$$

Y en términos de esfuerzo y área:

$$\sigma_{xx}A_T = A_c\sigma'_c + (A_T - A_c)P_p \tag{16}$$

Donde:

F_T : fuerza total.

F_g : fuerza de grano.

A_c : área de contacto entre granos.

σ'_c : esfuerzo normal efectivo actuando en el área de contacto.

P_p : presión de poro.

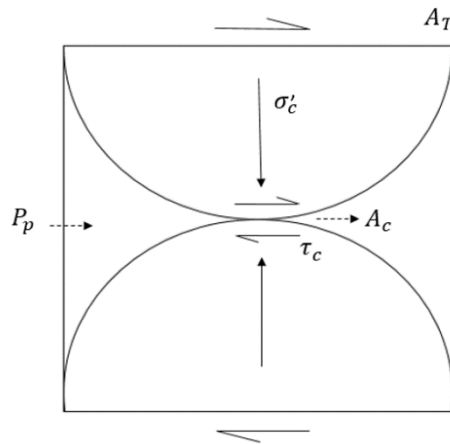


Figura 3.12 Representación esquemática, el esfuerzo actuando en el contacto de los granos está dado por la Ley de Terzaghi (1923) (Tomada de Zoback, 2007).

Al introducir un nuevo parámetro, “a”, donde:

$$a = \frac{A_c}{A_T} \tag{17}$$

Entonces:

$$\sigma_{xx} = a\sigma'_c + (1 - a)P_p \tag{18}$$

El esfuerzo intergranular puede ser obtenido tomando el límite donde “a” se vuelve muy pequeño:

$$\lim_{a \rightarrow 0} a\sigma'_c = \sigma'_g \tag{19}$$

Entonces el esfuerzo efectivo actuando en un grano individual, σ'_g , está dado por:

$$\sigma'_g = \sigma - (1 - a)P_p = \sigma - P_p \tag{20}$$

Cuando la fuerza aplicada es demasiado rápida, la presión de poro incrementa, debido a que los fluidos de los poros transmiten algunos de los esfuerzos aplicados y la roca no se drena, pero cuando la fuerza aplicada es lenta, cualquier incremento en la presión del fluido asociado con la compresión de los poros tiene tiempo para drenar y la dureza de la roca es la misma como si no hubiera fluido presente Figura 3.14.

MATERIAL POROELÁSTICO

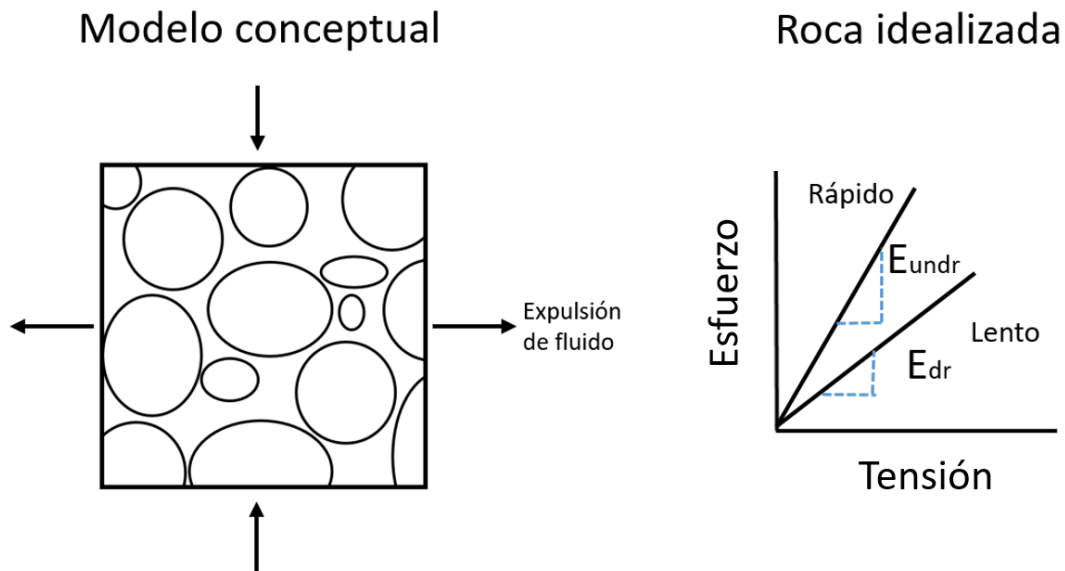


Figura 3.13 Ilustración esquemática del comportamiento poroelástico, E_{undr} hace referencia al estado mecánico, donde no presenta drenado del fluido, mientras que E_{dr} hay drenado (Modificada de Zoback, 2007).

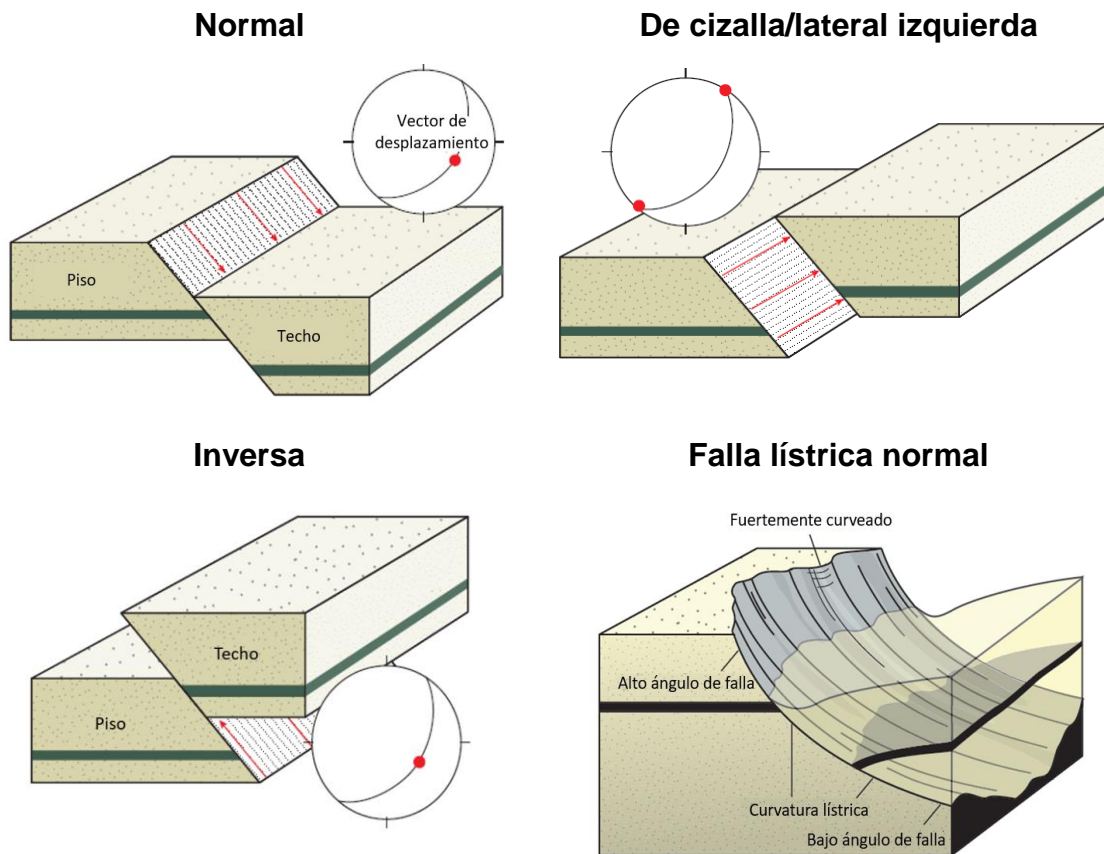
Fallas

Las fallas juegan un papel importante en el flujo de los fluidos y formación de presión, su formación y crecimiento pueden ser causadas por fuerzas extensionales o compresionales provocadas principalmente por el movimiento de las placas tectónicas, que pueden ser descritos y modelados a través de aproximaciones cinemáticas y análisis estructural, Tabla 9.

La caracterización de fallas, se apoya de diferentes métodos directos e indirectos, en la industria petrolera, los perfiles sísmicos, registros geofísicos y núcleos son de gran importancia para su análisis, ya que, ayudan a tener datos puntales reales. En el modelado de cuecas se toma en cuenta la geometría de las fallas y sus principales propiedades en el presente y paleo-tiempo (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Tabla 9. Tipos de fallas y su representación en la falsilla de Smith, el punto rojo indica el vector de desplazamiento (Modificada de Fossen, 2010).

Tipos de fallas



3.3. Presión

Uno de los valores físicos fundamentales es la presión, es un escalar que se representa con un único valor para cada ubicación y sólo se aplica a fluidos. En un medio poroso, la presión es frecuentemente introducida como la presión del fluido en los poros, o sea, la presión de poro, el equivalente físico en las rocas es el tensor de esfuerzo. Tanto el esfuerzo de la roca como la presión de poro describen la respuesta del material a una carga externa (Hantschel y Kauerauf, 2009).

3.3.1. Presión de poro

La presión de poro está definida como la presión ejercida por los fluidos de formación en las paredes de los poros de la roca (Aadnøy y Looyeh, 2011). La presión de poro soporta parte del peso de la sobrecarga, la cual también es tomada por los granos de la roca (Rabia, 1985), por lo tanto, el valor medido de presión en los fluidos de los poros, es la presión de poro, Figura 3.14. El flujo del fluido junto con la compactación pueden disminuir la presión inducida por la sobrecarga y como resultado la presión del poro es usualmente más pequeña que la presión litostática (Hantschel y Kauerauf, 2009).

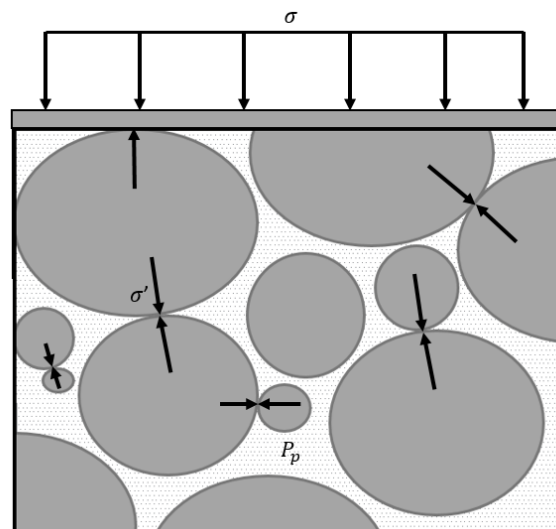


Figura 3.14 Se muestra la presión de poro y el esfuerzo efectivo en una roca porosa, sellada con un material impermeable, donde σ' : esfuerzo efectivo y p_p : presión de por (Modificada de Aadnøy y Looyeh, 2011).

La pérdida de fluido permite la rotación de granos, generando una mayor compactación en la fábrica, que provoca la disminución de presión de poro y porosidad, así la diferencia entre presión litostática y la de poro es una medida de compactación (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Las formaciones se clasifican en función de la magnitud de sus gradientes de presión de poro. En general, se conocen dos tipos de presión de formación, que son:

- I. Formación normal de presión de poro (hidro-presión): ocurre cuando la presión de poro es igual a la presión hidrostática de toda la columna de agua de formación, usualmente del orden de 0.465 psi/ft.
- II. Formación anormal de presión de poro (geo-presión): existe en regiones donde no hay un flujo de fluido directo hacia las regiones cercanas o adyacentes, ya que, son impermeables, generando el entrapamiento de los fluidos, su rango es entre 0.8 a 1.0 psi/ft (Aadhø y Looyeh, 2011).

3.3.2. Presión hidrostática

La presión hidrostática es equivalente al peso de la columna de agua medido a partir del nivel medio del mar y, por lo tanto, depende de la densidad del agua en los poros. El nivel hidrostático cero puede ser definido arbitrariamente, ya que, únicamente los gradientes y no los valores absolutos de las presiones controlan el flujo del agua intersticial. La presión hidrostática no es una medida de presión, es una presión teórica para capas compactadas ideales o de baja sedimentación (Hantschel y Kauerauf, 2009):

$$p_h(h) = \int_0^h g \rho_w dz \quad (21)$$

Donde:

$z = 0$, nivel del mar

$h =$ profundidad

$\rho_w =$ densidad del agua

Los valores positivos son debajo del nivel medio del mar y los negativos sobre él. La presión hidrostática negativa en el nivel del agua subterránea es el potencial del agua subterránea, en el modelado de cuencas, usualmente se asume que el nivel del agua subterránea es idéntico a la superficie del sedimento.

La densidad del agua varía de acuerdo a los valores de salinidad, mientras que su dependencia a la temperatura y presión es relativamente pequeña y despreciable. Para simplificar se asume dos densidades constantes:

- I. Agua marina $\rho_{sea} = 1100 \text{ kg/m}^3$
- II. Agua de poro $\rho_w = 1040 \text{ kg/m}^3$

3.3.3. Presión litostática

La presión litostática p_l es equivalente a la carga total de los sedimentos que la sobreyacen (densidad de bulk ρ_b y fluidos), el nivel cero litostático es la superficie de la Tierra.

$$\text{Costa dentro (Tierra)} \quad p_l(h) = g \int_{h_s}^h \rho_b dz \quad (22)$$

$$\text{Costa fuera (mar)} \quad p_l(h) = g \int_0^{h_w} \rho_{sea} dz + g \int_{h_w}^h \rho_b dz \quad (23)$$

Donde h_s es la superficie del sedimento.

Es posible simplificar la integral sobre el peso de los sedimentos de la sobrecarga, y ser remplazado por una sumatoria de los pesos de las capas individuales, con espesores d_i (i es el número de capas), densidad de la roca ρ_{ri} y porosidades ϕ_i .

$$p_l(z) = \rho_{sea} g h_w + g \sum_{i=1}^n d_i [\rho_w \phi_i + \rho_{pri} (1 - \phi_i)] \quad (2.7) \quad (24)$$

Para una columna sedimentaria homogénea con una densidad constante de roca, puede ser simplificada de la siguiente manera:

$$\text{Costa dentro} \quad p_l(h) = g \rho_{sea} h_w + g \rho_r (h - h_w) - g (\rho_r - \rho_w) \int_{h_w}^h \phi dz \quad (25)$$

$$\text{Costa fuera} \quad p_l(h) = g \rho_r (h - h_s) - g (\rho_r - \rho_w) \int_{h_s}^h \phi dz \quad (26)$$

La integral restante en la ecuación, es el porcentaje del peso del agua en la columna sedimentaria. En grandes profundidades, el término $(1 - \phi)$ no cambia significativamente, es decir, la curva tiende hacia una línea recta para un tipo de sedimento. El término de potencial litostática, es usado para la diferencia entre presión litostática e hidrostática: $u_l = p_l - p_h$, Figura 3.15 (Hantschel y Kauerauf, 2009).

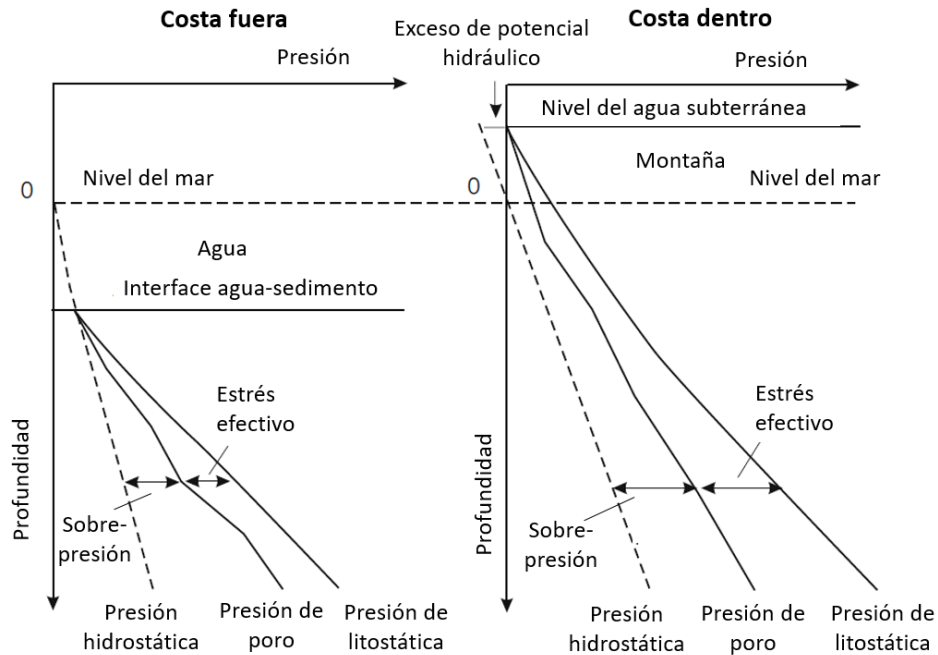


Figura 3.15 Esquemas de presión hidrostática, poro y litostática, en dos casos: costa fuera y dentro. En el modelado de cuencas, generalmente el nivel del agua subterránea coincide con la superficie, así la presión de poro y litostática tienen el mismo nivel cero (Tomada de Hantschel y Kauerauf, 2009).

La presión y esfuerzo primarios son causados por procesos de sedimentación y subsidencia, produciendo sobrecarga en la superficie de las rocas. Los mecanismos principales para la compactación, son el reacomodo de los granos, que modifica la densidad de la fábrica y la cementación, es decir, compactación mecánica y química, respectivamente. De manera general, existen tres componentes necesarios para formular un modelo mecánico de sedimentos porosos:

- I. Esfuerzo de *bulk*.
- II. Presión de poro.
- III. Compactación.

Sin embargo, existen efectos adicionales como transformaciones mineralógicas, *cracking* del kerógeno o fracturamiento que deberían tomarse en cuenta (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Porosidad

La porosidad es el volumen poroso de un sedimento y puede ser expresado como la porosidad absoluta ϕ_a :

$$\phi_a = \left(\frac{V_b - V_s}{V_b} \right) \tag{27}$$

Donde V_b = volumen de *bulk* y V_s = volumen del sólido

La porosidad efectiva es una propiedad de gran importancia para el análisis de la roca almacenadora y se representa mediante ϕ_e :

$$\phi_e = \left(\frac{V_i}{V_b} \right) \quad (28)$$

Donde V_i = volumen de poro interconectado

La porosidad también se puede expresar como el espacio vacío en relación con el volumen sólido, conocido como relación de vacío e :

$$e = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad (29)$$

Compactación

La compactación es el reacomodo de los granos que genera una fábrica más densa provocando la reducción del espacio poroso y está relacionada con una disminución de las gargantas de poro y su conectividad. Este proceso de rotación, aplastamiento y deformación de los granos se llamada compactación mecánica. La compactación es causada por la carga de la sobrecarga, la carga actúa en el fluido del poro y en los granos de acuerdo a sus compresibilidades (Hantschel y Kauerauf, 2009).

La compactación mecánica es casi irreversible, incluso la porosidad se mantiene cuando el esfuerzo efectivo está disminuyendo debido al levantamiento, erosión o un incremento en la sobrepresión. La mayoría de las funciones de compactación mecánica son relaciones de esfuerzo efectivo-porosidad, con porosidad decreciente para aumentar el esfuerzo efectivo. Las funciones dependientes del tipo de litología se pueden medir a través de una prueba de compresión triaxial (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Compresibilidad

La compresibilidad en ausencia de un fluido en el poro, se relaciona con el decremento del volumen de *bulk* junto a el esfuerzo total promedio, sin embargo, la presencia de agua en el poro retarda la compactación, por ello, su análisis es descrito a través de del esfuerzo efectivo promedio σ'_m , en lugar del esfuerzo total promedio, y una reducción de presión de poro:

$$\sigma'_m = \sigma_m - p_p \quad (30)$$

Por tal motivo, Terzaghi (1923) confirmó experimentalmente que incrementando el esfuerzo total promedio o disminuyendo la presión de poro produce la misma cantidad de

compactación. El esfuerzo efectivo de Terzaghi puede ser introducido como un tensor de esfuerzo σ' (Hantschel y Kauerauf, 2009):

$$\sigma' = \sigma - p_p I \tag{31}$$

Donde I es el tensor de la unidad

En la práctica, las leyes de compactación basadas en la definición de esfuerzo efectivo de Terzaghi están escritas en términos de la pérdida de porosidad contra la componente del esfuerzo efectivo vertical σ'_z . La restricción al esfuerzo efectivo vertical significa que se asume una relación fija entre el esfuerzo horizontal y vertical. En la mayoría de las rocas, la compresibilidad de Terzaghi C_T disminuye rápidamente durante la compactación, la cual es altamente usada en el modelado de cuencas.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = -C_T \frac{\partial \sigma'_z}{\partial t} = -C_T \frac{\partial (p_l - p_p)}{\partial t} \tag{32}$$

Donde:

$\frac{\partial \phi}{\partial t}$: Cambio de porosidad en el tiempo.

C_T : Compresibilidad de Terzaghi.

$\frac{\partial \sigma'_z}{\partial t}$: Cambio de esfuerzo efectivo de la sobrecarga con el tiempo.

p_l : Presión litostática.

El comportamiento compresivo para rocas clásticas y carbonadas son representadas por curvas en la siguiente Figura 3.16, con parámetros del modelo Athy de profundidad

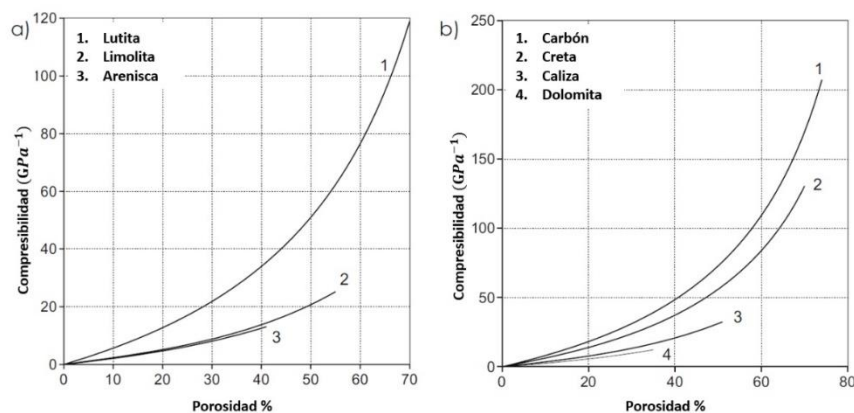


Figura 3.16. Curvas de compresibilidad para varias litologías usando ley de profundidad de Athy (Tomada de Hantschel y Kauerauf, 2009).

hidrostática, las cuales son muy parecidas a otros modelos de compactación.

A través de la formulación de varios modelos de compactación, es posible ver la diferencia entre cada uno, los parámetros determinados para la mayoría de las litologías arrojan curvas de compactación muy similares, excepto el modelo de Mudstone, que generalmente no es adecuado para la aproximación de la tendencia de compactación para bajos rangos de porosidad. Las curvas estándar para lutita se muestran en la Figura 3.17 por diferentes

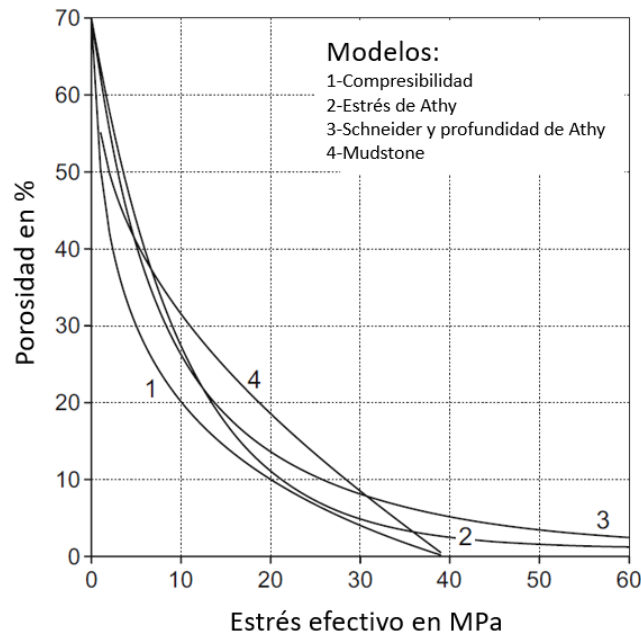


Figura 3.17 Comparación de diferentes leyes de compactación para lutita (Tomada de Hantschel y Kauerauf, 2009).

modelos.

Ecuación de presión de poro

La ecuación de presión de poro es una ecuación del flujo de fluido en una fase, está basada en el balance de masa y agua de poro, tal ecuación relaciona las fuerzas impulsoras con tasas de flujo. La fuerza impulsora para flujo del agua del poro es el gradiente de sobrepresión, la ley de Darcy establece una relación lineal entre el cambio de velocidad de descarga del fluido de poro \mathbf{v} y el gradiente de sobrepresión ∇u asumiendo un flujo relativamente lento para un fluido Newtoniano. El factor de proporcionalidad es la movilidad $\mu = k/v$, que está en función de la permeabilidad de cada tipo de roca k y la viscosidad del fluido v :

$$\mathbf{v} = -\frac{k}{v} \nabla u \tag{33}$$

La reducción de la porosidad debido a la compactación mecánica está formulada con la Ley de compactación de Terzaghi, mientras que la pérdida de porosidad inducida por compactación química es una función dependiente de la temperatura y esfuerzo efectivo $f_c(T, \sigma')$:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = -C \frac{\partial \sigma'_z}{\partial t} - f_c(T, \sigma'_z) \quad (34)$$

El modelo básico trata únicamente con la compactación mecánica y supone las definiciones de esfuerzo efectivo de Terzaghi, que arrojan la siguiente ecuación de presión:

$$-\nabla \cdot \frac{k}{v} \cdot \nabla u = -\frac{1}{1-\phi} \frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{C}{1-\phi} \frac{\partial \sigma'_z}{\partial t} = \frac{C}{1-\phi} \frac{\partial (u_l - u)}{\partial t} \quad (35)$$

$$\frac{C}{1-\phi} \frac{\partial u}{\partial t} - \nabla \cdot \frac{k}{v} \cdot \nabla u = \frac{C}{1-\phi} \frac{\partial u_l}{\partial t} \quad (\text{ecuación de valores de frontera}) \quad (36)$$

La ecuación muestra que la carga de la sobrecarga causa incremento de sobrepresión y compactación. La pérdida de agua de los poros está siempre relacionada con la descarga de la sobrepresión, la fábrica reacciona instantáneamente con compactación mecánica.

Los dos parámetros litológicos: la compresibilidad y la permeabilidad controlan el flujo de fluido y la formación de presión. La compresibilidad del *bulk* describe la habilidad de marco de las rocas para compactarse y también controla cómo la sobrecarga influye en la presión de poro. La compresibilidad de *bulk* en la ecuación de presión no debe estar mezclada con el grano o la compresibilidad del fluido, la cual tiene órdenes de magnitud muy pequeños.

- Cuanto mayor sea la compresibilidad del elemento, mayor será la disminución de la presión de poro y menor la formación de sobrepresión.
- La permeabilidad controla las tasas y el patrón del flujo y los resultados de los campos de presión de poro.
- La sobrepresión es un elemento que no puede decrecer si los elementos aledaños son impermeables, incluso cuando los elementos son altamente permeables o compresibles.
- La permeabilidad puede variar por varios órdenes magnitud, el rango de facies altamente permeables (arenas) a bajas permeabilidades (lutita) o facies casi impermeables (sal).
- Si existen límites inferiores y laterales son áreas sin flujo, lo que significa que el gradiente de sobrepresión a lo largo de la superficie normal \mathbf{n} se establece en cero $\mathbf{n} \cdot \nabla u = 0$, los llamados límites cerrados (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Procesos que generan sobrepresión

- I. Sobrecargar la carga con baja compactación mecánica.
- II. Cementación.
- III. Procesos de expansión de fluidos

Sobrecargar la carga con baja compactación mecánica

El peso de la sobrecarga induce la formación de presión debido a la compactación sedimentaria incompleta y es el principal proceso para la formación de sobrepresión.

El incremento de la pérdida de fluido genera una diferencia entre el esfuerzo de la roca y la presión de poro, permitiendo la compactación, que cambia la proporción entre el esfuerzo de la roca y la presión del fluido, ya que, disminuye la compresibilidad de la roca y *bulk*, por lo que decrece el espesor de la matriz sólida. El resultado de estos procesos es siempre la reducción de la sobrepresión, ya que, la pérdida de compactación es mayor que el aumento local de la sobrepresión debido al adelgazamiento de la matriz sólida. Finalmente, la compactación mecánica se considera un proceso de reducción de sobrepresión (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Compactación química

Otra fuente para la sobrepresión es la compactación química derivada de la cementación, que ocurre en todas las arenas y carbonatos, y es la principal responsable de la disminución de porosidad a grandes profundidades, donde la compactación mecánica es casi insignificante.

Expansión de fluidos

El tercer grupo de procesos de generación de sobrepresión abarca mecanismos de expansión de fluidos: generación de aceite y gas, el cracking del aceite y gas, expansión de agua termal, cambios mineralógicos como la conversión de esmectita a illita; en todos estos procesos la masa o la densidad de los fluidos cambia y produce un aumento de la presión del fluido controlado por la compresibilidad del fluido. La sobrepresión aumenta debido a mecanismos de expansión que suele ser pequeño comparado con la compactación mecánica y química.

Permeabilidad

La permeabilidad consiste en dos factores: la permeabilidad de la roca (intrínseca) y la permeabilidad relativa. La permeabilidad intrínseca k es principalmente afectada por la

estructura porosa: especialmente del diámetro de la garganta de poro y la conectividad de poros. La unidad de permeabilidad es el Darcy ($1D=0.98692 \times 10^{-12} m^2$) o milidarcy (mD).

La relación de permeabilidad más comúnmente utilizada es la relación Kozeny-Carman, figura 3.26, sin embargo, Ungerer (1990) propuso una relación revisada de ésta para el uso práctico en el modelado de cuencas:

$$k(\phi) = 2 * 10^{16} k \frac{\phi'^5}{S^2(1 - \phi')^2} \quad \text{si } \phi' < 0.1 \quad (37)$$

$$k(\phi) = 2 * 10^{14} k \frac{\phi'^3}{S^2(1 - \phi')^2} \quad \text{si } \phi' > 0.1 \quad (38)$$

Donde:

S : área superficial específica (m^2/m^3).

k : factor de escala dependiente de cada litotipo.

ϕ' : porosidad corregida $\phi' = \phi - 3.1 * 10^{-10} S$.

4. Construcción del modelo

A través del tiempo existe depósito de sedimentos, erosión, compactación, flujo de fluidos, eventos tectónicos y térmicos, que afectan a una cuenca sedimentaria y que puede contribuir o no a la formación del sistema petrolero. Para la simulación de estos procesos geológicos, el modelado de sistemas petroleros reconstruye la historia de los elementos y procesos de éste, con el objetivo de determinar si existieron las condiciones adecuadas para la acumulación y preservación de hidrocarburos.

Para la construcción del modelo 2D de la sección C-C', se requirió utilizar la herramienta PetroMod 2D, versión 2017, la cual modela la evolución de una cuenca sedimentaria y permite estudiar procesos dinámicos, incluyendo generación de hidrocarburos, rutas de migración, tipo y cantidad de hidrocarburo. De tal manera que el flujo de trabajo realizado se esquematiza en la Figura 4.1:

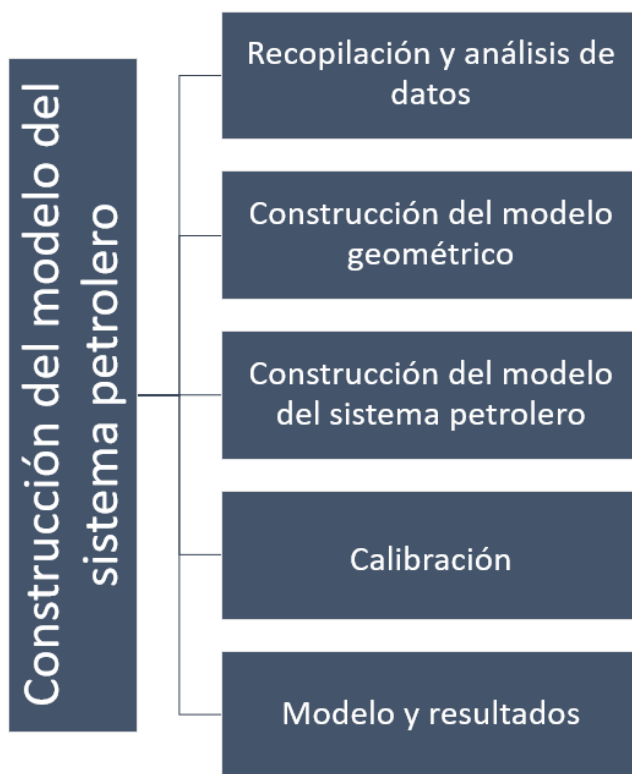


Figura 4.1 Flujo de trabajo para la construcción del modelo del sistema petrolero de la sección transversal C-C'.

4.1. Recopilación y análisis de datos geológicos y petroleros

La sección base de este trabajo de tesis, denominada C-C', es una sección restaurada en cuatro paleosecciones, ubicada en la provincia Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido, las cuales fueron tomadas del atlas GOLFO DE MÉXICO-AGUAS PROFUNDAS NORTE de la CNH, 2015. La información requerida fue derivada principalmente de datos públicos, como gacetas, atlas y otras publicaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Petróleos Mexicanos (PEMEX) y artículos científicos.

Se definieron pozos de control con información necesaria para la alimentación y calibración del modelo 2D de la sección C-C'. Tal información, fue obtenida a partir de una petición a la Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) a través de una solicitud al Comité Técnico de Información de Hidrocarburos de la UNAM (CTIHUNAM).

La información solicitada y proporcionada fue de los pozos de aguas profundas¹: Caxa-1, Vespa-1, Vasto-1, Exploratus 101 y Trión-1; la información fue revisada y clasificada para su posterior análisis y manejo antes de ingresarla al software.

1 ANEXO "C" DE LA LICENCIA DE USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS, A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, DE FECHA 11 DE DICIEMBRE DE 2017, BAJO LA NOMENCLATURA CNIH-C-00417, EMITIDA POR LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.

AVISO

"Esta información es propiedad de la Nación y su acopio, resguardo, uso, administración y actualización, así como la publicación de la misma corresponde a la CNH. El uso de esta información está restringido al titular de la Licencia de Uso no exclusivo de la información contenida en el CNIH, identificada bajo la nomenclatura CNIH-00417 de fecha 11 de diciembre de 2017, y está sujeta a los términos de confidencialidad de la misma."

4.2. Construcción del modelo geométrico

Para la generación del modelo del sistema petrolero, es necesario realizar un modelo geométrico que sustente la transformación estratigráfica y estructural que ha sufrido la cuenca a lo largo de la historia geológica hasta el presente, por tal motivo, se utilizó la sección C-C', sus tres restauraciones (23.03, 28.10 y 66,00 Ma) y una propuesta adicional de 166 Ma, para representar al basamento antes del inicio de la deformación

La sección C-C', posee una longitud de 231 km y una profundidad de 20 km, lo que la convierte en una sección regional transversal NW-SE del Golfo de México Profundo, sección norte, frente a la costa de Tamaulipas, Figura 4.2.

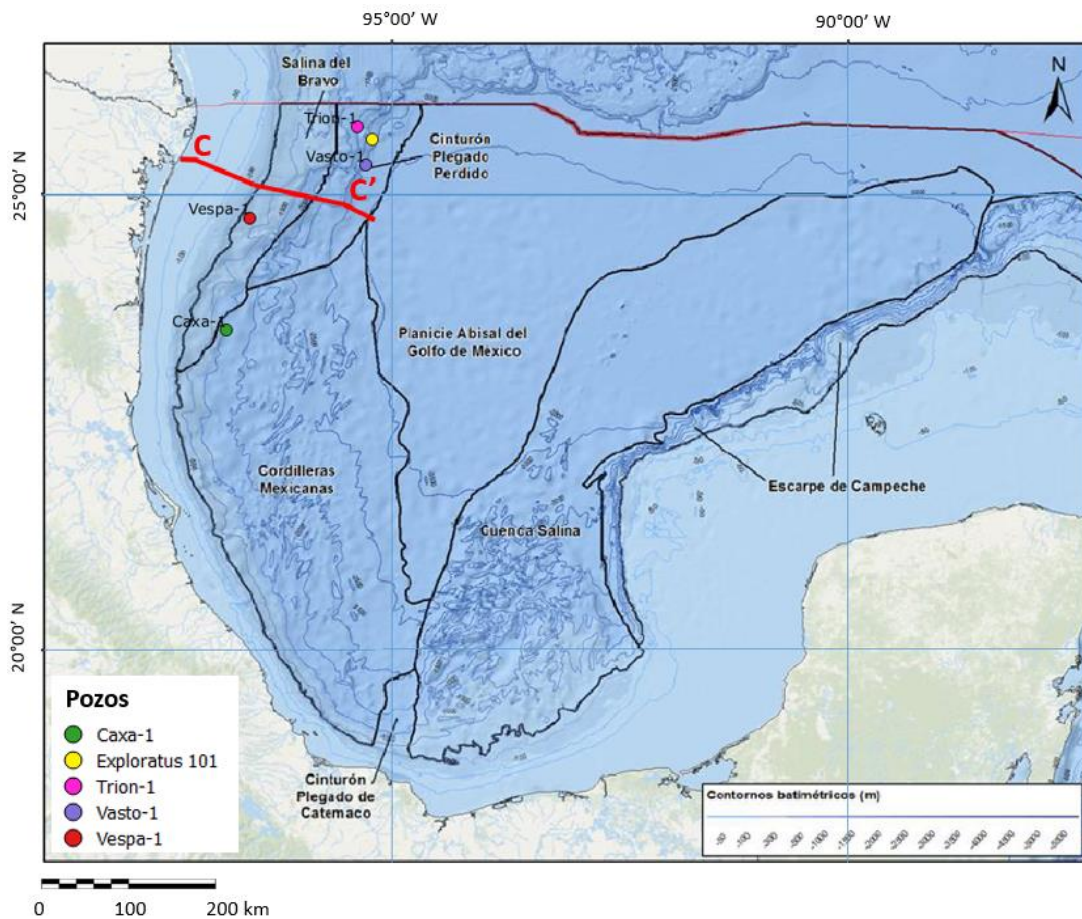


Figura 4.2 Ubicación de la sección C-C', pozos de control¹ y provincias geológicas del Golfo de México (Modificada de CNH, 2015).

Estructuralmente la sección C-C', cruza tanto a un régimen extensivo como uno contractivo, la zona de Mini-cuencas está asociada a un régimen extensivo gravitacional, mientras que el Cinturón Subsalino y el Cinturón Plegado Perdido forman parte del dominio de contracción Figura 4.3.

Asimismo, dicha sección, posee una columna estratigráfica que abarca desde el basamento hasta sedimentos recientes Figura 4.5, de modo que, la primera etapa de la construcción del modelo geométrico, es digitalizar los elementos estructurales y estratigráficos, para lograrlo se digitalizó todos los horizontes y fallas de cada paleosección en PetroBuilder 2D, como se muestra en la Figura 4.4.

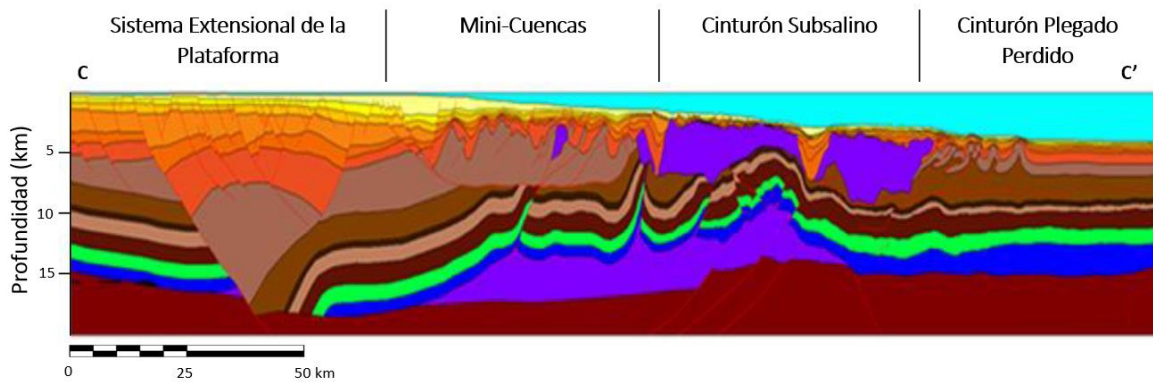


Figura 4.3 Sección C-C' y marco estructural (Tomada de CNH, 2015).

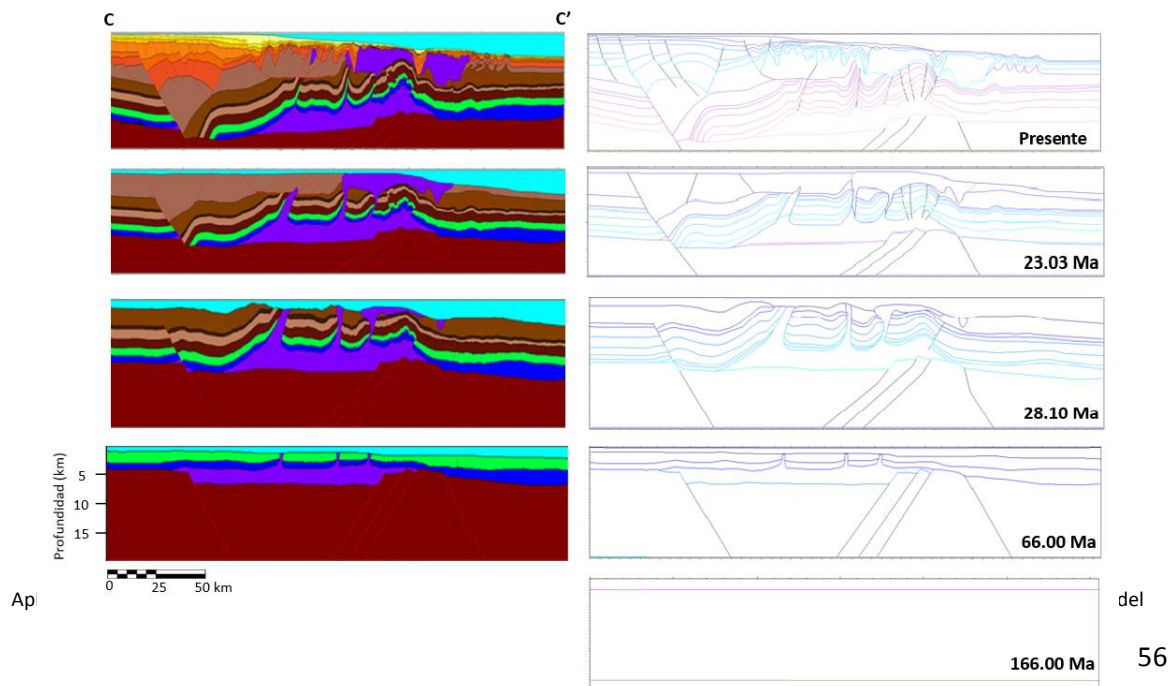


Figura 4.4 Digitalización de secciones.

Una vez digitalizado las cinco secciones, se hizo una división a las unidades del Jurásico, Cretácico y Paleoceno, con el objetivo de formar todos los elementos del sistema petrolero. El número de capas se efectuó con base en el análisis del sistema petrolero definido en la zona, Figura 2.10, mientras que para definir la geometría de las unidades se hizo con la tendencia de base y cima de unidades aledañas. El número de capas divididas se muestra en la Tabla 10 y Figura 4.5

Tabla 10. Comparación entre modelos y justificación de la división de unidades.

Unidad	Modelo original (número de capas)	Propuesta (número de capas)	Justificación para el sistema petrolero
Paleoceno	1	2	Paleoceno Wilcox: roca almacén. Paleoceno Whopper: roca almacén.
Cretácico	1	3	Cretácico superior: sobrecarga Turoniano: roca generadora. Cretácico inferior: sobrecarga.
Jurásico	1	2	Titoniano: roca generadora. Jurásico Superior: carga.

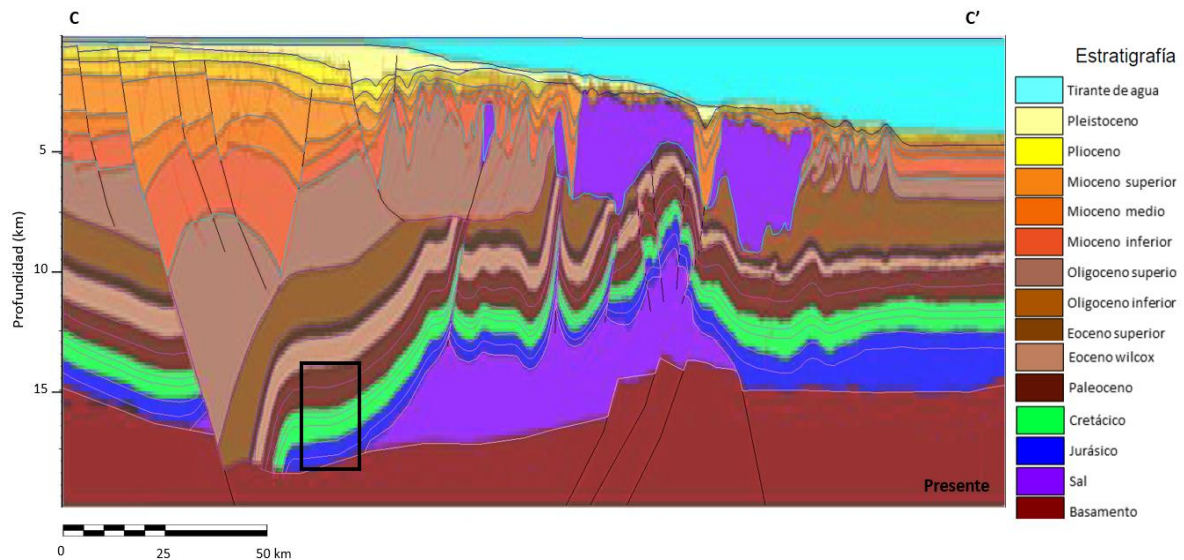


Figura 4.5 Sección C-C', digitalización y división del Jurásico, Cretácico y Paleoceno.

Al término de la digitalización, se nombró a cada horizonte cima con base en la unidad estratigráfica que representa dentro del Golfo de México, Área Perdido. Figura 4.6 y 4.7.

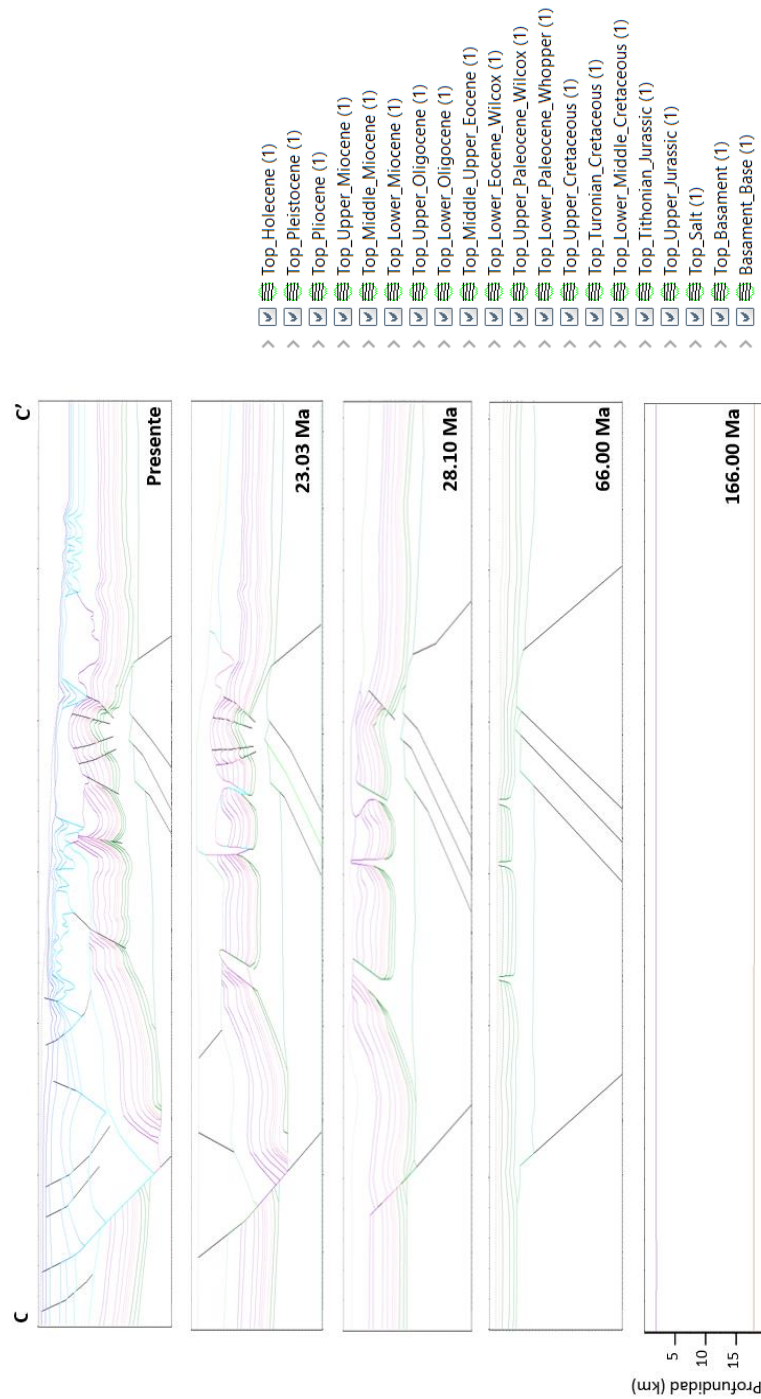


Figura 4.6 Las 5 secciones digitalizadas y con división del Jurásico, Cretácico y Paleoceno.

TecLink

Teclink es una herramienta de PetroMod, que se emplea primordialmente en proyectos con una alta complejidad estructural y tectónica, la cual se ajusta a las necesidades de nuestra área de estudio. Su principio se basa en dividir la sección en bloques, de tal forma que el usuario controle la evolución de la cuenca sedimentaria a través de los bloques en cada una de las paleosecciones.

Importe de datos estructurales y asignación de edades.

En esta etapa se importó las 5 paleosecciones que fueron previamente digitalizadas a PetroBuilder, asignándoles nombres y edades a cada una, con base en la última unidad estratigráfica depositada. También se asignó edades a cada horizonte cima de acuerdo a la tabla cronoestratigráfica internacional volumen 2016, Figura 4.7.









































Age [Ma]	Horizon	-	Layer	-
0.00	Top_Holocene		Holocene	
0.01	Top_Pleistocene		Pleistocene	
2.58	Top_Pliocene		Pliocene	
5.33	Top_Upper_Miocene		Upper_Miocene	
11.63	Top_Middle_Miocene		Middle_Miocene	
15.97	Top_Lower_Miocene		Lower_Miocene	
23.03	Top_Upper_Oligocene		Upper_Oligocene	
28.10	Top_Lower_Oligocene		Lower_Oligocene	
33.90	Top_Middle_Upper_Eocene		Middle_Upper_Eocene	
47.80	Top_Lower_Eocene_Wilcox		Lower_Eocene_Wilcox	
56.00	Top_Upper_Paleocene_Wilcox		Upper_Paleocene_Wilcox	
61.60	Top_Lower_Paleocene_Whopper		Lower_Paleocene_Whopper	
66.00	Top_Upper_Cretaceous		Upper_Cretaceous	
89.80	Top_Turonian_Cretaceous		Turonian_Cretaceous	
93.90	Top_Lower_Middle_Cretaceous		Lower_Middle_Cretaceous	
145.00	Top_Tithonian_Jurassic		Tithonian_Jurassic	
152.10	Top_Upper_Jurassic		Upper_Jurassic	
163.50	Top_Salt		Salt	
166.10	Top_Basement		Basement	
168.30	Basement_Base			

Figura 4.7 Cima de horizontes, edad y nombre.

Creación de bloques y definición de bloques

La razón fundamental de usar la herramienta TecLink es evitar los valores múltiples de z en la interfaz (profundidad), así que la creación de bloques está enfocada en “cortar” la sección en piezas, de tal manera que evite la repetición de unidades estratigráficas











Para la delimitación, geometría y número de bloques se apoyó principalmente de:

- I. Fallas inversas.
- II. Límites de los cuerpos de sal alóctona.
- III. Tectónica salina a través del tiempo.
- IV. Geometría de unidades estratigráficas.
- V. Generar y mantener una geometría simple en los bloques.

La definición de bloques consiste en tres subetapas:

- I. Establecer nombre de los bloques.
- II. Definición de bloques padre.
- III. Definición del orden de los bloques.

El orden de los bloques es de gran importancia, se determina con base en la geometría y posición de los bloques a lo largo de la sección de trabajo, de modo que el primer bloque funja como base para los demás, su principio es similar al juego “tetris”, por consecuencia, los bloques con los números más bajos en el orden serán los primeros en reconstruir la paleo-sección. El resultado de este proceso, se presenta en la Figura 4.8 y 4.9.

Name	Color	Parent Block	Block Order
Master			1
Block B		Master	60
Block C		Master	70
Block D		Master	80
Block a1		Master	20
Block a2		Master	30
Block a2-a		Block a2	35
Block a2-b		Block a2	81
Block a2-c		Block a2	82
Block a2-d		Block a2	83

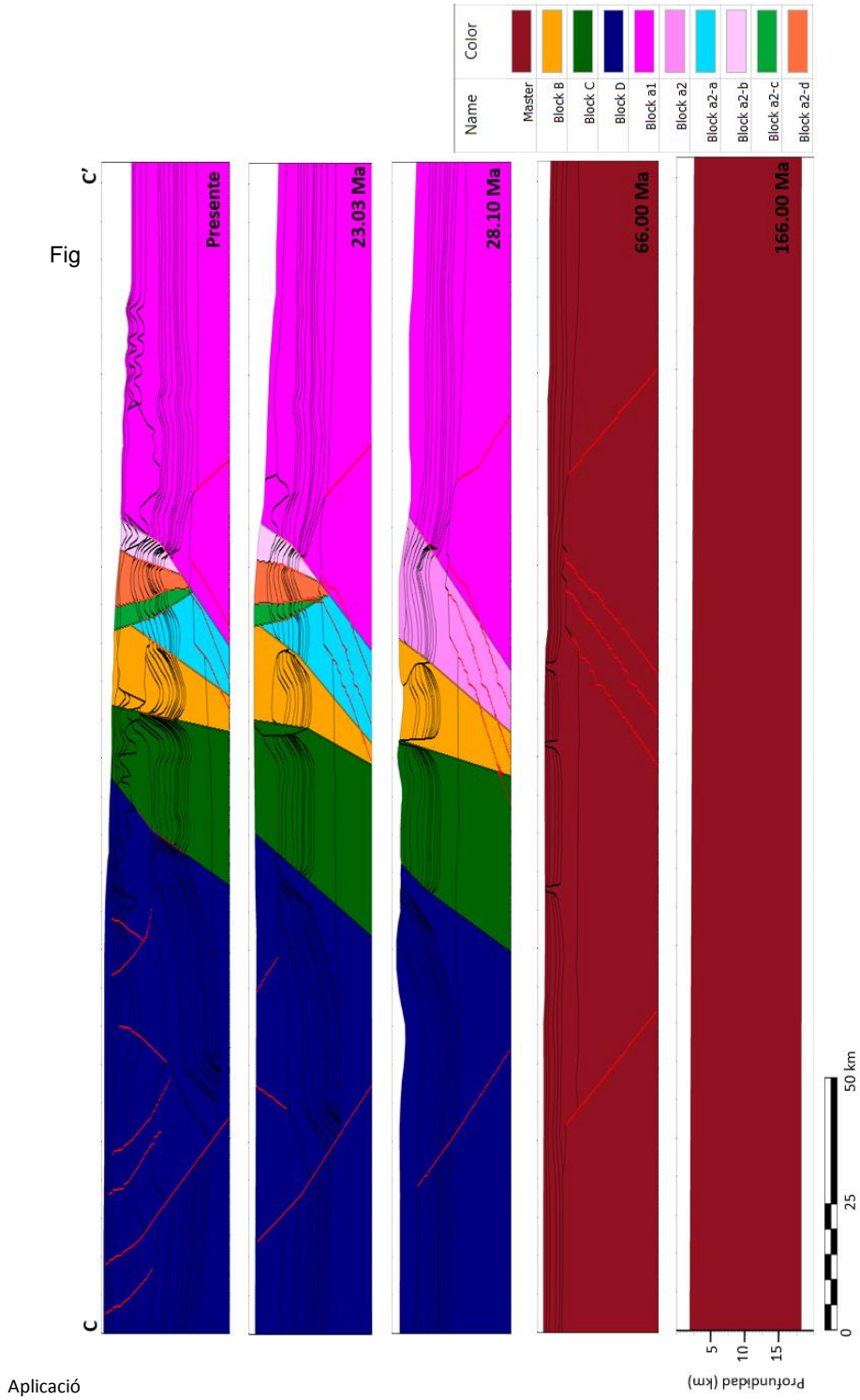


Figura 4.9 Grid de bloques, muestra su geometría, orden y nombre en cada paleo-sección Fallas en color rojo y horizontes en negro.

en la Provincia Salina del

Aplicació

4.3. Modelado del sistema petrolero

El Área Perdido engloba tanto a la Provincia Salina del Bravo como al Cinturón Plegado Perdido, y se encuentra en la zona exclusiva del Golfo de México. La generación del sistema petrolero del área, se hizo con ayuda de los sistemas petroleros identificados en el la zona 2 (Salina del Bravo, sección norte y Cinturón Plegado Perdido), zona 3 (Salina del Bravo, sección sur) y Figura 2.10 (estratigrafía regional de la zona), ver Figura 4.10.

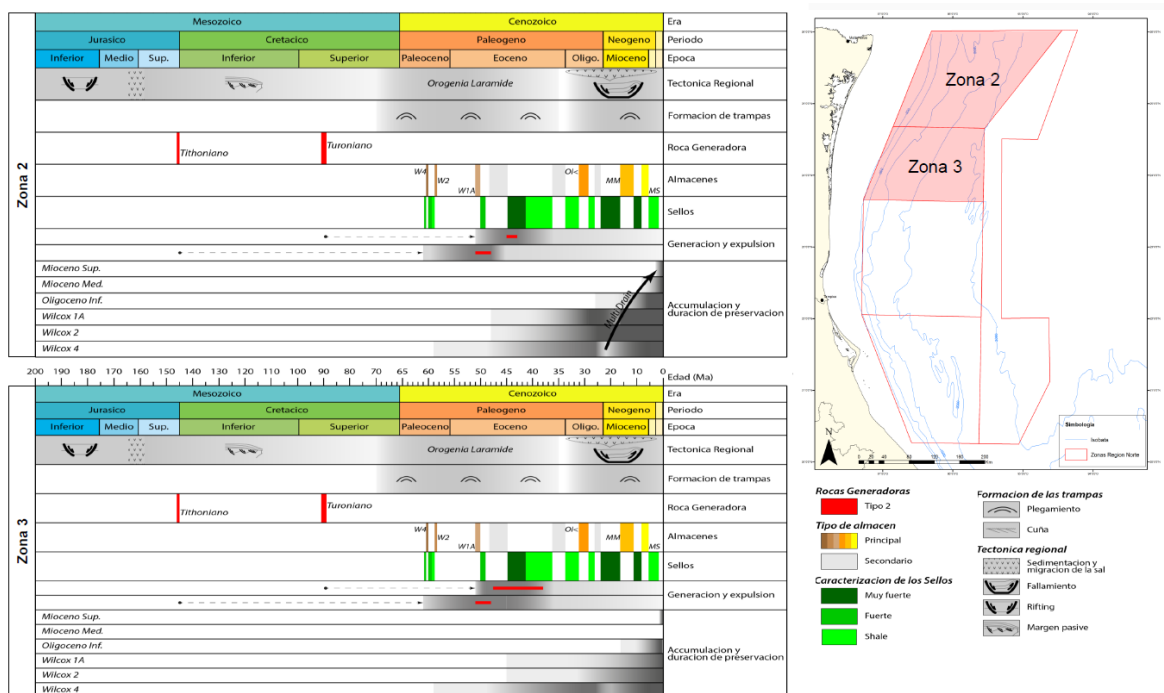


Figura 4.10 Sistema petrolero de la Zona 2 y 3 (Tomada de CNH, 2015).

Sin embargo, se hicieron algunas modificaciones en los elementos del sistema petrolero publicados anteriormente (Figura 4.10), la propuesta se hizo en las unidades del Cretácico Superior, Oligoceno Superior y Mioceno Inferior:

Cretácico Superior: tanto en la zona 2 como en la 3, lo consideran como una roca almacén secundaria, sin embargo, la CNH, reporta que se estiman permeabilidades y porosidades bajas debido a la gran profundidad en la que se encuentra, por consecuencia, se tomó como una unidad sobrecarga.

Oligoceno Superior: aunque la Zona 2 y 3 y la descripción regional estratigráfica por la CNH la proponen como roca sello, un pozo de control reportó presencia de gas y aceite en la unidad, por tal motivo, se consideró como unidad almacén.

Mioceno Inferior: en la zona 2 y 3, no está considerada como una roca almacén, sin embargo, un pozo de control, reportó presencia de gas y aceite en la unidad, igualmente, en los registros geofísicos se concluyó una buena propuesta para ser roca almacén en el área.

Definición de facies

Los ambientes sedimentarios dentro de una cuenca cambian a lo largo de la historia geológica y se ven reflejados en el tipo de facies que la conforman, la definición de facies de la sección C-C' se basó en:

- Descripción estratigráfica del Sector Norte del Golfo de México (sección marco estratigráfico del Capítulo 2) y representada mediante la Figura 4.11.
- Caracterización y descripción litológica de las columnas geológicas reales de los 5 pozos, derivado de los informes geológicos finales de cada pozo.
- Mezcla de litologías, basado en los registros finales evaluados de los pozos para reproducir las facies.

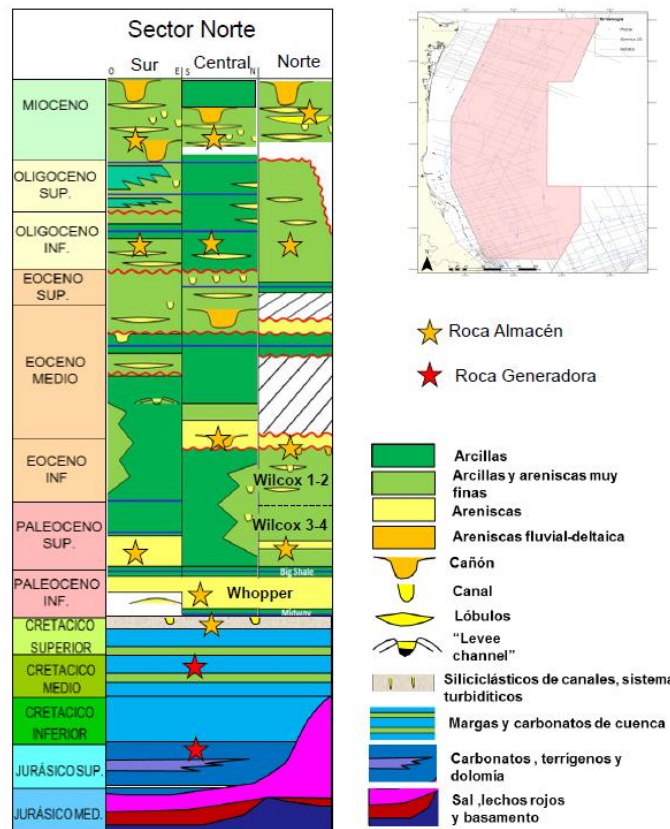


Figura 4.11 Columna estratigráfica del Golfo de México, sección Norte (Tomada de CNH, 2015).

Caracterización de la roca generadora

Para simular el tipo y cantidad de hidrocarburos es necesario asignarles propiedades a las unidades generadoras como:

- Porcentajes de carbono orgánico total (COT).
- Valores de índice de hidrogeno (HI).
- Tipo de kerógeno.
- Parámetros cinéticos: son principalmente datos de energía y frecuencia de activación de tipo Arrhenius para el craqueo primario y secundario de componentes de hidrocarburos. Incluso, es posible predecir los valores de reflectancia de vitrinita, concentración de biomarcadores moleculares con un conjunto de modelos basados en las tasas de reacciones tipo Arrhenius (Hantschel y Kauerauf, 2009).

Los valores para las dos rocas generadoras, fueron tomados de los datos geoquímicos del ATLAS GEOLOGICO DE LAS CUENCAS SABINAS-BURGOS de la CNH, 2018, como apoyo a nuestra caracterización, Tabla 11, mientras que para los parámetros cinéticos se apoyó de las cinéticas de la Tabla 12.

Tabla 11. Valores para la caracterización de las rocas generadoras.

Roca generadora	Tipo de kerógeno	COT (%)	HI(mgHC/gCOT)
Turoniano	II	3.7	350
Titoniano	II	4.1	600

Tabla 12. Cinética de las rocas generadoras.

Roca generadora	Cinética
Turoniano	Behar et al (1997),TII (PB).
Titoniano	Behar et al (1997),TII (PB).

La cinética está clasificada basada en los tipos de kerogenos (I-IV), tipos de craqueo (primario y secundario), y número y tipo de componentes generados del petróleo (total, gas-aceite, cinética composicional).Las características de Behar et al, 1997 TII (PB), para su selección en nuestro proyecto, se muestran y se justifican en la Tabla 13.

Tabla 13. Características de la cinética.

Cinética	Tipo de kerógeno	Litología	Edad	Tipo de Hc's
Behar et al (1997),TII(PB).	II	Lutita	Toarciano	Gas y aceite

Finalmente el resultado de la caracterización de facies y sistema petrolero se muestra en la Figura 4.12 y 4.13.
































































Name	Color	Lithology Value	Kinetics	TOC Mode Value [%]	TOC Map	HI Mode Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Holocene_Facies		Holocene_Sh_AB						Underburden Rock
Pleistocene_Facies		Pleistocene_Sh_AB						Seal Rock
Pliocene_Facies		Pliocene_Sh_AB						Seal Rock
Upper_Miocene_Facies		U_Miocene_Sd40St10Sh50_AB						Reservoir Rock
Middle_Miocene_Facies		M_Miocene_Sd35St10Sh55_AB						Reservoir Rock
Lower_Miocene_Facies_3		L_Miocene_Sd35St15Sh50_AB_3						Reservoir Rock
Lower_Miocene_Facies_2		L_Miocene_Sd35St15Sh50_AB_2						
Lower_Miocene_Facies_1		L_Miocene_Sd35St15Sh50_AB_1						
Upper_Oligocene_Facies		U_Oligocene_Sd30St20Sh50						Reservoir Rock
Lower_Oligocene_Facies		L_Oligocene_Sd50Sh50						Reservoir Rock
Middle_Upper_Eocene_Facies		M_U_Eocene_Sh50St50						Seal Rock
Lower_Eocene_Wilcox_Facies		Wilcox_Sd100						Reservoir Rock
Upper_Paleocene_Wilcox_Facies		Wilcox_Sd100						Reservoir Rock
Lower_Paleocene_Whopper_Facies		L_Paleo_Whopper_St50Sh50						Reservoir Rock
Upper_Cretaceous_Facies		U_Cret_Lm70_Sd50						Overburden Rock
Turonian_Cretaceous_Facies		Turonian_Cret_Sh_rich	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	Value 3.70		Value		Source Rock
Lower_Middle_Cretaceous_Facies		L_M_Cret_Lm80_St10_marl10	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	Value 4.10		Value		Overburden Rock
Tithonian_Jurassic_Facies		Tithonian_Jurassic_Sh_rich	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	Value				Source Rock
Upper_Jurassic_Facies		U_Jurassic_Lm85Dol10St5						Underburden Rock
Salt_Facies		Aut_Salt						Underburden Rock
Basement_Facies		Basement						Underburden Rock

Figura 4.12 Facies, caracterización de la roca generadora y sistema petrolero de la sección C-C'

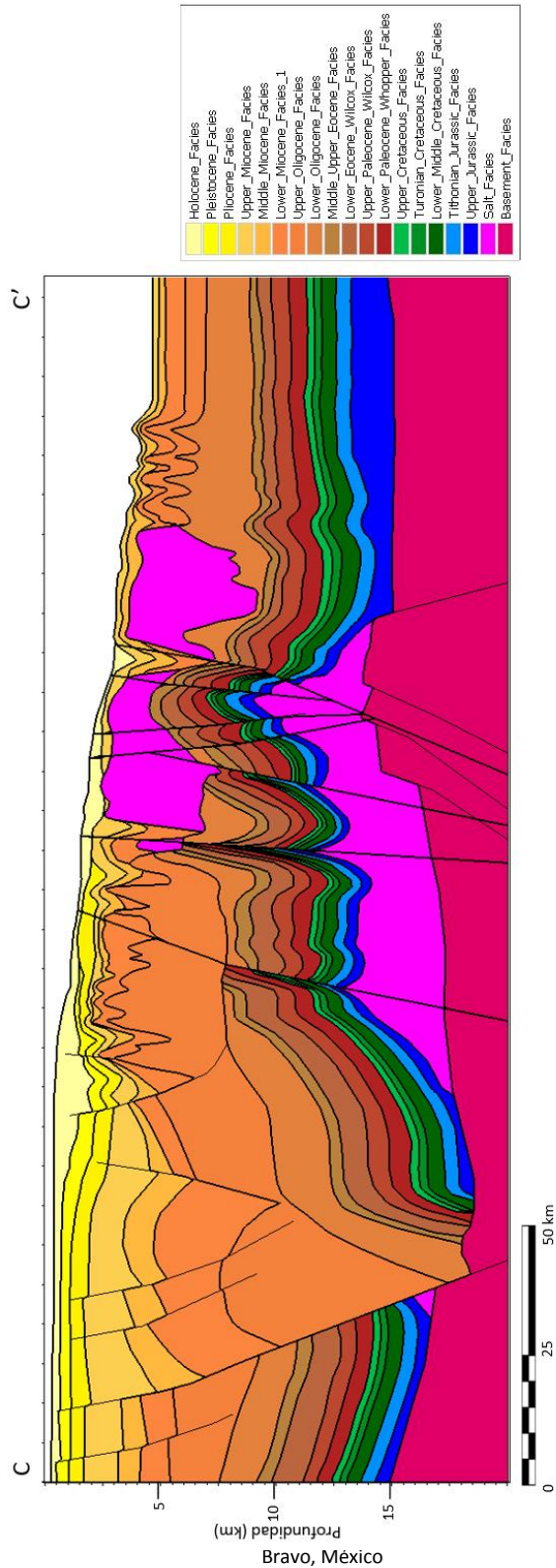


Figura 4.13 Facies de la sección C-C'.

Aplicación del modelado de

Bravo, México

esfuerzos en la Provincia Salina del

Condiciones de frontera

Las condiciones de frontera necesitan ser definidas para delimitar y controlar la temperatura y flujo de calor través de la historia geológica simulada. El cálculo de la temperatura es el principal objetivo del análisis del flujo de calor, debido al gran impacto en la generación de hidrocarburos y reacciones geoquímicas. Los datos de condiciones de frontera para el análisis de flujo de calor en una cuenca, generalmente son a partir de los siguientes mapas:

- I. Temperatura en la superficie del sedimento o la interfaz agua-sedimento (SWIT).
- II. Flujo de calor basal (HF).
- III. Paleo-batimetrías.

Para la temperatura en la interfaz agua-sedimento (SWIT) a través del tiempo geológico, se apoyó de la herramienta *Auto SWIT*, de la cual se deriva el mapa de la temperatura media global a nivel del mar, basada en Wygrala de 1989, Figura 4.14. En el mapa se ajustó para una latitud 25 de Norteamérica.

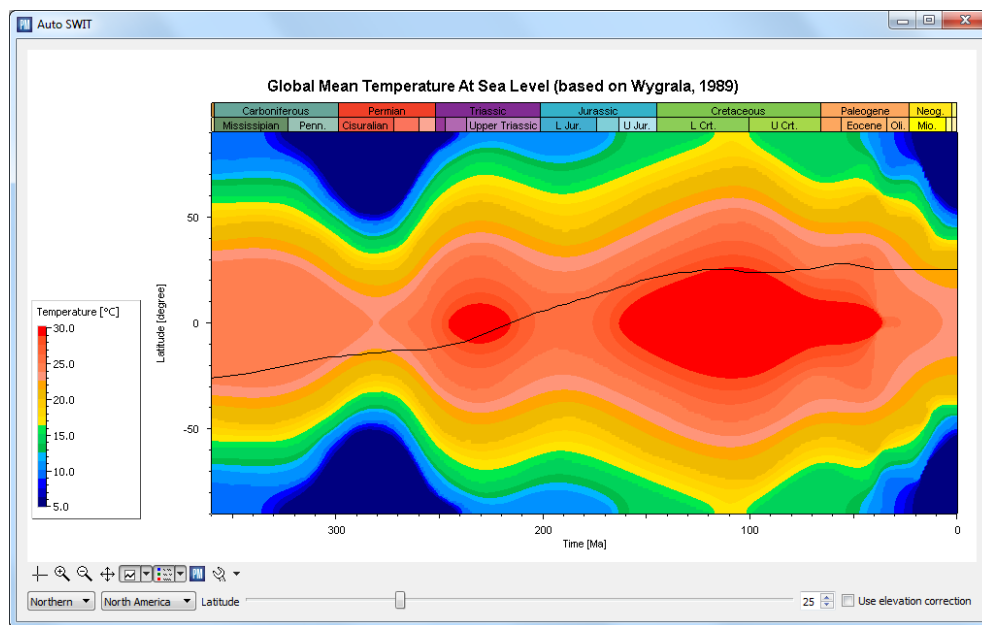


Figura 4.14 Mapa de paleotemperaturas medias globales a nivel del mar, donde el eje "x" representa el tiempo geológico en millones de años (Ma) y el eje "y" latitud norte-sur, línea curvada negra representa la temperatura agua sedimento a través del tiempo geológico (Basado en Wygrala, 1989).

Se hizo una corrección de la temperatura media global para el presente con la ayuda del siguiente esquema, Figura 4.15.

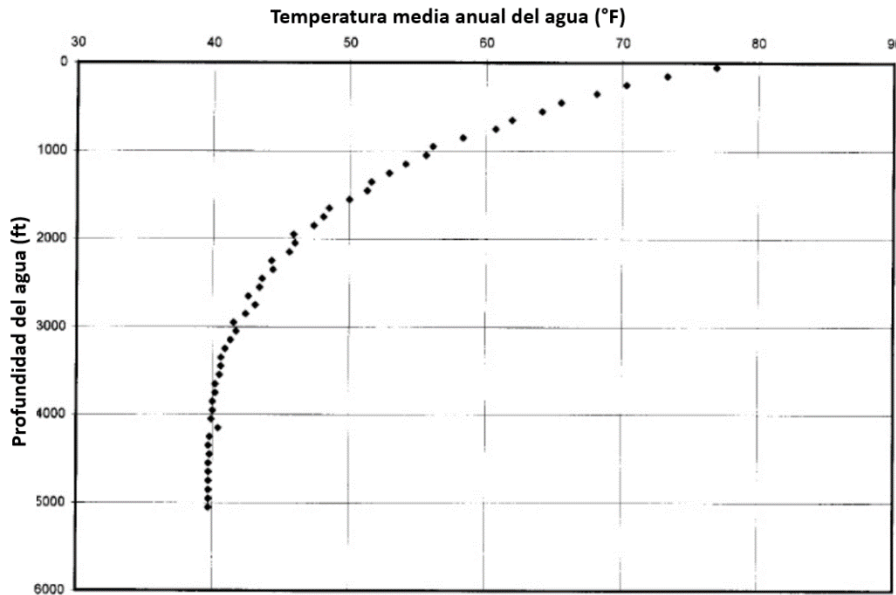


Figura 4.15 Temperatura media anual del agua contra el promedio de profundidad del agua en el norte del Golfo de México (Tomada de Forrest J., et al, 2005).

Para el flujo de calor basal, se apoyó del MAPA GEOTERMAL NORTEAMÉRICA, 2004, Figura 4.17, tomando un valor constante de 32 (mW/m²) a lo largo de sección y a través del tiempo, Figura 4.16.

Mientras que para las paleobatimetrías, la cima de la última unidad estratigráfica depositada de cada una de las 5 paleosecciones funge con ese papel.

Age from [Ma]	Mode	Value [mW/m ²]	Map
0.00	Value	32.00	↕
0.01	Value	32.00	↕
2.58	Value	32.00	↕
5.33	Value	32.00	↕
11.63	Value	32.00	↕
15.97	Value	32.00	↕
23.03	Value	32.00	↕
25.00	Value	32.00	↕
28.10	Value	32.00	↕
33.90	Value	32.00	↕
47.80	Value	32.00	↕
56.00	Value	32.00	↕
61.60	Value	32.00	↕
66.00	Value	32.00	↕
89.80	Value	32.00	↕
93.90	Value	32.00	↕
145.00	Value	32.00	↕
152.10	Value	32.00	↕
163.50	Value	32.00	↕
166.10	Value	32.00	↕
168.30	Value	32.00	↕

DE

Figura 4.16 Valores de flujo de calor a través del tiempo.

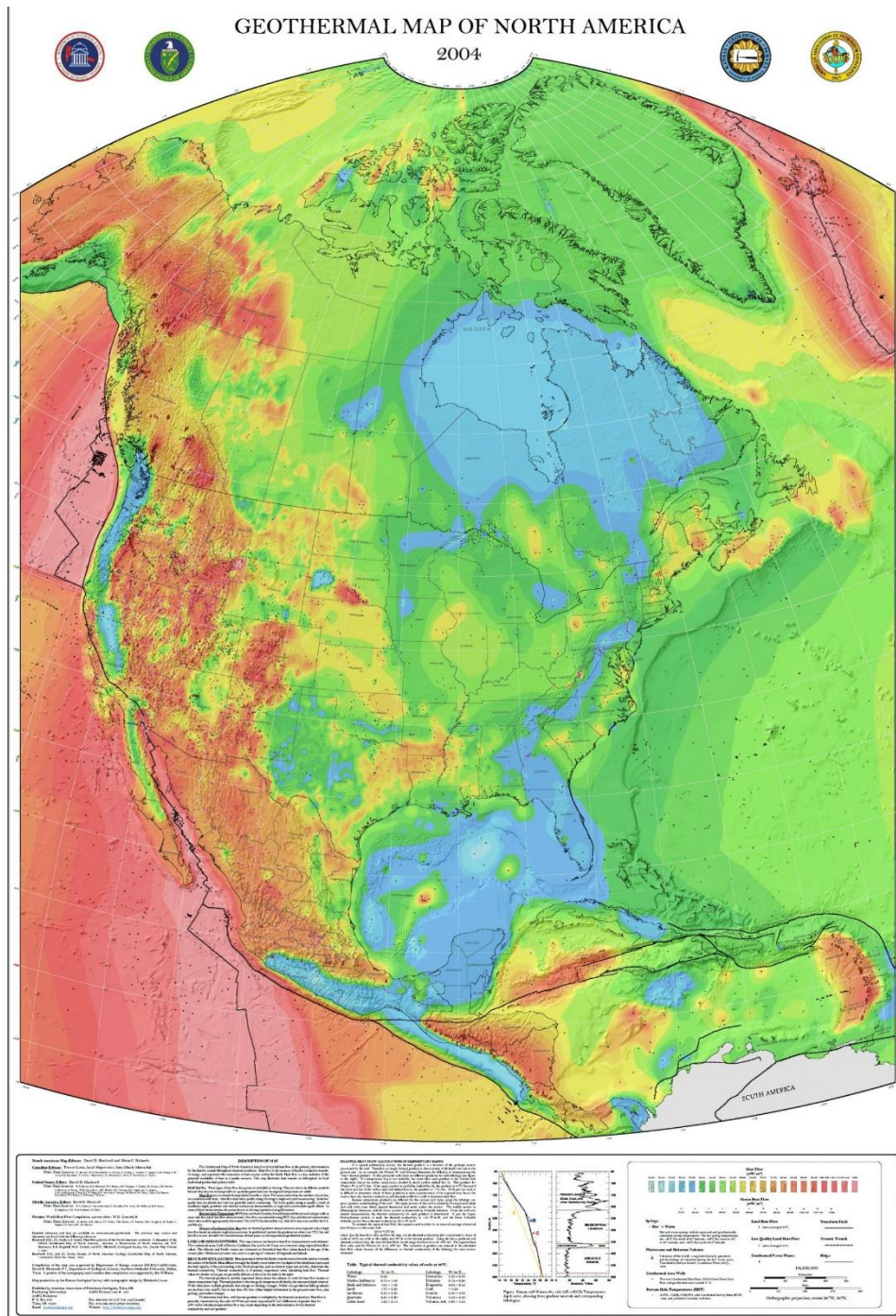


Figura 4.17 Mapa geotermal de Norteamérica, 2004.

Caracterización de fallas

La geometría y propiedades de las fallas cambian a lo largo del tiempo geológico y juegan un papel importante sobre el flujo del fluido y régimen de presión dentro de la cuenca, actuando como rutas de migración o bien como sellos estructurales de hidrocarburos.

La etapa consiste en asignarle propiedades a cada falla, como nombre, edad y tipo, para establecerlo, se siguió los siguientes pasos:

- I. Clasificación de falla, para nuestra sección C-C' fueron:
 - a. Fallas de crecimiento.
 - b. Fallas inversas.
 - c. Fallas normales.
- II. Seguimiento en la generación de fallas en cada paleosección.
 - a. Asignación de un nombre.
 - b. Periodo de actividad de la falla.
 - c. Unidades afectadas por la falla.
- III. De acuerdo al análisis de migración de hidrocarburos se utilizó dos modelos:
 - a. Abiertas: fallas abiertas con respecto al flujo de fluidos.
 - b. Cerradas: fallas cerradas con respecto al flujo de fluidos.

El resultado se muestra en la Figura 4.18.

Name	-	Period	Age from [Ma]	Age to [Ma]
Fault_1		1	166.10	0.01
Fault_2		1	166.10	163.50
Fault_3		1	166.10	163.50
Fault_4		1	166.10	163.50
Fault_5		1	166.10	163.50
Fault_17		1	23.30	0.01
Fault_6		1	33.90	33.00
Fault_7		1	27.00	26.00
Fault_8		1	27.00	26.00
Fault_9		1	27.00	26.00
Fault_10		1	23.03	5.33
Fault_11		1	23.03	0.01
Fault_12		1	23.00	15.97
Fault_13		1	23.00	15.97
Fault_14		1	23.00	15.97
Fault_15		1	15.97	0.01
Fault_16		1	15.97	2.58
Fault_18		1	15.97	0.01

Aplicación del modelado del sistema petrolero de esfuerzos en la Provincia Salina del Bravo, México

Figura 4.18 *Fault Property Definition*, en Petro Builder, donde contiene la caracterización de las fallas de la sección C-C'.

4.4. Calibración

La calibración es la etapa más importante de cualquier estudio de modelado de cuencas (Mosca et al., 2018). La calibración y la re-calibración es un proceso iterativo que utiliza una sólida comprensión geocientífica, con el fin de refinar un modelo y hacer coincidir las salidas simuladas con mediciones de campo independientes, tales como datos de presión de poro, temperatura y porosidades.

Con la información de los 5 pozos de aguas profundas¹ como; datos de pruebas dinámicas de formación “*modular formation dynamics testers*” (MDT) y gráficas de gradientes de presión de poro, ayudaron a calibrar el modelo en los siguientes parámetros:

- Presión de poro.
- Porosidad.
- Temperatura.

Calibración de presión de poro y porosidad

La primera etapa de calibración se realiza con la presión y se debe a su importancia e interacción con elementos y procesos del sistema petrolero, por ejemplo, en la madurez, migración y entrapamiento. Desde una perspectiva industrial el conocimiento y predicción de las condiciones de presión provee una mejor práctica en las siguientes actividades:

- I. Exploración:
 - a. Configuración de la trampa y capacidad de las unidades sello.
 - b. Madurez del hidrocarburo.
 - c. Fracturamiento hidráulico natural.
 - d. Análisis de rutas de migración.
 - e. Predicción de reservas
- II. Perforación
 - a. Seguridad
 - b. Diseño del pozo.
 - c. Programa de perforación.
 - d. Selección del peso del lodo.
- III. Producción
 - a. Planificación de desarrollo.
 - b. Productividad de unidades almacén.
 - c. Integridad del pozo.

El resultado de la calibración de presión de poro se muestra en la Figura 4.19.

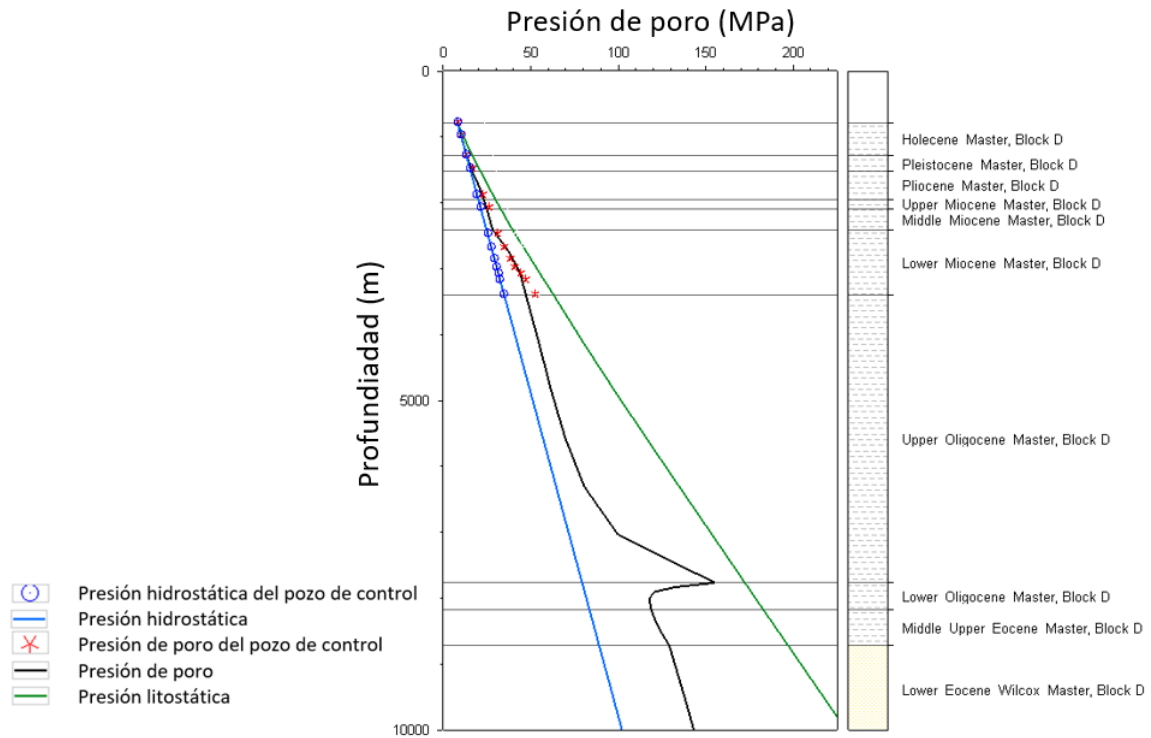


Figura 4.19 Calibración de presión de poro.

Para la calibración de la porosidad efectiva fue necesario hacer modificaciones en las propiedades de las rocas, en este caso compactación mecánica buscando que el modelo refleje con mayor precisión las características del área de estudio. Tal ajuste, generó la siguiente calibración de porosidad efectiva Figura 4.20.

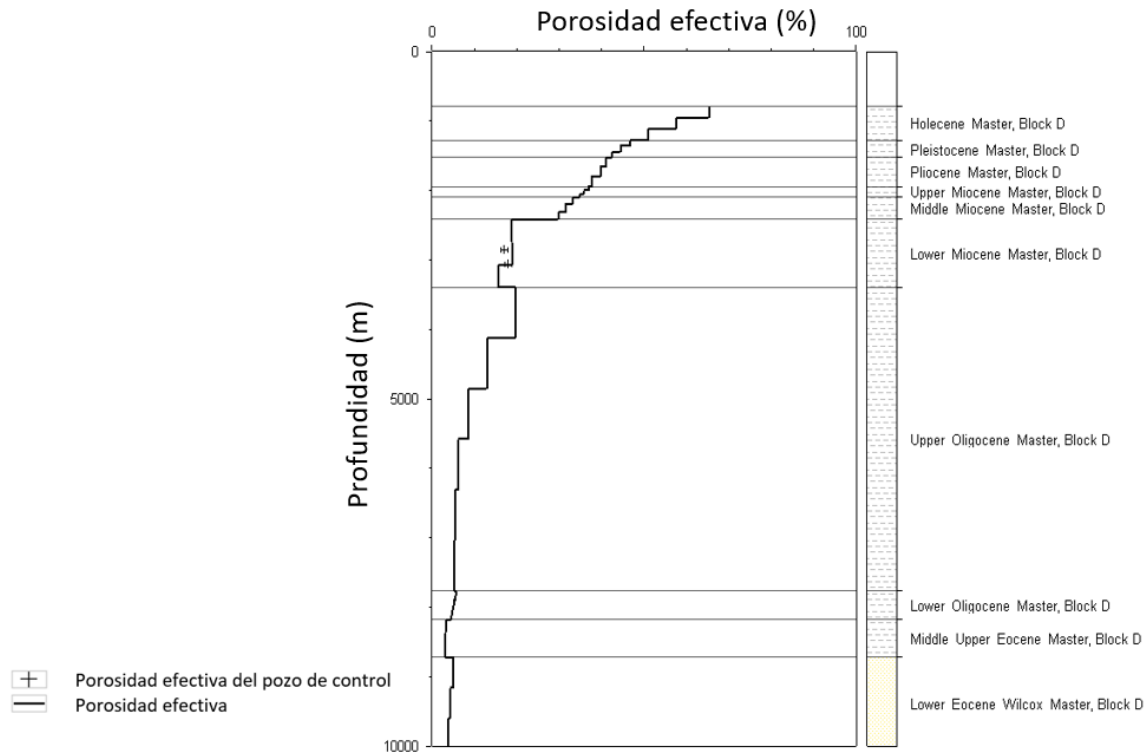


Figura 4.20 Resultado de la calibración de porosidad efectiva.

Calibración de temperatura

Una vez realizado la calibración de presión de poro y porosidad, la siguiente calibración es la termal. Para ello en el módulo de *Wells*, se cargaron los datos de temperatura sin corregir, corregida y corregida mínima y máxima. Para el cálculo de temperaturas corregidas se aplicó la siguiente ecuación:

$$T_c = ((T_m - T_s) * 1.1) + T_s \tag{39}$$

Donde:

T_c: temperatura corregida.

T_m: temperatura medida.

T_s: temperatura superficial= 4°C (de acuerdo a Figura 4.15).

El resultado de la calibración de temperatura se muestra en la Figura 4.21

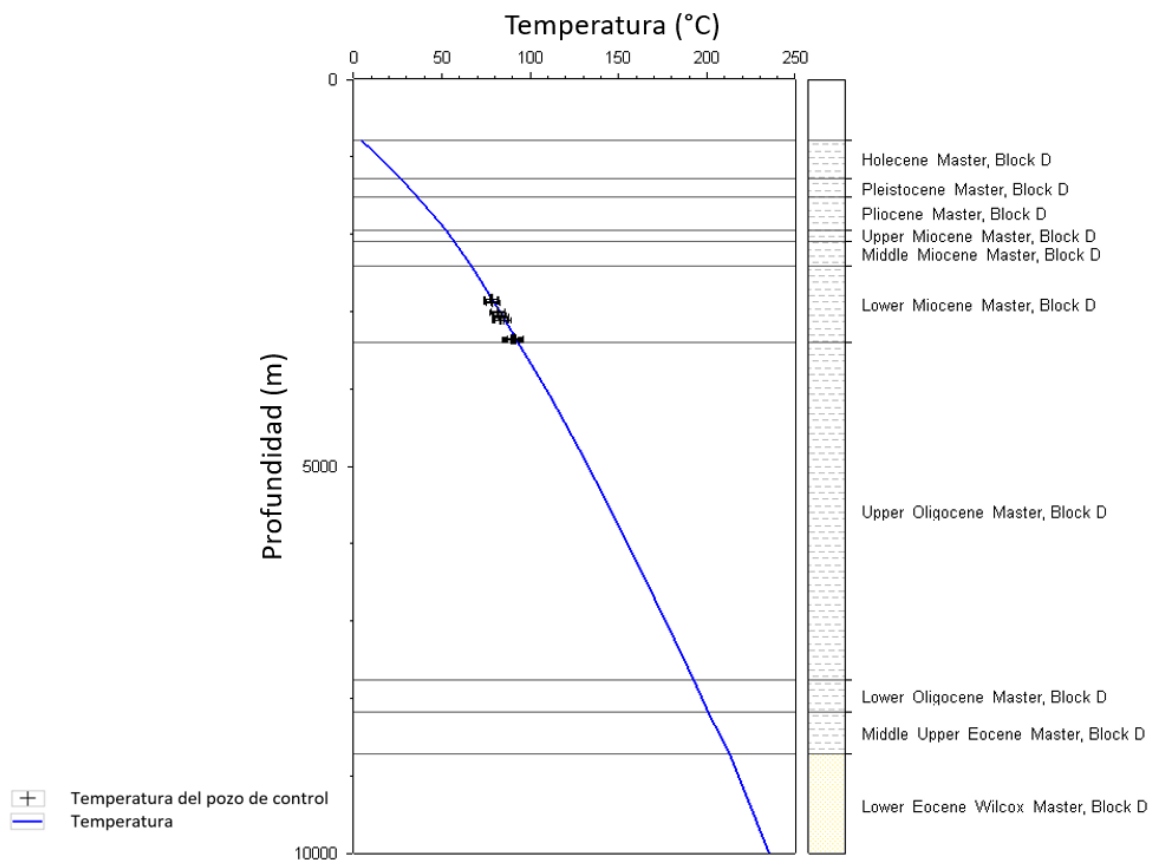


Figura 4.21 Resultado de la calibración de temperatura.

5. Resultados y análisis del modelado

5.1. Madurez y generación

Los factores que controlan la generación de hidrocarburos son la cantidad y tipo de kerógeno en la roca generadora, así como la temperatura y presión. Se ha comprobado que experimentos de laboratorio y reacciones de generación de petróleo en la naturaleza son casi irreversibles y obedecen a la ecuación de Arrhenius. Para nuestro modelo se utilizó la cinética de Behar et al (1997), TII (PB) en las dos rocas generadoras: Titoniano y Turoniano.

La madurez de las unidades generadoras empezó hace 61.60 Ma para ambas unidades, pero con diferencia en el tipo de hidrocarburo generado, ya que, el Titoniano generó aceites medios y ligeros mientras que el Turoniano generó extra pesados únicamente en la zona noroeste de la sección. El aumento de madurez a través del tiempo para ambas rocas se muestra en la Figura 5.1, en la cual es posible observar que para el presente la generación predominante a lo largo de la sección es gas y solamente en la porción central para ambas unidades es hidrocarburo medio y ligero según la escala del %TR.

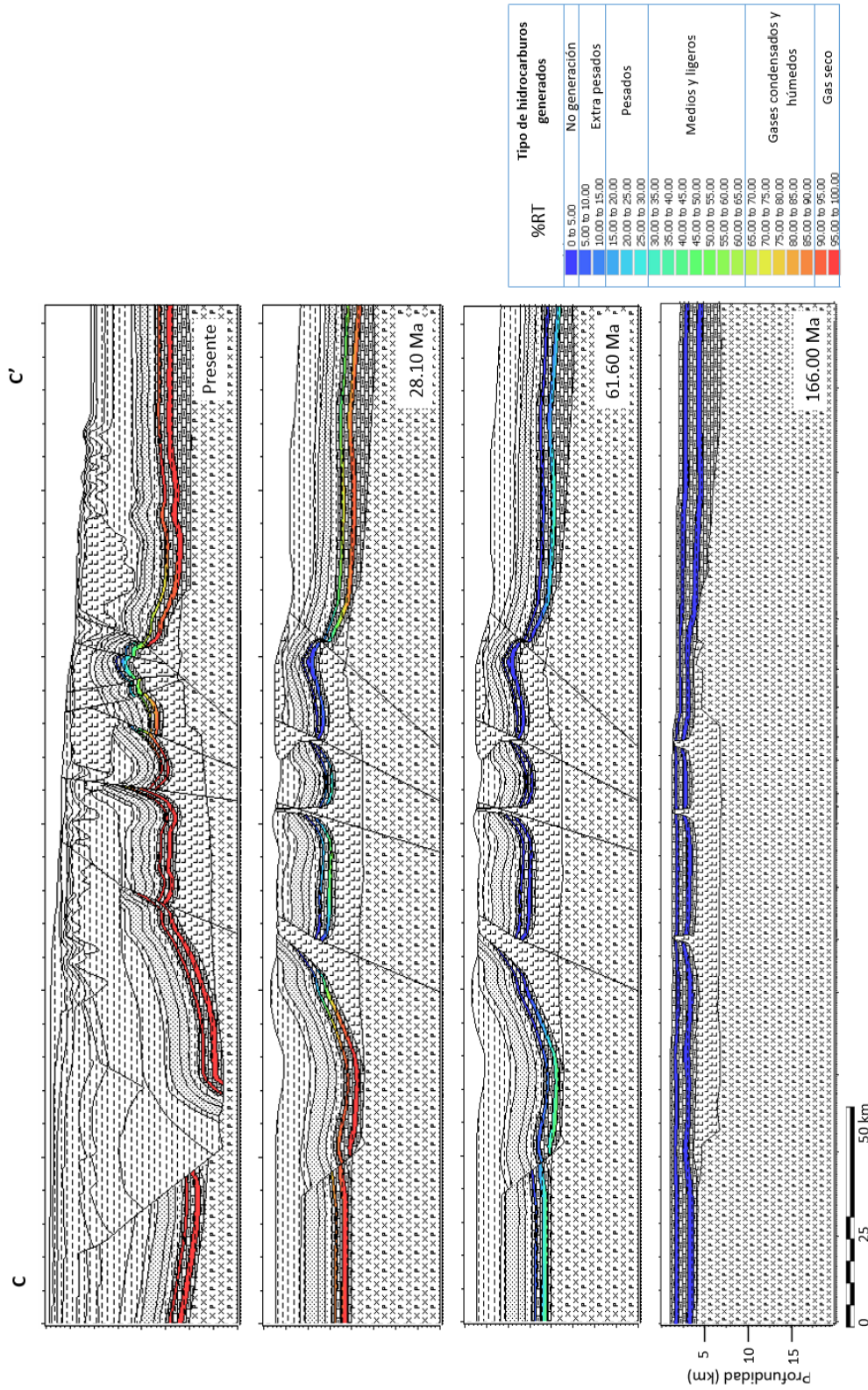


Figura 5.1 Madurez y generación de hidrocarburos a través del tiempo e índice de valores de transformación (RT).

Roca generadora del Titoniano: la generación de aceite empezó hace 61.60 Ma y la del gas en 56.00 Ma, sin embargo, a lo largo de la sección C-C' la generación es heterogénea, Figura 5.2, debido a la profundidad y presencia de sal.

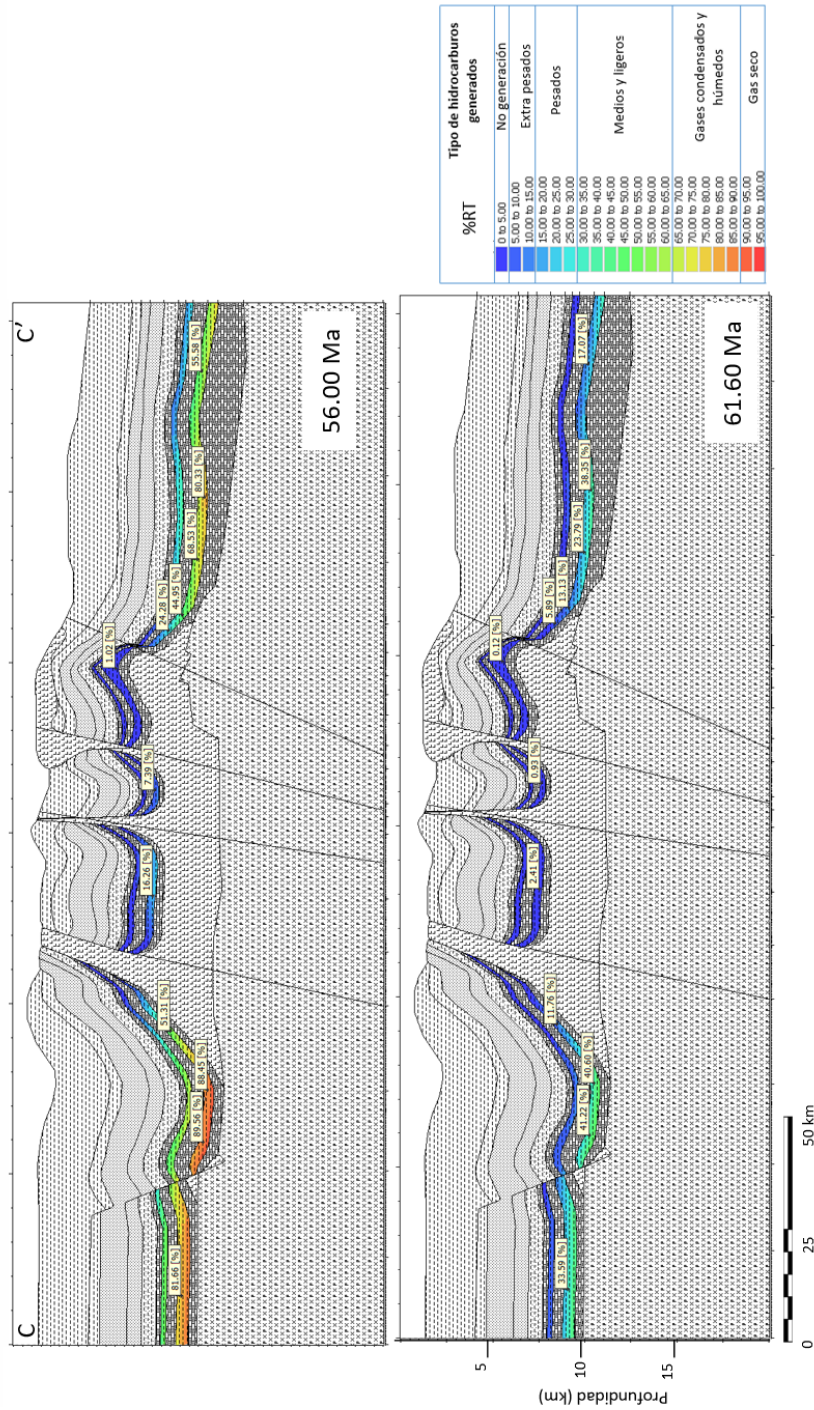


Figura 5.2 Madurez y generación de hidrocarburos del Titoniano y valores de transformación (RT).

Roca generadora del Turoniano: la generación de aceite empezó hace 61.60 Ma y la del gas en 47.80 Ma y a lo largo de la sección C-C' la madurez es heterogénea debido a la profundidad y presencia de sal, Figura 5.3.

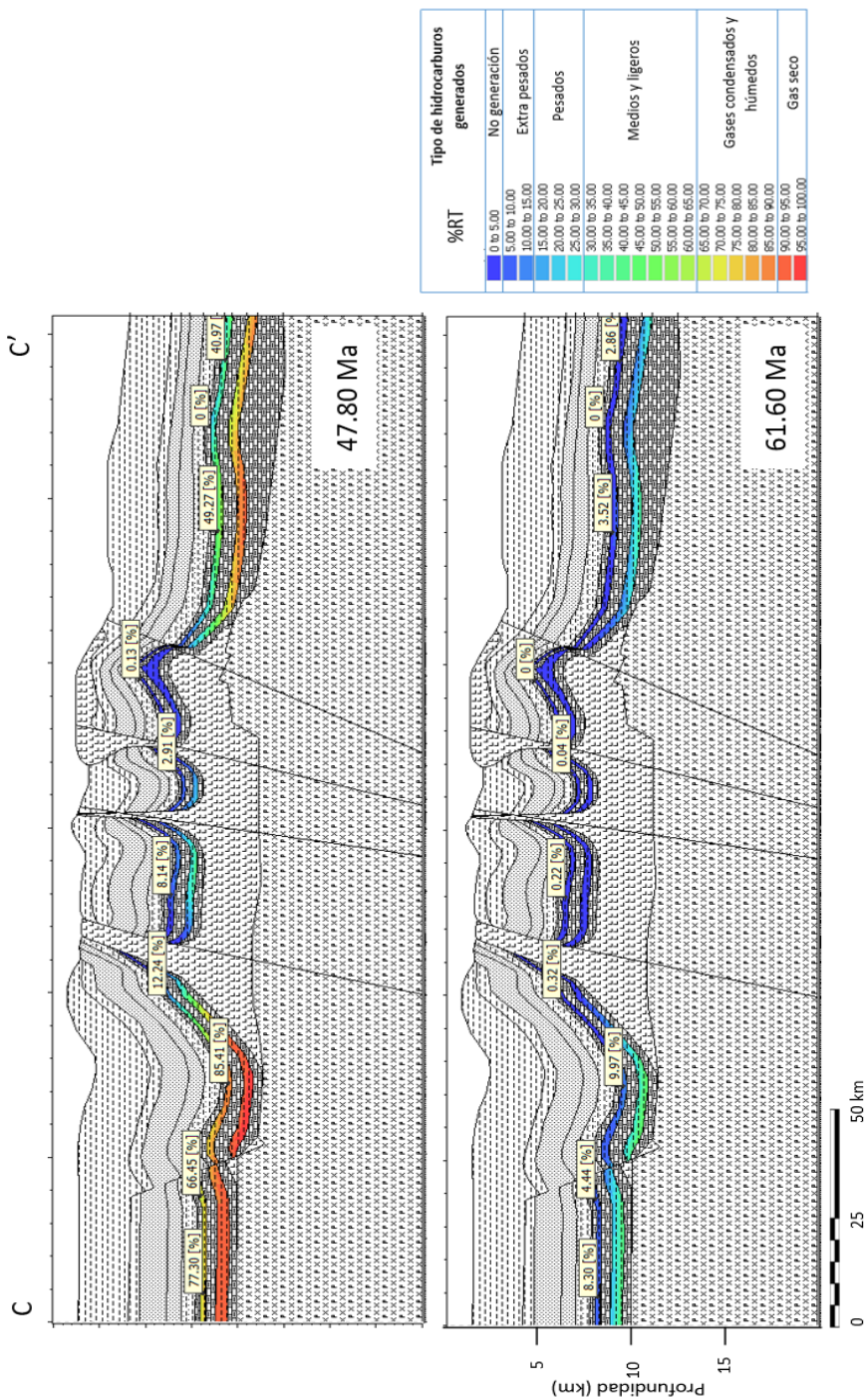


Figura 5.3 Madurez y generación de hidrocarburos del Turoniano y valores de transformación (RT).

Es posible establecer tres subdivisiones de tasa de madurez de las rocas generadoras a largo de la sección C-C', como se muestra en la Figura 5.6, que además concuerdan con el tipo de régimen tectónico Figura 4.3:

- Subdivisión 1: presenta una madurez más acelerada que el resto de la sección, debido a la gran columna de sedimentos provocada por la falla de crecimiento en la zona, además generando que las unidades estratigráficas alcancen una mayor profundidad y temperatura propiciando su alta madurez, incluso llega a ser sobremadura en el tiempo actual.
- Subdivisión 2: presencia de fallas inversas, paredes de sal y el desarrollo de un *canopy* de sal que en conjunto favorecen una lenta madurez. Por un lado, las fallas inversas generan altos estratigráficos que crean un cambio en el gradiente geotérmico al igual que la sal Figura 5.5.
- Subdivisión 3: zona estructural y estratigráficamente menos compleja que el resto de las subdivisiones y sin presencia de sal, su madurez está controlada principalmente por el gradiente geotérmico, permitiendo que en la actualidad el Titoniano genere gas seco y el Turoniano gas húmedo.

La historia del tipo de hidrocarburo generado a lo largo del tiempo se muestra en la Figura 5.4, en una primera etapa el aceite rigió la generación, teniendo su máximo en el Eoceno y Oligoceno, posteriormente debido al incremento de madurez que sufrieron las rocas generadoras, el máximo del gas se da a partir del Mioceno superior hasta el Holoceno.

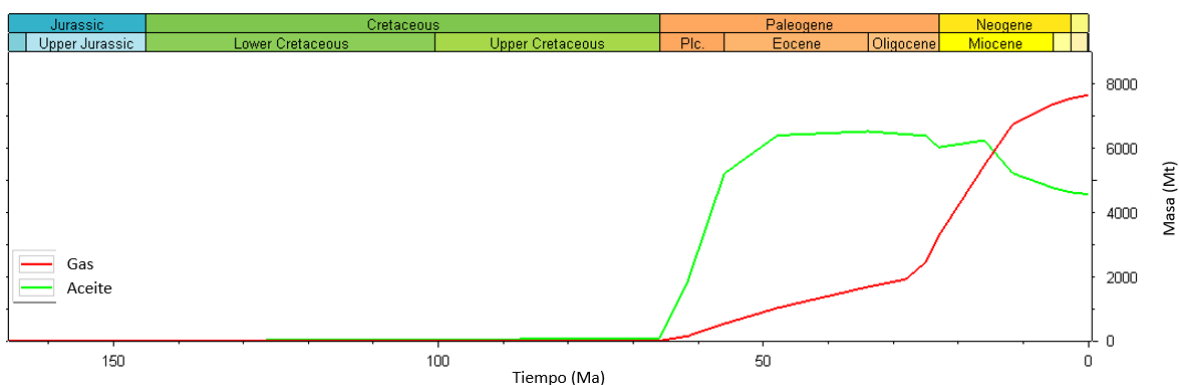


Figura 5.4 Generación de hidrocarburos a través del tiempo.

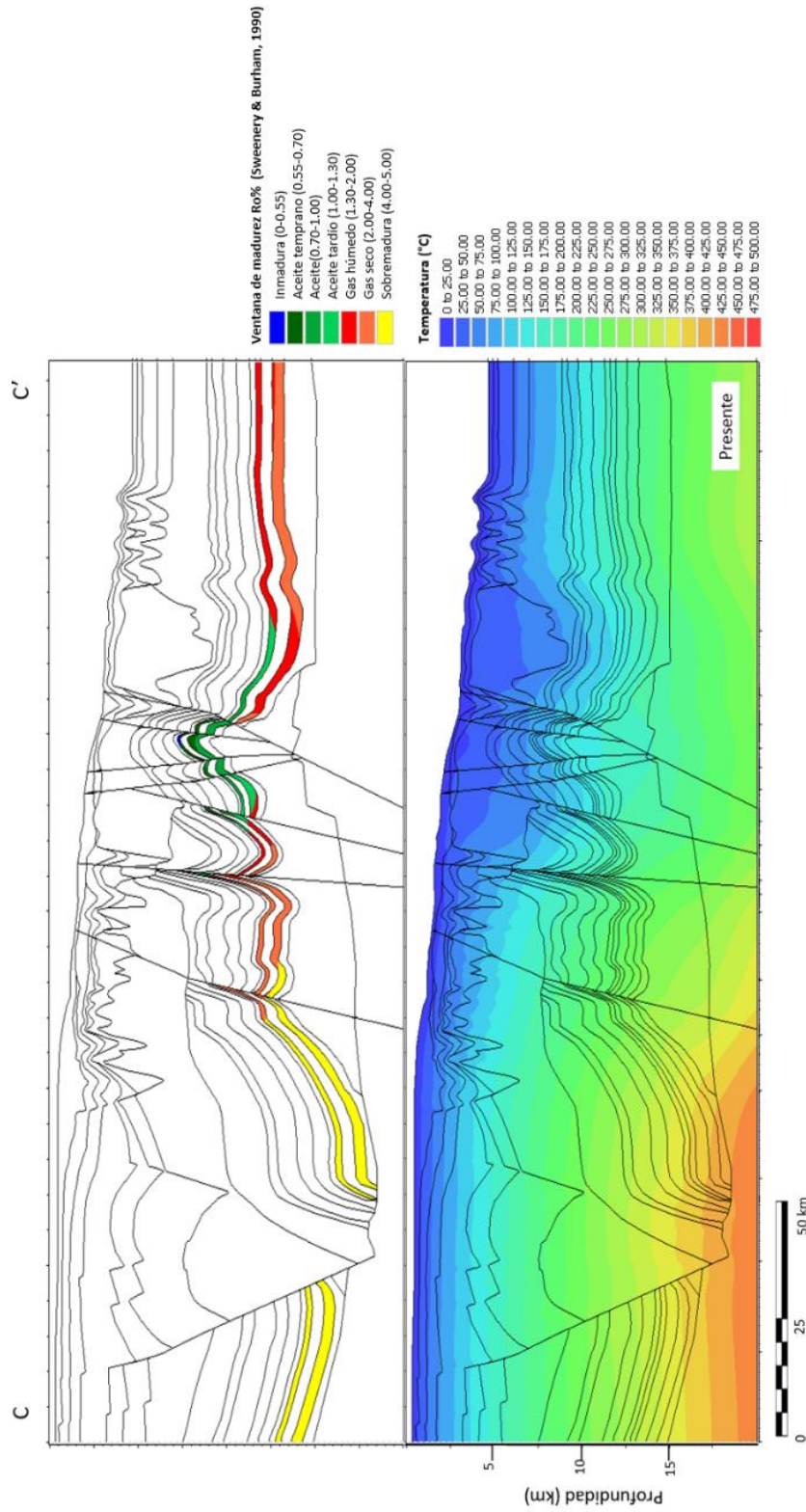


Figura 5.5 Mapa de madurez y temperatura de la sección C-C', se puede observar una dependencia entre el grado de madurez de las rocas generadoras y la temperatura de la cuenca.

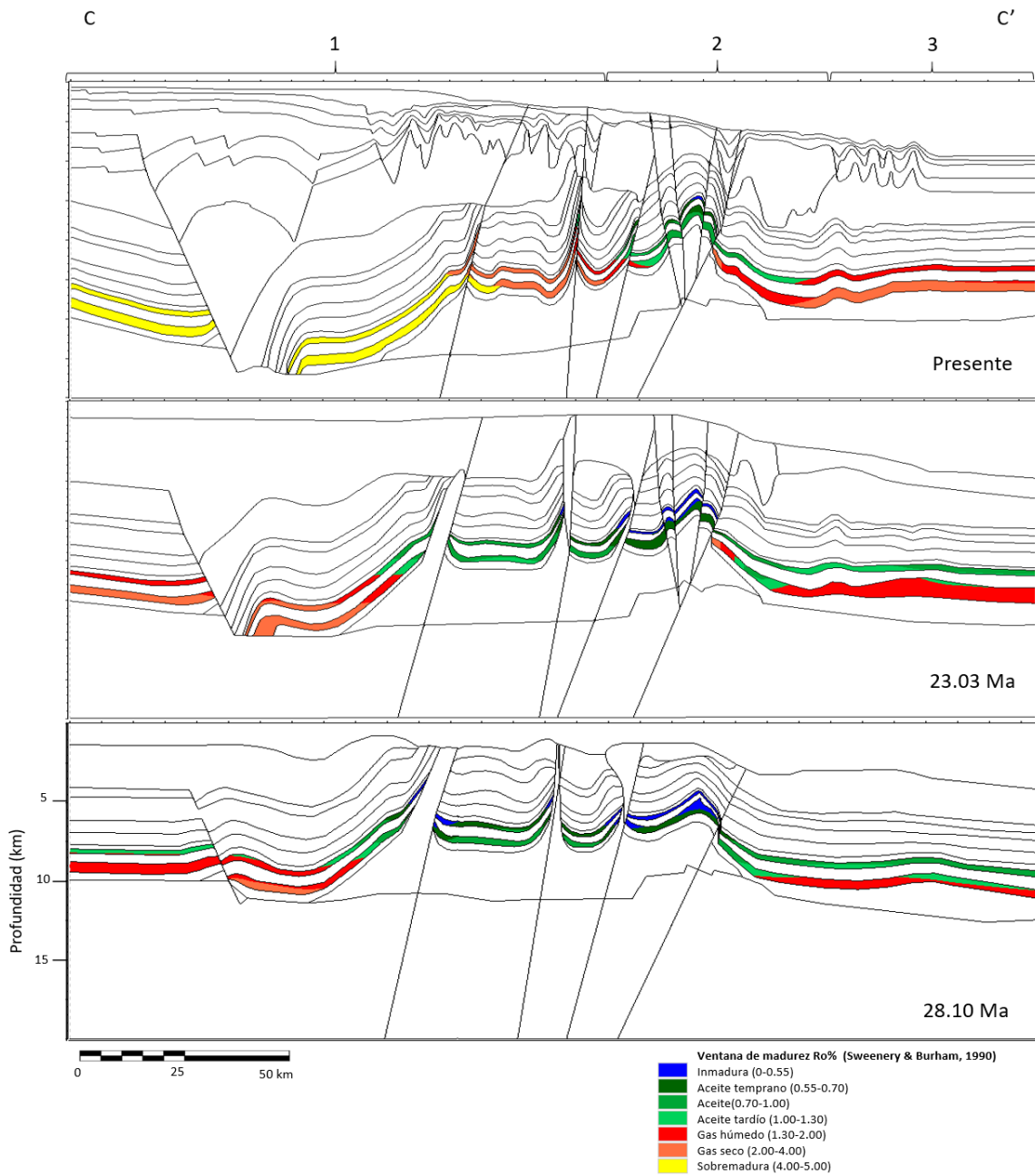


Figura 5.6 Mapas de madurez a través del tiempo y las tres subdivisiones de madurez a lo largo de la sección C-C'.

La madurez de la roca generadora y la sal

La presencia de sal en una cuenca afecta todos los aspectos del sistema petrolero (Hudec y Jackson, 2007, 2017) incluyendo la madurez de las unidades generadoras, en la Figura 5.7, es posible observar que las unidades generadoras del Titoniano y Turoniano tienen diferente grado de madurez a lo largo de la sección C-C', la madurez cambia drásticamente en las zonas con presencia de sal y se hace aún más evidente en las áreas aledañas a sal autóctona y alóctona:

- Los valores más bajos de madurez se encuentran en la zona donde existe la presencia de una hoja de sal "salt sheet", lo que demuestra que la sal provoca una anomalía térmica a las unidades debajo de ella, permitiendo que la madurez de las unidades generadoras sea más lenta.
- Los valores intermedios se encuentran en zonas con presencia de paredes sal "salt wells" para el tiempo 28.10 Ma.
- Los valores más altos de madurez se encuentran en las zonas más alejadas de la sal y con mayor profundidad.

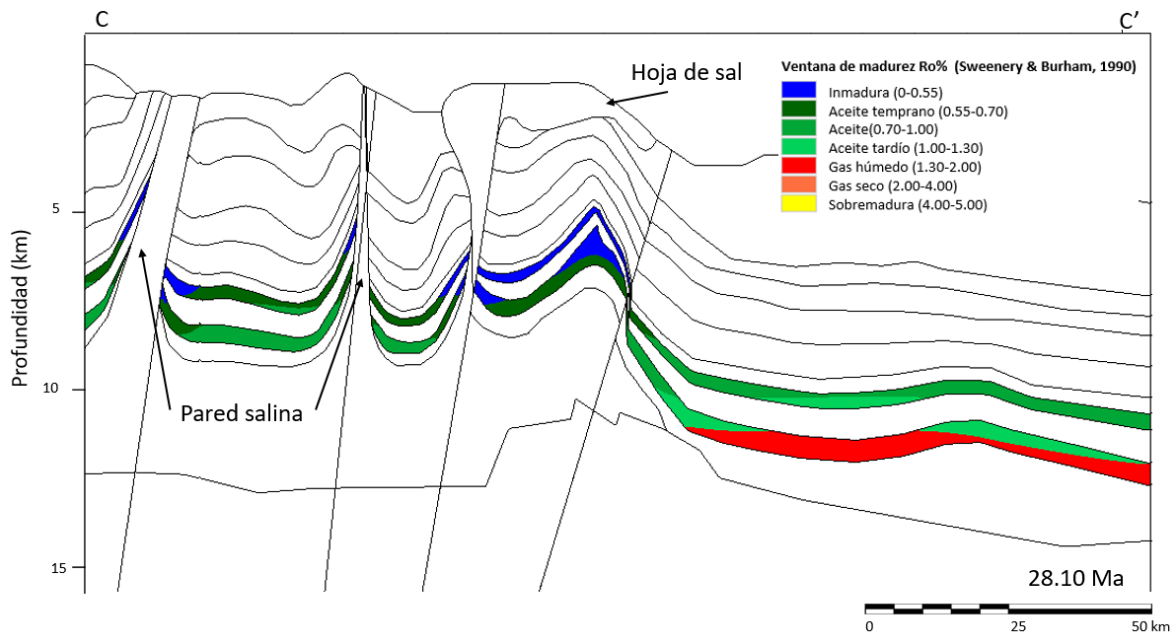


Figura 5.7 Madurez y generación de hidrocarburos relacionados a la presencia de sal.

La relevancia que tiene la evolución de la hoja de sal a *canopy* de sal “*salt canopy*” es de gran importancia, en la Figura 5.8, es posible observar claramente su función como agente térmico que controla la madurez de las rocas generadoras, cada paleosección muestra que los valores más bajos de madurez son justamente aquellos por debajo del *canopy* de sal, esto puede ayudar a los geo-científicos a determinar en las primeras etapas de exploración que tipo de hidrocarburo se esperaría por la presencia un *canopy* de sal en el área de interés.

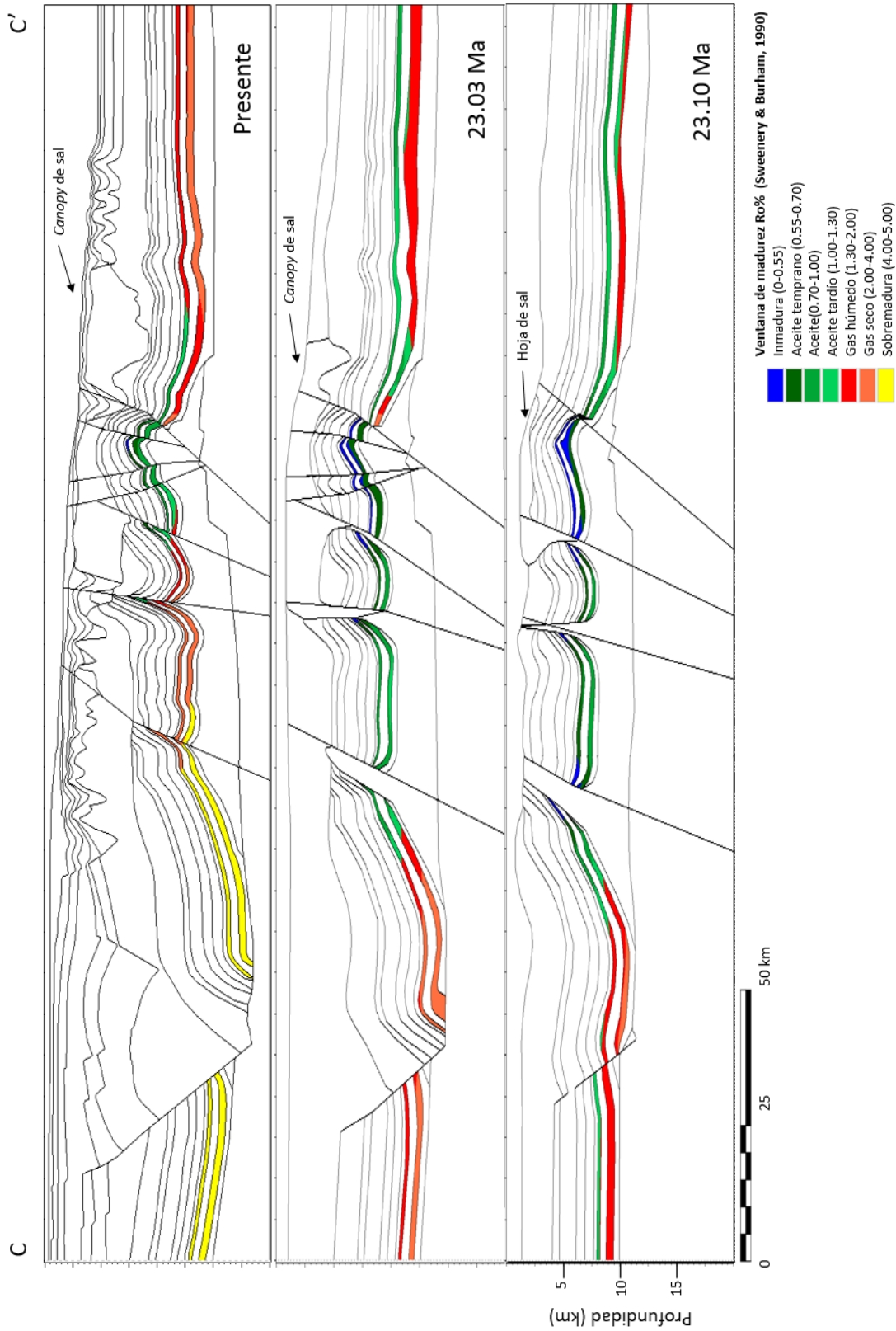


Figura 5.8 Evolución de la hoja de sal "salt sheet" a canopy de sal a través del tiempo y su importancia sobre la madurez de la roca generadora.

5.2. Modelado de migración y entrapamiento de los hidrocarburos

Para simular el proceso de migración existen diferentes métodos en PetroMod, de los cuales se tomaron tres y se generaron cuatro escenarios, Tabla 14:

- **Percolación-Invasión**

Este método considera la presión capilar y su variación en todas las unidades y puede dar como resultado un modelo con alta resolución como consecuencia de las subdivisiones o los elementos finitos originales (celdas) aplicados, para alcanzar los resultados de este método, se establecen las siguientes suposiciones:

- La dirección de la migración es por la flotabilidad y hacia zonas de menor presión capilar.
- Los efectos de tiempo que se originan a partir de velocidades finitas se descuidan porque los caudales son pequeños y están determinados principalmente por la generación.

- **Hibrido (Darcy + Flowpath)**

Se apoya por la Ley de Darcy y tiene una adaptación para la migración de petróleo considerando un gradiente de potencial:

$$v = \frac{k_{eff}}{n} \frac{du_p}{dx} \quad (40)$$

Donde:

v : velocidad de Darcy para vapores o líquidos.

k_{eff} : permeabilidad efectiva.

n : viscosidad dinámica

$\frac{du_p}{dx}$: gradiente de potencial.

Flowpath, establece trayectorias de flujo que consideran el flujo de hidrocarburos a través de capas hacia la dirección de máxima pendiente hasta una unidad sello. Este método omite el efecto de la sobrepresión, permeabilidad o viscosidad. Se emplea principalmente en modelos donde la migración es calculada por la geometría (cima del almacén y base de la unidad sello).

- **Combinado (Darcy + Percolación-Invasión)**

Reúne la Ley de Darcy y el método Percolación-Invasión.

Tabla 14. Modelos generados.

Escenario	Modelo de migración	Tipo de falla	Método para fallas en el simulador
1	Percolación-Invasión	Abiertas	Elementos volumétricos localmente refinados
2	Hibrido	Abiertas	Elementos volumétricos localmente refinados
3	Hibrido	Cerradas	Elementos volumétricos localmente refinados
4	Combinado (Darcy/Percolación-Invasión).	Abiertas	Elementos volumétricos localmente refinados

Escenario 1, Modelo Percolación-Invasión

Acumulaciones de aceite en Jurásico Superior, Cretácico Inferior, Medio y Superior, Paleoceno Superior, Eoceno Inferior, Oligoceno Inferior y Superior, Mioceno Inferior y Medio. Mientras que las acumulaciones de gas se dieron en Jurásico Superior, Cretácico Inferior, Medio y Superior y Mioceno Medio. Las acumulaciones de aceite son más numerosas y en general más grandes que las de gas a lo largo de la sección.

El método Percolación-Invasión, ayuda a observar la importancia de la sal, ya que, ésta permite la acumulación de aceite a lo largo de la historia geológica, fungiendo como sello efectivo. Además, varias acumulaciones de gas y aceite se encuentran a lo largo de las fallas, pero con un volumen menor comparado con las acumulaciones en anticlinales y por debajo de la sal, Figura 5.9.

Escenario 2, Modelo Hibrido

Acumulaciones de gas y aceite a lo largo de la unidad de Mioceno Inferior, principalmente en pequeños anticlinales. La sal es sello en al menos dos terminaciones de fallas inversas. Con este método, se observa que la migración secundaria de los hidrocarburos fue de manera vertical, sub-horizontal con dirección hacia la máxima pendiente y a través de las fallas, Figura 5.10.

Escenario 3, Modelo Hibrido

Las acumulaciones de gas y aceite están en las mismas zonas que en escenario 2, sin embargo, la diferencia es el tamaño, ya que, son más pequeñas. Este escenario muestra la importancia que tienen las fallas, como rutas de migración de hidrocarburos y su impacto en el volumen de las acumulaciones, Figura 5.11.

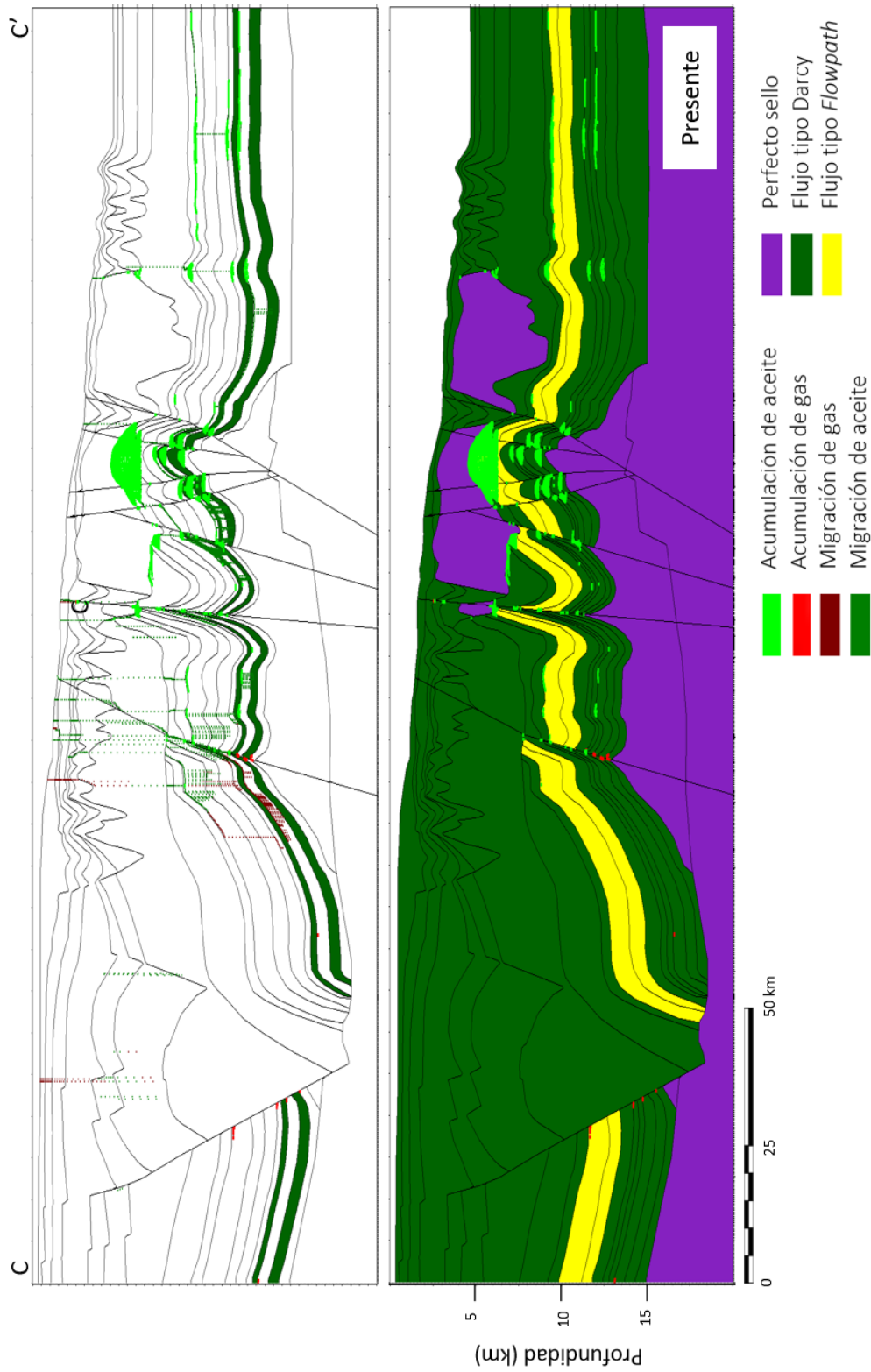


Figura 5.9 Migración y acumulación de gas y aceite, método de migración Percolación-Invasión, escenario 1.

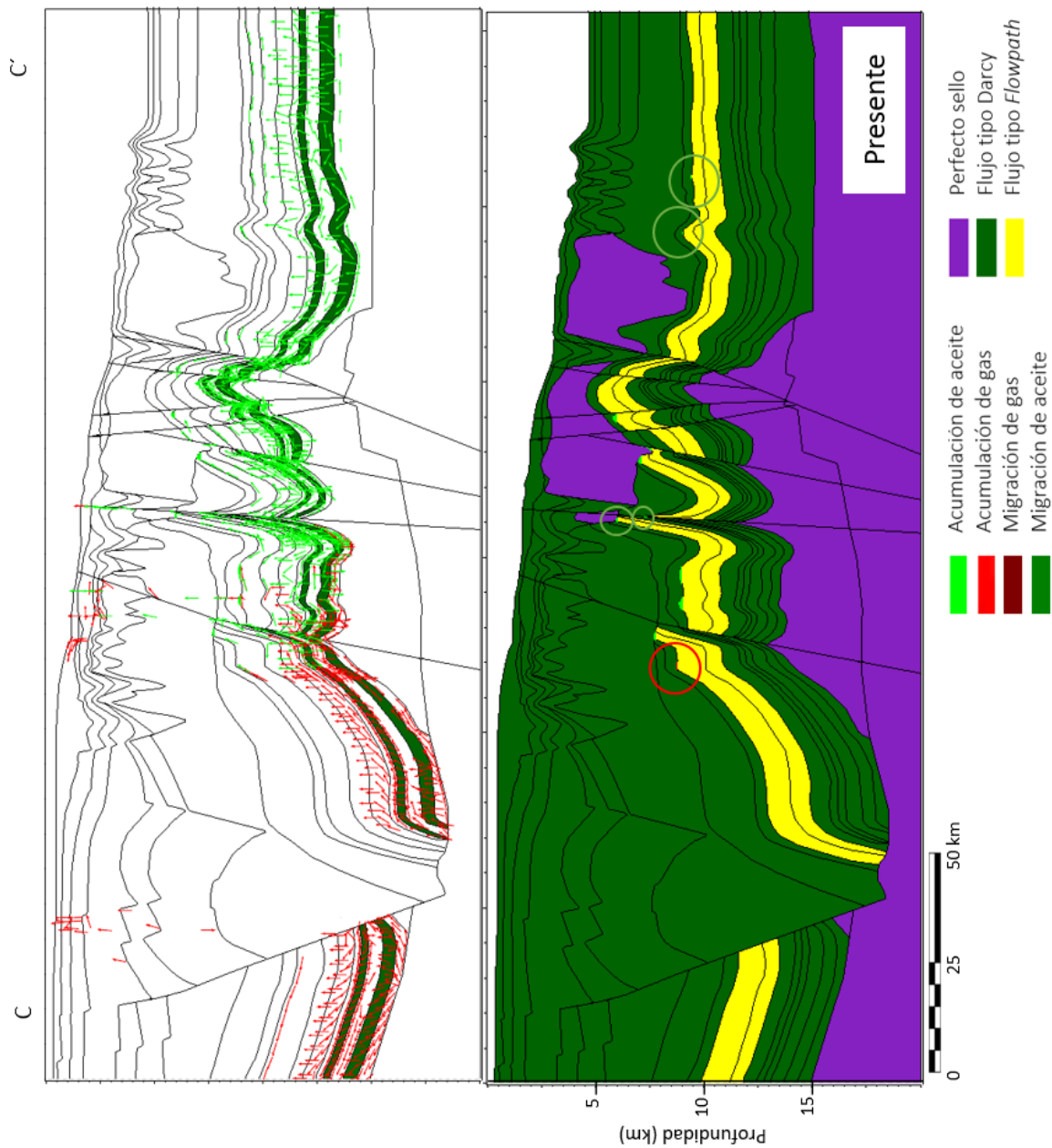


Figura 5.10 Migración y acumulación de hidrocarburos a través del tiempo, con el método de migración híbrido, escenario 2, círculos rojos para acumulaciones de gas, verde para aceite.

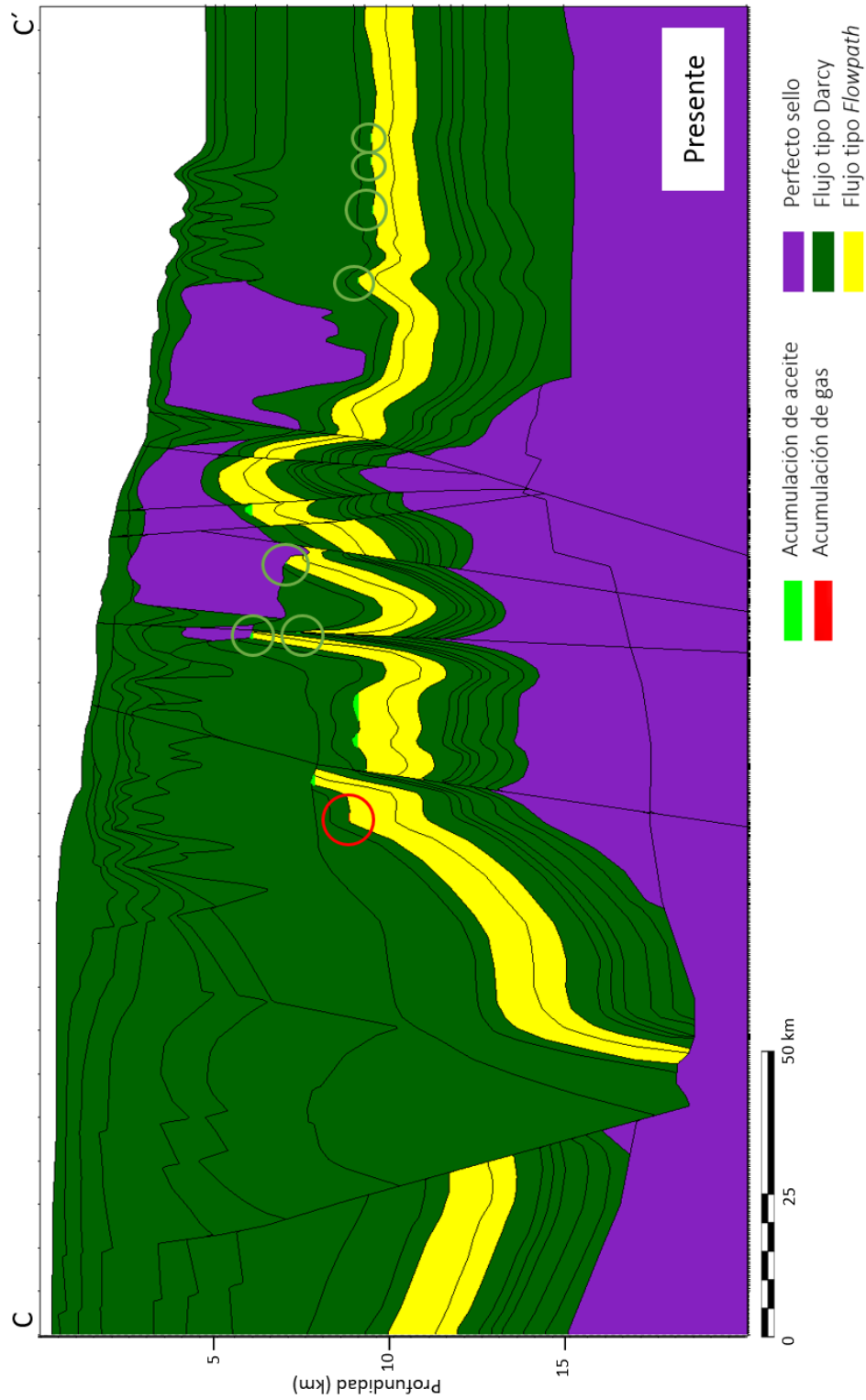
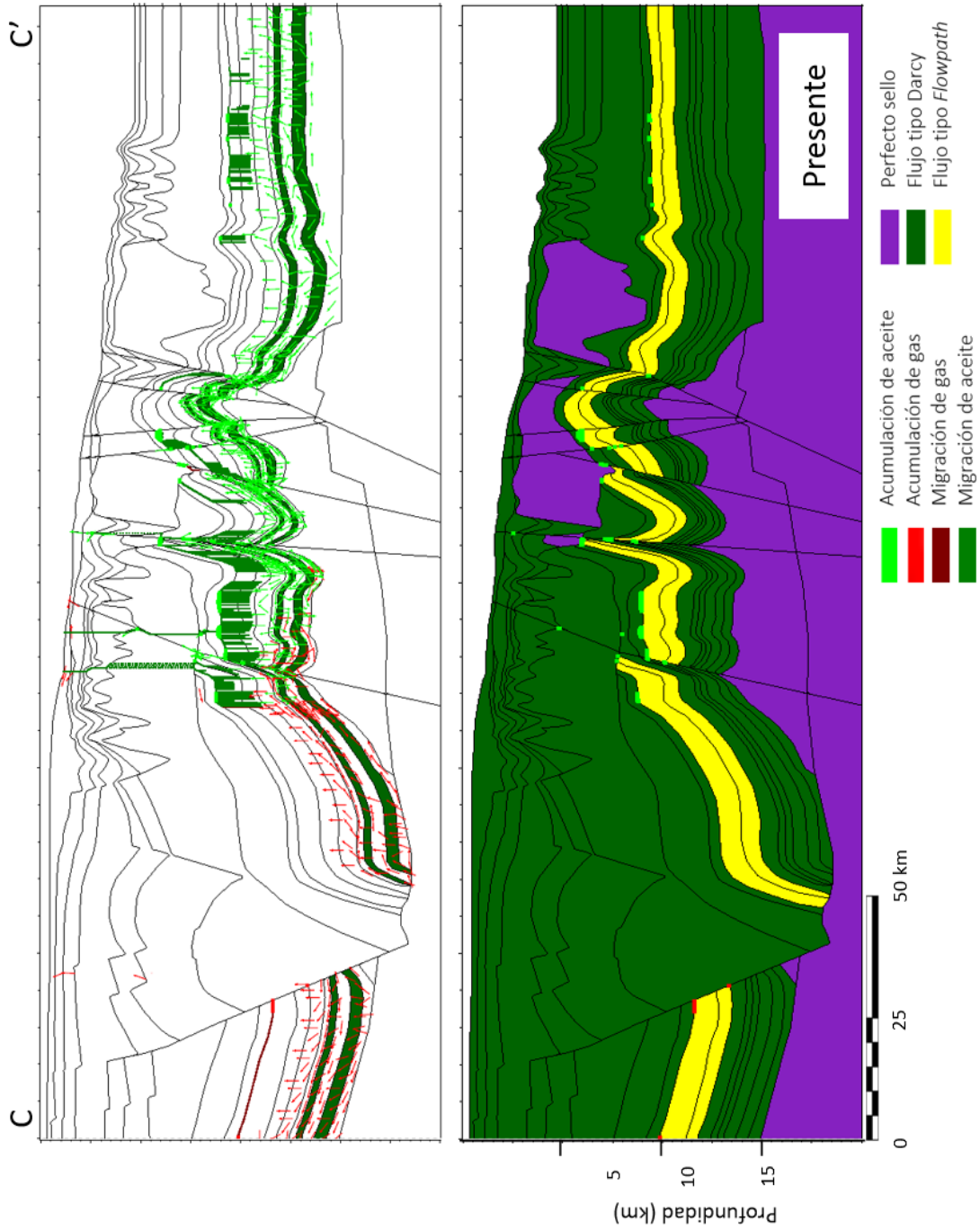


Figura 5.11 Migración y acumulación de hidrocarburos a través del tiempo, con el método de migración híbrido, escenario 3, círculos rojos para acumulaciones de gas, verde para aceite.

Escenario 4, Combinado

Presencia de acumulaciones de gas y de aceite, las acumulaciones de aceite se encuentran en las unidades Eoceno Inferior, Oligoceno Superior y Mioceno Medio, mientras que la de gas es en Eoceno Inferior y Paleoceno Inferior. Con este método, las acumulaciones generadas se dan en los anticlinales, y zonas cernas a las fallas, Figura 5.12, las zonas de acumulación son muy parecidas a las de los escenarios 2 y 3.

También es posible observar que hay fuga de gas y aceite del sistema petrolero y que la migración se dio tanto vertical como sub-horizontal siguiendo la pendiente de las unidades estratigráficas y a través de las fallas.



5.3. Análisis de presión de poro

Aplicación del modelado del sistema petrolero para el análisis del presión de poro y régimen de esfuerzos en la Provincia Salina del Bravo, México

El análisis de presión de poro se hizo con Terzaghi, está basado en las simplificaciones del concepto de esfuerzo litostático, donde se considera que la formación de la sobrepresión está relacionada a la compactación mecánica incompleta y se asume la relación fija entre reducción de porosidad y compactación sedimentaria, se usó en el modelado de cuencas en 1D al inicio de los 90's, asumiendo:

- El concepto de presión litostática toma en cuenta sólo la componente vertical del tensor de esfuerzo, como el esfuerzo principal máximo, la presión litostática es igual al peso de la sobrecarga. Los esfuerzos horizontales son relaciones fijas de la presión litostática. El esfuerzo tectónico adicional, debido a las fuerzas de compresión o extensión, son despreciadas.
- La formación de presión de poro es causada por la carga de la sobrecarga, el flujo del fluido y la compactación determinan como la presión es formada y distribuida en la cuenca. La compactación está relacionada a la pérdida del fluido en los poros y la disminución de la sobrepresión. Se considera el flujo del fluido en una fase en una roca completamente saturada, la cual es controlada por la permeabilidad. Se asume la comunicación de presión dentro de la red de poros.
- La compactación mecánica del espacio poroso toma en cuenta el reacomodo de los granos a bloques más compactos. Toda la compactación está relacionada con la reducción de porosidad causada por la pérdida de fluido. Este proceso de reducción de porosidad está controlado por el valor del esfuerzo efectivo de Terzaghi, que es igual a la diferencia de la presión litostática y de poro: $\sigma' = \sigma_l - p_p$. Y se asume una relación entre el esfuerzo efectivo máximo y la porosidad.
- El agua es considerada como incomprensible (Hantschel y Kauerauf, 2009).

El análisis de presión se realizó con dos escenarios, con el objetivo de ver el impacto que estas producen en la presión de poro:

- Escenario 1: Fallas abiertas.
- Escenario 2: Fallas cerradas.

La presencia de fallas afecta a la presión de poro, ya que, se observa que en las zonas donde existe un mayor cambio en la presión de poro, son aquellas en las que están rodeadas por fallas, en la Figura 5.13 y 5.14:

- I. Círculos y triángulos rojos:
 - a. Zonas con alta presión de poro.
 - b. Rodeada por fallas
 - c. Unidad estratigráfica, Mioceno Inferior.
 - d. Las áreas con mayor presión de poro son las más profundas y las que generan una geometría triangular.
- II. Círculos amarillos
 - a. Zonas con alta presión de poro.
 - b. Sin presencia de fallas a sus lados.
 - c. Unidad estratigráfica, Mioceno Inferior.
 - d. Pequeñas mini-cuencas
- III. Rectángulo
 - a. Sin presencia de fallas.
 - b. Unidades estratigráficas con poca deformación estructural, comparada con el resto de la sección.
 - c. La presión de poro es controlada por la carga de sedimentos.

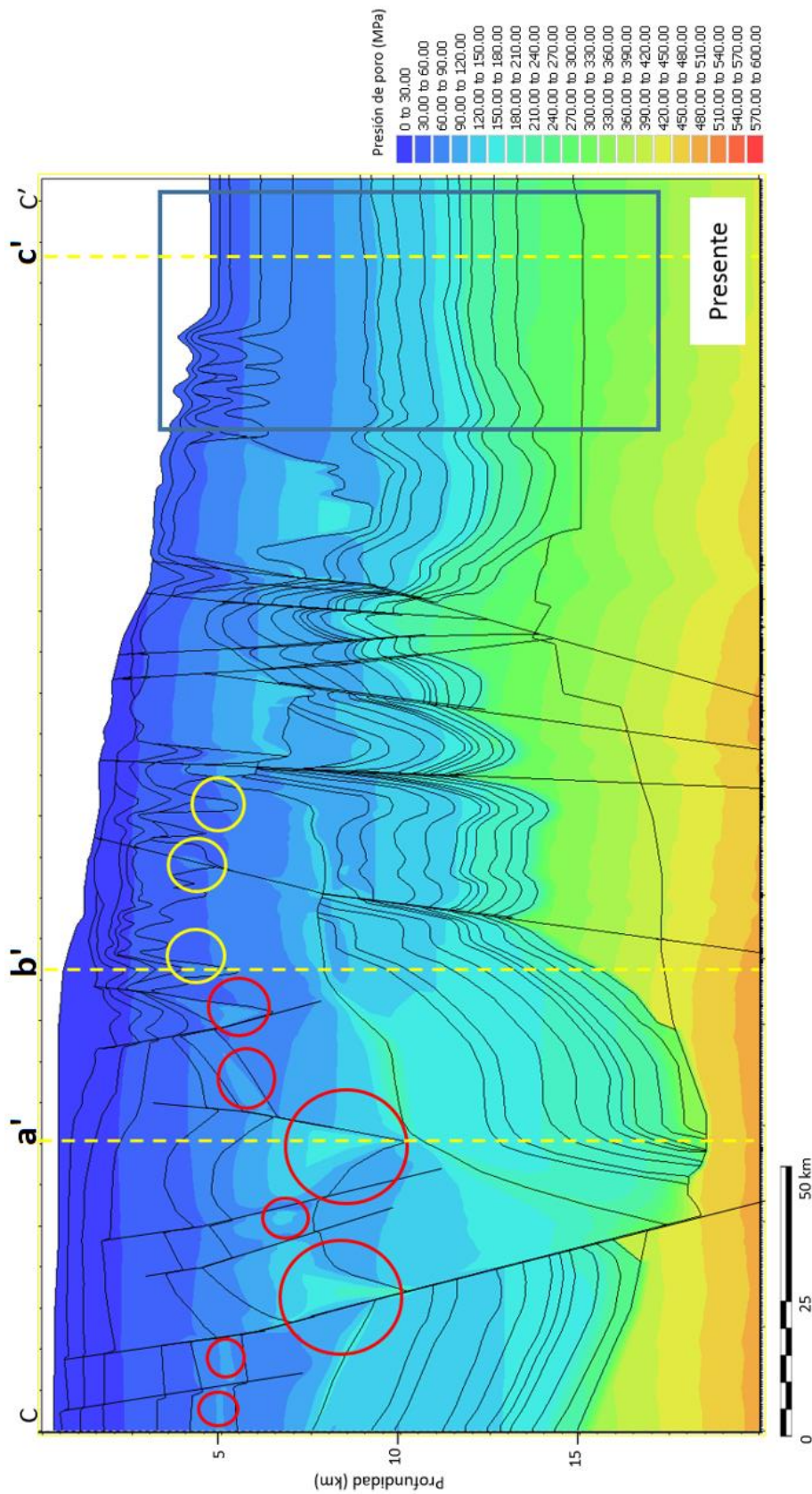


Figura 5.13 Escenario 1, fallas abiertas, las geometrías circulares muestran gran presión de poro respecto a su entorno mientras que en el rectángulo la presión de poro se comporta gradual.

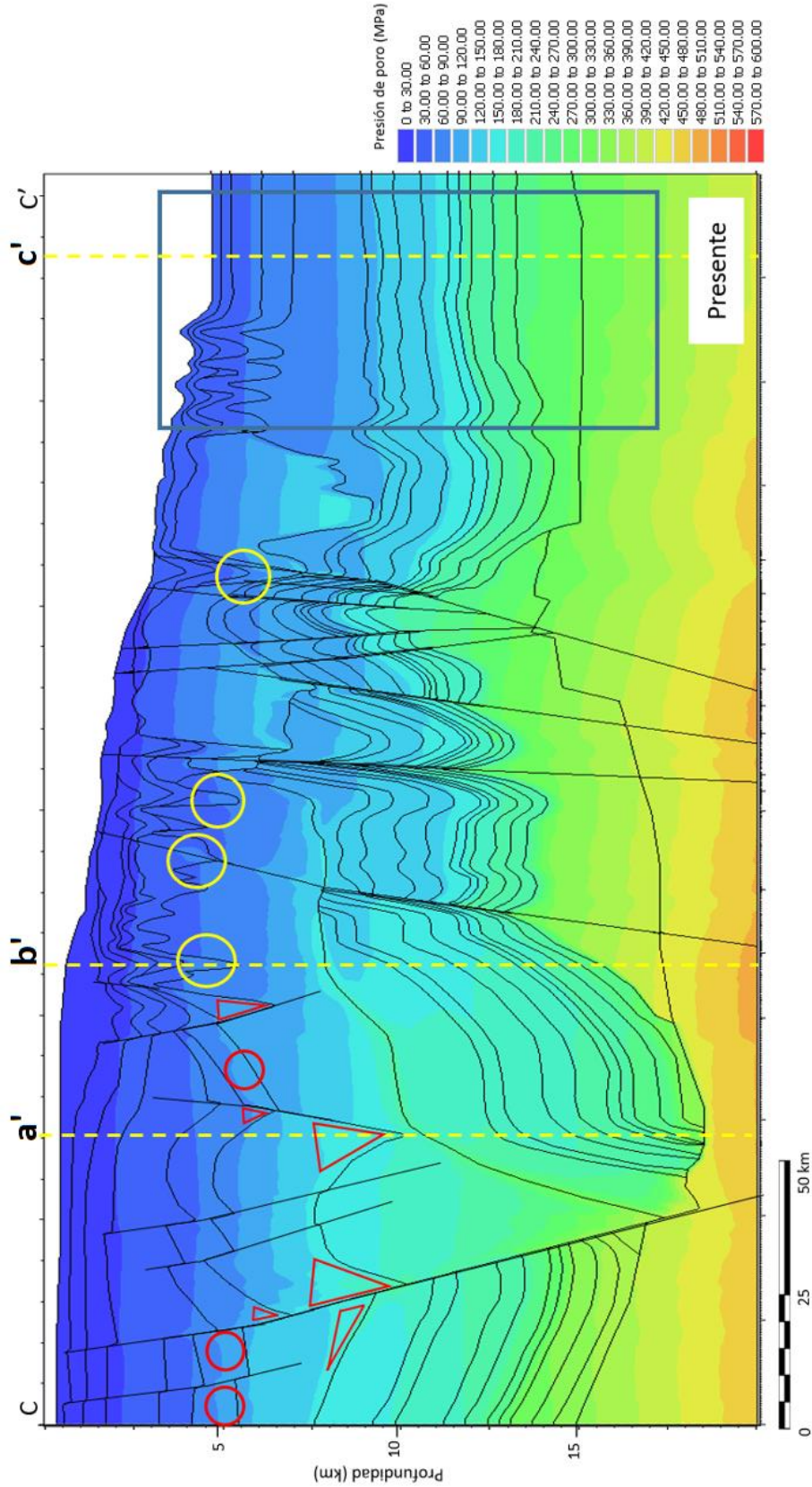


Figura 5.14 Escenario 2, fallas cerradas, geometrías rojas presentan alta presión de poro relacionado a fallas, mientras que las amarillas está determinados a mini-cuencas, rectángulo presión de la presión de poro se comporta gradual.

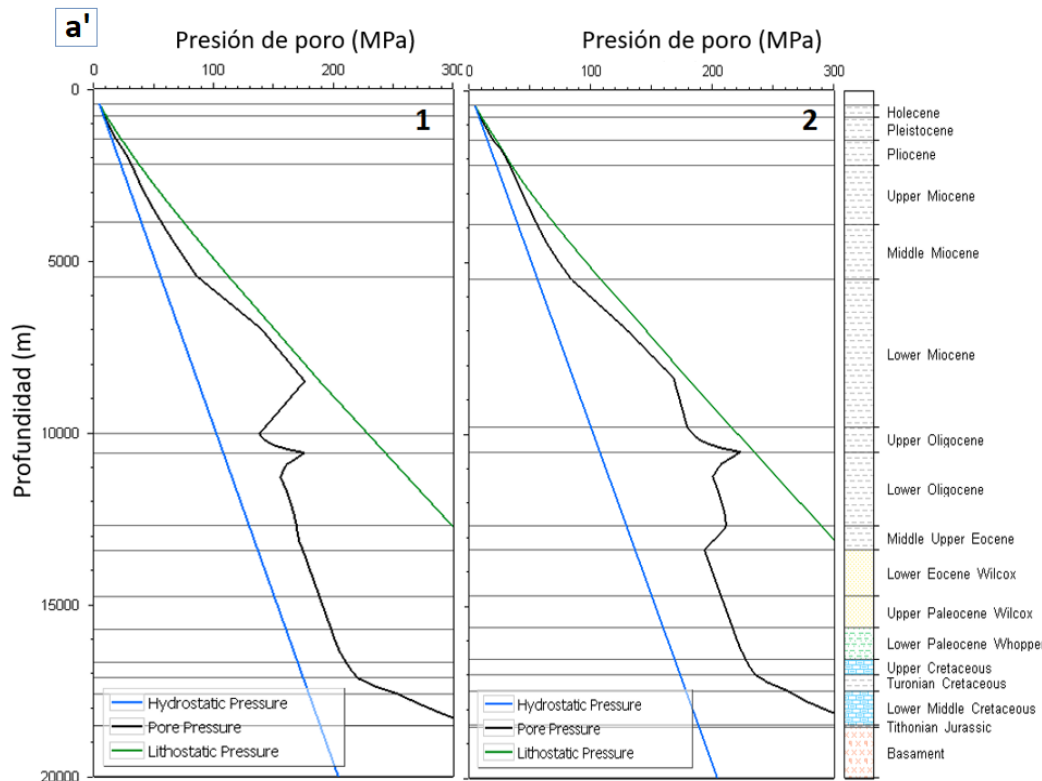
Comparación entre escenarios con extracciones 1D.

El comportamiento de presión de poro entre ambos escenarios es muy similar y se puede observar a partir de las tres extracciones (a', b' y c'), la ubicación de éstas se visualizan en las Figuras 5.13 y 5.14:

- Extracción a': zona con sobrepresión asociado a fallas.
- Extracción b': zona con sobrepresión asociado a una mini-cuenca.
- Extracción c': zona con baja complejidad estructural y salina.

Sin embargo, es notable que en el escenario dos (fallas cerradas) los valores de presión de poro son mayores, incluso con una diferencia de 40 MPa, en algunas zonas. Asimismo, existen dos grandes picos de presión de poro, el primero concuerda con la sobrepresión generada por las fallas (triangulo y círculo rojo) y las mini-cuencas (circulo en amarillo), mientras que el segundo pico es en el límite Oligoceno Superior e Inferior, Figura 5.15 y 5.16.

En contraste con las dos primeras extracciones (a' y b'), en la tercera no se refleja ningún cambio ni en los valores y ni en la tendencia de presión de poro, esto es debido a la



ausencia de fallas o tectónica salina en el área.

Figura 5.15 Escenario 1 y 2, extracción a', la tendencia de presión de poro es muy similar, sin embargo, algunos valores cambian significativamente debido al tipo de fallas.

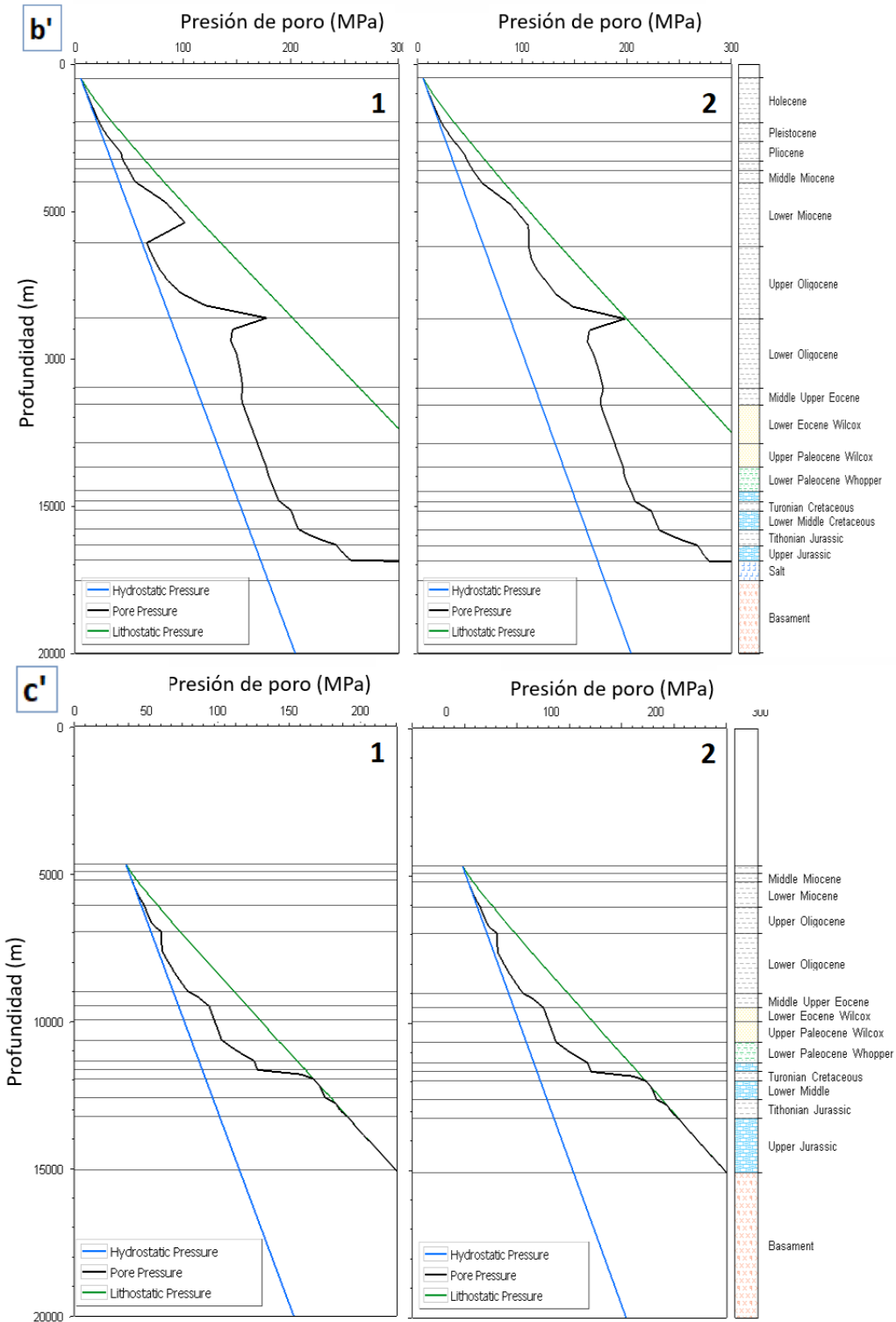


Figura 5.16 Escenario 1 y 2, en la extracción b' la tendencia de presión de poro es muy similar, con algunos valores significantes, en la extracción c' tanto los valores como la tendencia es la misma.

Presión de poro, densidad y porosidad efectiva

La presión de poro depende varios factores, uno de los principales es la porosidad efectiva y la densidad, en nuestro modelo, se marcó las zonas con una alta presión de poro, Figura 5.17, de la cual:

- I. Círculos y triángulos rojos:
 - a. Alta presión de poro.
 - b. Alta densidad.
 - c. Baja porosidad efectiva.
 - d. Delimitada por fallas.
 - e. Unidad estratigráfica, Mioceno Inferior.
- II. Círculos amarillos
 - a. Alta presión de poro.
 - b. Alta densidad.
 - c. Baja porosidad efectiva.
 - d. Mini-cuenca.
 - e. Unidad estratigráfica, Mioceno Inferior.

La Figura 5.17, muestra que la porosidad efectiva puede cambiar de 7-30% en una misma unidad estratigráfica, y que disminuye considerablemente en las zonas marcadas con triángulos rojos, ya que, existe una mayor densidad y además una mayor carga de sedimentos debido a que se encuentran en zonas con mayor profundidad.

Todas la zonas marcadas, figuras amarillas y rojas, concuerdan en estar en un ambiente confinado (limitado por fallas o bien por tratarse de mini-cuencas) que evita el drenado del agua de la red de poros y provocando así el aumento de presión de poro.

Es decir, una roca con buena porosidad como la unidad Mioceno Inferior, está propensa a compactarse más con el aumento de la carga sedimentaria (compactación mecánica), este proceso de compactación incluye el reacomodo de los granos para generar una fábrica más densa (densidad de *bulk*) y además el drenado del agua poral, si la carga de sedimentos sigue en aumento puede ocurrir dos escenarios:

1. Aumento de compactación: si la roca aún tiene porosidad conectada.
2. Aumento en la presión de poro: si la roca no puede expulsar el agua, ya sea, por estar en un ambiente cerrado, o porque la tasa de sedimentos fue demasiado rápida.

Para nuestro modelo puede tratar de la segunda.

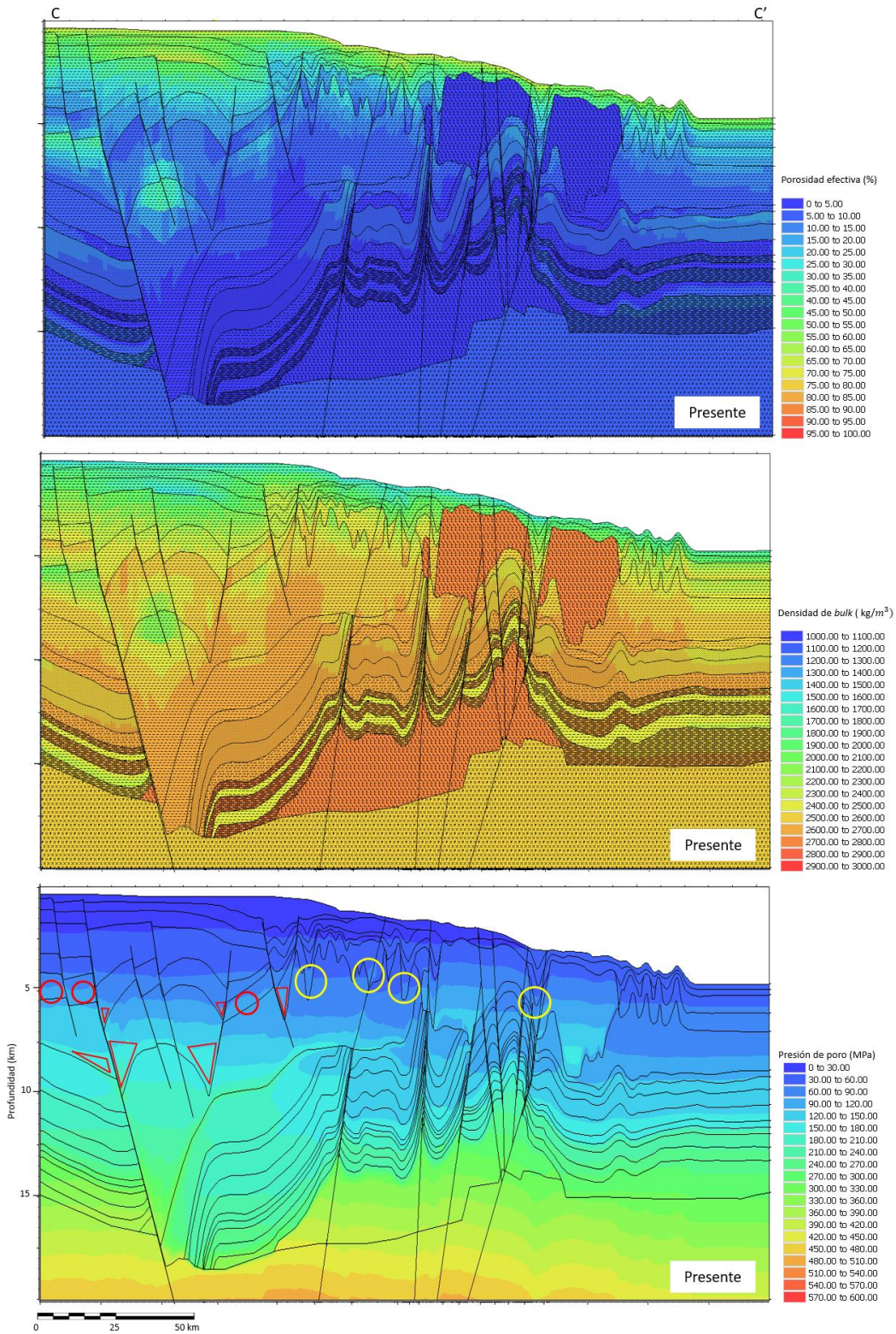


Figura 5.17 Modelo con fallas cerradas, muestra la relación entre porosidad efectiva, densidad y presión de poro.

Comportamiento de la presión de poro ante la sal

La sal se comporta como un sello para el flujo del agua o hidrocarburos, así que el papel que tiene la sal en la presión de poro está determinada por la deformación que genera a las unidades estratigráficas y por su propia geometría, ya que, la evolución geométrica de la sal alóctona genera variados cuerpos salinos que repercuten en la movilidad del fluido o bien en las rutas de flujo, y por lo tanto en la presión de poro.

Determinar el efecto que tiene la sal en unidades subyacentes es complicado en nuestra sección, debido a la presencia de fallas en esa zona, ya que, el comportamiento que tiene la presión de poro en esas unidades estaría gobernado por las fallas y la sal, o bien, por una de ellas. En las siguientes extracciones 1D de la sección C-C', es posible observar, que la sal tiene valores iguales a la tendencia de presión litostática, ya sea que la sal se encuentre a diferentes profundidades, o bien con diferente espesor, su valor siempre es el mismo,

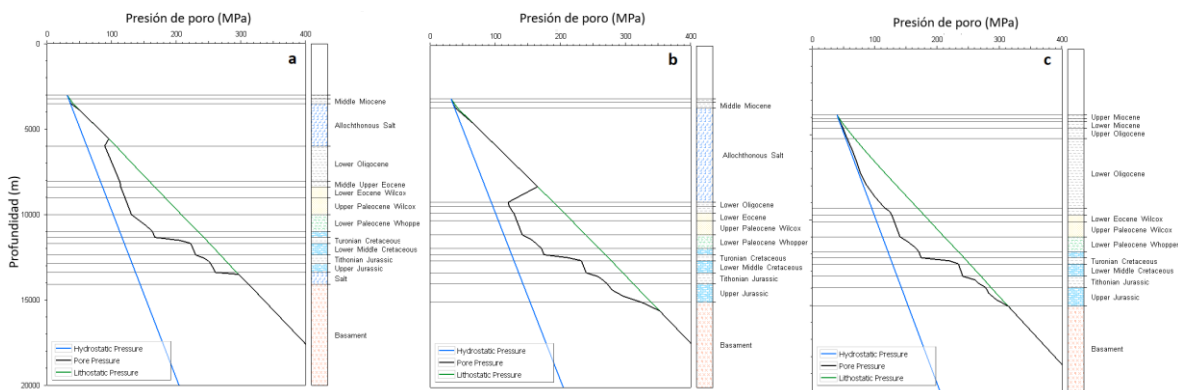
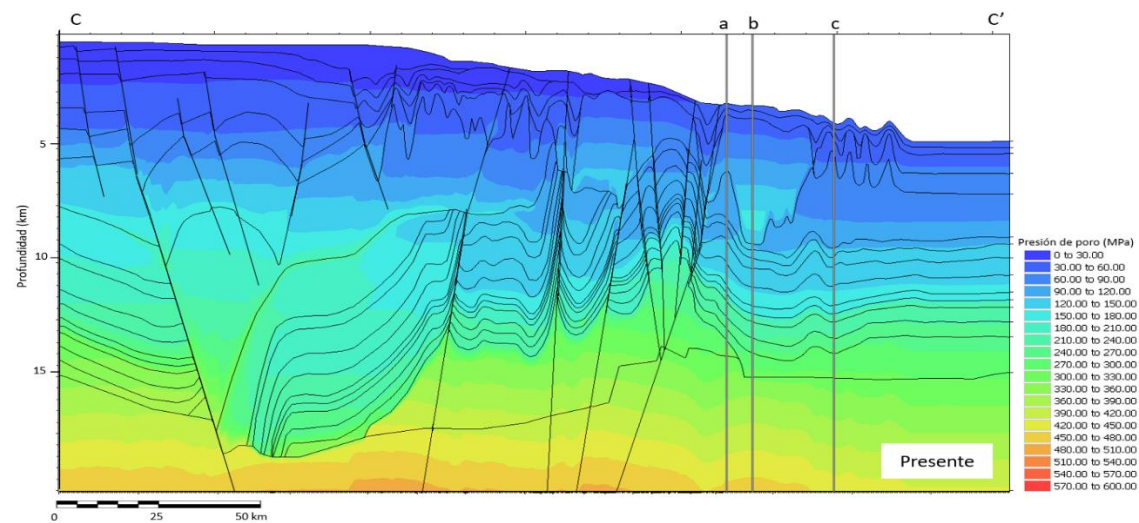


Figura 5.18.



Aplicación del modelado del sistema petrolero para el análisis del presión de poro y régimen de esfuerzos en la Provincia Salina del Bravo, México

Figura 5.18 Extracciones 1D: a, b y c de presión de poro a lo largo de la sección C-C'. Las extracciones a y b atraviesan la sal, mientras que la c, no, esto con el objetivo de visualizar como es la tendencia de presión de poro con y sin presencia de sal.

6. Conclusiones

Los resultados del modelado del sistema petrolero están fuertemente relacionados al tipo, cantidad y calidad de datos utilizados para alimentar el modelo, así como la precisión de la calibración. Por otro lado, el conocimiento geológico del área y del manejo de las herramientas del software utilizado es otro punto clave, ya que, ayudan a orientar los resultados de salida.

El análisis de resultados, permitió entender el comportamiento de la madurez y generación de hidrocarburos a través del tiempo y su estrecha relación con la profundidad, temperatura, y al tipo de régimen dentro de la cuenca, ya que, las subdivisiones establecidas por el tipo de madurez concuerdan con los límites de las provincias en la sección C-C', Figura 4.3 y 5.6:

- Subdivisión 1, Margen Extensional de la plataforma y Mini-Cuencas (régimen extensivo): zona con la mayor madurez de la sección.
- Subdivisión 2, Cinturón Subsalino (régimen contractivo): zona de menor madurez de la sección.
- Subdivisión 3, Cinturón Plegado Perdido (régimen contractivo): madurez media de la sección.

La primera etapa de generación fue gobernada por aceite hasta finales del Mioceno Medio, a partir de esa edad la gobernó el gas, debido a la madurez de las unidades generadoras.

Respecto a la migración y acumulación, se observó que las fallas siempre fungieron como rutas de migración de hidrocarburos y que el tipo de fallas (abiertas o cerradas) repercutió en el volumen acumulado. También, se distinguió una gran diferencia en las zonas de acumulación y su volumen entre los modelos de migración Percolación-Invasión contra Híbrido y Combinado, teniendo una fuerte similitud Híbrido y Combinado.

Del análisis de presión de poro con Terzaghi, se concluye que los factores que contribuyen a zonas de sobrepresión en la cuenca son:

- I. Tipo de litología: una roca con alto porcentaje de porosidad efectiva sufrirá mayor compactación, un aumento en su densidad y mayor cambio en los valores de presión de poro, respecto a una litología poco porosa. Esto se observó en la unidad del Mioceno Inferior, ya que, valores de porosidad efectiva, densidad y presión de poro presentaban diferentes órdenes de magnitud a lo largo de la sección C-C'.
- II. Zonas con restringida circulación del flujo de fluidos:
 - a. Presencia de sellos estructurales: las zonas con mayor presión de poro, son aquellas con mayor presencia de fallas, principalmente en la zona NW de la sección C-C'.

- b. Presencia de sellos estratigráficos: las áreas donde hay mini-cuencas, presentan sobrepresiones.
- III. Tipo de régimen y carga sedimentaria
- a. El régimen extensivo, representado principalmente por la falla de crecimiento generó un gran depósito sedimentario en la porción NW de la sección C-C', reflejado en los grandes espesores de las unidades del Oligoceno Superior y del Mioceno Inferior, Medio y Superior en comparación con el resto de la sección, y aunado con el deslizamiento de unidades estratigráficas a zonas más profundas, provocó sobrepresión en zonas con mayor profundidad. Para la provincia de Mini-cuencas la zona con sobrepresión es en el área más profunda de la estructura y con mayor columna sedimentaria.

La sal afectó todos los aspectos analizados en el modelo del sistema petrolero

- Retardo la madurez de las unidades generadoras subyacentes al *canopy* de sal.
- Fungió como sello para los hidrocarburos.
- El desarrollo de los alimentadores del *canopy* sirvieron como rutas de migración para los hidrocarburos.
- El efecto que tiene sobre la presión de poro está ligado a la evolución geometría de los cuerpos salinos y la deformación estratigráfica y estructural que provocan.

El modelado del sistema petrolero de la sección C-C' arrojó varios resultados, ya que, se hicieron varios escenarios modificando tipo de falla y método de migración de hidrocarburos. Respecto al método de migración más adecuado para nuestra área de estudio, se propone los modelos híbrido y combinado por la gran similitud en sus resultados.

La presente tesis concluye exitosamente el modelado del sistema petrolero de la sección C-C', el cual, presenta sincronía y dará información importante sobre la evolución de los elementos y procesos del sistema petrolero de la zona norte del Golfo de México Profundo, además, un análisis del impacto de la tectónica salina en la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos. Se presenta como un trabajo innovador al ser de los primeros proyectos integradores en el área.

7. Bibliografía

- Aadnøy, B. S., y Ong S, 2003, Introduction to the special issue on Borehole Stability: Journal of Petroleum Science Engineering, Vol. 38, pp. 79-82.
- Aadnøy, B. S., y Looyeh, R., 2011, Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and well design. Oxford: Elsevier.
- Al-Hajeri, M.M., Al Saeeda, M., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D. y Wyrala B., 2009, Oilfield Review Verano de 2009: 21, No 2, Copyright 2009 Schlumberger.
- Allen, P. A., y Allen J. R., 2013, Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment, (3^{ra} ed.) Oxford: John Wiley y Sons, Ltd.
- Allen, P. A., y Allen, J. R., 2013, Basic Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. (3rd ed.) Oxford: John Wiley y Sons, Ltd.
- Barbosa, C. F., 2008, Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo: Problemas del desarrollo, revista latinoamericana de economía, Vol. 39, No. 155, pp. 101-125.
- Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F. y Espitalie, J., 1997, Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation: Org. Geochem. Vol. 26, No. 5/6, pp.321-339.
- Bird, D. E., Burke, K., Hall, S. A, Casey, J. F., 2005, Gulf of Mexico tectonic history: Hotspot tracks, crustal boundaries, and early salt distribution: AAPG Bulletin, Vol. 89, No. 3, pp. 311-328. DOI: 10.1306/10280404026
- Bitterli, P., 1963, Aspects of the genesis of bituminous rock sequences Geology en mijnbouw, 42, 183-201.
- Bjørlykke, K., 2010, Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics, Berlin: Springer.
- CNH, 2015, Atlas geológico cuencas Sabinas-Burgos. Consultado en enero, 2019, de www.cnh.gob.mx.
- CNH, 2015, Propuesta del plan quinquenal de licitaciones de áreas contractuales 2015-2019, pp. 1-85. Consultado en marzo, 2018, de www.cnh.gob.mx.
- CNH, 2015, Síntesis geológico petrolera del Golfo de México–Aguas profundas norte: Cinturón plegado perdido, cinturón subsalino y Cordilleras mexicanas. Consultado en abril, 2017, de www.cnh.gob.mx.
- CNH, 2016, Aguas profundas, Gaceta trimestral, No. 009, pp. 1-56. Consultado en marzo, 2018, de www.cnh.gob.mx.
- CNIH, 2017, Ronda 1.4, Aguas profundas, exploración y extracción, Golfo de México profundo. Consultado en marzo, 2018, del portal.cni.cnh.gob.mx

- CNIH, 2018, Ronda 2.4, Aguas profundas, exploración y extracción, Golfo de México profundo. Consultado en marzo, 2018, del portal.cnih.cnh.gob.mx
- Downey, J.S., 1984, Geohydrology of the Madison and associated aquifers in parts of Montana, North Dakota, South Dakota, and Wyoming. US Geological Survey Professional Paper, 1273-G.
- Eguiluz de Antuñaño, Aranda-García, S., Marrett R., 2000, Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo 53, pp 1-26.
- Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A.M. y Risnes, R., 2008, Petroleum related rock mechanics (2^{da} ed.) Elsevier.
- Forrest, J., Marcucci, E. y Scott, P., 2007, Geothermal gradients and Subsurface Temperatures in the Northern Gulf of Mexico: Search and Discovery Article, No. 30048.
- Fossen, H., 2010, Structural Geology. New York: Cambridge University Press.
- Galloway, W. E., 2008, Chapter 15 Depositional Evolution of the Gulf of Mexico Sedimentary Basin. Sedimentary Basins of the World, 5(C), pp. 505-549. Doi:10.1016/S1874-5997(08)00015-4.
- Gose, W. A., and B. L. A. Sanchez, 1981, Paleomagnetic results from southern Mexico: Geofísica Internacional, Vol. 20, pp. 163-175.
- Gradmann, S., y Beaumont, C., 2016, Numerical modelling study of mechanics of mid-basin salt canopy evolution and their potential applications to the Northwest Gulf of Mexico: Basin Research, pp. 1-31. DOI: 10.1111/bre.12186
- Guerrero, J. C., B. E. Herrero, and C. E. Helsley, 1990, Paleomagnetic evidence for post-Jurassic stability of southeastern Mexico; Maya Terrane: Journal of Geophysical Research, B, Solid Earth and Planets, Vol. 95, pp. 7091-7100.
- Guzmán, A. E., 1999, Estado de la exploración petrolera en México: Boletín AMGP, Vol. 48, No. 1.2, pp. 16-42.
- Hantschel, T., y Kauerauf, A. I., 2009, Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling, Berlin: Springer.
- Hermansen H, Thomas L. K, Sylte, J. E, Aasboe BT, 1997, Twenty five years of Ekofisk reservoir management : SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 5-8 October 1997. (SPE 38927).
- Hernández-Flores, E.R., 2003, Delta del Bravo ¿Tectónica de sal o tectónica de arcilla?: Boletín AMGP, Vol. 50, No. 1-2, pp. 21-33.
- Holguín-Quiñones, N., Brooks, J.M., Román-Ramos, J.R., Bernard, B.B., Lara-Rodríguez, J., Zumbege, J.E., Medrano-Morales, L., Rosenfeld, J., De Faragó-Botella, M., Maldonado-Villalón, R. y Martínez-Pontviane, G., 2005, Estudio regional de manifestaciones superficiales de aceite y gas en el sur del Golfo de México, su origen e implicaciones exploratorias: Boletín AMGP, Vol. 52, No. 1, pp. 20-41.

- Hudec, M. R., Norton, I. O., Jackson, M. P. A. y Pell, F. J., 2013, Jurassic evolution of the Gulf of Mexico salt basin: AAPG, Vol. 97, No. 10, pp.1683-1710. DOI:10.1306/04011312073
- Hudec, M. R., y Jackson M. P. A., 2007, Understanding salt tectonics: Earth-Science Review, 82 pp. 1-28.
- Hunt, J. M., 1996, Petroleum Geochemistry and Geology. (2^{da} ed.) New York: W. H. Freeman and Company.
- Jackson, M. P. A., y M. R. Hudec, 2017, Salt tectonics: Principles and practice: Cambridge University Press.
- Jha, B., y Juanes, R., 2007, A locally conservative finite element framework for the simulation of coupled flow and reservoir geomechanics: Acta Geotechnica, 2, pp. 139-123. DOI: 10.1007/s11440-007-0033-0
- Klemme, H. D., y Ulmishek, G. F., 1991, Effective petroleum source rocks of the world: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors: AAPG, Vol. 75, pp. 1809-1851.
- Levorsen, A.I., 1967, Geology of Petroleum. 2nd Edition, W. H. Freeman and Company, San Francisco, CA.
- Magoon, L. B., y Dow, W. G., 1994, The petroleum system: AAPG, Memoir, Vol. 60, No. 1, pp. 3-24.
- Magoon, L. B., y Valin, Z. C., 1994, Overview of petroleum system case studies, in Magoon, L. B., Jr., y Dow, W. G., eds.: The petroleum system from source to trap: AAPG, 60, pp. 329-338.
- Marton, G., y Buffler R. T., 1994, Comment on Jurassic reconstruction of the Gulf of Mexico Basin: International Geology Review, 36, pp. 545–586. DOI: 10.1080/00206819409465475.
- Mosca, F., Djordjevic, O., Hantschel, T., MacCarthy, J., Krueger, A., Phelps, D., Akintokunbo, T., Joppen, T., Koster, K., Schupbach, M., Hampshire, K., y MacGregor, A., 2018, Pore pressure prediction while drilling: Three-dimensional earth model in the Gulf of Mexico: AAPG, Vol. 102, No. 4, pp. 691-708. DOI:10.1306/0605171619617050
- Nguyen, L. C., y Mann, P., 2016, Gravity and magnetic constraints on the Jurassic opening of the oceanic Gulf of Mexico and the location and tectonic history of the Western Main transform fault along the eastern continental margin of Mexico: Interpretation, Vol. 4, No. 1, pp. SC23-Sc33.
- Padilla y Sánchez, Ricardo, 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, pp. 19-42.
- PEMEX exploración y producción, 2012, Aguas profundas en México: La oportunidad y el reto, pp. 1-40.
- PEMEX, 2014, Informe anual 2013.

- Pindell, J. L., 1985, Alleghenian reconstruction and the subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean: *Tectonics*, Vol. 4, pp. 1-39.
- Pindell, J.L., y Kennan, L. J., 2002, *Exploration Framework Atlas Series: Vol. 4: Mexico and Gulf of Mexico: Tectonic Analysis*, Ltd.
- Sandwell, D.T., Muller R.D., Smith, W. H. F., Garcia, E. y Francis, R., 2014, New global marine gravity model from CryoSat-2 and Jason-1 reveals buried tectonic structure: *Marine geophysics*, Vol. 346.
- Schlumberger, 2017, *Case study*, Copyright 2017 Schlumberger.
- Tissot, B. P., y Welte, D.H., 1982, *El petróleo su formación y localización*. México: Conacyt.
- Trask, P. D., Hammar, H. E., y Wu, C. C., 1932, *Origin and environment of source sediments of petroleum: Gulf Publish Co. Houston, Texas*.
- Van der Plujim, Ben A., y Marshal, S., 2004, *Earth structure an introduction to structural geology and tectonics*, (2^{da} ed.), New York: Norton y Company, Inc.
- Vendeville, B.C.,y Jackson, M.P.A., 1992a. The rise of diapirs during thin-skinned extension. *Marine and Petroleum Geology*, Vol.4, No. 9, pp. 331–353.
- WEC México, 2009: *Provincias petroleras de México*, Capítulo 2, pp. 2106-2145
- Winker, C. D., y Buffler, R. T., 1988, Paleogeography evolution of early deep-water Gulf of Mexico and margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): *AAPG*, Vol.72, pp. 318–346.
- Wygrala B. P. *Integrated study of an oil field in the southern Po Basin, Northern Italy*. PhD thesis, University of Cologne, Germany, 1989.
- Zoback, M., 2007, *Reservoir Geomechanics*. New York: Cambridge University Press.