



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**El modelo geológico para proyectos de
recuperación mejorada en la Cuenca Salina
de Istmo**

TESINA

Que para obtener el título de

INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A

PAOLO GABRIEL PÁEZ OROZCO

DIRECTOR DE TESINA

ING. JAVIER ARELLANO GIL



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Este trabajo fue realizado dentro del marco del proyecto UNAM-CNH: “Consultoría de evaluación de opciones técnicas y estrategias de ejecución técnico-económicas para el desarrollo de campos con Recuperación Mejorada-EOR”, que se llevó a cabo del 16 de noviembre al 31 de diciembre de 2016, por la Facultad de Ingeniería para la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Agradecimientos

Quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por haberme dado la educación y la formación que hoy tengo, así como las grandes experiencias que he tenido como estudiante.

A mis padres Rosa María Orozco Tableros, Guadalupe Páez Martínez y mi hermana Giovannella Cassandra Páez Orozco; por ser un pilar importante en mi vida y formar parte de este gran logro tan importante y enseñarme a ser mejor cada día.

A mi familia, tíos, tías, primos, primas, que me ha brindado el apoyo durante este trayecto académico.

Al Ing. Javier Arellano Gil, por darme la oportunidad de realizar este proyecto y ser de los profesores que aportaron un gran conocimiento.

A mis sinodales, Ing. Alberto Arias Paz, M.C. Noé Santillán Piña, M.I. Isabel Domínguez Trejo y la Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa por su apoyo en la elaboración de este trabajo.

A mis compañeros que participaron en este proyecto, Brenda, Mariel y Eugenio.

A mis profesores, en especial al Dr. Carlos Garza, Dr. Carlos Schulze, M.C. Roberto Maldonado, M.I. Isabel Domínguez, M.C. Iza Canales, Dr. Antonio Espriú, Dra. Claudia Mendoza, Dr. Gilberto Silva, Dr. Moisés Dávila, Dr. Francisco Romero, Dra. Elena Centeno, Dra. Laura Mori, Dr. Dante Morán, Lic. Sergio Macías y al Ing. Marco Rubio.

Al equipo de trabajo de CFE-GEIC por darme la oportunidad de trabajar en el proyecto de la P.H. Chicoasén II.

Al Dr. Héctor Moreira Rodríguez y el equipo de trabajo por darme la oportunidad de realizar mi servicio social y práctica profesional en la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

A mis amigos Alan Gabriel, Omar, Pedro, Víctor, Alonso Soberón, Emigdio, Felipe, Fausto, Sócrates, Fabián, Xavi, Raúl, Elí, Alfredo, Gerardo, Marcelo, Hermes, Daniel, Javier, Toño, Passet, Valeria, Griss, Dafne, Mafer y Danelia por compartir momentos y experiencias inolvidables tanto en el aula, como en campo. A Juan Pablo, Edzon, Héctor, Rodrigo, Luis y Guillermo por todos estos años de amistad.

ÍNDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	3
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	5
1.1 Importancia.....	5
1.2 Objetivos	5
1.3 Metas.....	5
1.4 Metodología.....	6
1.5 Ubicación.....	7
1.6 Antecedentes históricos.....	7
CAPÍTULO 2 CONCEPTOS TEÓRICOS	13
2.1 Tipos de recuperación.....	13
2.1.1 Recuperación primaria	15
2.1.2 Recuperación secundaria	16
2.1.3 Recuperación mejorada	18
2.1.3.1 Métodos químicos	20
2.1.3.1.1 <i>Inyección por soluciones álcalis</i>	21
2.1.3.1.2 <i>Inyección por surfactantes</i>	23
2.1.3.1.3 <i>Inyección por polímeros</i>	24
2.1.3.1.4 <i>Combinaciones ASP</i>	25
2.1.3.2 Métodos térmicos	26

2.1.3.2.1 Inyección de aire o combustión in situ	26
2.1.3.2.2 Inyección de agua caliente.....	27
2.1.3.2.3 Inyección de vapor	28
2.1.3.3 Métodos miscibles.....	28
2.1.3.3 Otros métodos de recuperación mejorada.....	29
2.2 Criterios para la selección de métodos de recuperación mejorada EOR	30
2.2.1 Criterios de SELECTOR EOR 1.0 y Taber y Martin	32
CAPÍTULO 3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	37
3.1 Origen y evolución de la Cuenca Salina del Istmo	37
3.1.1 Inicios de la etapa de rift y expansión en el Triásico Superior	37
3.1.2 Proceso de rifting (Triásico Superior-Jurásico Medio).....	39
3.1.3 Procesos de margen pasivo (Jurásico Superior-Cretácico Superior)	42
3.2.4 Proceso de compresión, deformación por tectónica salina (Cretácico Superior-Plioceno)44	
3.2 Estratigrafía	46
3.2.1 Lechos Rojos (Formación Todos Santos)	48
3.2.2 Formación Salina	48
3.2.3 Formación Chinameca	49
3.2.4 Formación Cantelhá (Grupo Sierra Madre)	49
3.2.5 Formación Cintalapa (Grupo Sierra Madre)	50
3.2.6 Formación Méndez.....	50
3.2.7 Formación Lutita Nanchital	51
3.2.8 Formación La Laja.....	51

3.2.9 Formación Depósito	52
3.2.10 Formación Encanto	52
3.2.11 Formación Concepción Inferior y Concepción Superior	53
3.2.12 Formación Filisola	54
3.2.13 Formación Paraje Solo.....	54
3.2.14 Formación Agueguexquite	55
3.2.15 Formación Cedral.....	55
3.2.16 Conglomerado Acalapa.....	56
3.3 Geología estructural.....	57
CAPÍTULO 4 SISTEMA PETROLERO	63
4.1 Roca generadora	63
4.2 Roca almacenadora	65
4.3 Roca sello.....	66
4.4 Trampas	68
4.5 Sincronía	69
4.6 Ejemplos de campos.....	70
CAPÍTULO 5 CASOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	73
5.1 Campo A	74
5.1.1 Ubicación.....	74
5.1.2 Antecedentes	74
5.1.3 Marco geológico.....	75
5.1.3.1 Play.....	76

5.1.3.2 Régimen tectónico.....	76
5.1.4 Propiedades petrofísicas.....	79
5.1.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos.....	79
5.1.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado	80
5.2 Campo B	82
5.2.1 Ubicación.....	82
5.2.2 Antecedentes	83
5.2.3 Marco Geológico	84
5.2.3.1 Play.....	85
5.2.3.2 Régimen tectónico.....	85
5.2.4 Propiedades petrofísicas.....	87
5.2.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos.....	87
5.2.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado	88
5.3 Campo C	91
5.3.1 Ubicación.....	91
5.3.2 Antecedentes	92
5.3.3 Marco Geológico	93
5.3.3.1 Play.....	93
5.3.3.2 Régimen Tectónico	93
5.3.4 Propiedades Petrofísicas	96
5.3.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos.....	96
5.3.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado	96

5.4 Campo D	99
5.4.1 Ubicación.....	99
5.4.2 Antecedentes	100
5.4.3 Marco Geológico	100
5.4.3.1 Plays.....	101
5.4.3.2 Características estructurales.....	101
5.4.4 Propiedades Petrofísicas	103
5.4.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos.....	103
5.4.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado.....	103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFÍA	109

RESUMEN

Los métodos de recuperación mejorada consisten en la inyección de fluidos de diversa composición química que no están presentes en el yacimiento, o que se encuentran en el yacimiento pero son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos y permitir la extracción de hidrocarburos, que por métodos convencionales no se podrían obtener de manera económica. El sistema petrolero de la Cuenca Salina del Istmo se constituye de calizas bituminosas como rocas generadoras del Oxfordiano y Tithoniano; cuerpos arenosos del Mioceno son la principal roca almacén y cuerpos arcillosos del Oligoceno son la roca sello. Los Campos se encuentran en una etapa de explotación avanzada, teniendo un declive en su producción por lo que se requiere de implementar un método de recuperación mejorada que sea económicamente viable. Los métodos de recuperación mejorada consideran evaluar los parámetros de temperatura, viscosidad, permeabilidad, porosidad, profundidad y el tipo de hidrocarburo principalmente. La inyección de agua alternada con gas (WAG) es una alternativa viable tanto desde el punto de vista técnico como económico. Consiste en la inyección en secuencia de un gas (generalmente CO₂) con agua, con el objetivo de incrementar la eficiencia del barrido. La inyección de CO₂, al ser introducido al yacimiento disminuye la viscosidad del aceite y desplaza el aceite de manera miscible. Para el Campo B además de estos dos métodos de recuperación, considera que los Procesos Térmicos incrementaría la recuperación del aceite, ya que este método tiene como objetivo principal disminuir la viscosidad del fluido para incrementar su movilidad a través de la transmisión de calor al fluido y yacimiento por la inyección de vapor, aire o agua caliente.

ABSTRACT

The enhanced oil recovery methods consist of the injection of fluids of different chemical composition that are not present in the reservoir or that are in the reservoir but are injected to specific conditions in order to alter the physical-chemical behavior of the fluids and allow the extraction of hydrocarbons, which by conventional methods could not be obtained economically. The Salina del Istmo Basin petroleum system is constituted of Oxfordian and Tithonian bituminous limestones as source rocks. Miocene sand bodies are the main rock reservoir and Oligocene clay bodies are the rock seal. The fields are in an advanced stage of exploitation, having a decline in their production, which requires the implementation of an improved recovery method that is economically viable. The improved recovery methods consider to evaluate the parameters of temperature, viscosity, permeability, porosity, depth and type of hydrocarbon mainly, being found that the injection of water alternating with gas (WAG) is a viable alternative from the technical point of view as well economic. It consists of the sequential injection of a gas (usually CO₂) with water, in order to increase the efficiency of the sweep. Injection of CO₂, when it's introduced to the reservoir, decreases the viscosity of the oil and displaces the oil in a miscible way. For the field, in addition to these two recovery methods, it is considered that Thermal Processes would increase the recovery of the oil, since this method has as main objective to diminish the viscosity of the fluid to increase its mobility through the transmission of heat to the fluid and deposit by the injection of steam, air or hot water.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Importancia

Las técnicas de recuperación mejorada tienen como objetivo principal incrementar la producción y el factor de recuperación de hidrocarburos en los yacimientos que han tenido un declive. Para ello es necesario conocer las características geológicas, geofísicas, petrofísicas, fluidos (agua, gas, aceite) y las condiciones en las que se encuentra el yacimiento, para dar propuestas bien fundamentadas que permitan lograr los objetivos.

1.2 Objetivos

Este trabajo se tiene como objetivo principal presentar un modelo geológico de la Provincia Salina del Istmo que sea de utilidad en la explotación de hidrocarburos ayudando a la selección de un método de Recuperación Mejorada (EOR). Además como objetivos secundarios se busca:

1. Describir los aspectos generales de la Cuenca Salina del Istmo, ubicación geográfica, la importancia de la provincia como fuente productora de hidrocarburos en el país.
2. Realizar una descripción de las características geológicas principales de la cuenca, las características litológicas, sedimentológicas, estructurales y estratigráficas, petrofísicas, entre otras.

1.3 Metas

Proporcionar información importante y actualizada sobre los plays de la Cuenca Salina del Istmo, considerando las unidades estratigráficas que lo conforman, elaborar cartografía en

la zona del Istmo que ayuden a visualizar los estilos estructurales en los campos, así como las trampas que lo conforman. Además se pretende generar información que sea de utilidad para la caracterización de yacimientos y que permita seleccionar el método EOR más óptimo para extraer la mayor cantidad de hidrocarburos.

1.4 Metodología

Para la elaboración de este trabajo se siguió la metodología que a continuación se describe de manera general:

1. Recopilación de la información publicada por organismos reguladores y de producción de hidrocarburos son la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Portal de Información Técnica del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, reportes de PEMEX, Rondas México; así como de trabajos realizados de tesis, tesinas, artículos y materiales de apoyo a la docencia enfocados a los temas de recuperación de hidrocarburos y de los yacimientos de la Cuenca Salina del Istmo.
2. Análisis de la información obtenida previamente, principalmente de los tipos de recuperación que existen, sus procedimientos y criterios a considerar, la información geológica de la Cuenca Salina del Istmo y los campos que conforman la provincia.
3. Síntesis de la información más relevante de los métodos de recuperación mejorada y la geología de la Cuenca Salina del Istmo.
4. Elaborar textos y tablas a partir de la síntesis realizada.
5. Elaborar y recopilar figuras que ilustren los métodos de recuperación mejorada, la reconstrucción tectónica de la cuenca, modelos sedimentarios, columna estratigráfica, mapas estructurales de la cuenca y de los campos de estudio y la elaboración de mapas de ubicación con el software de QGIS.

6. Discusión de la información de los campos de estudio a partir de sus propiedades geológicas, petrofísicas y del tipo de hidrocarburo que contiene el yacimiento y los criterios que se utilizarán para la selección del tipo de recuperación mejorada.
7. Elaborar conclusiones y recomendaciones.

1.5 Ubicación

La Cuenca Salina del Istmo es una cuenca sedimentaria que se localiza en la parte norte del Istmo de Tehuantepec, entre los Ríos de Tonalá y Coatzacoalcos en los estados de Veracruz y Tabasco, con un área aproximada de 19,000 km². La Cuenca Salina del Istmo forma parte de la provincia petrolera de las Cuencas del Sureste que se encuentran al sur del Golfo de México Profundo, al norte con el Cinturón Plegado de Chiapas, al Este con la Plataforma de Yucatán y al Oeste con la Cuenca de Veracruz.

1.6 Antecedentes históricos

La Cuenca Salina del Istmo tiene una amplia historia referente a la exploración y explotación de hidrocarburos, comenzando en una primera etapa con la exploración en 1902, con la perforación de los pozos Amestique-1, Cristóbal-1 en 1906 y el inicio de la producción en la cuenca en 1910 con el descubrimiento del Campo Ixhuatlán.

En la década de los años 60's se tiene una segunda etapa importante de exploración, logrando el descubrimiento del Campo A, iniciando con una producción de 150 Mbd (Soto-Cuervo *et al.*, 2009).

En los años posteriores se realizaron proyectos de exploración en la provincia descubriendo otros 48 campos entre ellos los campos Ogarrío, Balsillo, Cuichapa, El Plan, Magallanes y Bacal, siendo estos los más importantes en la Cuenca Salina, alcanzando una producción aproximada de 39 Mbd de aceite y 56 MMpcd de gas. Siendo exitoso con el 35% de éxito

geológico la etapa de exploración, por lo que se aumentó el número de perforaciones de pozos (*Figura 1.1*) con una producción acumulada de 2.044 MMb y un factor de recuperación promedio de 22%.

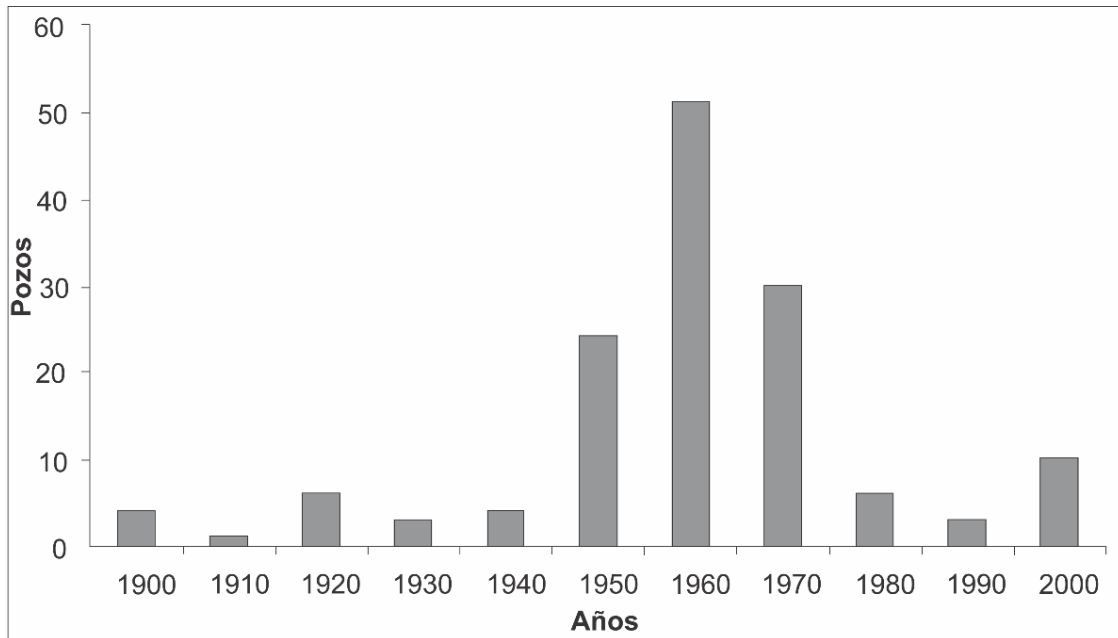


Figura 1.1 Exploración en la Cuenca Salina del Istmo (Modificado de Soto-Cuervo et al., 2009).

La tercera etapa de exploración inicia en el año 2003 mostrado en la *Tabla 1.1*, con el descubrimiento de 8 campos, 6 en mar y 2 en el continente con reservas de 116 MMbpce, con lo que la zona obtuvo el 16% del total de reservas incorporadas en México durante ese año (Soto-Cuervo et al., 2009).

POZO	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas Natural (mmmpc)	PCE (mmb)
Amoca-1	26.8	10.2	31.8	12.1	69.3	26.3	75.6
Centli-1						3.1	0.6
Namaca-1					1.5	13.6	4.3
Xaxamani-1		8.3	5.6	21.9	13.2	28.1	18.9
Xicope-1		10.1		10.1		17.6	3.4
Yetic-1					1.7	6.7	3
Guaricho-1	2.9	2.1	7.6	5.4	7.6	5.4	8.8
Gubicha-1	0.7	1.2	0.7	1.2	0.7	1.2	1
TOTAL	30.4	31.9	45.7	50.7	94	102	115.6
708.8 Total							
380.6	Marinas y Sur	54%		Play Orca		Play Bacal	
115.6		16%		Play 5 Presidentes		Play Magallanes	

Tabla 1.1 Resumen de Reservas incorporadas en la Cuenca Salina del Istmo durante el 2003

(Modificado de Soto-Cuervo et al., 2009).

Actualmente en la Cuenca Salina se tienen 28 campos en aguas someras y 48 en continente, con un total de 76 campos. En las cuatro licitaciones de la Ronda 1 se han asignado 26 áreas contractuales que se encuentran dentro del Cuenca Salina del Istmo para la exploración y extracción de hidrocarburos. En el mapa de la *Figura 1.2* se muestran todas las áreas contractuales que se ubican dentro de la cuenca y el resultado durante estas licitaciones. En la parte terrestre, 4 áreas contractuales tienen licitante ganador, en aguas someras 4 de 16 de las áreas fueron asignados con un ganador y en aguas profundas, solamente 2 quedaron sin asignar a una empresa u operadora.

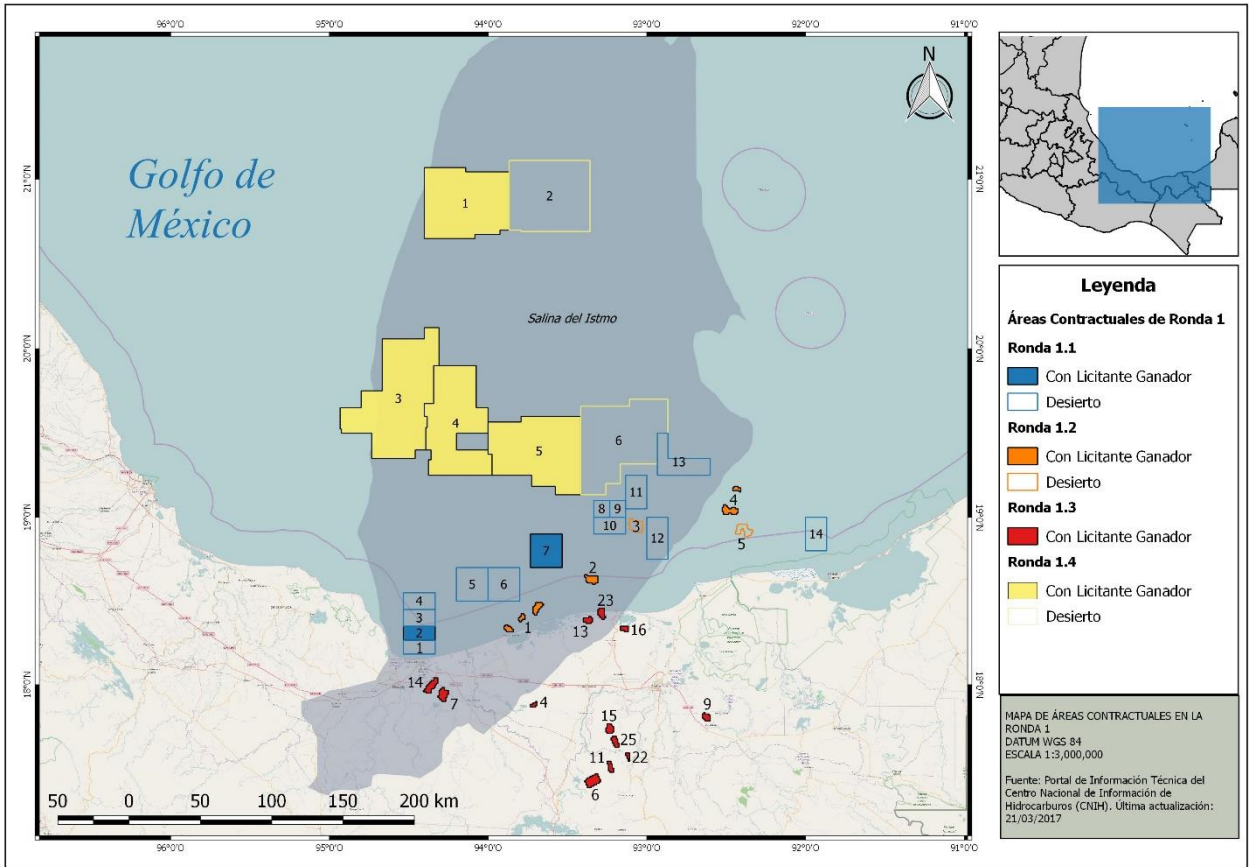


Figura 1.2 Mapa de las áreas contractuales que contiene la Cuenca Salina del Istmo (Fuente: Rondas México).

En la *Tabla 1.2* muestra la información relevante de estas áreas contractuales, considerando que en las Licitaciones 1 y 2 se realizarán actividades de exploración en aguas someras incluyendo el entorno los campos Amoca, Miztón, Tecoailli PA, Tecoailli PB, Hokchi PA, Hokchi, además de explotar yacimientos de hidrocarburos con aceite ligero.

Licitación 1 "Contratos de Producción Compartida para Exploración y Extracción de Hidrocarburos"						
Área Contractual	Campos	Provincia Geológica	Provincia Petrolera	Ubicación	Superficie (km ²)	Tipo de Hidrocarburo
2	-	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Someras	194.452	-
7	-	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Someras	464.799	-

Licitación 2 "Contratos de Producción Compartida para Extracción de Hidrocarburos"						
Área Contractual	Campos	Provincia Geológica	Provincia Petrolera	Ubicación	Superficie (km ²)	Tipo de Hidrocarburo
1	Amoca, Miztón, Tecoalli PA, Tecoalli PB	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Someras	67.203	Aceite Ligero
2	Hokchi PA, Hokchi PB	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Someras	39.598	Aceite Ligero

Licitación 3 "Contratos de Licencia para Extracción de Hidrocarburos"						
Área Contractual	Campos	Provincia Geológica	Provincia Petrolera	Ubicación	Superficie (km ²)	Tipo de Hidrocarburo
7	Cuichapa Pte.	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Terrestre	41.464	Aceite y Gas
13	Mayacaste	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Terrestre	21.867	Aceite y Gas
14	Moloacán	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Terrestre	46.321	Aceite y Gas
23	Tajón	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Terrestre	27.525	Aceite y Gas

Licitación 4 "Contratos de Licencia para Exploración y Extracción de Hidrocarburos"						
Área Contractual	Campos	Provincia Geológica	Provincia Petrolera	Ubicación	Superficie (km ²)	Tipo de Hidrocarburo
1	-	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Profundas	2381.08	Aceite Ligero-Superligero
3	-	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Profundas	3287.11	Aceite Ligero-Gas Húmedo
4	-	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Profundas	2358.73	Aceite Ligero-Pesado, Gas Húmedo
5	-	Salina del Istmo	Cuencas del Sureste	Aguas Profundas	2573.16	Aceite Ligero-Gas Húmedo

Tabla 1.2 Información de las áreas contractuales que se localizan en la Cuenca Salina del Istmo (Fuente: Rondas México).

En la parte terrestre se tiene considerado realizar trabajos de extracción en los campos Cuichapa Poniente, Mayacaste, Moloacán y Tajón, que contienen aceite y gas; y para aguas profundas se realizarán trabajos de exploración y extracción esperando obtener aceite ligero, aceite superligero, aceite pesado y gas húmedo sobresalinos y subsalino. Los principales plays productores de la Cuenca Salina del Istmo son las secuencias terrígenas del Mioceno, conformados por trampas mixtas (estructurales y estratigráficas) asociados a estructuras generadas por una fase de deformación por extensión y tectónica salina del Mioceno-Plioceno.

CAPÍTULO 2 CONCEPTOS TEÓRICOS

Un gran volumen de petróleo adicional yace al alcance de campos existentes, este recurso permanecen una vez que la producción por métodos tradicionales ha alcanzado su límite económico. En todo el mundo el número de campos maduros ha aumentado y alcanzando picos de producción, esto ha hecho que las compañías petroleras trabajen en nuevas tecnologías dando pasos agigantados desde la exploración como son la adquisición de registro, tecnologías de generación de imágenes entre pozos, evaluaciones sísmicas 4D, métodos de geomodelado 3D entre otros softwares de última generación.

Hoy la industria cuenta con herramientas para la comprensión de estructuras sedimentarias, construyendo modelos y determinando la geometría de los yacimientos, así como la perforación de pozos más complejos y acceder con mayor precisión a objetivos que contienen petróleo sin explotar, mejorando y controlando el sistema de producción como las propiedades des yacimiento in situ como en superficie (Al-Mjeni *et al.*, 2010).

2.1 Tipos de recuperación

Para la recuperación de hidrocarburos en un yacimientos se ha llevado a cabo un procedimiento en la industria petrolera que empieza en la etapa de exploración del o de los yacimientos, descubrimiento, desarrollo, y posteriormente las etapas de recuperación primaria, secundaria, mejorada hasta finalizar con su abandono (Figura 2.1).

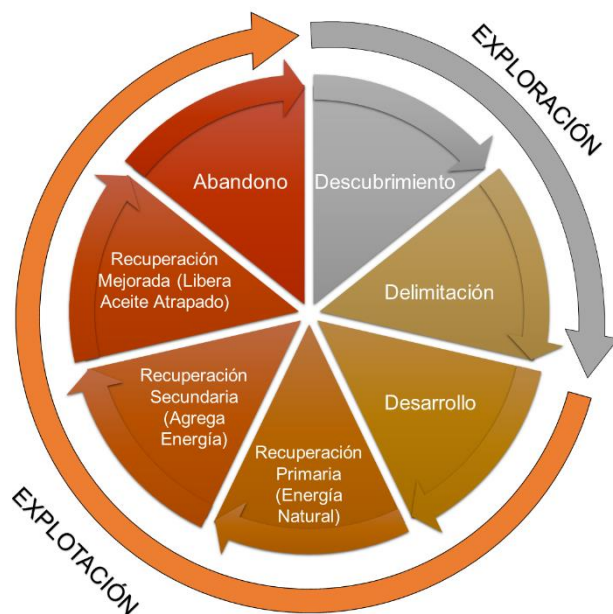


Figura 2.1 Etapas de desarrollo de un yacimiento (Modificado de Rodríguez de la Garza, F., 2013).

Rangel Germán, E. R., (2015) hace mención que la recuperación de petróleo tradicionalmente se desarrolla a través de diferentes etapas de explotación: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación terciaria o mejorada (*Figura 2.2*).

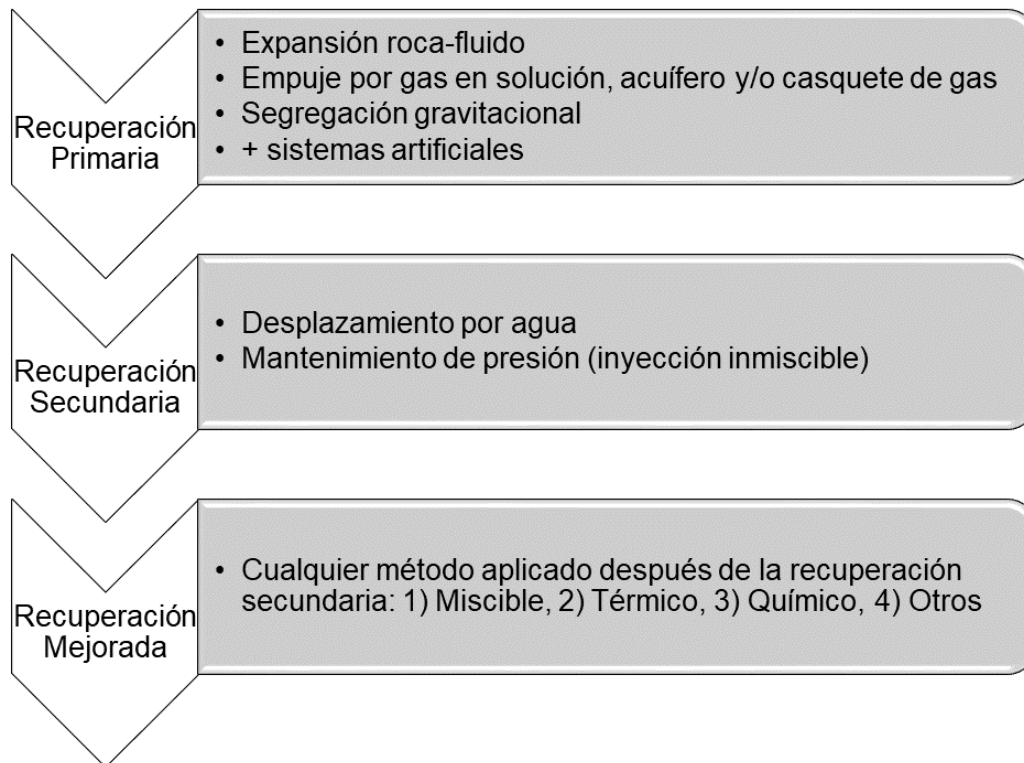


Figura 2.2 Etapas tradicionales de recuperación (Modificado de Rangel Germán, E. R., 2015).

A nivel mundial se han reconocido cuatro clasificaciones o grupos de recuperación mejorada en los que se destacan los siguientes: 1) métodos térmicos, 2) métodos químicos, 3) métodos de inyección miscible de gases y 4) otros (microbiana, eléctricos). Las técnicas de EOR tienen como objetivos principales mejorar:

1. La porosidad teniendo una interconexión entre poros de manera que se pueda dar el flujo de aceite.
2. La mojabilidad a través de la inyección de fluidos teniendo como efecto el aumento de la eficiencia volumétrica de barrido.

3. La variación de la viscosidad de los fluidos en la roca entre otros.

El objetivo general es mejorar la extracción de hidrocarburos de un yacimiento; investigadores y trabajadores de la industria petrolera se han encargado de buscar nuevos métodos o técnicas para lograr dicho objetivo. A continuación se hará una breve descripción de los tres primeros tipos de recuperación.

2.1.1 Recuperación primaria

Se define a la recuperación primaria como “la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie” (Schlumberger, 2017).

En la *Tabla 2.1* se muestran los datos de escrutinio de los mecanismos de empuje en la recuperación primaria, donde Rangel Germán, E. R., (2015) la define como “el resultado de la energía propia del yacimiento, a través de los mecanismos de empuje como son 1) la expansión del sistema roca-fluido, 2) empuje por gas en solución, acuífero y/o casquete de gas, 3) segregación gravitacional más 4) otros sistemas artificiales” y cada una puede actuar de manera secuencial o de manera independiente, dependiendo de las propiedades físicas y litológicas del yacimiento, dependiendo de la composición del fluido contenido y de las propiedades de los sistemas roca-fluido, por lo que la variación de la presión en el yacimiento con respecto a la producción acumulada es fundamental para identificar la etapa en la que se encuentra. El mecanismo de drenaje gravitacional es más eficiente en yacimientos con echado, donde se facilita la segregación de aceite. Otro mecanismo muy eficiente es la afluencia del acuífero hacia el yacimiento; este último depende de la distribución de presión y permeabilidad en el yacimiento (Rangel Germán, E. R., 2015).

Mecanismo	Presión del Yacimiento	Recarga	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
Expansión Roca-Fluido	Declina rápido y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con Sw)	1-10%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con Sw)	5-35%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina rápido y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insuficiente	20-40%	La sugerencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80%	N calculado por balance de materia
Segregación Gravitacional	Declina rápido y continuamente.	Permanece baja en pozos terminados en zona estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80%	

Tabla 2.1 Datos de escrutinio para procesos de recuperación primaria (Modificado de Alcludia Yániz y De la Fuente Pérez, 2015).

2.1.2 Recuperación secundaria

En esta etapa se suministra energía además de la que el yacimiento proporciona, procesos mecánicos como la inyección de agua u otros fluidos proporcionando un trabajo desarrollado por presión y volumen (PV), o caloríficos con la inyección de gas o vapor de agua, la combustión suministrada a la roca dando como resultado una disminución la viscosidad del aceite y aumentando la mojabilidad y así se desplace el aceite remanente. Durante la producción en un yacimiento se ha optado la recuperación secundaria después de que el yacimiento disminuye su producción y exista un declive entre la presión la producción. Una vez que se implementada la recuperación se busca que el mismo hidrocarburo llegue a la boca del pozo, pero no siempre se logrará que este fluya hacia el pozo productor, por lo que se necesitará de otros mecanismos que ayuden a extraerlo hacia la superficie (Figura 2.3).

<p>Mecanismos que ayudan a la extracción</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo mecánico • Bombeo neumático • Bombeo hidráulico • Bombeo electrocentrífugo, etc
<p>Para inyección de agua deben cumplirse</p>	<ul style="list-style-type: none"> • No ser corrosivo • No debe contener minerales como BaSO₄, SrSO₄, CaSO₄, H₂O, CaCO₃, MgCO₃, FeS y Fe₂S₃ • Eliminar cualquier sólido y líquido que con el mayor volumen posible, ya que estos producen la obstrucción en los pozos de inyección • En la mayoría de los yacimientos en México se encuentran en trampas como arcillas, por lo que al estar en contacto con el agua aumentan su volumen • El agua que se pretende inyectar debe estar a las condiciones en las que se encuentra el agua en el yacimiento y tenga éxito el método
<p>Para inyección de gas deben cumplirse</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Las propiedades de los fluidos del yacimiento • El tipo de empuje • La geometría del yacimiento • La continuidad de las arenas y carbonatos • La geología estructural • Las propiedades de la roca • La temperatura y presión del yacimiento

Figura 2.3 Datos de escrutinio para procesos de recuperación secundaria (Modificado de Alcudia

Yániz y De la Fuente, 2015).

En los procesos de la recuperación primaria y secundaria está contemplado que aún existe energía suministrada por parte del yacimiento, adicionando o manteniendo su presión por métodos convencionales, sin embargo, la recuperación mejorada implementa otros métodos a través de energía y/o materiales para extraer hidrocarburos que no pueden ser obtenidos por los tipos de recuperaciones anteriores (*Figura 2.4*).

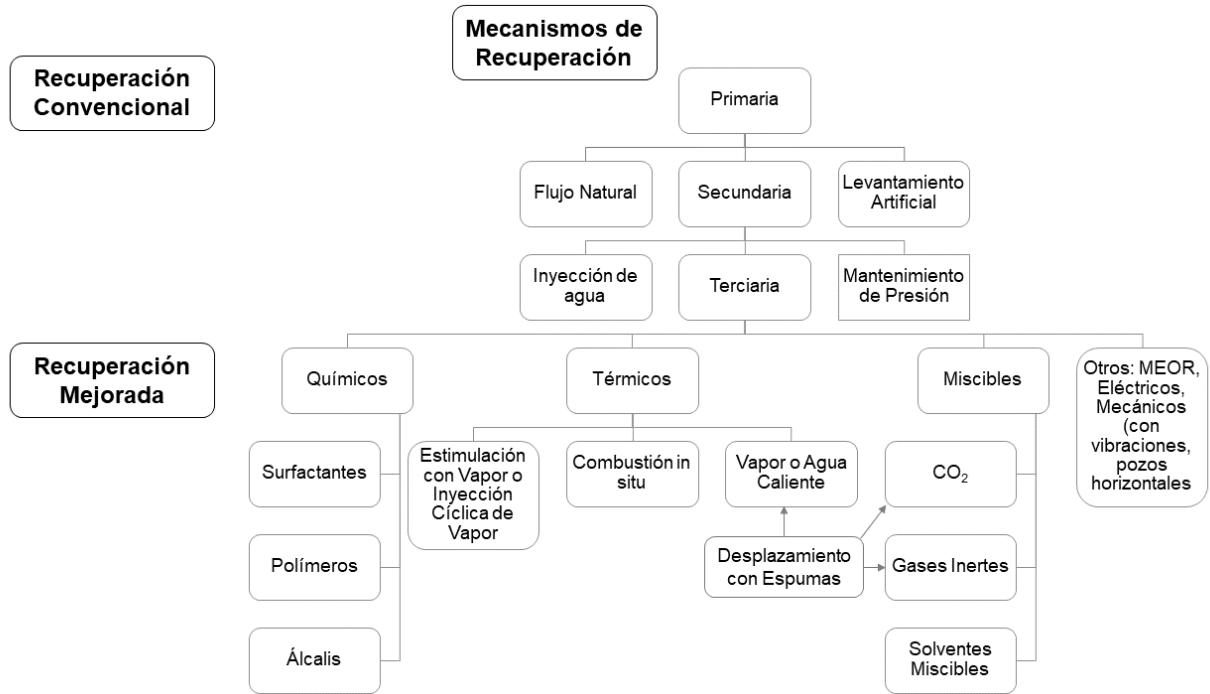


Figura 2.4 Tipos de recuperación convencional y mejorada (Modificado de Rangel Germán, E. R., 2015).

2.1.3 Recuperación mejorada

Se puede definir esta etapa como la recuperación de aceite obtenido al inyectarse materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el objetivo de alterar las propiedades físico-químicas de los fluidos que contiene el yacimiento. Cabe resaltar que este tipo de recuperación no restringe a los otros métodos de recuperación (primaria, secundaria o terciaria).

Estas técnicas de recuperación abarcan un rango muy amplio de hidrocarburos, desde crudos con altos grados API y viscosidades bajas, hasta los que contienen bajos grados API y viscosidades altas. En cuanto a las condiciones geológicas, abarca desde litologías carbonatadas con baja permeabilidad a profundidades considerables hasta formaciones

arenosas con alta permeabilidad en aguas someras. En general los métodos EOR pueden aplicarse en cualquier sistema roca-fluido (CNH, 2012).

Lake, L. W. (1989) muestra en la siguiente gráfica (*Figura 2.5*) el proceso del declive en la etapa antes de usar el EOR y el posible comportamiento con la recuperación mejorada. A pesar de que la gráfica se muestra de manera simple, en la realidad es difícil determinar el aceite incremental.

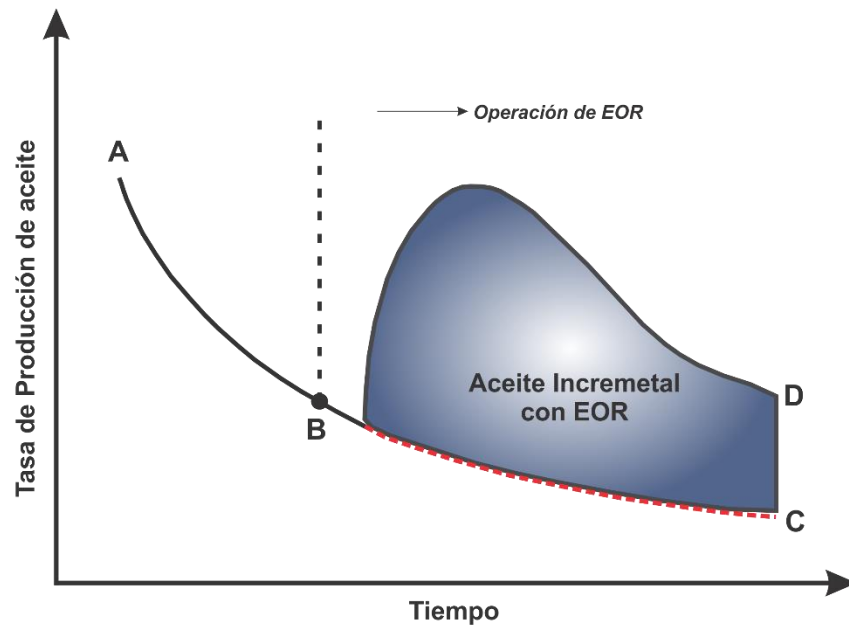


Figura 2.5 Aceite incremental con EOR (Modificado de Lake, L. W., 1989).

En cada etapa del yacimiento se toma en cuenta el volumen de aceite residente para cada etapa de recuperación (*Figura 2.6*), a este término se le conoce como aceite remanente. Existe una técnica para determinar la cantidad de aceite remanente y así tener éxito en el procedimiento conocido como factor de recuperación (FR), que es una expresión matemática donde las variables son el volumen recuperado en cierta etapa (N_p) entre el volumen original total del yacimiento (N) (Rangel Germán, E. R., 2015).

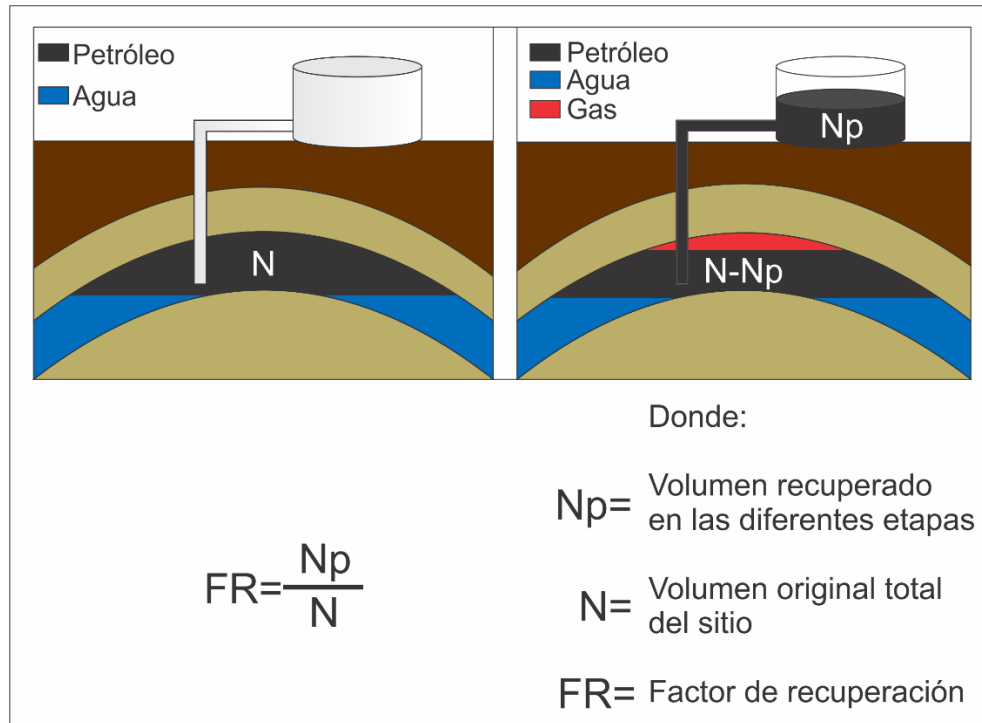


Figura 2.6 Elementos del factor de recuperación (FR), volumen original en sitio (N) y volumen recuperado en una cierta etapa (Np) (Modificado de Rangel Germán, E. R., 2015).

2.1.3.1 Métodos químicos

Algunos químicos son inyectados con el objetivo de reducir la tensión interfacial (incrementar el número capilar), y/o disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre la movilidad (reducir la canalización). Los métodos de recuperación de esta categoría incluyen inyección de surfactantes, polímeros y álcalis (CNH, 2012). Dentro de la recuperación mejorada por el método químico se pueden mencionar tres clasificaciones (Figura 2.7).

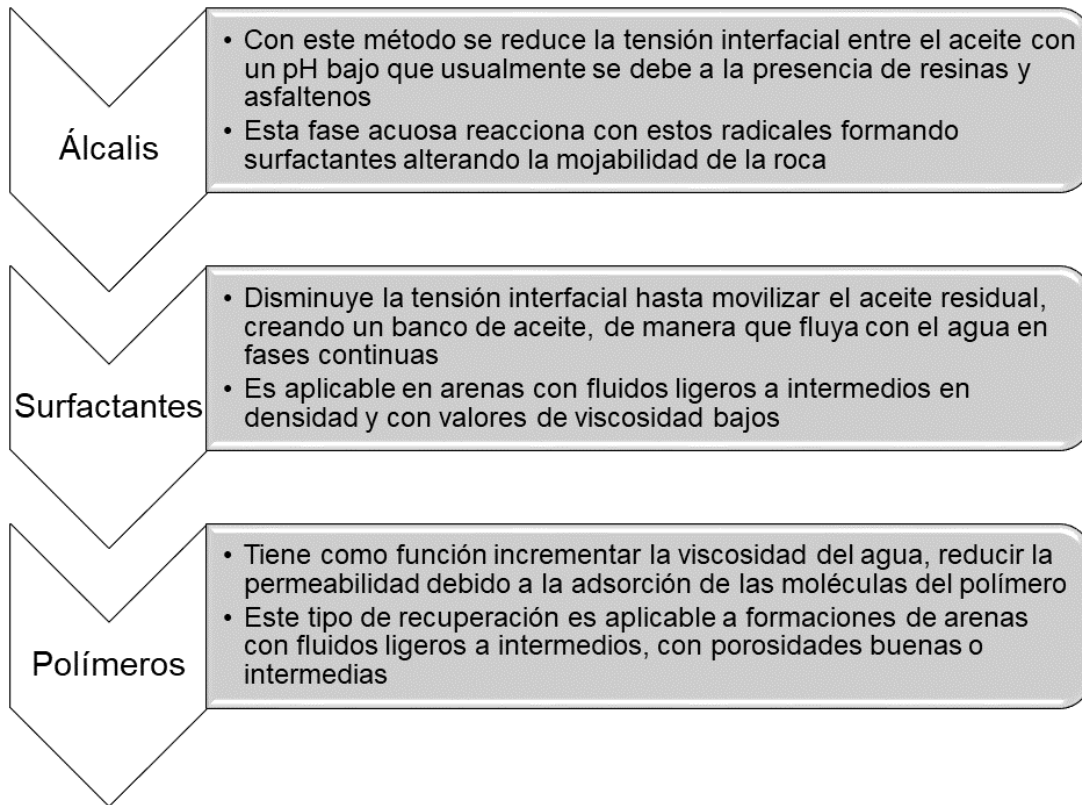


Figura 2.7 Métodos químicos con sus principales objetivos (Fuente: CNH, 2012).

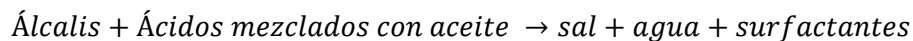
2.1.3.1.1 Inyección por soluciones alcalis

La definición de un álcali, es una sustancia en solución acuosa que reacciona con iones de hidrógeno en una reacción de neutralización, inyectado en una solución acuosa de manera que reaccione con pH bajo (ácido), y así formar surfactantes *in situ*. Los álcalis que se utilizan frecuentemente son el hidróxido de sodio (NaOH), carbonato de sodio (Na₂CO₃), hidróxido de potasio (KOH), silicato de sodio (Na₂SiO₃), fosfato sódico (Na₃PO₄), entre otros. Uno de los retos que enfrenta esta técnica es la cantidad de álcalis que es consumido por las arcillas, esto se da por la adsorción que tienen afectando la tensión interfacial.

Para el éxito de la formación de surfactantes a través de la inyección de soluciones álcalis se debe cumplir con ciertas propiedades (Rivera Sánchez, L. E., 2015):

- Solubles en agua
- pH mayor a 7
- Jabonosos al tacto

Una vez que el álcali esté en contacto con los ácidos que están mezclados con el aceite, se producirán sales y los surfactantes.



Otro valor que se debe conocer es el número ácido (N_{ac}) que está definido como la cantidad base de hidróxido de potasio (KOH) requerido para contrarrestar los ácidos en un gramo de formación expresados. Esta cantidad esta expresado en miligramos y para que sea eficiente el número ácido se debe considerar que sea mayor o igual a 0.5 (mgKOH/g) (Rivera Sánchez, L. E., 2015). Los factores que pueden alterar las propiedades del álcali son:

- La cantidad de sales (salinidad), entre mayor sea la salinidad será mayor será la cantidad de iones y menor la concentración coloidal para los surfactantes generados
- El contenido de minerales con composiciones metálicas, principalmente si en su estructura química hay magnesio y calcio; ya que estos se precipitan como sólidos generando taponamientos

Este método de recuperación es recomendado para yacimientos que contienen aceites pesados. En la *Figura 2.8* se muestra el proceso de inyección por álcalis.

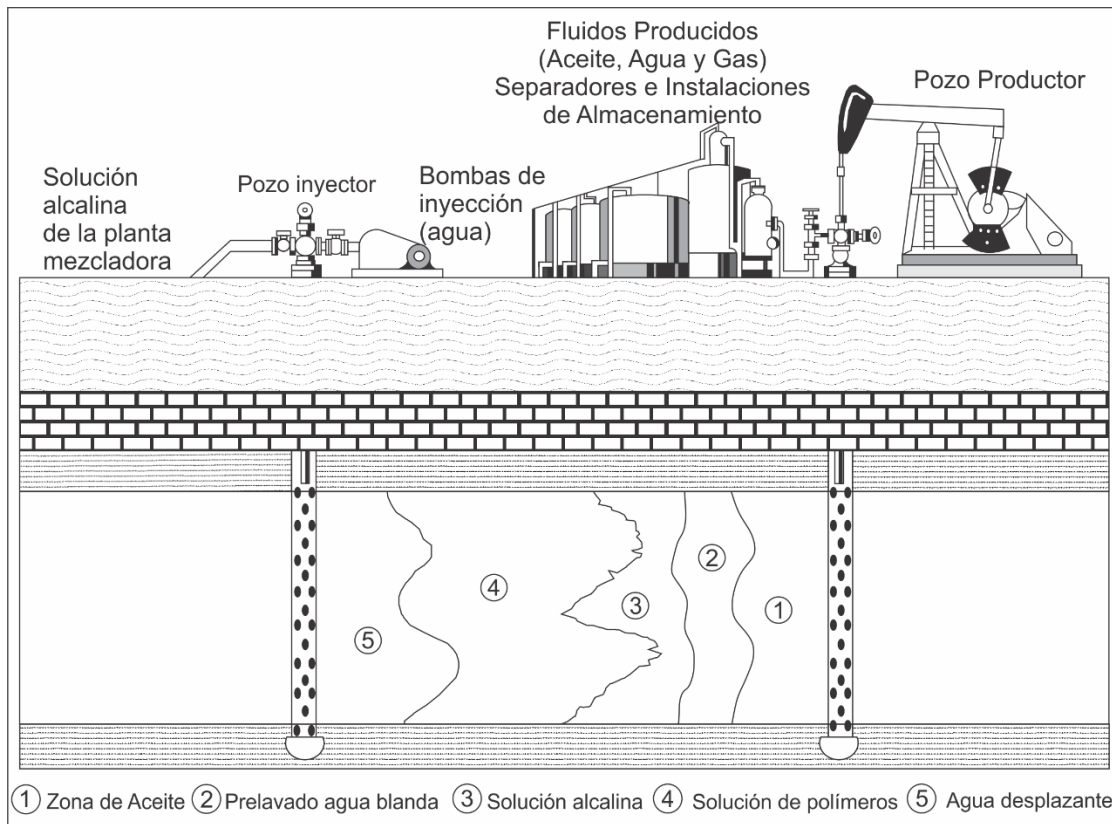


Figura 2.8 Inyección de álcalis (Modificado de CNH, 2012).

2.1.3.1.2 Inyección por surfactantes

También llamados tensoactivos, son sustancias cuyas moléculas poseen un grupo polar hidrofílico, soluble en agua y un grupo no polar hidrófobo o lipofílico, soluble en aceite.

Su función principal es disminuir la tensión interfacial entre el crudo y el agua para desplazar volúmenes de crudo atrapado, esto puede ser aplicado después de un método de recuperación con inyección con agua, inyectando múltiples *batches* o tapones junto con otros agentes químicos. Estos aditivos químicos reducen las fuerzas capilares que mantienen atrapado el crudo en la roca.

Al entrar en contacto con el crudo es desplazado con el bache de surfactante, formando un banco fluyente de agua con petróleo que se dispersa delante del tapón surfactante o batch.

Los surfactantes más utilizados en la industria son los sulfonatos de petróleo o sintéticos combinados con oxialquilados, con la ventaja de que abarcan un amplio intervalo de temperatura a bajas salinidades. Las desventajas que presentan son los altos costos que implica, a pesar de que éste método a nivel campo ha resultado exitoso se han buscado alternativas para poder disminuir los altos costos y aumentar la rentabilidad del método de recuperación (Rivera Sánchez, L. E., 2015).

Este método debe cumplir con ciertas características esperadas para que la recuperación mejorada por surfactantes sea exitosa, entre ellos son 1) que se compatible con las condiciones del yacimiento (temperatura y salinidad) y 2) una tensión interfacial baja entre el agua y el aceite.

2.1.3.1.3 Inyección por polímeros

Este método tiene como objetivo obtener un mejor desplazamiento y una mejor eficiencia volumétrica de barrido durante un proceso de inyección de agua, esta agua se mezcla con polímeros solubles antes de ser inyectado al yacimiento. Se usan bajas concentraciones de ciertos polímeros sintéticos o biopolímeros (Mata Argandoña, J. J., 2010). Otros objetivos de este método son (Rivera Sánchez, L. E., 2015):

1. Disminuir la tensión interfacial
2. Alterar la mojabilidad (ángulo de contacto o cambio total)
3. Mejorar la relación de las movilidades del aceite atrapado

El rango de viscosidad para este método se encuentra de 100 a 150 cP, si la viscosidad del aceite es mayor, se necesitarán grandes concentraciones de polímeros para alcanzar la movilidad. La temperatura debe ser menor a 93 °C para evitar la degradación de los polímeros. La profundidad para minimizar la degradación es alrededor de 2,740 m (Mata

Argandoña, J. J., 2010). En la *Figura 2.9* se muestran factores que pueden alterar a los polímeros, así como su pérdida.

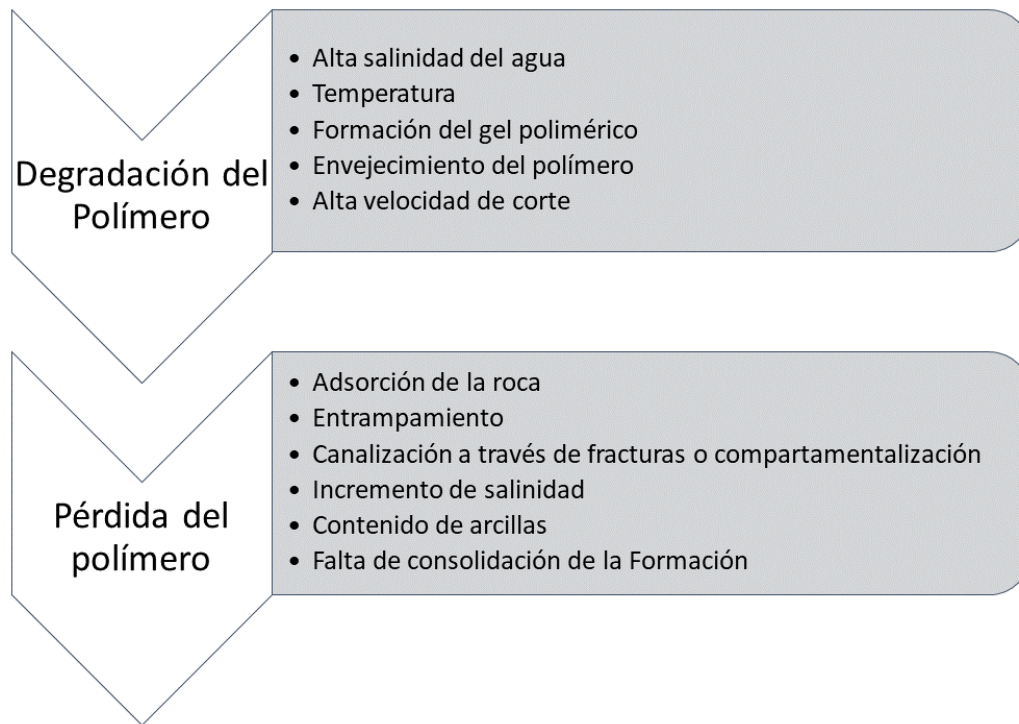


Figura 2.9 Factores de degradación y pérdida del polímero (Rivera Sánchez, L. E., 2015).

2.1.3.1.4 Combinaciones ASP

Este método implica la inyección de álcali-surfactante-polímero teniendo como objetivo mejorar el desplazamiento del crudo, inyectando al yacimiento fluidos diferentes a los que se encuentran originalmente, posterior a una inyección con agua y con ayuda de otros mecanismos como:

- La reducción de la relación de movilidades
- Miscibilidad
- La reducción de la tensión interfacial agua/crudo

La función principal de estos químicos es disminuir la tensión interfacial entre agua/aceite e incrementar la viscosidad del agua para mejorar la movilidad. Los factores que afectan entre la interacción entre los surfactantes y los polímeros son principalmente (Rivera Sánchez, L. E., 2015):

- Temperatura: Incrementa el punto de concentración micelar crítica y la interacción se vuelve menos favorable.
- Adición de electrolitos: Decrece la concentración micelar crítica y eso aumenta la unión.
- Estructura del surfactante: Cadenas complejas disminuyen las interacciones.
- Peso molecular del polímero: Para tener una interacción óptima es necesario calcular las proporciones adecuadas.
- Cantidad de polímero: La concentración micelar crítica no es muy dependiente de la concentración de polímeros.

2.1.3.2 Métodos térmicos

2.1.3.2.1 Inyección de aire o combustión in situ

Este método consiste en lograr la combustión del aceite en un medio poroso, ya sea en forma natural o por medio de un calentamiento de fondo, una vez que se crea este frente de combustión, es desplazado mediante una inyección de aire dirigiéndose el aceite hacia los pozos productores. Este método se ha aplicado a yacimientos donde se ha implementado recuperación primaria y secundaria, o para aceites pesados que no se pueden producir por métodos convencionales.

Los procesos que se realizan en este tipo de combustión son:

- El empuje miscible generado por gas (expansión térmica)
- Adición de presión en el yacimiento por efectos del gas y fluidos que son inyectados
- El aumento de volumen del aceite al estar en contacto con el gas y su dilatación térmica
- Consecuentemente una reducción de la viscosidad por efectos de la temperatura y volumen.
- Concluyendo con un aumento de la movilidad por la reducción de la viscosidad.

Existe otra metodología llamada combustión *in situ húmeda*, donde consiste además de inyectar aire a altas temperaturas agua caliente ayudando el transporte de calor e incrementando la eficiencia termal durante este proceso.

El proceso *Tore to Heel Air Injection* (THAI por sus siglas en inglés) se realiza a través de un pozo inyector vertical para desplazar el crudo a través de un pozo horizontal. Otra metodología dentro de esta categoría es el *Catalytic Upgrading Process In Situ* (CAPRI por sus siglas en inglés) es muy similar al THAI con la diferencia de que al pozo productor se agrega grava con un catalizador con el objetivo de realizar un “upgrading” del crudo recuperado a porciones más ligeras. El *High-Pressure Air Injection* (HPAI por sus siglas en inglés) no realiza una combustión *in situ* y cuenta con un proceso de oxidación.

2.1.3.2.2 Inyección de agua caliente

Esta metodología consiste en la inyección de agua con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo y se desplace hacia el pozo productor, por lo que es empleada principalmente en crudos viscosos. En este proceso se divide en dos zonas: la zona de inyección está cercana al pozo inyector, conforme aumenta la temperatura, disminuye la saturación de aceite residual y la zona alejada al punto de inyección que es donde se pierde el calor

paulatinamente del agua inyectada conforme se acerca al pozo productor, lo cual el desplazamiento del aceite se realizará a temperatura de la formación (Rivera Sánchez, L. E., 2015).

2.1.3.2.3 Inyección de vapor

Esta metodología implica procesos de inyección de vapor para la recuperación de aceite pesado y viscoso, elevando su movilidad y disminuyendo su viscosidad. Puede ser inyectado de manera continua o cíclica. Para que sea efectivo esta metodología se deben considerar las siguientes propiedades (Rivera Sánchez, L. E., 2015):

- Permeabilidad alta, preferentemente hacia los pozos productores
- Profundidad moderada si el vapor se genera en superficie
- El número de pozos inyectores y productores, esto disminuye su costo
- Espesores considerables de inyección en relación al espesor total de la formación
- La cantidad de agua empleada para generar vapor
- Bajo costo de los combustibles para generar vapor

2.1.3.3 Métodos miscibles

Incluye la inyección de solventes como agentes desplazantes miscibles en el crudo dando como resultado la disminución de la tensión interfacial entre fluidos, aumentando la capilaridad desplazando al aceite que está en contacto con el solvente formando una zona de transición o mezclado, recuperando alrededor del 10 al 15% del aceite en el yacimiento. Los fluidos empleados pueden ser propano o un gas a alta presión que sean miscibles con el aceite por un contacto múltiple, alcohol, dióxido de carbono y nitrógeno. Este desplazamiento se puede dar por 1) primer contacto, donde los fluidos entran en miscibilidad y 2) contacto múltiple, donde se dan varias interacciones entre el solvente, sin sobrepasar la presión mínima de miscibilidad. Para este proceso se puede inyectar

nitrógeno. Entre los métodos miscibles destacan (Rivera Sánchez, L. E., 2015): 1) procesos de baches miscibles, donde se inyecta agua con gas de impulsión en pequeños baches alternados, 2) empuje con gas enriquecido o condensado, este proceso es enriquecido con fracciones de etano a hexano, seguido de la inyección de un gas más pobre o agua y 3) empuje por gas vaporizado.

2.1.3.3 Otros métodos de recuperación mejorada

Dentro de esta categoría se encuentra la inyección de gases de combustión inertes como son el dióxido de carbono (CO_2) o nitrógeno (N_2), pueden llevarse de manera inmisible o miscible.

La inyección de CO_2 se puede utilizar en una gran variedad de yacimientos debido a una baja presión de miscibilidad comparada por un empuje de gas, dando como resultados un hinchamiento del aceite, adición de presión al yacimiento, disminución de la viscosidad y desplazamiento miscible. Puede obtenerse el gas de manera antropogénica, reciclado del propio campo y de campos de gas natural.

La inyección por nitrógeno es similar a la inyección de dióxido de carbono, con la diferencia que se le adiciona mayor presión para que exista el efecto de miscibilidad. Este es aplicado cuando económicamente no es viable por dióxido de carbono, ya que el nitrógeno tiene menor costo.

La recuperación mejorada por microorganismos (*Microbial Enhanced Oil Recovery* o *MEOR* por sus siglas en inglés) son inyectados al yacimiento reaccionando con el aceite produciendo surfactante por un proceso metabólico. En la *Figura 2.10* se muestran los mecanismos de este método.

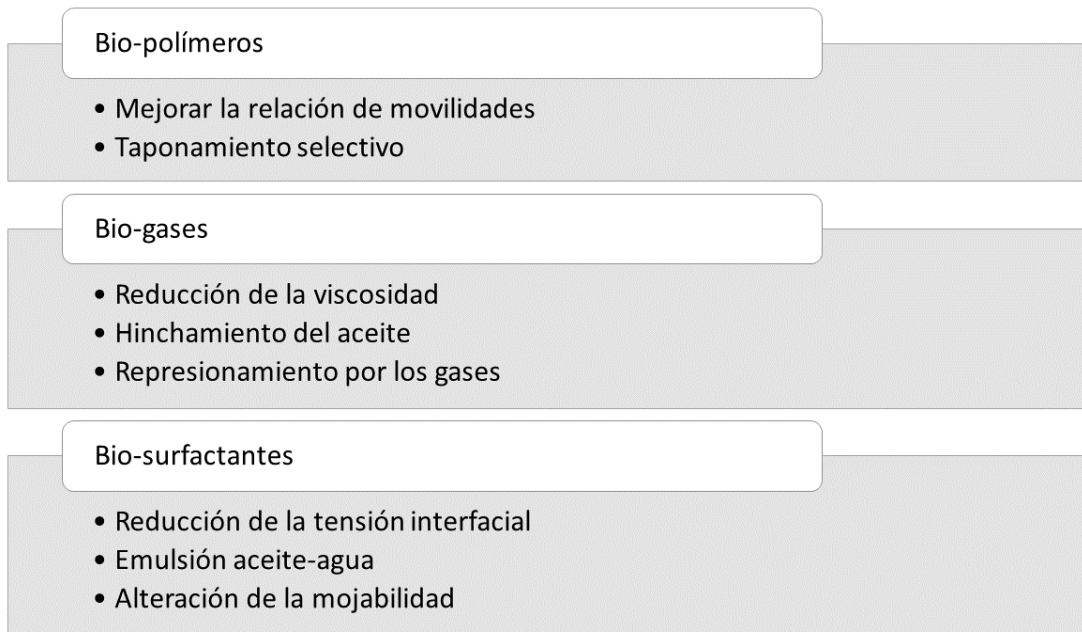


Figura 2.10 Mecanismos de recuperación microbiana (Modificado de Rivera Sánchez, L. E., 2015).

2.2 Criterios para la selección de métodos de recuperación mejorada EOR

Existen alrededor del mundo campos maduros que han sido explotados durante un largo periodo y que requieren ser analizados para evaluar procesos y parámetros con el objetivo de seleccionar un método de recuperación mejorada adecuado e incrementar volumen de aceite.

El objetivo para seleccionar un método EOR (Figura 2.11) es reducir la incertidumbre que están asociados al yacimiento, así como los riesgos económicos. Este comienza basado en información existente en otros campos conocidos donde fueron implementados métodos EOR y fueron exitosos. Una vez que el proyecto aprueba este paso, se inician pruebas de laboratorio y modelado del campo. Posteriormente, el operador implementa un proyecto de piloto de campo con la posibilidad de expandirlo en todo el campo o solo en secciones. Si

el proyecto de selección no supera un obstáculo técnico o económico, puede ser abandonado o retornar un paso previo para reevaluar es u otro método EOR.

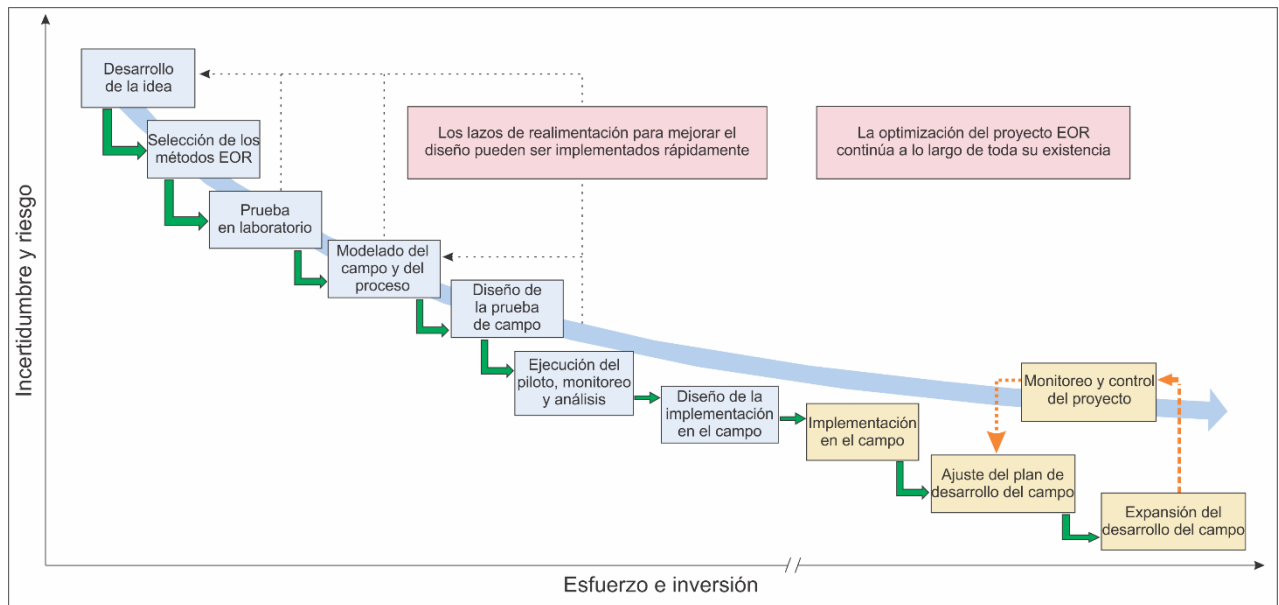


Figura 2.11 Hoja de ruta de los métodos EOR (Modificado de Al-Mjeni, R. et al., 2010).

Para implementar un método de recuperación mejorada se deben utilizar criterios basados en experimentos realizados en laboratorio, pruebas piloto y recomendaciones por investigadores enfocados a los métodos EOR. Los parámetros principales que se deben tomar en cuenta son (Rivera Sánchez, L. E., 2015):

1. Aspectos económicos (relación costo-beneficio)
2. Propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluido, etc.)
3. Propiedades de los fluidos (viscosidad, composición, densidad, etc.)
4. Características del yacimiento (estáticas y dinámicas)

Estos parámetros permiten que criterios de selección hagan una distinción entre el tipo de hidrocarburo y las características del yacimiento tengan un mejor desempeño con el método EOR. Estos criterios están basados en los mecanismos de desplazamiento de hidrocarburos en el yacimiento y la compilación de información en el éxito del método EOR

seleccionado y datos obtenidos en laboratorio. Sin embargo, estos resultados no son absolutos, ya que cada yacimiento tiene propiedades físico-químicas únicas y no garantiza el éxito en otro yacimiento análogo. Para ello se ha utilizado el *Screening* que es una guía para una pre-selección de un método EOR después de varias pruebas de laboratorio, pruebas piloto y recopilación de métodos EOR implementados anteriormente.

2.2.1 Criterios de SELECTOR EOR 1.0 y Taber y Martin

Los criterios de evaluación para la selección de un método de recuperación mejorada permiten evaluar las propiedades físico-químicos del yacimiento y tener una visión general de los procesos a implementar (Mata Argandoña, J. J., 2010). Para ello se desarrolló una herramienta computacional (EOR SELECTOR 1.0) que ofrece una comparación y jerarquización de los métodos de recuperación mejorada con mayor potencial en el campo de manera automatizada. Esta herramienta toma a considerar una base de datos de proyectos publicados por *Oil and Gas Journal* y de la Gerencia de Proyectos de Exploración Marina Suroeste (GPEMSO), perteneciente a PEMEX Exploración y Producción, además de once parámetros que son: densidad, viscosidad, saturación de aceite, espesor neto, permeabilidad, porosidad, profundidad, temperatura, echado y tipo de formación (Mata Argandoña, J. J., 2010). Los procesos de recuperación mejorada que considera esta herramienta son:

1. Proceso Huff 'n' Puff
2. Inyección de vapor
3. Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)
4. Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂)
5. Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG)
6. Inyección de Gases Hidrocarburos

7. Inyección de Agua con Cáustico o Alcalinos
8. Inyección de Agua con Polímeros
9. Inyección de Nitrógeno (N₂)
10. Inyección de Agua con Surfactantes
11. Combustión *In-Situ*

En la *Tabla 2.2* muestran los criterios de jerarquización empleados en la herramienta para cada método de recuperación mejorada, han sido modificados con la finalidad de obtener resultados basados en estadísticas exitosas. Dichos parámetros son considerados como “parámetros no críticos” asignándoles una bonificación adicional para valores asignados propuestos por el usuario que se encontrase dentro del rango del criterio propuesto (Mata Argandoña, J. J., 2010).

Método	Densidad (°API)	Viscosidad (cP)	Saturación (%)	Espesor (m)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (m)	Temperatura (°C)	Echado (Grados)	Formación
Vapor	8 – 20	100-100,000	> 40	> 6	> 200	> 20	NC 7.22-65.56	NC	*
CO ₂	> 30	< 2	> 35	NC	NC 0.1 - 500	> 10	NC 33-83	> 15	**
Hidrocarburos	> 24	< 1	> 30	NC	NC 3 – 5,000	NC 4.25 - 26	NC 57.78-143.33	> 15	**
Polímeros	> 13	5 - 100	> 50	NC	> 170	> 20	< 85	NC	**
Surfactantes	> 20	< 35	> 35	> 3	> 10	> 20	< 80	NC	*
Combustión	> 10	1 – 1,000	> 50	> 3	> 90** > 10*	> 25* > 17**	> 20	NC	**
Nitrógeno	> 35	< 0.4	> 40	NC	NC	> 10	NC	> 15	**
Cáusticos	13 – 35	> 200	> 35	NC	> 20	> 20	< 93	NC	*
WAG	30 – 45	< 2	> 35	< 30.5	> 20	> 20	NC	> 15	**
SAGD	8 – 20	> 2,000	> 50	> 15	> 1,000	> 26	NC	> 15	*
Huff 'n' Puff	11 - 38	0.4 – 3,000	> 35	2 - 67	10 – 3,000	12 - 32	NC	> 15	**

NC No es un parámetro crítico

* Arenas y Areniscas

** Arenas, Areniscas, Carbonatos y Basamento

Tabla 2.2 Criterios de jerarquización (EOR SELECTOR 1.0) (Modificado de Mata Argandoña, J. J., 2010).

En el criterio de Taber y Martin se analiza la información sobre las óptimas características, tanto del yacimiento como de los fluidos, para que dichos proyectos de recuperación mejorada sean exitosos, basados en resultados de campo y factores de recuperación de aceite (Arevalo Villegas, A. y Sánchez Loera, J. M., 2014). En la Tabla 2.3 muestra algunos métodos EOR considerados por Taber, Martin y Seright, junto con el mecanismo principal de desplazamiento para cada uno de los métodos EOR (Rivera Sánchez, L. E., 2015).

Clasificación de algunos métodos EOR y su principal mecanismo de recuperación Según (Taber, Martin, & Seright, 1997)	
Extracción por solvente y/o procesos miscibles	<ul style="list-style-type: none"> • Nitrógeno (N_2) y gases de combustión. • Métodos miscibles con hidrocarburos ligeros. • Inyección de CO_2. • Extracción minera con solventes, minerales petrolíferos (lutitas aceitíferas)
Procesos que reducen la tensión interfacial	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de micelares con polímeros. • Inyección de álcalis-surfactante-polímeros (ASP).
Reducción de la viscosidad (del aceite) o aumento de la viscosidad (del fluido desplazante)	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de vapor. • Inyección de aire (combustión in situ) • Inyección de polímeros • Drenaje gravitacional asistido por gas o vapor

Tabla 2.3 Clasificación de algunos métodos EOR y su principal mecanismo de recuperación según (Taber, Martin, & Seright, 1997) (Tomado de Rivera Sánchez, L. E., 2015).

CAPÍTULO 3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

En este capítulo se describen las características geológicas que dieron origen a la Cuenca Salina del Istmo, desde sus aspectos tectónicos, sedimentológicos, estratigráficos y estructurales. En general la columna estratigráfica está conformada por depósitos de lechos rojos del Triásico Superior, rocas calcáreas de principios del Jurásico a finales del Cretácico y rocas areno-arcillosas del Cenozoico.

3.1 Origen y evolución de la Cuenca Salina del Istmo

El origen de la cuenca está conformado por seis etapas tectónicas principales:

1. Una fase de expansión durante el Triásico-Jurásico Medio, formando una cuenca tipo rift.
2. La formación de mares epicontinentales durante el Jurásico Medio Calloviano.
3. Un periodo tectónicamente pasivo del Jurásico Superior al Cretácico Superior.
4. Una fase de compresión a finales del Cretácico e inicios del Paleógeno originado por la dinámica de las placas tectónicas que interactuaban en el poniente.
5. Una fase de deformación por tectónica salina en el Mioceno – Plioceno.
6. Finalizando con una fase que causó deformación por extensión, que originó fallas normales en el Plioceno – Cuaternario.

3.1.1 Inicios de la etapa de rift y expansión en el Triásico Superior

En la *Figura 3.1* se muestra uno de los eventos más importantes geográficos y geológicos en la historia de la Tierra durante el Mesozoico, que es la fragmentación y dispersión del supercontinente Pangea; así como la expansión del mar de Thetys. Con la generación de zonas de rift comienza la apertura del Océano Atlántico y del protogolfo de México, dando

inicio a las transgresiones marinas hacia el continente formando mares epicontinentales y pasando de una composición aragonítica a una calcítica.

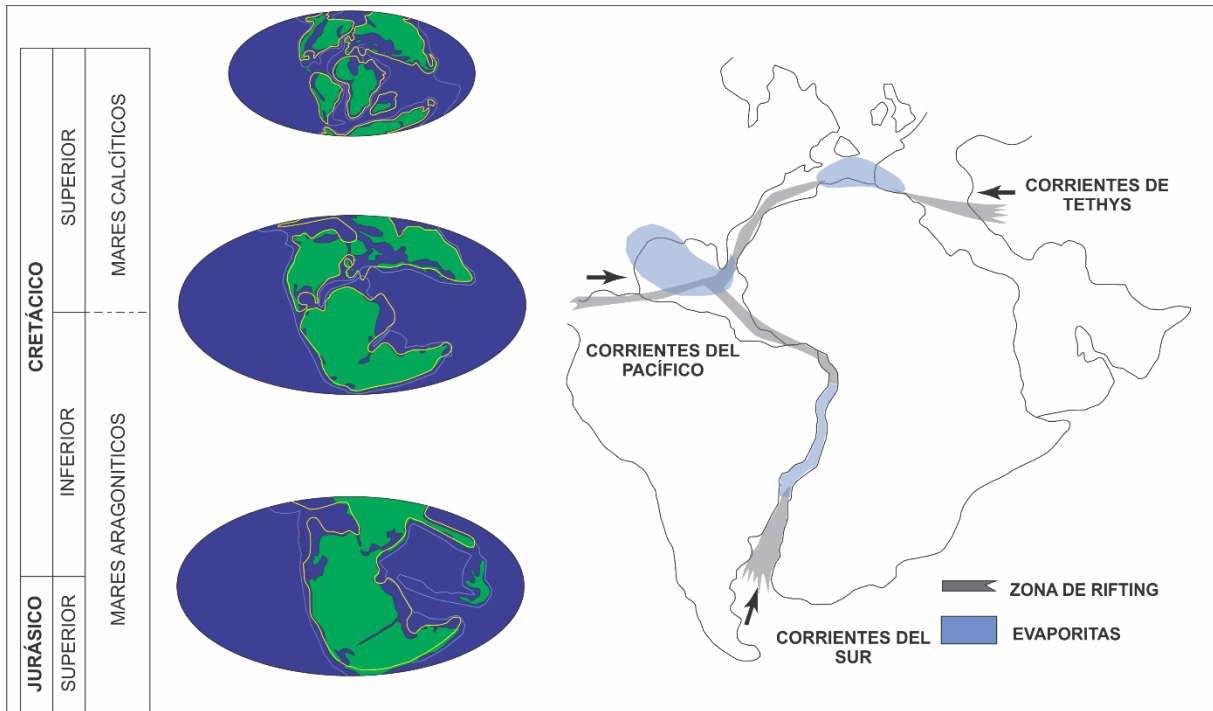


Figura 3.1 Etapas de disgregación del supercontinente Pangea y evolución del Golfo de México

(Modificado de Stanley, S. M., 2009).

Durante el Triásico Tardío comenzó la etapa de rift intracontinental y la apertura del Golfo de México, generando horsts y grabens que culminaría hasta el Jurásico Medio. En la Figura 3.2 se muestra el transcurso de estos procesos de extensión y subsidencia que se fueron concentrando cerca de los Estados Unidos y el desprendimiento activo formó cuencas por fallas extensionales; el desplazamiento de la microplaca de Yucatán se desarrolló con un ángulo agudo, formado durante el colapso del Orógeno Ouachita-Marathon (Pindell y Kennan, 2002), en dirección hacia el SE con una rotación en contra de las manecillas del reloj. Los lechos rojos se fueron depositando cerca a las fallas, horst y grabens generados en paralelo a la línea de costa actual, aunque este proceso fue relativamente lento las

transgresiones oceánicas posteriores fueron relativamente rápidos y el depósito de sal aumentó por las condiciones áridas en el continente.

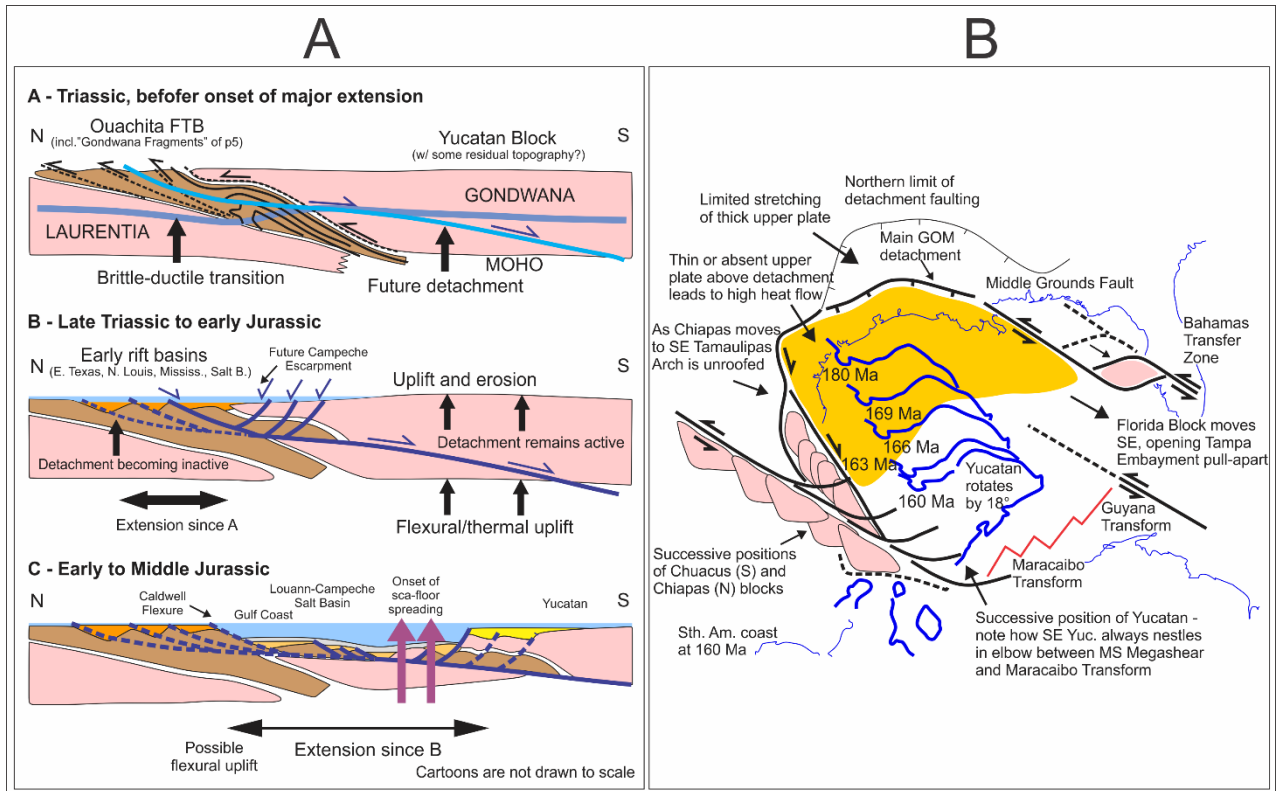


Figura 3.2 A) Etapas iniciales de la cuenca syn-rift y el desplaza de la microplaca de Yucatán, evento también relacionado con la separación de los bloques de Laurencia y Gondwana. B) Proceso de disgregación del microbloque de Yucatán de Estados Unidos hacia el sureste (Modificado de Pindell y Kennan, 2002).

3.1.2 Proceso de rifting (Triásico Superior-Jurásico Medio)

Comienza la etapa de rifting con el desprendimiento de la microplaca de Yucatán hasta llegar a la etapa de margen pasiva, este proceso duraría aproximadamente 46 Ma con la generación y expansión de piso oceánico en la parte central del Golfo de México. Para el Jurásico Inferior comienzan los límites continente-oceano en el Atlántico Central dando un punto de partida directo a la evolución tectónica en la región del Golfo de México, como son

la dispersión de los Bloques Chuacus, Veracruz, Arco de Tamaulipas, Coahuila, Arco Burros/Picachos, Macizo de Chiapas, Marathon (Pindell y Kennan, 2002).

Otro factor importante fue la formación de grabens y horst, en donde los horst fueron algunas veces reactivados por eventos magmáticos de dimensiones batolíticas, como es el caso de Tuxpan. Sin embargo, la microplaca no fue completamente sepultada por los lechos rojos en la etapa sin-rift del Triásico Superior. Para el Calloviano se dio la mayor extensión intracontinental en la región del Golfo con la expansión del piso oceánico de 300 km hacia el Este y las invasiones de aguas marinas del Pacífico.

El espacio entre Estados Unidos y México dieron origen a la formación de cuencas salinas, tales son los casos de las Formaciones Eagle Mills, Werner y Minas Viejas (Pindell y Kennan, 2002); otras localidades donde se encuentran estos depósitos de anhidritas se encuentran en la región de Galeana, Nuevo León, la sal de la Cuenca de La Popa y al Norte del Istmo de Tehuantepec. Estos depósitos como se muestran en la *Figura 3.3* se realizaron en un lapso aparente de 5 Ma y con las decenas de metros que se hundieron, los grabens se fueron depositando en la parte central del Golfo de México, siendo los depósitos más antiguos en esta parte por lo que las edades de la sal varían del Calloviano-Oxfordiano (Padilla y Sánchez, R. J., 2007).

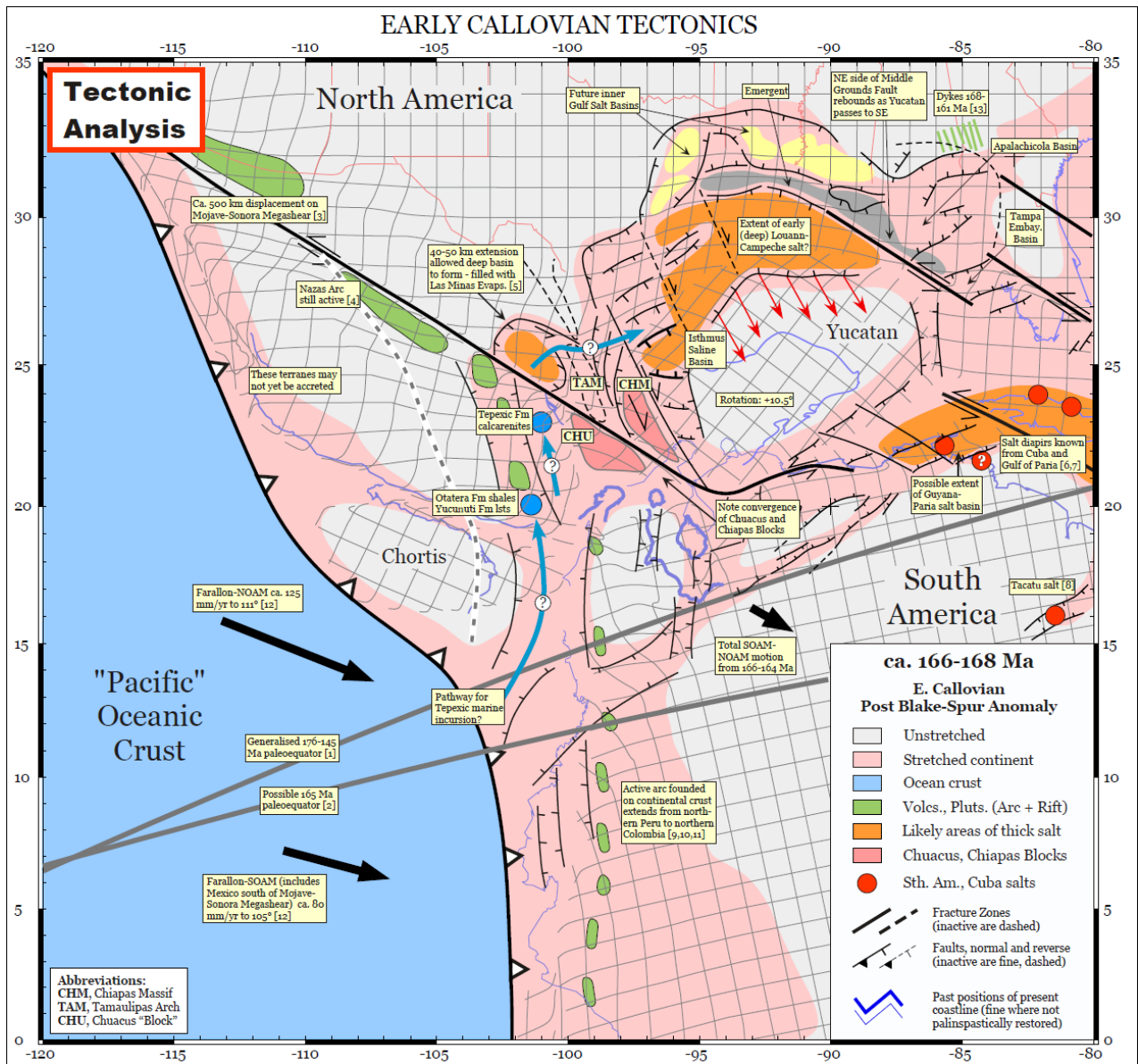


Figura 3.3 Análisis tectónico del Golfo de México en el Calloviano, donde se muestran los primeros depósitos evaporíticos en lo que sería la Cuenca Salina del Istmo (Tomado de Pindell y Kennan, 2002).

3.1.3 Procesos de margen pasivo (Jurásico Superior-Cretácico

Superior)

Durante el Oxfordiano, el Golfo de México siguió desplazándose hacia el sureste y su rotación a través de fallas transcurrentes iniciando las invasiones marinas, depósitos terrígenos y clásticos dando origen a la formación de plataformas y bancos oolíticos con una gran extensión, la generación de piso oceánico por basaltos en la parte central del Golfo. El Oeste de México fue dividido por una sutura con componente extensiva en dirección NNW-SSE principalmente por la Falla Transformante de Tamaulipas y al Este por un sistema de fallas en dirección NNW-SSE. En el Kimmeridgiano y Tithoniano el desplazamiento de la microplaca de Yucatán disminuyó gradualmente y el suministro de sedimentos terrígenos alcanzó un punto máximo de depósito, empezando a ser sepultados por sedimentos clásticos así como los arcos cercanos a los límites del Golfo, incluyendo el arco de Tamaulipas.

En el norte del Golfo de México, la sedimentación estuvo controlada por facies de delta provenientes de la parte continental de Estados Unidos, principalmente en los límites que lo rodean. A finales del Jurásico y principios del Cretácico empieza la generación de basaltos por la sutura y el inicio de un arco en el interior de México llamado Arco de Arpeos y Cuicateco; al mismo tiempo que se dan depósito de lutitas con contenido de tobas al oeste y sur de la Plataforma de San Luis Potosí (Pindell y Kennan, 2002). Para el Berriasiano, el Golfo de México estaría llegando a su posición actual y concluiría la etapa de rift, debido a un enfriamiento en la litósfera en la parte central del Golfo y predominarían dos regímenes tectónicos.

En la parte occidental una margen de convergencia donde no mostró deformaciones en el área de estudio, en la parte oriental se encontraría en una margen pasiva, registrando

máximas transgresiones hacia el continente, formando bancos oolíticos en los límites occidentales del Golfo así como la Formación Chinameca y el Grupo Sierra Madre. En el Hauteriviano las invasiones marinas incrementaron los niveles de subsidencia en el borde del Golfo depositándose grandes espesores de carbonatos, quedando solamente emergidos la Isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del Bloque de Yucatán (Padilla y Sánchez, R. J., 2007). Los niveles de subsidencia aumentaron así como el desarrollo de arrecifes con una velocidad constante, sin embargo; la sedimentación estaría acompañada con intercalaciones delgadas de bentonita por la actividad volcánica en el Occidente de México junto con calizas y lutitas en las plataformas del Golfo de México durante el Coniaciano-Santoniano. La aportación de sedimentos terrígenos del occidente aumentaría en las zonas de la Plataforma de Córdoba, Sierra de Chiapas y la Cuenca de Veracruz pasando de facies carbonatadas al de aguas someras.

Hace 66 Ma aproximadamente, culminaría el Cretácico Superior con otro evento importante, el impacto de un meteorito en la localidad de Chicxulub, al norte de Yucatán creando una extinción masiva de la biota, desapareciendo principalmente dinosaurios, rudistas y amonitas. Durante el impacto del meteorito se generaron sismos de grandes magnitudes y tsunamis que permitieron que depósitos calcáreos cercanos a la plataforma se rompieran, depositándose como brechas en los taludes y siendo a ser grandes rocas generadoras en las regiones del Sureste.

3.2.4 Proceso de compresión, deformación por tectónica salina

(Cretácico Superior-Plioceno)

Para finales del Cretácico se modificaron las direcciones de convergencia en la parte del Pacífico como se muestra en la *Figura 3.4*, donde esta margen convergente estaba siendo controlada por microplacas, entre ella se encontraba el Bloque de Chortis.

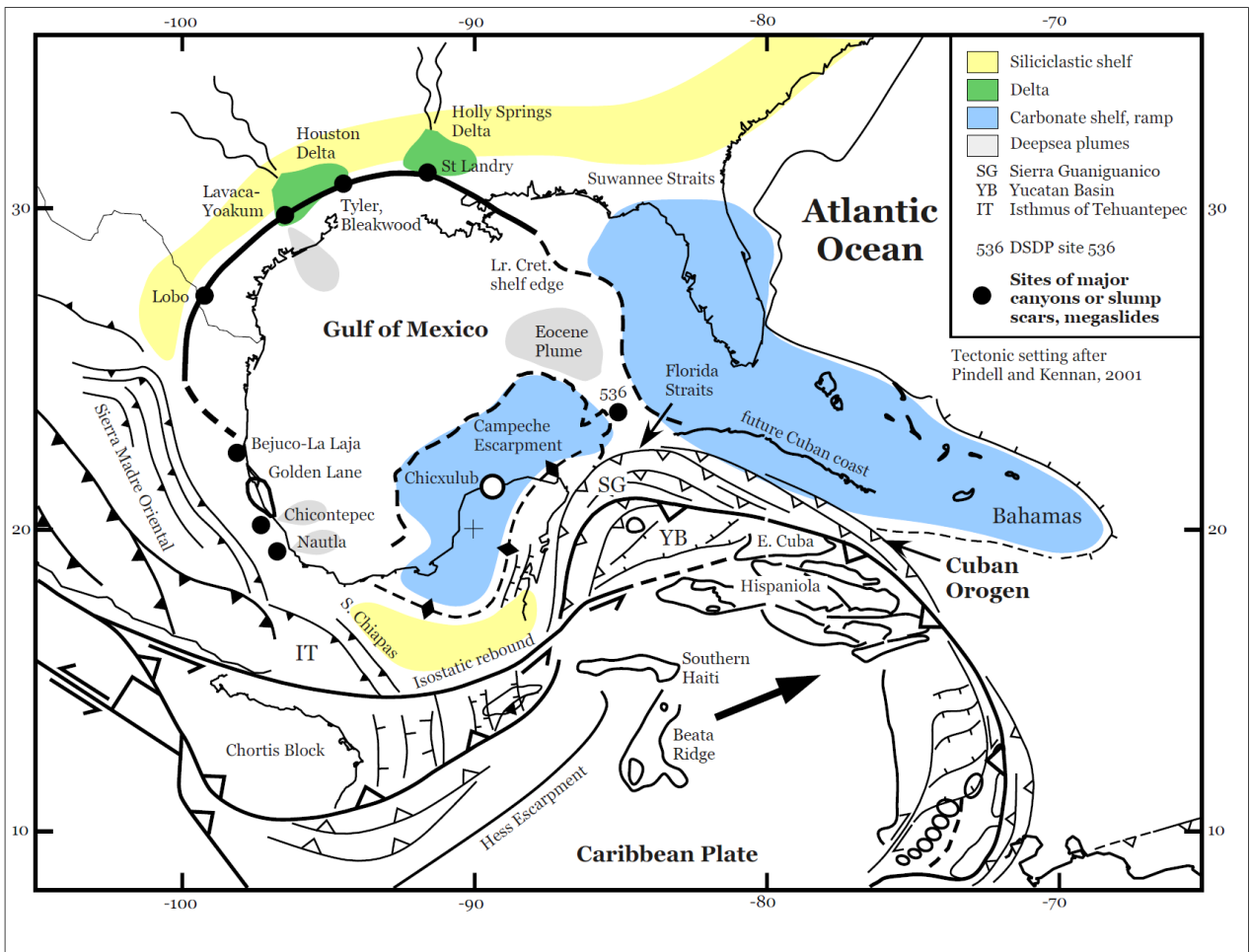


Figura 3.4 Modelo tectónico del Golfo de México a principios del Cenozoico (Tomado de Pindell y Kennan, 2002).

Este cambio produjo una colisión débil provocando pequeñas deformaciones en la parte suroccidental de México y aumentaría a principios del Cenozoico por una carga isostática

en el Macizo de Chiapas aumentando los esfuerzos de compresión produciendo plegamientos y cabalgaduras. A principios del Cenozoico hubo mayor aporte de depósitos clásticos en las regiones del occidente y noroeste del Golfo de México a causa del movimiento de la Orogenia Laramide, a causa de la subducción de la placa de Farallón con la placa Norteamericana, produciendo el levantamiento y cabalgamiento de plataformas carbonatadas e iniciando las primeras migraciones de sal; con este evento se darían los primeros aportes clásticos en cuencas tipo de antepaís o foreland, con la formación de fallas lístricas en los depocentros de la cuenca principalmente en las Cuencas de Parras-San Carlos, Tampico-Misantla y de Veracruz (Padilla y Sánchez, R. J., 2007).

A partir del Eoceno aumentaron los depósitos de terrígenos formando grandes espesores principalmente en taludes y planicies costeras en el Occidente del Golfo de México; el volumen de estos depósitos generó sobrepresurización iniciando la movilización de la sal formando estructuras salinas como diapiros, lenguas y canopies. Durante el Mioceno la Placa de Cocos generó un esfuerzo de compresión hacia el noreste que deformó en la región de la Cuenca de Veracruz y deslizamientos gravitacionales de taludes hacia el Golfo de México. En las Cuencas del Sureste estaban relacionadas con la Sierra de Chiapas y la Cadena Plegada de Reforma-Akal, donde del Paleógeno al Mioceno se siguieron dando aporte de sedimentos clásticos; en las regiones de Macuspana y Chiapas-Reforma-Akal comenzó a desarrollarse el depósito de arcillas hacia los depocentros de las cuencas, mientras que en Comalcalco y Salina del Istmo la sal calloviana empezó a desplazarse hacia el norte.

En el Serravaliano ocurrió otro el denominado Evento Chiapaneco que generó un acortamiento del Macizo de Chiapas y la máxima deformación y cabalgamientos en la región de Chiapas-Reforma-Akal. Posteriormente comenzó el desalojo de la sal calloviana con dirección hacia el norte por el basculamiento de la Cadena Chiapas-Reforma-Akal hacia

la misma dirección, así como la generación de fallas sintéticas en dirección NE-SW, perpendiculares a la dirección de los pliegues generados por el Evento Chiapaneco, a causa de una sobrecarga de los depósitos clásticos provenientes del Macizo de Chiapas. Estas fallas estuvieron sometidas a esfuerzos extensionales durante el Plioceno y se formaron principalmente en la provincia de las Cuencas del Sureste, con la diferencia que en la Cuenca de Salina del Istmo y Comalcalco se desalojaba sal y en la Cuenca Macuspana se desalojaba arcilla (Padilla y Sánchez, R. J., 2007).

3.2 Estratigrafía

En la *Figura 3.5* se muestran las unidades estratigráficas de la Cuenca Salina del Istmo, presentan variaciones litológicas importantes que abarcan desde el Triásico Superior con la formación de secuencias de terrígenos continentales, conformados por conglomerados, areniscas y lutitas, posteriormente por una secuencia evaporítica del Jurásico, calizas arcillosas bituminosas de la parte final del Jurásico y principios del Cretácico, calizas dolomitizadas de borde de plataforma, calizas arcillosas y lutitas del Cretácico Superior, depósitos terrígenos del Cenozoico conformados por lutitas, areniscas y arenas alternados de facies sedimentarias de ambientes profundos en el Paleógeno y ambientes someros en el Neógeno; estas unidades fueron cortadas por tectónica salina a principios del Mioceno modificando la geometría de los estratos.

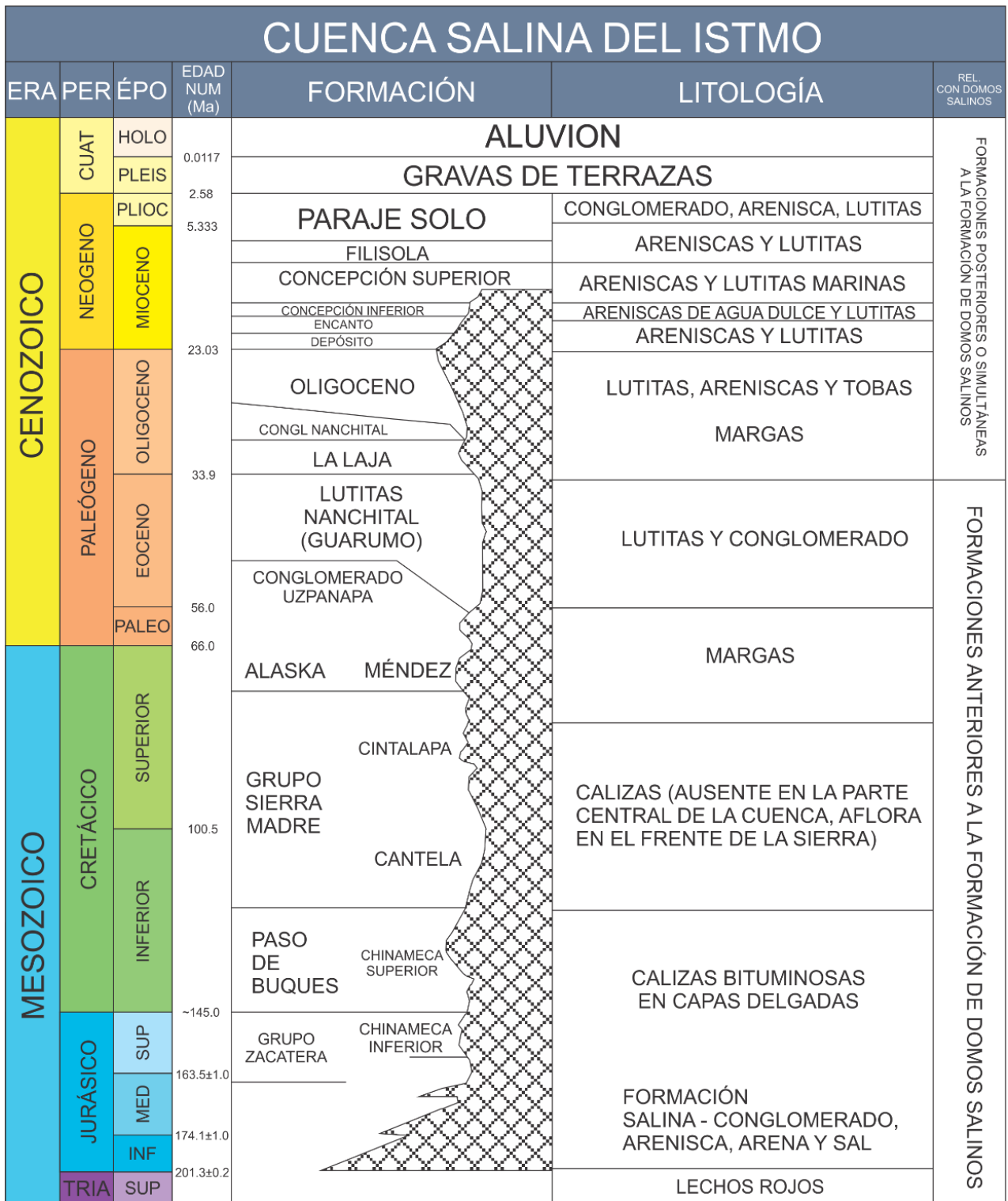


Figura 3.5 Columna estratigráfica de la Cuenca Salina del Istmo (Modificado de Rojas Alcántara, C., 2010 y Venegas Mora, R. M., 2010).

3.2.1 Lechos Rojos (Formación Todos Santos)

Esta es la unidad sedimentaria más antigua que se encuentra en la base de las subcuencas petroleras que indican la transgresión marina y la formación del sistema petrolero. Rueda-Gaxiola, J. (1998) menciona localidades de trabajos previos donde se encontraron lechos rojos y unidades salinas, entre ellos La Formación Todos Santos que aflora principalmente en los estados de Oaxaca y Veracruz en las localidades de Guichicovi y Matías Romero; en el estado de Chiapas se encuentra en la región de Pueblo Viejo y Cintalapa. Está conformado por lutitas marrón-rojizas hematíticas con presencia de yeso, sin embargo, el Servicio Geológico Mexicano (2014) menciona que está constituido por dos miembros litológicos uno inferior y otro superior. El primero conformado por una intercalación de areniscas con una estratificación cruzada y conglomerados rojizos en estratos, y el segundo con una composición limolítica a lutítica, arcosas de grano fino pobremente clasificado, areniscas con estratificación cruzada de color marrón-rojizo. Los espesores varían por la irregularidad del terreno en donde fue depositado, en estado de Veracruz presenta espesores de 290 a 515 m en la localidad de Río Oaxaca y Arroyo del Cedro.

3.2.2 Formación Salina

Esta unidad subyace a la Formación Todos Santos y subrayase a la Formación Chinameca Inferior. La formación salina es la que contiene la sal que formó domos y diapiros en la región occidental de la cuenca con una orientación preferencial SW-NE; en la parte central no presenta una orientación preferente. Su composición litológica es principalmente halita en capas delgadas, conformado por casquetes rocosos y diapiros compuestos por anhidrita, yeso, dolomía.

Benavides (1950) describe la localidad del anticlinal del Cerro Pelón, cerca del municipio de Minatitlán, Veracruz; donde aflora la Formación Salina, la que presenta intercalación de

arenisca con abundante cuarzo de grano fino a medio y micas; se presenta estratificado en capas delgadas intercalado en banco de conglomerados con espesores de hasta 3 m, constituido con guijarros de pedernal, arenisca, cuarcita, y rocas ígneas alteradas con una matriz arenosa. La única estructura salina que adopta la estructura de pilar se ubica en la localidad de Zanapa, con un diámetro de 3 km y un espesor local de 2,900 m, la edad estimada está entre los 166 y 163 Ma, pertenecientes al Jurásico Medio-Calloviano (Rojas Alcántara, C., 2010).

3.2.3 Formación Chinameca

Esta formación está expuesta al sureste de Minatitlán, en la localidad de Chinameca, en el estado de Veracruz. Está constituida por calizas bituminosas, arenosa en su base y se presenta estratificada con laminación delgada acompañado con lentes de pedernal. Los espesores varían entre los 100 y 300 m, en el subsuelo se ha reportado espesores de 60 m en Chinameca, de 742.7 m en el pozo Tonalapa-1, 250 m en Francisco I, Madero; alcanzando un espesor de 1380 m en Alto Río Uzpanapa (Servicio Geológico Mexicano, 2011). Se ha propuesto varios ambientes de depósito, sin embargo, predomina un ambiente de depósito de una rampa a cuenca, donde predominan las rocas carbonatadas sobre depósitos clásticos y evaporíticos. La edad que se le han asignado es del Kimmeridgiano al Cretácico Inferior.

3.2.4 Formación Cantelhá (Grupo Sierra Madre)

También conocida como Formación Zapotitlán, que se compone de sucesión de dolomía de granulometría fina a gruesa, aunque en algunas partes se presentan intercalaciones de caliza wackestone a packstone. Los espesores que se presentan son variables, sin embargo; se le ha asignado un espesor promedio de 1,000 m. Su ambiente de depósito es de plataforma carbonatada que fue sensiblemente basculada; comparte ciertas

características litológicas y posiciones estratigráficas con las Formaciones Orizaba y El Abra en Veracruz, y en el norte con la Formación Aurora con carbonatos de plataforma. Su edad establecida es del Albiano-Cenomaniano.

3.2.5 Formación Cintalapa (Grupo Sierra Madre)

Aflora en la localidad de Cintalapa, en el Estado de Chiapas y fue propuesta como miembro del Grupo Sierra Madre; es de edad de Turoniano-Santoniano y está representada por calizas wakestone a packestone, con algunas intercalaciones de grainstone, con un espesor promedio de 750 m. El ambiente de depósito está relacionado con plataforma, nerítico a batial en condiciones de áreas protegidas con muy poca circulación. Suprayace concordantemente a la Formación Cantelhá y subyace en discordancia a la Formación Alaska.

3.2.6 Formación Méndez

Su localidad tipo se encuentra a 300 m de la localidad de Méndez, en el estado de Veracruz cerca del ferrocarril de Tampico – San Luis Potosí. El Servicio Geológico Mexicano describe a la formación como una secuencia de capas gruesas de margas, lutitas gris con escasas capas de areniscas y calizas. Rojas Alcántara, C. (2010), describe a la formación como margas arenosas con coloración azul, bentónicas sin una estratificación aparente, calizas margosas de color gris oscuro hacia el norte, cambiando de facies de norte hacia el sur; el espesor de la formación es de 300 m promedio, aunque varía dependiendo de la localidad donde aflora. Subyace de manera transicional en la provincia de las Cuencas del Sureste con la Formación Lutita Nanchital, en cambio, la parte inferior está definida por un hiatus con sedimentos del Cretácico Inferior, o localmente ausente en las localidades al sur-suroeste de Villahermosa. El Servicio Geológico Mexicano (2007) reporta que la edad de la formación es del Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano) y el ambiente de

depósito es de mares abiertos y someros en partes neríticas, su importancia económica es que esta formación representa una roca almacenadora de aceite y gas, afectada por el fracturamiento.

3.2.7 Formación Lutita Nanchital

Esta Formación aflora en las localidades del Cerro Nanchital y Santa María Tatetla, Veracruz; su composición es de capas delgadas de areniscas arcosas intercaladas con lutitas con estratificación delgada cubiertos por conglomerados compuestos por material calcáreo, fragmentos de rocas volcánicas y cuarzo, sus espesores varían entre 300 a 1100 m, de lo reportado en PEMEX y mencionado en el Servicio Geológico Mexicano, en la parte de la Cuenca Salina del Istmo, con un espesor de 900 m aproximadamente. La unidad sobreyace a la Formación Velasco, al conglomerado Uzpanapa y la Formación Méndez transicionalmente, y subyace a la Formación La Laja de forma transicional. Su edad es del Eoceno y el ambiente de depósito varía de talud distal cambiando a facies de cuenca.

3.2.8 Formación La Laja

Se localiza sobre el Río Uzpanapa a 60 km de Coatzacoalcos, Veracruz aunque no se tiene establecido como localidad definida. Está constituida por lutitas de color gris, estratificada en capas delgadas intercaladas con areniscas, tobas, lentes y bloques de caliza. Rojas Alcántara, C. (2010) describe a la formación como lutitas compactas de color gris con intercalaciones de areniscas mal cementadas y algunos estratos de caliza en la parte inferior; areniscas de grano medio con intercalaciones de tobas en la parte superior. Los espesores que se han reportado es de 520 m en la parte de la Cuenca de Veracruz, la parte de la cuenca del Sureste y en la Sierra de Chiapas alcanza los 1300 m (Servicio Geológico Mexicano, 2011). La edad de la formación es del Oligoceno – Mioceno, sobreyace concordantemente con las formaciones Horcones y Lutita Nanchital y subyace

discordantemente con la Formación Depósito; su ambiente es profundo, de cuenca y batial (Servicio Geológico Mexicano, 2011). Esta unidad tiene como importancia económica ya que es un reservorio de hidrocarburos.

3.2.9 Formación Depósito

Abarca una gran extensión geográfica desde el norte de la Cuenca de Veracruz hasta la región de la Cuenca Salina del Istmo, abarcando una distancia de 350 km y una amplitud de 100 km. Las localidades donde aflora son Achotal, Acaycan-Soconusco, Laguna Nueva, Texistepec, Río Pedregal, donde está conformado por lutitas de coloración gris-azul, micacíferas, alternado con capas delgadas de arenisca de grano fino, ceniza volcánica y conglomerados. El espesor es aproximadamente de 1,000 y 1,500 m (Servicio Geológico Mexicano, 2011). Sobreyace concordantemente a la Formación La Laja y subyace concordantemente a la Formación Encanto excepto en las localidades donde está cubierto por la Formación Concepción. El ambiente establecido es batial y de edad Mioceno – Oligoceno, por sus características litológicas y su contenido de foraminíferos planctónicos.

3.2.10 Formación Encanto

Aflora en la Cuenca Salina del Istmo y de Veracruz, en las localidades de Romero Rubio, Filisola, Río Cachapa, Soledad. También se ha localizado en la margen izquierda del río Uzpanapa a 25 km de Minatitlán, Veracruz. Conformada por una serie alternada de areniscas de grano fino a grueso, limolitas y lutitas de color gris, y con escasa presencia de conglomerados, Rojas Alcántara, C. (2010) describe la formación como series alternadas de capas de areniscas de grano fino constituido de lutitas arenosas y calcáreas, en estratos con espesores de 1 a 10 cm. Su espesor es variable dependiendo de la localidad estableciendo un promedio de 500 a 800 m, sobreyace concordantemente a la Formación Depósito y subyace a la Formación Concepción Inferior concordantemente. La edad que le

ha sido asignada es del Mioceno y su ambiente de depósito es esencialmente marino, por sus características litológicas, y en la parte oriental de la Cuenca Salina del Istmo presenta facies de aguas más profundas. Es una secuencia almacenadora de hidrocarburos y de importancia desde el punto de vista petrolero.

3.2.11 Formación Concepción Inferior y Concepción Superior

La Formación Concepción Inferior, se ha encontrado en las perforaciones de pozos realizados por PEMEX en las Cuencas de Veracruz y del Sureste; por otro lado, aflora en la parte poniente y noroeste de la Sierra de Chiapas. Litológicamente está compuesto en su base por lutitas micacíferas de color gris bien consolidadas, limolitas y areniscas de color azul; su parte superior es arenosa con presencia de yeso, como relleno de fracturas. Su espesor es de 450 m en promedio, sobreyace a la Formación Encanto, Horcones discordantemente y subyace a la Formación Concepción Superior concordantemente y a la Formación Filisola; su edad de manera general es del Mioceno, para Concepción Inferior como Concepción Superior, el ambiente de depósito para la unidad Concepción Inferior es de una paleobahía cerrada de mar más profundo. Es productora de aceite y gas en los campos petroleros de Tonalá, El Burro y el área de estudio (Cuenca Salina del Istmo).

La Formación Concepción Superior abarca una gran extensión de la Cuenca de Veracruz y del Sureste, aflorando en las localidades de Filisola, Acayucan, Achotal, Cuitlaxoyo, Romero Rubio, Ixhuatlan, Soconusco, Río Coachapa (Servicio Geológico Mexicano, 2011) en las partes centrales y occidental. Constituida por lutitas de color azul grisáceo, micacífera, compacta, con intercalaciones de arenisca de grano fino, ligeramente compactas con cementante de carbonato de calcio, en la cima se conforma de conglomerados, rocas volcánicas y restos de conchas. Sus relaciones estratigráficas son

idénticas a la Formación Concepción Inferior, el ambiente de depósito es de alta energía y rápida subsidencia, de paleobahía menos profundo.

3.2.12 Formación Filisola

Aflora en la localidad de Filisola, Uxpanapa, Río Coahuila en Ixhuatlán-Moloacán, al sureste de Coahuila, Veracruz y en la región centro de la Cuenca Salina del Istmo. La parte inferior está constituida por capas compactas arcillosas seguido de areniscas cuarcíferas con abundante contenido fosilífero; de arenisca de grano fino a medio, y en la parte superior está compuesto por arcillas intemperizadas color marrón. Su espesor varía entre los 250 y 350 m (Servicio Geológico Mexicano, 2011) y su relación estratigráfica sobreyace concordantemente a la Formación Concepción Superior y subyace concordantemente a la Formación Paraje Solo, sin embargo en la región suroeste de Coahuila subyace discordantemente a un depósito de tobas basálticas. Su edad es del Mioceno y su ambiente de depósito es de alta energía, probablemente a un ambiente infralitoral.

3.2.13 Formación Paraje Solo

Aflora a 25 km al sureste de Coahuila en el municipio de Moloacán, Veracruz y en la Cuenca Salina, sobre el río Coahuila, en las localidades de Acalapa, Paraje Solo, Ixhuatlán, Punta Gorda, Gavilán y en las proximidades de la zona costera (Rojas Alcántara, C., 2010). Está conformada en su parte inferior por areniscas de grano grueso de coloración gris intercaladas con arcillas y lechos de fósiles con gasterópodos y pelecípodos y cenizas volcánicas; en la parte superior se compone por areniscas masivas de granulometría gruesa a fina de color gris intercalado con arcillas con lechos de lignita y restos fósiles de hojas vegetales carbonizados, arcillas arenosas. Su espesor varía, aunque su promedio es de 800 m. En perforación de pozos realizados por PEMEX en la Cuenca Salina del Istmo se

han encontrado espesores alrededor de los 1400 m (Servicio Geológico Mexicano, 2007). Sobreyace a la Formación Filisola y con la Formación Concepción y subyace concordantemente a la Formación Cedral y discordantemente a la Formación Agueguexquite y Acalapa. Su ambiente de depósito se ha interpretado de aguas someras por su contenido fosilífero y de ambiente deltáico por su posición estratigráfica. Es una unidad productora de aceite, en el campo El Plan y los cuerpos arenosos en la provincia Cuencas del Sureste.

3.2.14 Formación Agueguexquite

Ubicada en la parte norte de la Cuenca Salina del Istmo, en las localidades de Santa Rosa, Punta Gorda, Gavilán, Palmitota, Pajaritos, Tonalá. Las rocas que componen a esta unidad en su parte inferior son areniscas con contenido fósil de color café, intercalado con lutitas laminadas y conglomerados; la parte media contiene areniscas bien consolidadas de grano fino a medio con bajo contenido fósil y en algunas partes con concreciones calcáreas y en la parte superior consiste en arcillas ligníticas con moldes de fósiles. Su espesor es en promedio de 400 a 500 m, sobreyace transicionalmente a la Formación Paraje Solo y subyace concordantemente a la Formación Cedral, discordante a la Formación Acalapa. La edad que ha sido asignada es del Plioceno por el contenido fósil, de nanofósiles calcáreos y foraminíferos plactónicos (Servicio Geológico Mexicano, 2012). Su importancia es que es productora de aceites ligeros en el Campo B.

3.2.15 Formación Cedral

Aflora en la parte central de la Cuenca Salina del Istmo, al sureste de Coatzacoalcos, Veracruz, en las localidades de Acalapa, Ferrocarril del Sureste; también aflora en los alrededores de los complejos petroquímicos de la Cangrejera y Morelos, en los poblados de El Colorado, Agua Dulce, Guillermo Prieto, El Corozal y Cedral. Está constituida

principalmente por cuerpos arcillosos alternados con arenas de grano grueso a medio de color gris y en algunas localidades contiene fragmentos de pirita y óxidos de hierro, y escasos lechos de gravas de color gris con capa delgadas de lignita, tobas riolíticas. Su espesor es en promedio de 300 a 500 m y se encuentra sobreyaciendo a la Formación Agueguexquite, subyace a la Formación Paraje y discordantemente con las Formaciones Concepción y Filisola. El ambiente de depósito varía a uno deltáico. La edad establecida es del Plioceno-Pleistoceno (Servicio Geológico Mexicano, 2011).

3.2.16 Conglomerado Acalapa

Esta unidad aflora a 25 km al sureste de Coatzacoalcos, Veracruz, en la localidad de Acalapa, Agata y Xoteapa; está conformada por guijarros de rocas ígneas extrusivas en una matriz arenosa de color gris verdoso. Su espesor es aproximadamente de 20 a 30 m, sin embargo es muy irregular. Sobreyace discordantemente a la Formación Cedral, Paraje Solo y Agueguexquite, su edad es del Plioceno-Pleistoceno y el ambiente de depósito establecido es de corrientes contemporáneas asociado al vulcanismo del Volcán los Tuxtles.

La distribución de las unidades estratigráficas se muestran en el mapa geológico superficialmente en la *Figura 3.6*, donde predominan secuencias terrígenas del Cenozoico, en la parte norte de la Sierra de Chiapas afloran calizas y calizas arcillosas del Mesozoico, pertenecientes al Cretácico Inferior y Superior que son correlacionados con las del subsuelo de la Cuenca.

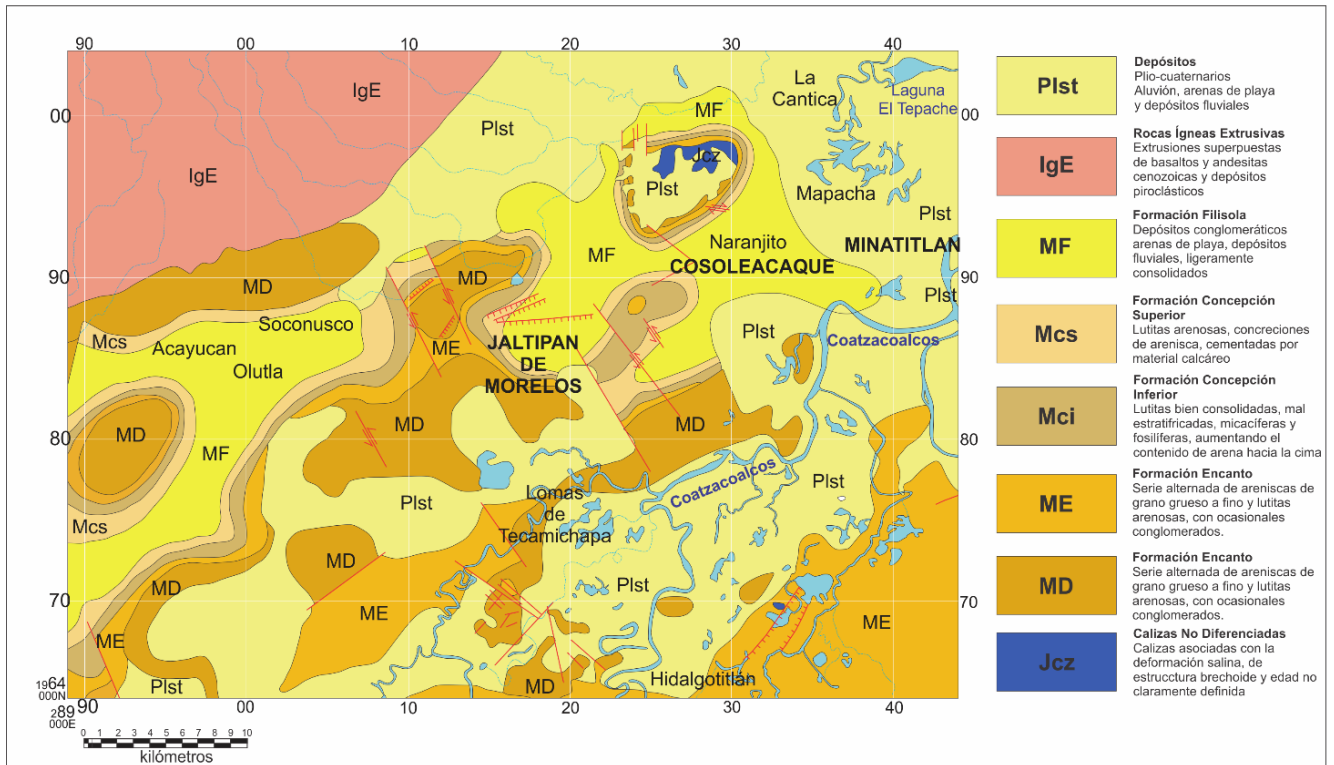


Figura 3.6 Mapa geológico de la región central de la Cuenca Salina del Istmo (Modificado de Rojas Alcántara, C., 2010).

3.3 Geología estructural

Los principales eventos de deformación en las Cuencas del Sureste ocurren principalmente en el Neógeno y son (Padilla y Sánchez, R. J., 2007):

1. El Plegamiento, fallamiento y cabalgaduras de la Cadena Chiapas-Reforma-Akal con el ascenso de la sal calloviana y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas en el Mioceno Medio.
2. Un basculamiento de la Cadena Chiapas-Reforma-Akal con dirección hacia el NE durante el Mioceno Tardío.
3. Un gran aporte de arcillas durante el Mioceno Tardío.
4. El deslizamiento gravitacional de la secuencia del Paleógeno que originó extensión.

5. La formación de la Cuenca Comalcalco durante el Plioceno.
6. La formación de la Cuenca Macuspana dividida en dos etapas, 1) la formación de fallas que limitan al sureste y noroeste en el Plioceno y 2) la generación de fallas oblicuas escalonadas con una dirección E-W en el Pleistoceno.

Durante el Cenozoico al darse el desplazamiento de la sal Calloviana a principios del Paleógeno, con un máximo desarrollo en el Neógeno, donde se formaron estructuras salinas de grandes dimensiones en la parte terrestre como en aguas someras y profundas. Las secuencias del Pleistoceno en las áreas de aguas someras y en algunas partes terrestres corresponden a depósitos acumulados sincronizados con la actividad de fallas normales de tipo lístrico, algunas de estas fallas se transfieren a profundidad por una serie de trampas hasta alcanzar un nivel de despegue regional bajo en las unidades evaporíticas autóctonas del Jurásico (CNH, 2014).

El mapa de la *Figura 3.7* muestra la ubicación de algunos cuerpos salinos ubicados en la Cuenca Salina del Istmo; estas estructuras están ligadas a deformaciones salinas como diapiros, paredes, lengüetas y toldos; combinados con plegamientos, cabalgamientos y fallas lístricas con un echado hacia el noroeste. En las cercanías de la Sierra de Chiapas se aprecian estructuras de anticlinales plegados y anticlinales asimétricos recumbentes que han sido modificados por la generación de fallas normales e inversas con una orientación hacia el NW-SE. En la zona de estudio se encuentran fallas transcurrentes con una orientación de NW-SE de las que destacan las fallas de Malpaso y de río Playas; la intrusión estos cuerpos salinos fue progresiva, conforme fue aumentando la carga litostática sobre los sedimentos evaporíticos Playas (Rojas Alcántara, C. 2010).

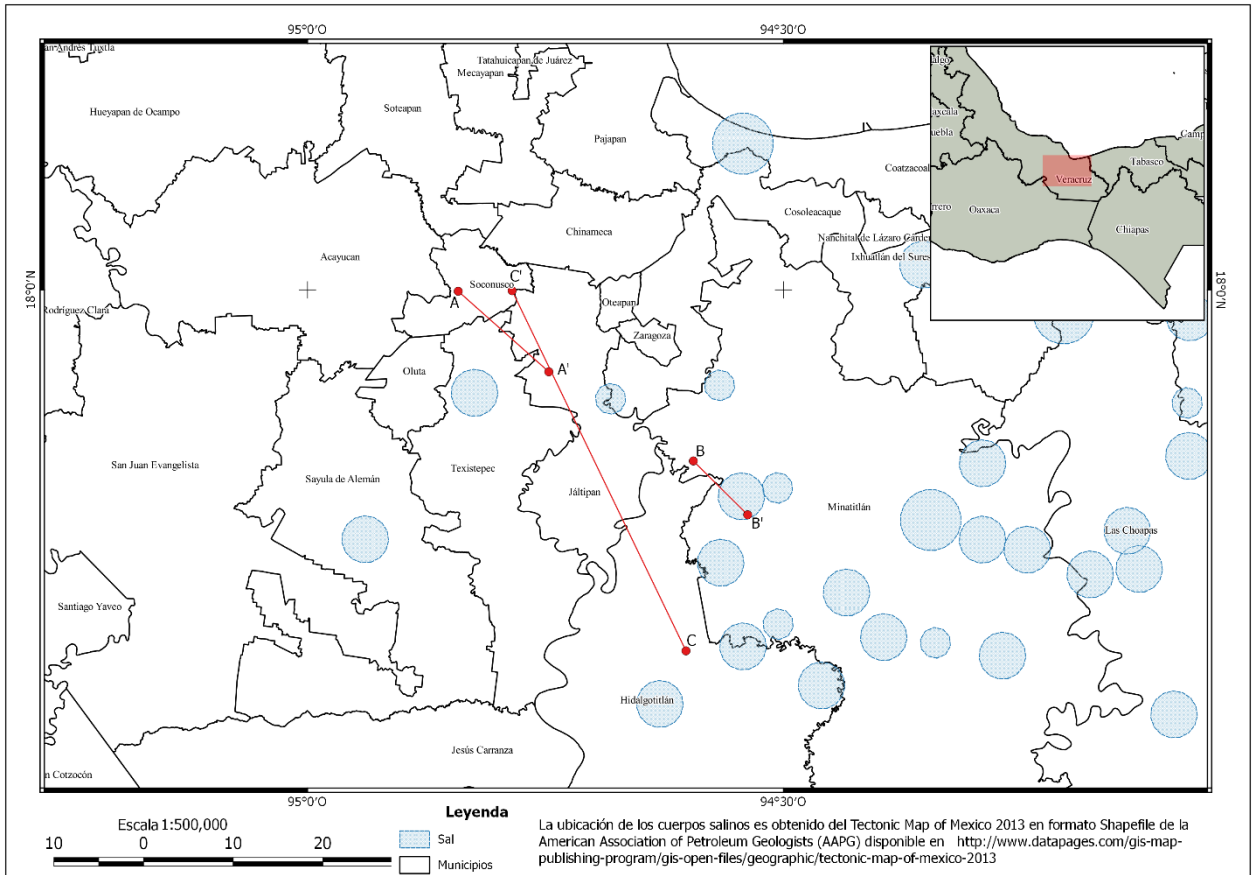


Figura 3.7 Ubicación de domos y diapiros en la Cuenca Salina del Istmo en la Parte Continental (Fuente: AAPG, 2015).

Las secuencias del Cenozoico fueron ligeramente plegadas y cortadas por el desplazamiento de fallas normales y laterales en los extremos del diapiro, acompañados en la parte superior por yeso y/o anhidrita y brechas calcáreas, resultado de esfuerzos predominantemente verticales y de cizalla. La mayoría de las estructuras salinas se forman durante el Oligoceno-Mioceno (Rojas Alcántara C., 2010). En la *Figura 3.8* se muestran secciones del Diapiro del Jáltipan de Morelos, Veracruz, una estructura formada por el movimiento de sal posterior a la sedimentación clástica del Jurásico-Cretácico, que presenta espesores relativamente uniformes mayores a los 2,500 m y como otros diapiros se extienden a la mayor parte del estado de Veracruz.

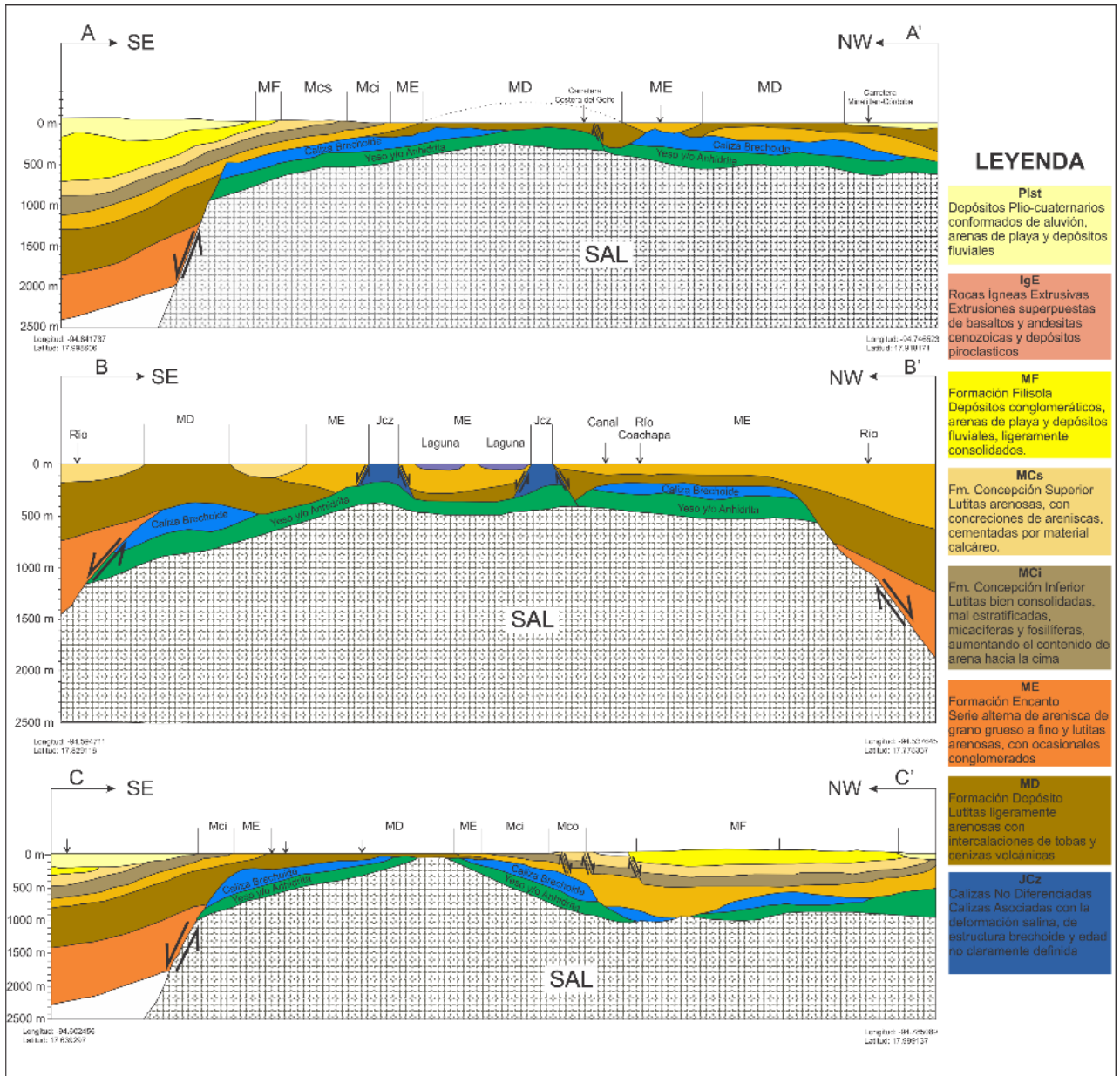


Figura 3.8 Secciones geológicas A-A', B-B', C-C' del domo del Jáltipan en dirección SE-NW

(Modificado de Rojas Alcántara C., 2010).

Los eventos de deformación creados por compresión y deformación salina generaron cinturones plegados, principalmente en las localidades de Agua Dulce, Marbella y Catemaco, Veracruz, que se relacionan con la misma tendencia con el Cinturón Plegado de Chiapas; cada uno de estos cinturones contiene secuencias deformadas del Jurásico-

Cretácico. En la *Figura 3.9* muestra una sección sísmica del cinturón plegado de Agua Dulce que abarca la zona costera cerca de las ciudades de Coatzacoalcos y Agua Dulce, está conformado por sal alóctona, fallas lístricas en la parte superior de la sal y la formación de los pliegues que expulsaron la sal en forma de diapiros. La evacuación de esta sal permitió mayor subsidencia y el crecimiento de la cuenca durante el Plioceno-Pleistoceno (Gómez-Cabrera y Jackson, 2009).

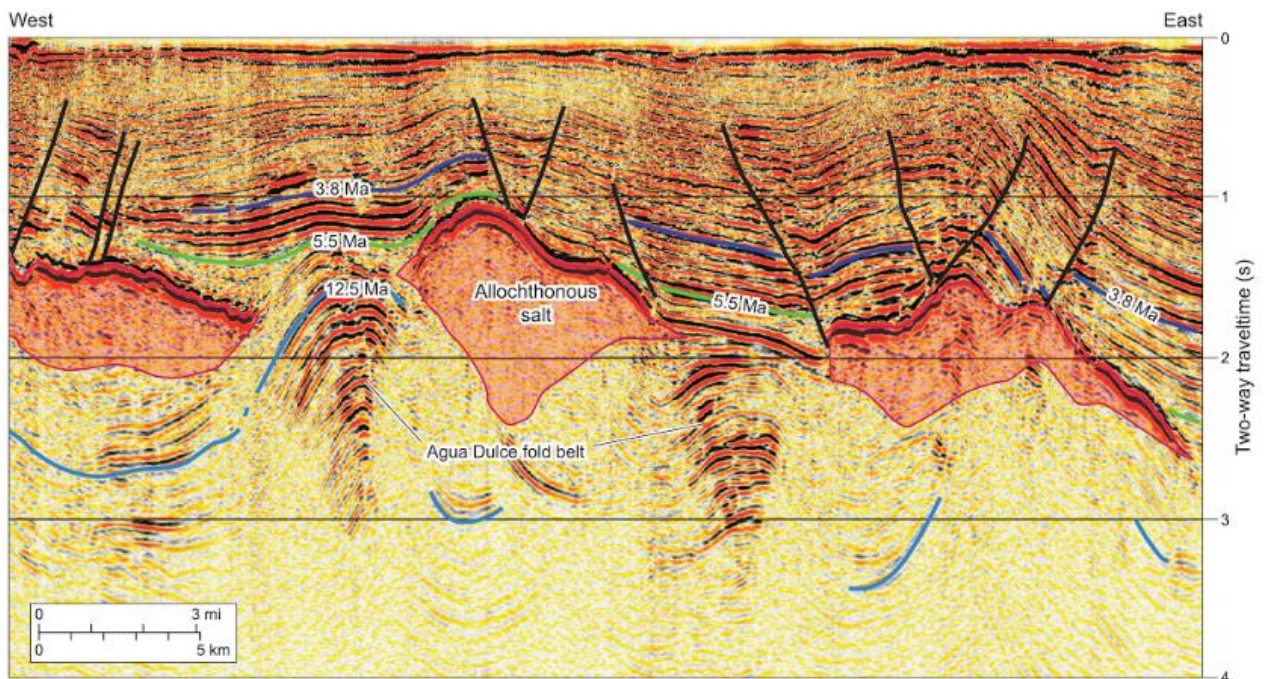


Figura 3.9 Interpretación sísmica 3D del cinturón plegado de Agua Dulce (Tomado de Gómez Cabrera y Jackson, 2009).

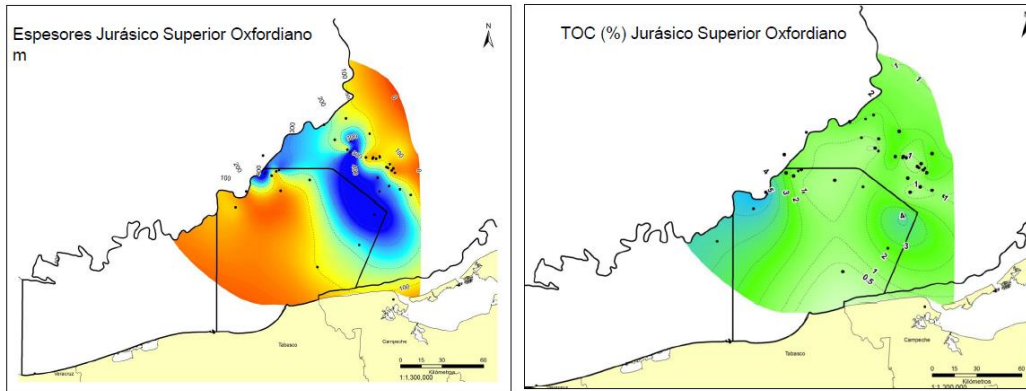
CAPÍTULO 4 SISTEMA PETROLERO

La Cuenca Salina del Istmo se distingue por la producción de aceite ligero y gas, asociados por la presencia de cuerpos salinos; principalmente por domos, diapiros y canopies dando como resultado la deformación de las secuencias del Jurásico, Cretácico y Cenozoico, donde se encuentran los principales plays en los depósitos turbidíticos y deltáicos terrígenos de la cuenca; además de estos plays, existen otros en las secuencias de finales del Jurásico y Cretácico. Santiago Acevedo *et al.*, (1984) mencionan que en toda la región se encuentran manifestaciones superficiales de hidrocarburos, con la presencia de chapopoterías como indicio de la existencia de aceite en el subsuelo.

4.1 Roca generadora

Existen dos principales secuencias de rocas generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Salina del Istmo, las primeras corresponden al Oxfordiano y Tithoniano (*Figura 4.1*) de la Formación Chinameca, conformada por calizas bituminosas en capas lenticulares acompañadas con pedernal, en su base se presenta granulometría más arenosa y en la parte superior conformada por lutita a lutita calcárea bituminosa con estratificación en capas delgadas y laminación, en facies de aguas profundas carbonatadas de plataforma a cuenca. La CNH (2014) utilizó datos de pirólisis y los resultados que se mencionan para las rocas del Oxfordiano contienen materia orgánica con kerógeno tipo I y II, espesores menores a los 100 m, una riqueza orgánica de 2 a 6 % de carbono orgánico total, una evolución térmica de inmadura a sobremadura, esto debido a las diferentes profundidades en las que se encuentra la unidad generadora en la provincia.

Sistemas petroleros: roca generadora – Oxfordiano



Sistemas petroleros: roca generadora – Tithoniano

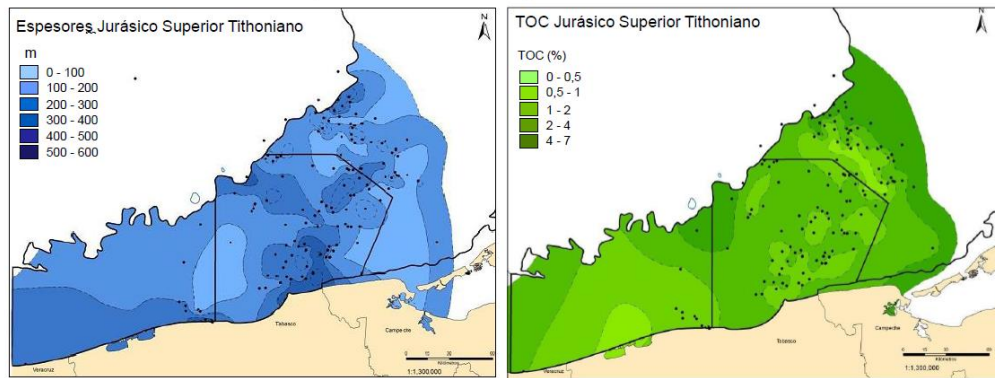


Figura 4.1 Mapas de espesores y carbono orgánico total de las rocas generadoras del Oxfordiano y Tithoniano en la Cuenca Salina del Istmo en la parte de aguas someras (Modificado de CNH, 2014).

Para las rocas del Tithoniano, las rocas generadoras están conformadas por lutitas, calizas dolomitizadas, con abundante materia orgánica, espesores de entre los 100 y 400 m y considerado como el principal elemento generador de hidrocarburos dividido en dos horizontes; el principal de espesores delgados y alta calidad de roca generadora y otro con mayor espesor de baja calidad, contiene del 4 al 7% de carbono orgánico total y kerógeno del tipo II. Otra de las rocas generadoras pertenece al Mioceno, de granulometría arcillosa, considerada como generadora de aceite y gas, de la Formación Paraje Solo, por su contenido orgánico y facies de planicies deltáicas (Rojas Alcántara, C., 2010).

4.2 Roca almacenadora

Las rocas almacenadoras de la Cuenca Salina del Istmo son cuerpos arenosos en forma de lóbulos de canal, depositados en ambientes mixtos en zonas de rompiente y deltas dominados por oleaje, ambiente de plataforma clástica y depósitos de turbiditas del Cenozoico en facies de aguas someras, mostrados en la *Figura 4.2*, de las Formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior, Filisola, Paraje Solo y Cedral (Santiago Acevedo *et al.*, 1984); conformadas principalmente por areniscas de diferentes espesores, con variaciones en su geometría y en sus propiedades petrofísicas.

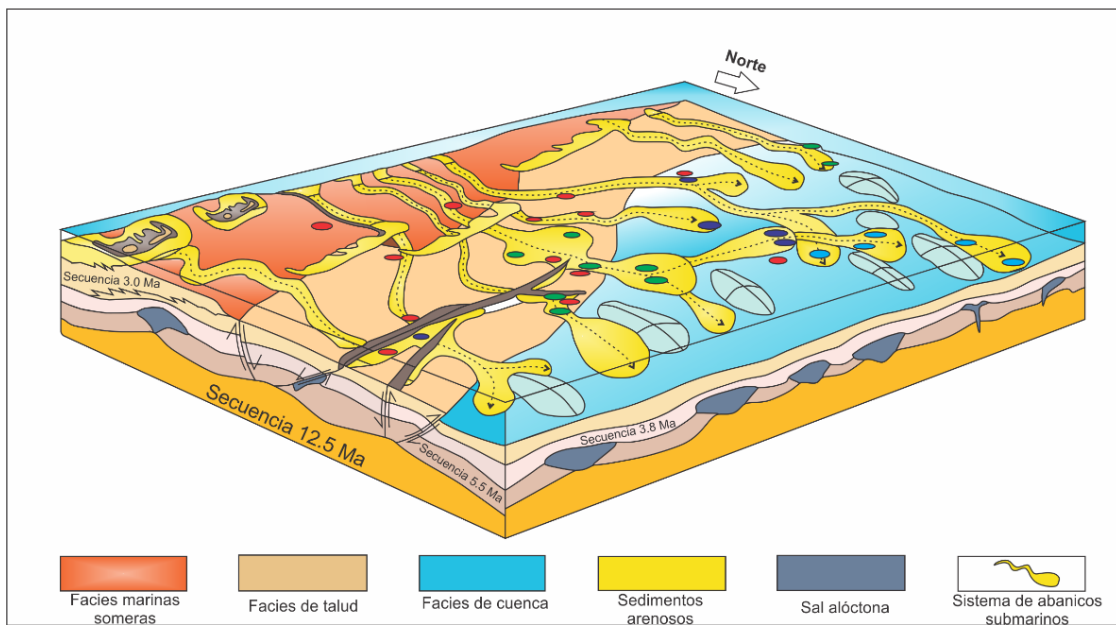


Figura 4.2 Modelo sedimentario de aguas someras del Plioceno-Mioceno, mostrando el depósito de arenas en canales y lóbulos asociados a sistemas de abanicos submarinos en la Cuenca Salina del Istmo (Modificado de Rojas Alcántara, C., 2010).

De estas unidades, las principales rocas almacenadoras son la Formación Encanto que está compuesta por series alternadas de capas de areniscas de grano fino; la Formación Concepción Inferior que en su cima está conformada de arenitas líticas de grano fino

predominando la fracción fina; la Formación Concepción Superior conformada por intercalaciones de areniscas calcáreas de grano fino y lutitas, la Formación Filisola donde predominan grandes espesores de areniscas cuarcíferas de grano fino a grueso intercaladas con estratos delgados lutitas de color gris oscuro. Las unidades litológicas están asociados a facies de ambientes someros y profundos (cuenca) como se ilustra en la *Figura 4.3*, particularmente la Formación Encanto que fue depositada en un sistema de canales confinados, formando un sistema de abanicos submarinos en la cuenca, generando capas alternas de areniscas de granos finos con espesores de entre 10 cm y 1 m.

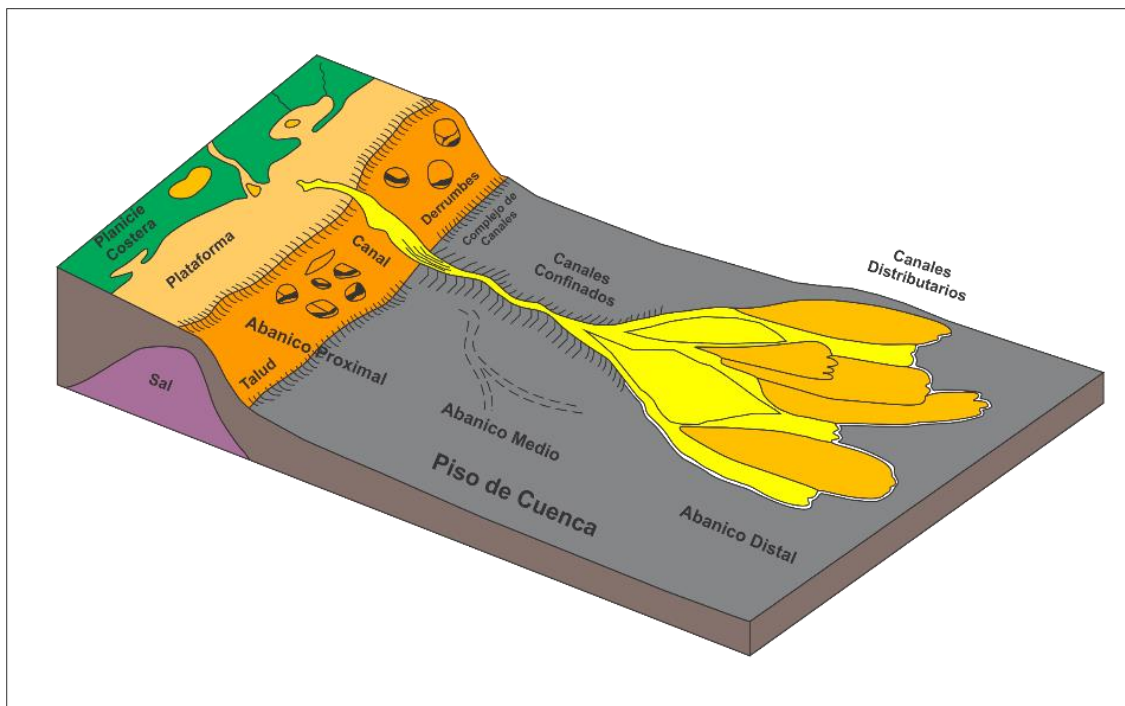


Figura 4.3 Modelo sedimentario de aguas profundas del Plioceno-Mioceno, mostrando el depósito de abanicos distales, formados por un sistema de canales.

4.3 Roca sello

Las rocas sello están compuestas por una secuencia calcáreo-arcillosa, relacionada a un ambiente marino profundo y delimitada por una unidad de bentonita acompañado de

material volcánico del Paleoceno-Oligoceno (*Figura 4.4*). Otra roca sello importante para los Plays del Oligoceno-Mioceno son secuencias de lutitas que se encuentran interestratificadas en las unidades arenosas de la cuenca, que son las rocas productoras de mayor importancia. El espesor de las lutitas del Oligoceno es aproximadamente de 100 m, y las secuencias arenosas del Mioceno cuentan con espesores de 30 a 50 m adelgazándose hacia la parte norte en dirección hacia aguas profundas del Golfo de México.

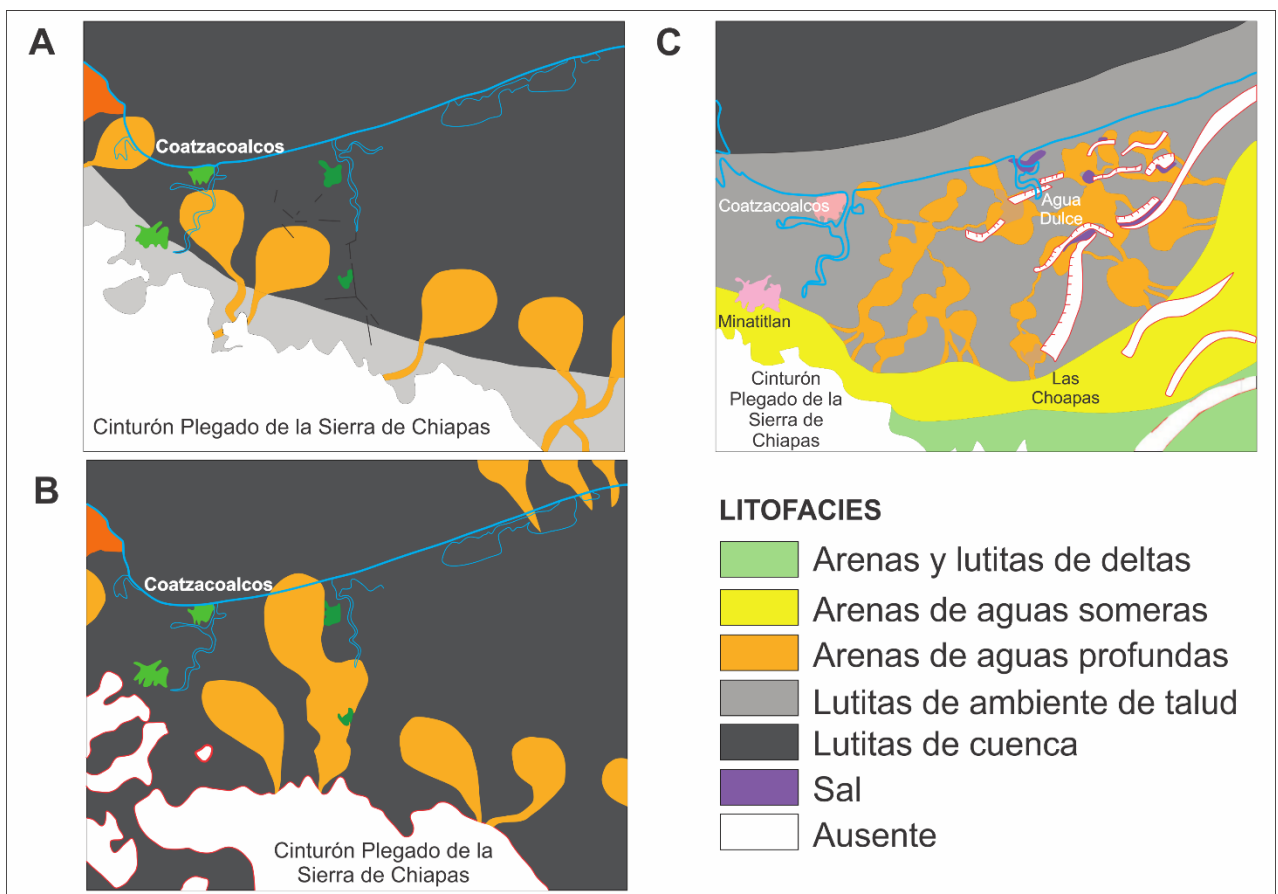


Figura 4.4 Mapas de la distribución de litofacies del A) Mioceno Inferior, B) Mioceno Medio y C) Plioceno Inferior, mostrando las facies de grano fino como roca sello (Modificado de Bartolini y Ramos, 2010).

4.4 Trampas

Las principales trampas para los hidrocarburos en el área son mixtas, principalmente del tipo estructural como cuerpos salinos (domos, diapiros y canopies) conformados de yeso y anhidrita, al ir cortando las secuencias posteriores hasta el Mioceno-Plioceno generaron otro tipo de trampas como son estructuras tipo Horst, causadas por la evacuación de la sal, Roll-Over y bloques distensivos que están asociados a la fase de acomodo – distensión del Plioceno, pliegues asociados a las fases compresivas del Cenozoico, anticlinales o pliegues directamente en relación con la tectónica salina que en conjunto están acompañados por las trampas del tipo estratigráfico se presentan trampas por cambios de facies laterales o acuñamientos causado por los cambios de facies y los diferentes ambientes de depósito sedimentarios en la cuenca, como son los diferentes paleocanales turbidíticos y los deltas de talud (CNH, 2014).

Tomando en la historia geológica, los procesos tectónicos y los ambientes sedimentarios las trampas mixtas tienen grandes posibilidades para la acumulación de hidrocarburos principalmente en los anticlinales que están asociados a los bordes de plataforma. La mayoría de los anticlinales son cortados o afectados por los mismos cuerpos salinos permitiendo la acumulación del hidrocarburo en diferentes escenarios mostrados en la *Figura 4.5*. Las unidades estratigráficas que sobreyacen a los cuerpos salinos presentan un comportamiento estructural complejo asociado a un gran sistema de fallas normales y estructuras de tipo roll-over que se presentan con mayor crecimiento hacia el sur de la cuenca y atenuándose hacia la parte norte.

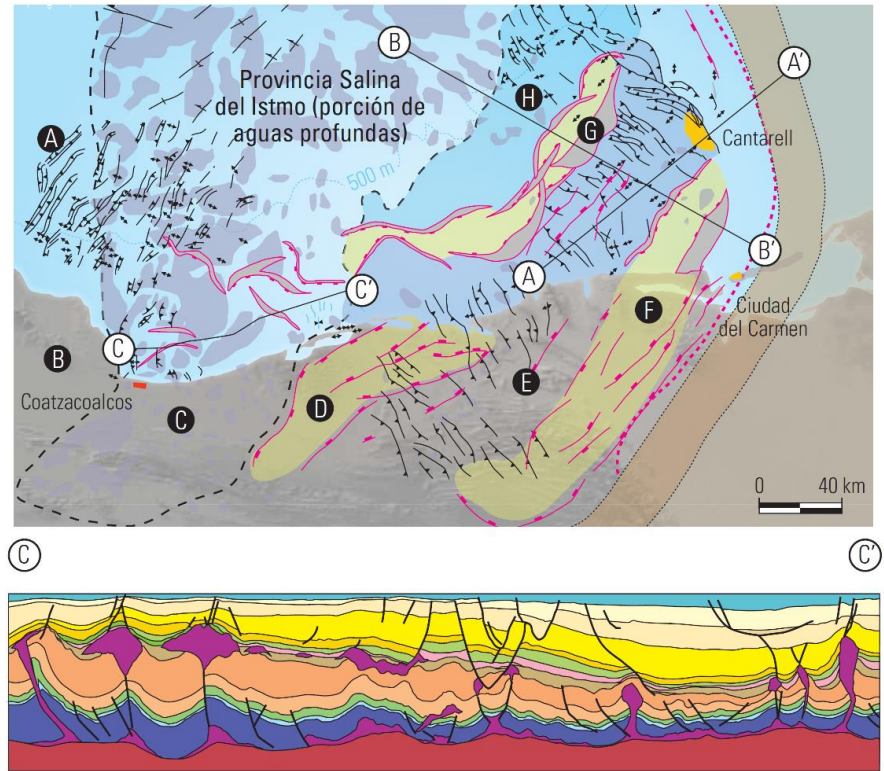


Figura 4.5 Sección estructural representativa de la Cuenca Salina del Istmo en aguas someras
(Modificado de WEC México, 2009).

4.5 Sincronía

Con la recopilación de información del sistema petrolero en la Cuenca Salina del Istmo, desde los procesos de generación, migración, almacenamiento y la acumulación del hidrocarburo se puede resumir en la *Figura 4.6*. Las rutas de migración regionales están controladas principalmente por estructuras que se presentan en la cima del Cretácico, añadido con la presión capilar del sello de las rocas del Paleoceno. Las rutas creadas por los cuerpos salinos durante su ascenso son otra ruta de migración efectiva, acumulándose alrededor de la sal y a través de los sedimentos del Cenozoico.

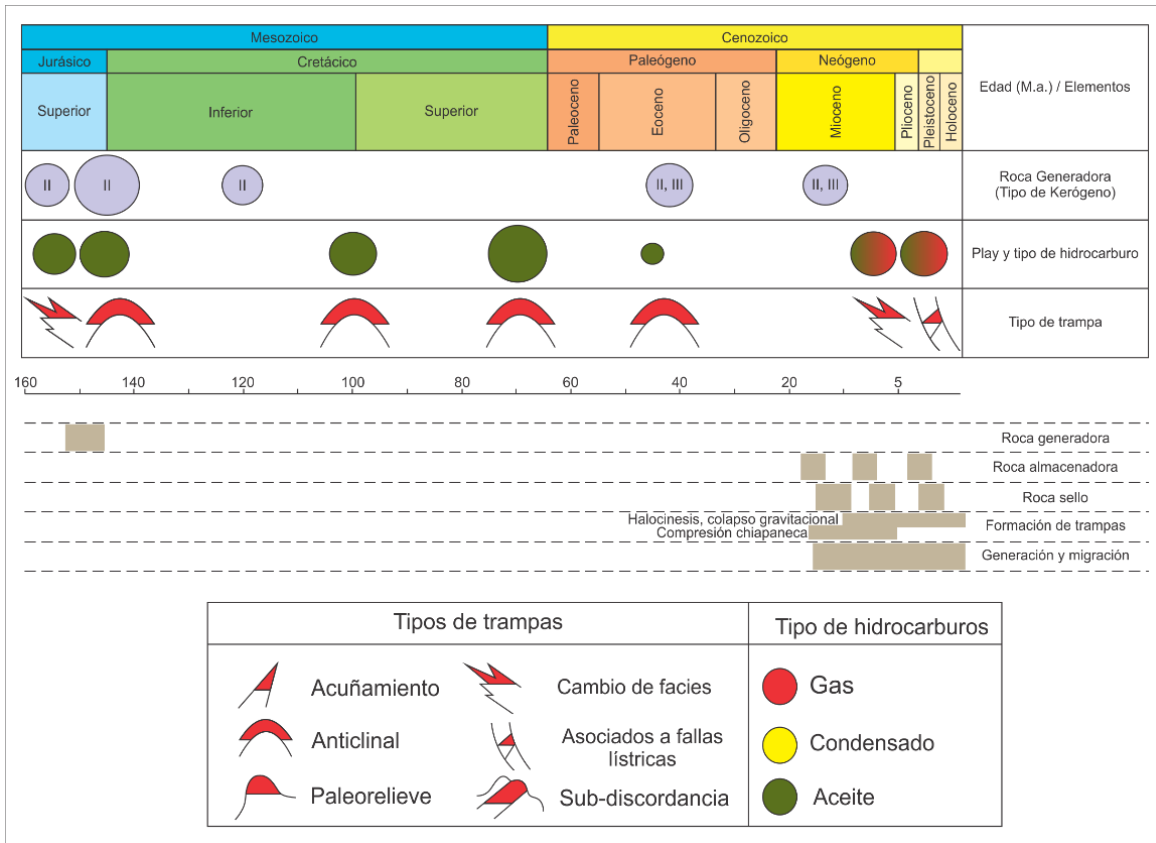


Figura 4.6 Eventos del sistema petrolero en la Cuenca Salina del Istmo (Modificado de WEC México, 2009).

4.6 Ejemplos de campos

La exploración en la Cuenca Salina del Istmo comenzó en 1886, con la perforación del pozo Sarlat, que se ubica en la Cuenca de Macuspan en las cercanías de la localidad del mismo nombre en el estado de Tabasco; siendo un pozo somero y produciendo aceite ligero, no comercial. Los estudios geológicos y el incremento de perforación de pozos comenzaron entre los años 1902 y 1906, hasta que se dieron los primeros pozos productores, Capoacán-1 y San Cristobal-1 en las localidades de Minatitlán, Veracruz, con una baja producción aunque siendo de relevancia en los campos El Plan, Tonalá, El Burro, Ixhuatlán y Nuevo

Teapa, seguidos de Copoacán, Concepción, Filisola, San Cristobal, Soledad, Tecuanapa, Teapa y Tuzandepetl (Santiago Acevedo *et al.*, 1984).

En 1943, Petróleos Mexicanos inicia sus actividades en la Cuenca Macuspana y Salina del Istmo y con la perforación de los primeros pozos productores comerciales se obtiene aceite ligero y gas en los años posteriores (WEC México, 2009). Posteriormente en 1972 se registraron los descubrimientos más importantes de la región del sureste transformando la economía del país, de ser importador a exportador de hidrocarburos (Pemex, 2010). En la *Tabla 3.1* se muestran los principales plays en la Cuenca Salina del Istmo, así como la litología, sello, trampas, tipo de hidrocarburos y los campos más representativos.

Nombre	Litología	Sello	Trampas	Tipo de hidrocarburo	Campos
	Formación, edad	Edad		Edad de roca generadora	Representativos
Cuencas Salina del Istmo y de Comalcalco					
Areniscas del Mioceno en anticlinales	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas (Depósito, Mioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Mioceno inferior y medio)	Estructurales (anticlinales de orientación NE-SW, en algunos casos subsal, nucleados por sal y/o afallados)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	Cuichapa
Areniscas en acuñamientos sobre y contra sal	Areniscas de canales y abanicos submarinos y barras costeras (Encanto y Concepción, Plioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Plioceno Inferior Medio)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos y sobrelapes sobre cuerpos de sal o estructuras asociadas a intrusiones salinas)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	Cinco Presidentes, Ogarrío, Bacal
Areniscas en estructuras tipo tortuga	Barras de arenas deltaicas (Plioceno inferior)	Lutitas intraformacionales (Plioceno inferior)	Estructural (estructura tipo tortuga creada por evacuación de sal)	Gas y aceite ligero (Tithoniano)	La Central
Areniscas en fallas lístricas y anticlinales rollover	Areniscas turbidíticas (Plioceno medio y tardío)	Lutitas intraformacionales (Plioceno medio y tardío)	Estructurales y combinadas (acuñamientos o crecimientos contra fallas normales sindepositacionales, anticlinales rollover)	Aceite ligero y gas (Tithoniano)	El Golpe, Tupilco

Tabla 4.1 Características de los plays establecidos de la Cuenca Salina del Istmo (Modificado de WEC México, 2009).

CAPÍTULO 5 CASOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Para las opciones de recuperación mejorada se seleccionaron los Campos Cinco A, B, C y D; ubicados en la parte continental de la Cuenca Salina del Istmo, cerca de la línea de costa entre los estados de Veracruz y Tabasco. Para cada campo se mostrará un mapa con su localización, su historia de producción, un marco geológico con la descripción de los plays más importantes, los estilos de deformación y las estructuras mostrados en mapas y secciones sísmicas, las propiedades petrofísicas obtenidas por registros geofísicos de pozos, los aspectos de ingeniería de yacimientos como son las propiedades del fluido y las condiciones de los pozos que han sido perforados.

Con esta metodología se pretende tener un mejor modelo estático para cada campo y seleccionar un método de recuperación mejorada (EOR) que ayude a aumentar la producción de hidrocarburos, mejorar los pronósticos de producción y el factor de recuperación, principalmente para aquellos campos que ya están en una etapa de producción avanzada.

5.1 Campo A

5.1.1 Ubicación

En la *Figura 5.1* se presenta la ubicación del campo, localizado en el estado de Tabasco, en los municipios de Huimanguillo y Cárdenas, a 45 km del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz; y cuenta con un área de aproximadamente de 122 km².

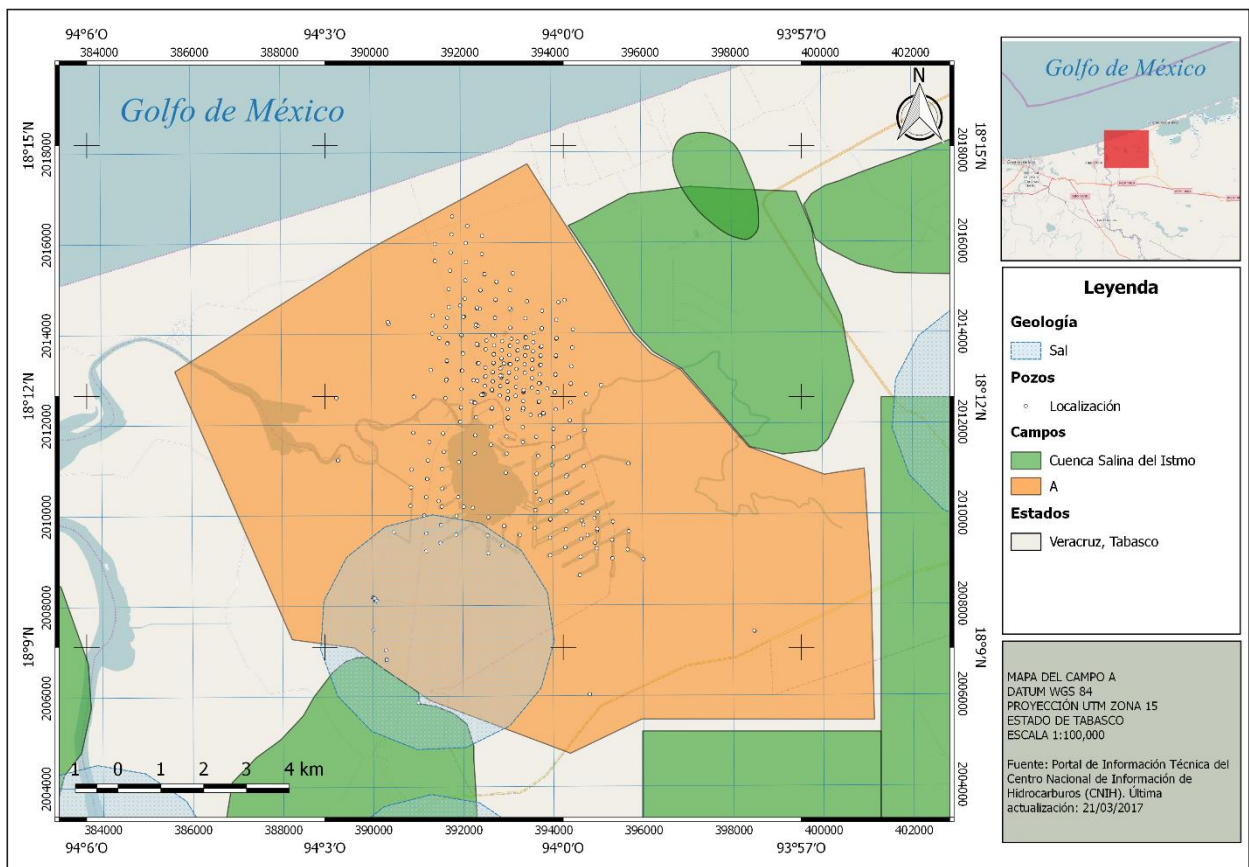


Figura 5.1 Mapa con la ubicación del Campo A.

5.1.2 Antecedentes

Fue descubierto en los años 60 y se han perforado pozos teniendo como objetivos las rocas almacenadoras de las Formaciones Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior. En los años 70 se alcanzó la máxima producción de aceite y para mantener la producción en

el campo se implementó la inyección de agua, manteniendo la presión del yacimiento. Para los años 90 se observa el sostenimiento de la producción asociado al efecto de la inyección. En el 2001 se reactiva el campo con la perforación de pozos, además de reparaciones mayores y menores, así como la optimización de nuevos sistemas de levantamiento artificial. En la *Tabla 5.1* se muestra la producción que ha tenido el campo desde su descubrimiento hasta el año 2014 y una gráfica mostrando el gasto de aceite así como la producción acumulada.



Tabla 5.1 Producción de hidrocarburos en el Campo A (Fuente: CNIH - Estadísticas).

5.1.3 Marco geológico

Las unidades estratigráficas que conforman al campo abarcan edades desde el Jurásico Medio (Calloviano-Oxfordiano) conformado por evaporitas, seguido de calizas arcillosas bituminosas del Jurásico Superior al Cretácico Inferior, calizas dolomíticas de borde de plataforma del Albiano-Cenomaniano, lutitas y calizas arcillosas del Cretácico Superior,

secuencias terrígenas intercaladas con lutitas, areniscas con facies de ambientes profundos a someros del Paleógeno al Neógeno.

5.1.3.1 Play

Los plays importantes en el campo están conformados por secuencias de lutitas con cuerpos lenticulares de areniscas de grano fino (arenitas líticas) de la Formación Encanto, areniscas cuarcíferas de grano fino a grueso (cuarzoarenitas), bien estratificadas con delgadas intercalaciones de lutita de la Formación Concepción Inferior, por estas características litológicas tiene importantes propiedades petrofísicas que permiten el almacenamiento de hidrocarburos debido a una buena porosidad integranular y bajo contenido de matriz.

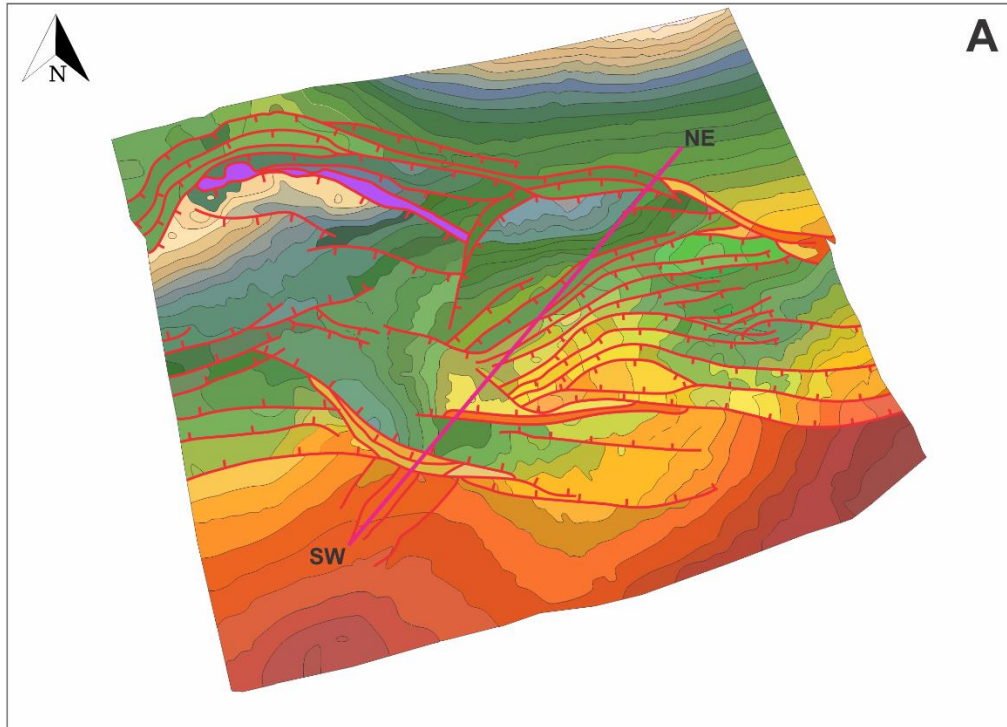
5.1.3.2 Régimen tectónico

En la *Figura 5.2.a* se muestra un mapa de contornos estructurales de las secuencias terrígenas del Cenozoico depositado en facies de plataforma progradante, están deformadas y plegadas por masas salinas en forma de domos y diapiros generando localmente un anticlinal ligeramente alargado de aproximadamente 9 km sobre el eje mayor con una orientación N-S y con un ligero echado hacia NW, siendo limitado por fallas normales en dirección NW-SE, dando como resultado estructuras tipo “roll-over” con un crecimiento hacia el S.

En la sección sísmica de la *Figura 5.2.b* muestra como la tectónica salina contribuyó en el desarrollo del pliegue, además de que propició la generación de fallas normales que han formado varios bloques independientes productores de hidrocarburos, de los que se han contado alrededor de 330 yacimientos en el campo, separando a los yacimientos a diferentes niveles de producción.

Los cuerpos lenticulares conformados por areniscas que se encuentran dentro de los bloques son las grandes posibilidades de contener cantidades considerables de hidrocarburos; las trampas son estructurales porque se encuentran en el pliegue y las fallas normales. Las trampas estratigráficas son por el cambio de facies de las areniscas en forma de lóbulos de la parte media de los abanicos submarinos, que son producto de corrientes de turbidez. Estas trampas tipo mixtas se han definido por interpretación sísmica y registros geofísicos de pozos perforados en el campo (PEMEX, 1999).

Mapa de Contornos Estructurales del Campo A



Sección Sísmica del Campo A

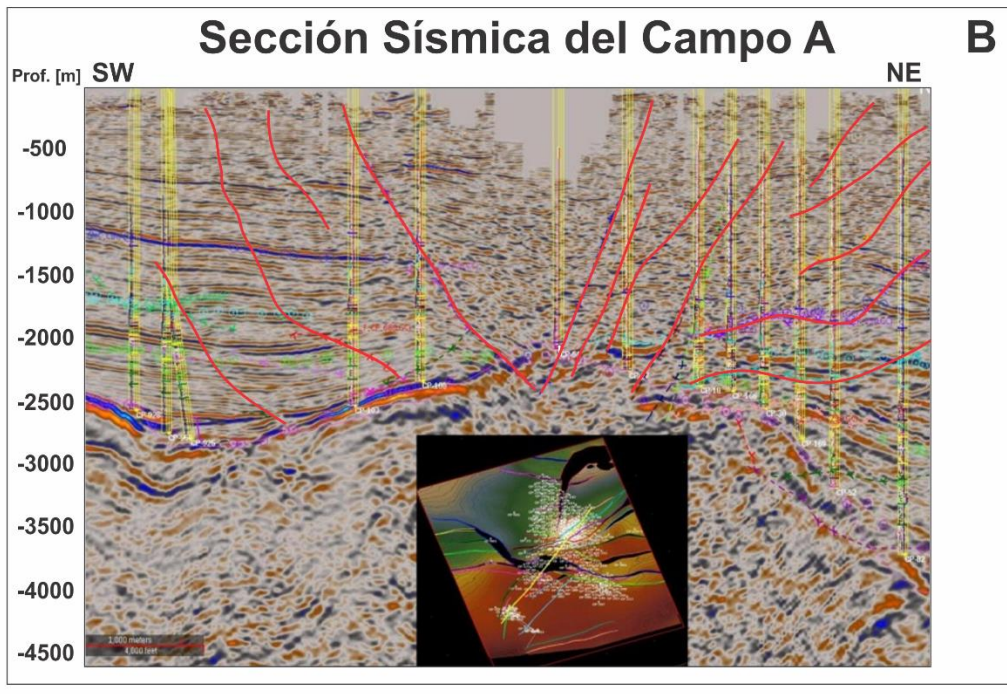


Figura 5.2 A) Mapa de contornos estructurales y B) sección sísmica del Campo A.

5.1.4 Propiedades petrofísicas

Las características principales de las formaciones que se encuentran en el campo, la más importante es la Formación Encanto que presenta una estructura compartamentalizada y está constituida por areniscas con intercalaciones de lutitas. La porosidad varía entre el 20 y 24%, la saturación de agua de 10 al 45% y la permeabilidad es de 190 mD para la Formación Encanto, 212 mD para Concepción Inferior y de 80 mD para Concepción Superior.

5.1.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos

Las principales características de los análisis que se han realizado en el campo desde su descubrimiento y se han determinado las siguientes propiedades del aceite proveniente de las areniscas, siendo de tipo ligero con 33° API, una presión de 2300 a 2500 psi y con una temperatura de 85 a 97 °C, los mecanismos naturales de producción del yacimiento son expansión del sistema roca-fluido y gas en solución.

En el campo se ubican 396 pozos de los cuales 19 son exploratorios y 377 son de desarrollo; el estado actual dentro de los últimos son 2 que están cerrados con posibilidad de explotación y en estudio, 54 se encuentran en operación, 72 están en programa para taponamiento, 15 taponados por accidente mecánico, 180 taponados por agotarse, 3 taponados no comerciales, 31 taponados por improductivos y 21 temporalmente cerrados sin posibilidad de explotación (CNIH, 2017).

5.1.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado

Con base a las características geológicas, petrofísicas, la evaluación y elección de un método de recuperación mejorada (EOR) y las condiciones del tipo de hidrocarburo que se encuentra en el campo, el equipo técnico propuso el método de inyección de CO₂, sólo o con WAG (agua alternada con gas), cuyas características se describen a continuación:

1. Agua alternada con gas (WAG): De los retos que enfrenta este método son la corrosión en tuberías e instalaciones, separación y reciclaje del agente miscible, su transporte, así como la disponibilidad de instalaciones superficiales. Los elementos para este método son:
 - a) El balance de cantidades de agua y gas; grandes cantidades inyectadas de gas dejará digitaciones en los yacimientos por diferencias de densidad y viscosidad, mientras que con grandes cantidades de agua podría dejar atrapado el aceite. Las relaciones agua/gas dependen de la mojabilidad del yacimiento y la disponibilidad del gas que será inyectado aunque por lo general se hace una relación 1:1, sin embargo; se recomienda inyectar más gas que agua en yacimientos que se encuentran mojados por aceite, calculando la cantidad de volumen de gas y agua y la presión a la que será inyectado.
 - b) La composición y la cantidad de gas determinarán si la inyección se hará por un proceso miscible o inmisible bajo las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento.
 - c) El espaciamiento y la cantidad de pozos a emplear, considerando un patrón de 5 pozos, permitiendo un mejor control en el desplazamiento frontal.
2. Dióxido de Carbono (CO₂): Con base al tipo de aceite que se encuentra podrían existir la posibilidad de miscibilidad contando con fuentes antropogénicas de CO₂, ayudando

a la mitigación de este gas a la atmósfera, siendo uno de los causantes de efecto invernadero. Dentro de los parámetros adicionales a tomar en cuenta con respecto a la inyección de CO₂, es la presión mínima de miscibilidad (PMM), indispensable para lograr la inmiscibilidad entre el CO₂ y el aceite, que depende además de la composición del aceite, la pureza del CO₂, la presión y temperatura del yacimiento. Para que la inyección de CO₂ miscible sea exitosa debe tener:

- a) Baja presión mínima de miscibilidad (PMM).
- b) Altas densidades de CO₂, con el fin de alcanzar la miscibilidad.
- c) Un hidrocarburo mayor a 22 °API con baja concentración de aromáticos.
- d) Que sea puro el CO₂, otros compuestos que lo acompañen podría aumentar la presión mínima de miscibilidad.

5.2 Campo B

5.2.1 Ubicación

En la *Figura 5.3* se muestra un mapa del Campo B, ubicado en el activo Cinco Presidentes, en la Región Sur, en el municipio de Huimanguillo, Tabasco, que se encuentra a 60 km al oeste de la Ciudad Cárdenas y a 98 km al oeste de la Ciudad de Villahermosa, a 90 km al suroeste de la Ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz; con un área aproximada de 148 km².

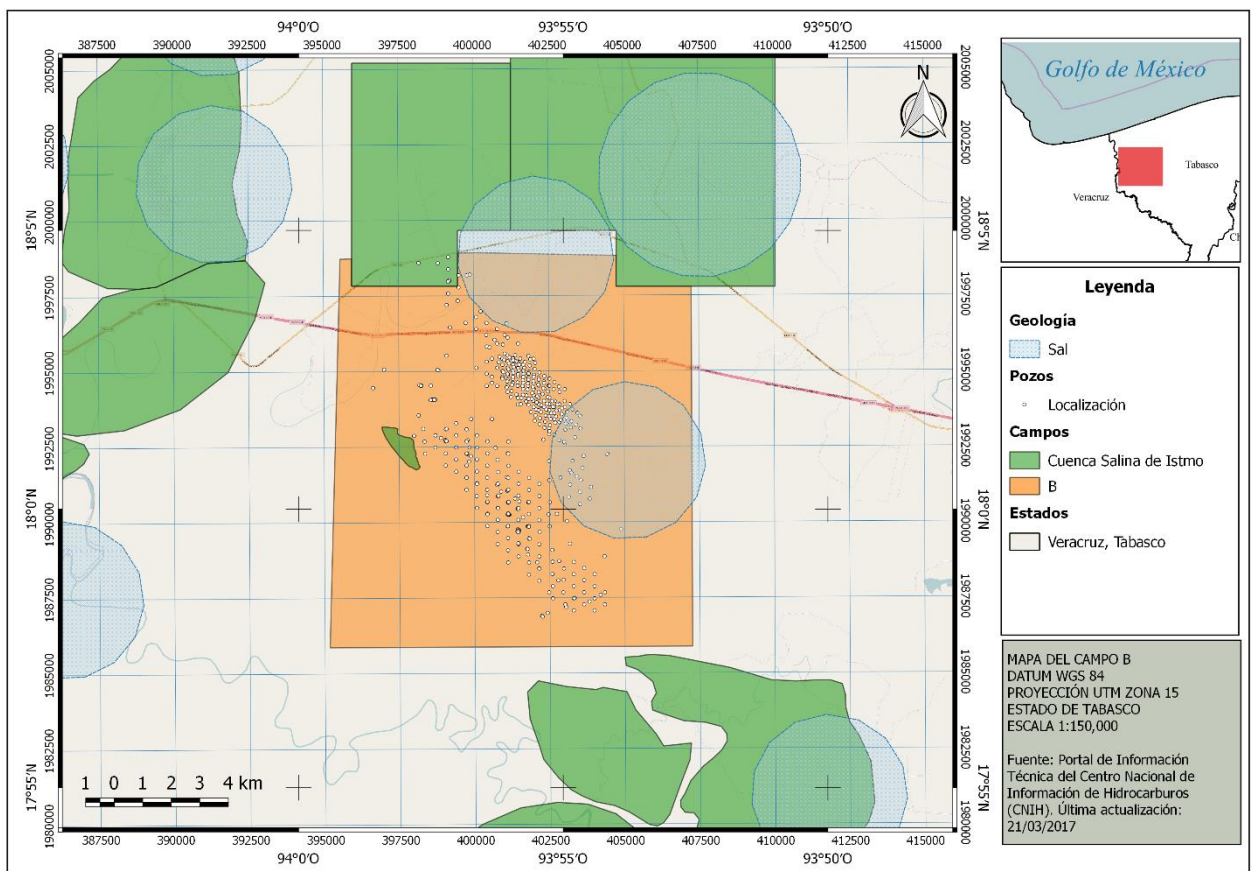


Figura 5.3 Mapa con la ubicación del Campo B.

5.2.2 Antecedentes

En la *Tabla 5.2* se muestra la producción de gas y aceite del campo, que fue descubierto en el año de 1957 con la perforación del pozo exploratorio B-1 siendo productor de aceite en la Formación Encanto y teniendo una producción de 207 barriles de aceite y 0.26 millones de pies cúbicos de gas natural diarios (PEMEX, 1999). Con el desarrollo que se ha dado en el campo se han identificado que las areniscas de las Formaciones Encanto, Concepción Inferior y Concepción Superior, son las que tienen los horizontes almacenadores de hidrocarburos en el campo que están impregnados con hidrocarburos; se compone de 660 yacimientos que se han descubierto y desarrollado. Para 1960 alcanza una producción máxima de 29 a 665 barriles de aceite y 57 millones de pies cúbicos de gas (PEMEX, 1999). El campo está dividido en dos bloques; norte conocido como área vieja y otro en la parte sur como área nueva, donde los primeros trabajos se realizaron en la parte norte con perforaciones masivas, implementando la inyección de agua con el objetivo de aumentar la recuperación final, en la parte sur, el desarrollo ha sido más lento, además que en esta zona se tiene la mayor parte de reservas remanentes del campo.

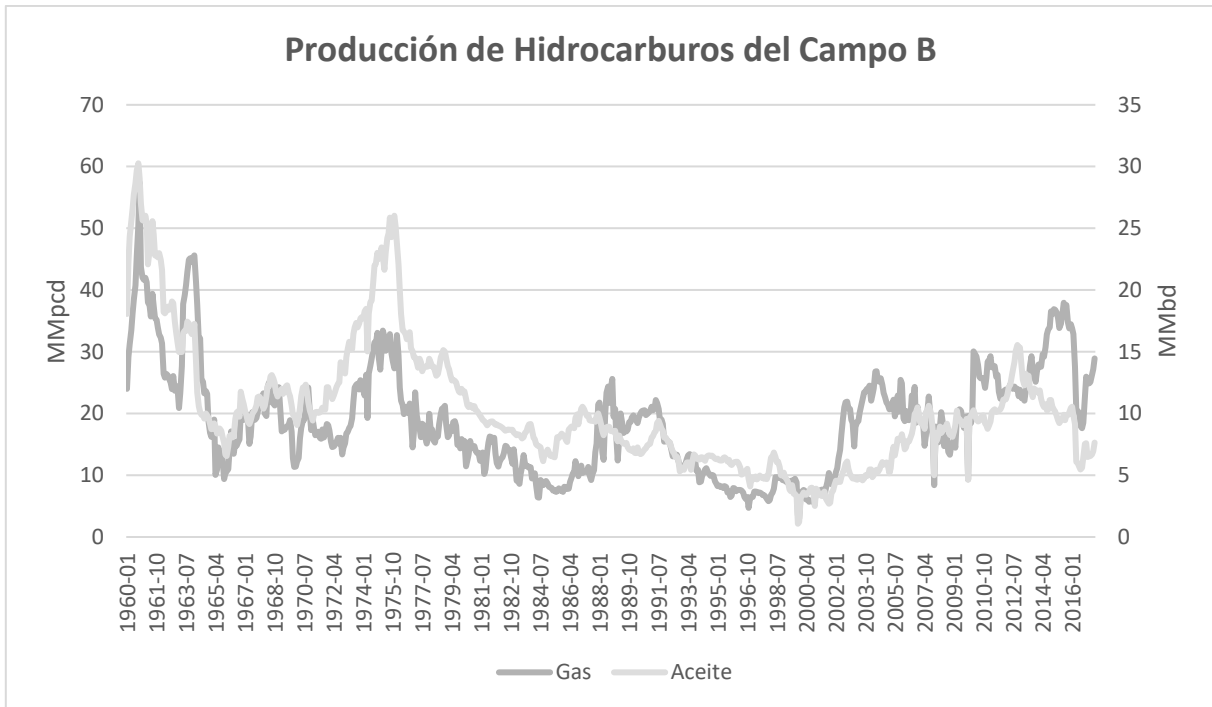


Tabla 5.2 Producción de hidrocarburos en el Campo B (Fuente: CNIH - Estadísticas).

5.2.3 Marco Geológico

La columna estratigráfica del campo presenta cambios litológicos importantes empezando con una base conformada por una secuencia evaporítica del Calloviano-Oxfordiano, posteriormente calizas arcillosas bituminosas a finales del Jurásico y principios del Cretácico, calizas dolomíticas de plataforma del Albiano-Cenomaniano, lutitas y calizas arcillosas de finales del Cretácico Superior. El Cenozoico se conforma por secuencias terrígenas con areniscas intercaladas con lutitas y arenas acumulándose en facies de aguas profundas (turbiditas) durante el Paleógeno hasta llegar a facies más someras en la parte tardía del Neógeno.

5.2.3.1 Play

Está conformado por las secuencias de areniscas de las Formaciones Encanto, Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola. Las dos primeras y con mayor importancia están intercaladas por lutitas y cuerpos lenticulares de arenisca de grano fino y areniscas cuarcíferas de grano fino a grueso.

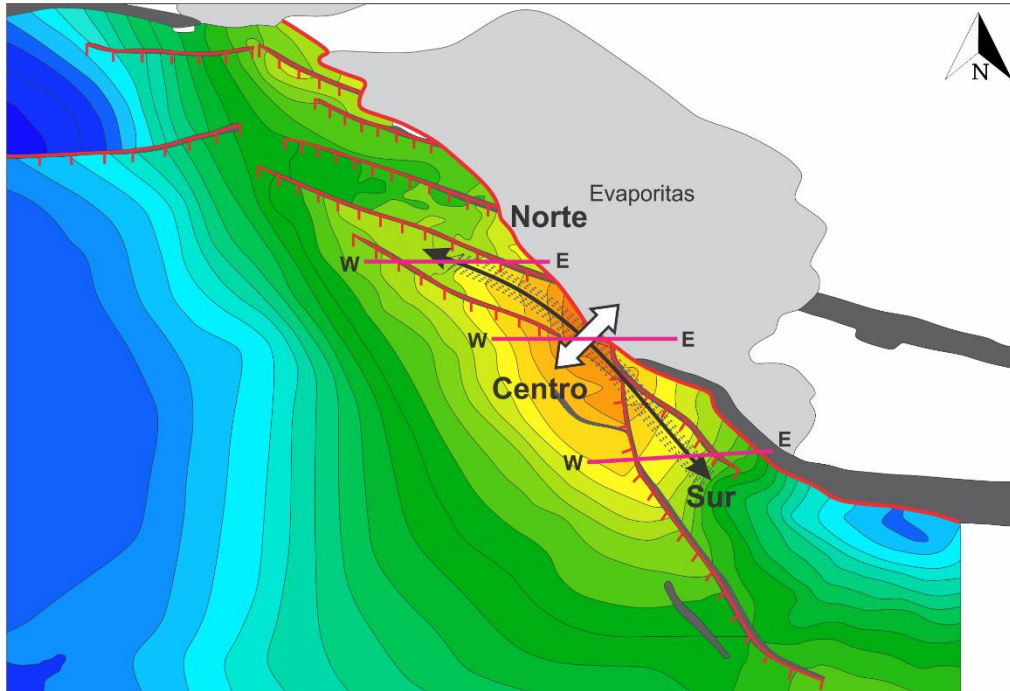
5.2.3.2 Régimen tectónico

En la *Figura 5.4* se muestra el mapa de contornos estructurales del campo, que presenta localmente una estructura diapírica salina alargada conformada por un anticlinal doblemente buzante, cuya dirección es NW50°SE. Este pliegue se ve afectado por un sistema de fallas de tipo normal cuya dirección es de NW-SE originando tres compartimientos con pliegues de tipo “roll-over” cerca de la falla principal.

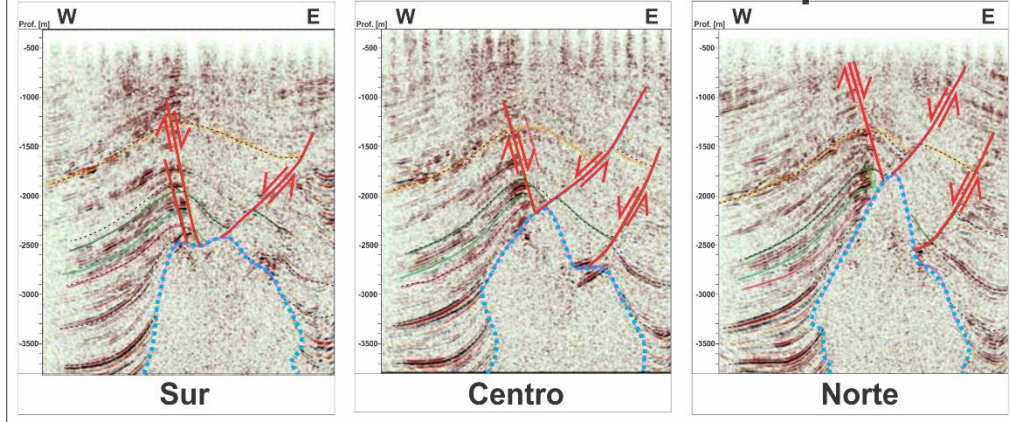
En la misma figura se integran secciones sísmicas en las partes Sur, Centro y Norte que cortan al eje del pliegue en dirección W-E, donde se observa que el cuerpo salino en un diapiro separado por tres fallas principales, el plano de falla “azul” presenta una discontinuidad estructural que originó el “roll-over” teniendo un crecimiento hacia la parte sur del campo, de manera que se desliza este bloque hacia la parte central donde se encuentra la cima del cuerpo salino. En la parte norte del bloque disminuyen el número de fallas normales haciéndose más evidente la presencia de sal.

Las fallas antitéticas tienen terminaciones contra las fallas principales o contra la cima de la sal. El sistema de fallas que se encuentran en el pliegue afecta a las zonas productoras, generando un sistema de fracturas teniendo un rol importante en la producción de hidrocarburos en el campo.

Mapa de Contornos Estructurales del Campo B



Secciones Sísmicas del Campo B



SIMBOLOGÍA

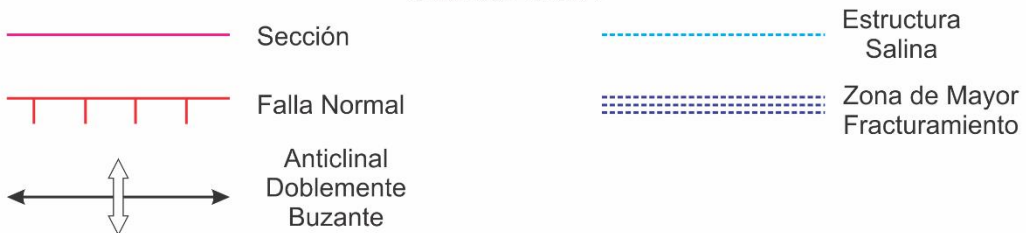


Figura 5.4 Mapa de contornos estructurales y secciones sísmicas del Campo B.

5.2.4 Propiedades petrofísicas

A partir del análisis de núcleos y registros geofísicos de pozos se establecieron las propiedades petrofísicas para las Formaciones Concepción Inferior, Concepción Superior, Encanto y Filisola. De los registros geofísicos de pozos se obtuvieron las propiedades petrofísicas de las areniscas productoras de la Formación Encanto, la más importante del campo, con una permeabilidad promedio de 100 a 200 mD, una porosidad de 22%, salinidad de 150,000 ppm y una saturación de agua promedio del 25 al 40%.

5.2.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos

El fluido es un aceite volátil de tipo ligero con 41.9 °API, sin embargo; se ha tomado un valor promedio dando un valor de 38 °API y una viscosidad de 0.32 cP.

Algunos de los yacimientos del campo presentan un empuje hidráulico, siendo el más débil seguido de gas en solución y compresión de la formación, predominando estos dos últimos dentro de las unidades arenosas. El campo tiene perforados 527 pozos, 21 exploratorios y 506 en desarrollo, de estos últimos 42 son improductivos, 12 son inyectores, 19 con localización aprobada, 1 con oportunidad, 1 en perforación, 411 productores de aceite, 11 productores de aceite y gas, 1 productor de gas seco, 7 taponados por accidente mecánico y 1 se desconoce su estado (CNIH, 2017).

5.2.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado

De los resultados obtenidos y el análisis de los métodos de recuperación bajo las propiedades en el que se encuentra el campo, el equipo técnico propuso los siguientes métodos de recuperación mejorada (EOR):

1. Procesos térmicos: Estos procesos de recuperación presentan un reto importante como son la pérdida energética calorífica en zonas no productivas, la pobre eficiencia de barrido causado por diferencia de densidades entre el hidrocarburo y el fluido inyectado, siendo como opción la inyección de espumas para aumentarlo y la baja inyectividad de aire y vapor, teniendo como objetivos los altos estructurales de las formaciones. La combustión húmeda presenta pérdidas menores de calor en comparación de otros procesos a altas temperaturas, en la inyección de vapor tienen pérdidas menores por que la temperatura del yacimiento es menor, sin embargo; la problemática que tiene son la formación la segregación gravitacional y la formación de digitaciones. De los problemas operacionales que pueden presentarse son:
 - a) La corrosión en tuberías e instalaciones, debido a las altas temperaturas durante la combustión que al mezclarse el agua y los gases de combustión cerca de los pozos productores se vuelven corrosivos siendo un problema en las instalaciones.
 - b) Problemas ambientales, la maquinaria que se utiliza para este método necesita combustibles fósiles (petróleo o carbón) para que se dé este proceso de combustión o vapor así como en los procesos de combustión del petróleo en el yacimiento.
 - c) La formación de emulsiones, debido a la presencia de hidrocarburos pesados por lo que los operadores e instalaciones deben tener la capacidad de romper estas emulsiones.

2. Agua alternada con gas (WAG): Las implicaciones que tiene este método es la corrosión en tuberías e instalaciones, el transporte del agente así como la separación y el reciclaje del agente. Los elementos a considerarse para este método de recuperación son los siguientes:
- a) El espaciamiento entre los pozos permite un mejor control en el desplazamiento frontal. Usualmente se utilizan 5 pozos, sin embargo; aumentar la cantidad de pozos no implica un mayor factor de recuperación.
 - b) La heterogeneidad del yacimiento, en cuanto a la razón de permeabilidad horizontal y vertical incrementa a causa de la segregación gravitacional dominado por el comportamiento del flujo, afectando el factor de recuperación.
 - c) La composición y la cantidad de gas a inyectar, determinando si el proceso será inmisible o miscible bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
 - d) El balance de gas-agua a inyectarse, dependiendo de la mojabilidad y del gas disponible para ser inyectado. Generalmente se utiliza una relación 1:1 aunque se recomienda aumentar la cantidad de gas en los yacimientos mojados por aceite, aunado con el volumen y la presión a la que será inyectado tomando en cuenta la cantidad de compresores y bombas a utilizarse.
3. Dióxido de carbono (CO₂): La inyección de CO₂ por procesos de miscibilidad tiene como reto la presión mínima de miscibilidad (PMM) requerida para que se logre la miscibilidad entre el CO₂ y el aceite que depende de la pureza del CO₂, la composición del aceite, la presión y temperatura que existe en el yacimiento, además se requiere de una fuente de CO₂ antropogénico. Para que sea exitoso este método de recuperación el CO₂ miscible debe ser inyectado a una presión mayor al PMM, y este tiene que ser menor a la presión que hay en el yacimiento.

Adicionalmente se debe tomar en consideración lo siguiente:

- a) Baja presión mínima de miscibilidad (PMM).
- b) Altas densidades de CO₂, del orden de 0.4 a 0.75 g/cm³ si existen componentes de C5-C30 del petróleo.
- c) Una pureza del 98%, la presencia de otros gases aumentaría la presión mínima de miscibilidad.
- d) Un petróleo mayor a 22 °API con concentraciones bajas de aromáticos.
- e) La presión a la que debe ser inyectado el CO₂ debe ser mayor a 203.05 psi estando por arriba de la PMM, para que la relación entre la presión del yacimiento y la PMM (P_y/PMM) sea mayor a 1 o de 0.9.

La problemática que presenta este método son: la corrosión en los pozos productores, el represionamiento del CO₂ para su reciclaje, el proceso de separación con el petróleo extraído y la irrupción de CO₂.

5.3 Campo C

5.3.1 Ubicación

El la *Figura 5.5* se muestra donde se ubica el Campo C, localizado a 7 km al W de la ciudad de Agua Dulce y aproximadamente a 26 km al SE de la ciudad de Coatzacoalcos en los municipios de Agua Dulce y Coatzacoalcos, en el estado de Veracruz. Pertenece al activo Cinco Presidentes y cuenta con un área aproximada de 77 km².

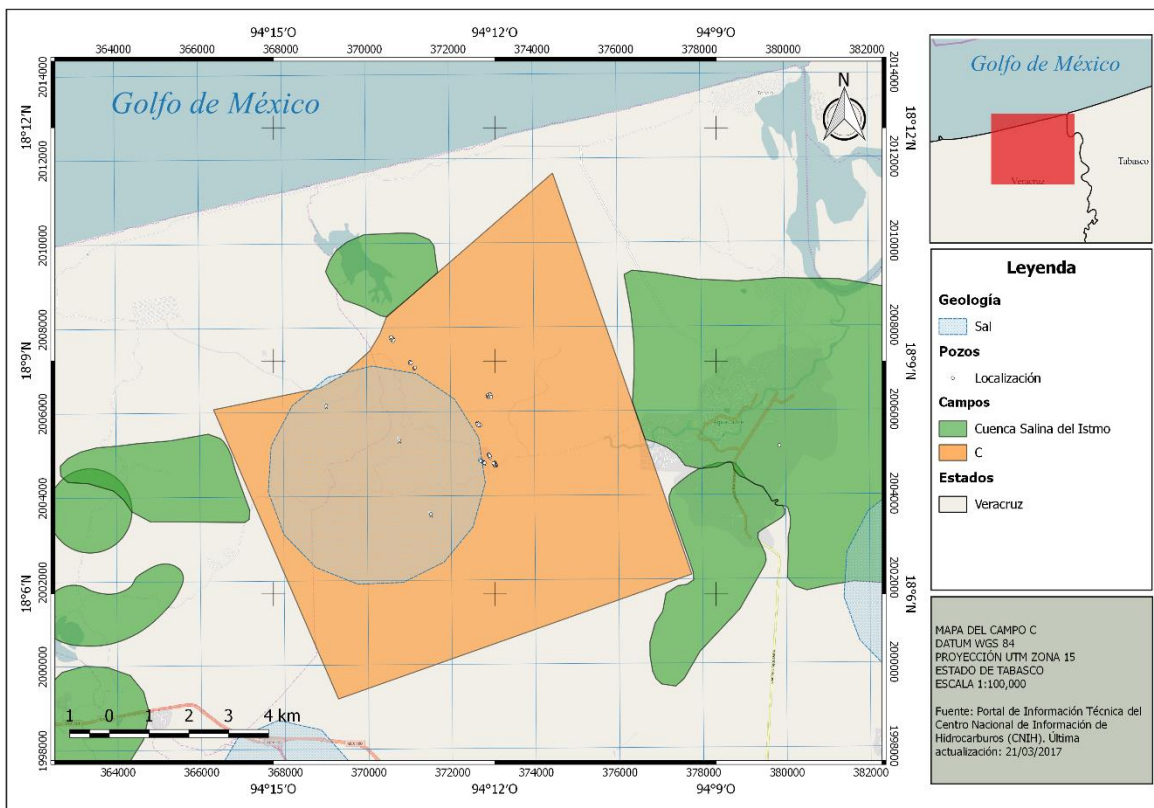


Figura 5.5 Mapa con la ubicación del Campo C.

5.3.2 Antecedentes

En la *Tabla 5.3* se muestra la producción de gas y aceite en el campo, descubierto en el año 2008 con la perforación de un pozo exploratorio, siendo productor de aceite negro con una densidad de aproximadamente de 36 °API en las formaciones arenosas del Mioceno, iniciando posteriormente la etapa de desarrollo y producción con la perforación intensiva de pozos en los años 2009-2010. A partir del 2010 se continuaron la perforación pozos complementando en algunos pozos fracturamiento hidráulico y bombeo neumático, bombeo hidráulico.

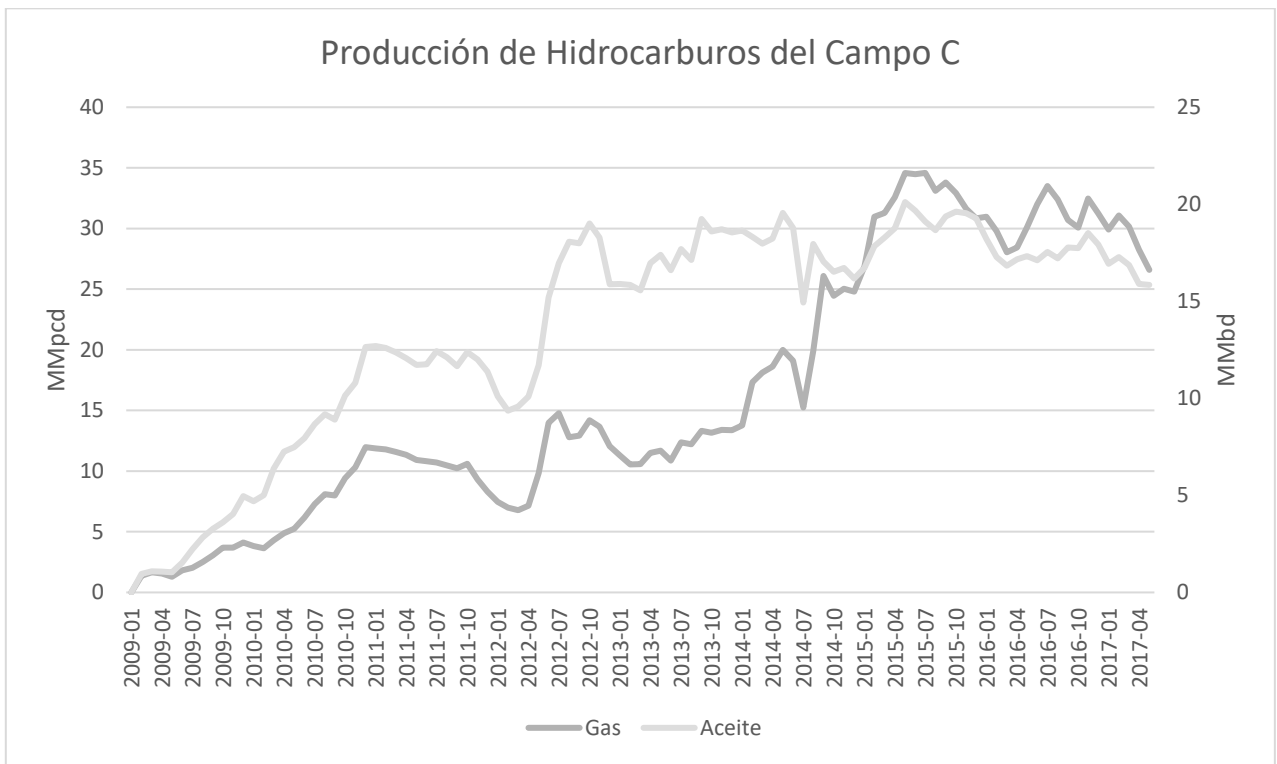


Tabla 5.2 Producción de hidrocarburos en el Campo C (Fuente: CNIH - Estadísticas).

5.3.3 Marco Geológico

Estratigráficamente el campo presenta grandes contrastes litológicos teniendo como base una secuencia evaporítica del Calloviano-Oxfordiano, posteriormente se compone por calizas arcillosas bituminosas de finales del Jurásico y principios del Cretácico, seguido de calizas dolomíticas de plataforma del Albiano-Cenomaniano, lutitas y calizas arcillosas de finales del Cretácico Superior. Durante el Cenozoico se conforma por secuencias terrígenas con areniscas intercaladas con lutitas, arenas y arcillas en facies de ambientes profundos del Paleógeno hasta llegar a facies más someras en la parte tardía del Neógeno.

Las rocas generadoras son las secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas de Kimmeridgiano-Berriasiano, las rocas almacenadoras corresponden a los cuerpos arenosos de las Formaciones Concepción Inferior, Concepción Superior, Encanto y Filisola; las rocas sello son las lutitas del Mioceno Superior y Plioceno.

5.3.3.1 Play

El play corresponde a las secuencias de areniscas del Cenozoico de las Formaciones Encanto, Concepción Inferior, compuestas principalmente de cuerpos lenticulares de arenas de grano fino, Concepción Superior, y Filisola, compuestas por areniscas cuarcíferas de grano fino a grueso, bien estratificadas, con intercalaciones de lutitas.

5.3.3.2 Régimen Tectónico

En la *Figura 5.6.a* se muestra el mapa de contornos estructurales del campo donde se presenta estructuras que dividen en dos áreas, limitado por dos fallas principales de tipo normal con una dirección SW-NE y separan hacia la parte norte otro bloque de menor tamaño. El estilo de deformación es la presencia de cuerpos salinos en forma de diapiros y

canopies mostrados en la *Figura 5.6.b*, emplazados en los sedimentos terrígenos del Mioceno. En la parte superior se tiene un sistema de deformación por extensión que causó un conjunto de fallas normales ubicadas sobre los cuerpos salinos. Por debajo del cuerpo salino se observa un sistema compresivo donde hubo plegamiento formando estructuras de anticlinales que están limitados en sus flancos por otras fallas normales e inversas con poco desplazamiento. En la sección sísmica mostrada en la *Figura 5.6.c* se muestra la zona de las areniscas productoras, conformado por intercalaciones de arena-lutita dentro de una misma.

Mapa de Contornos Estructurales del Campo C

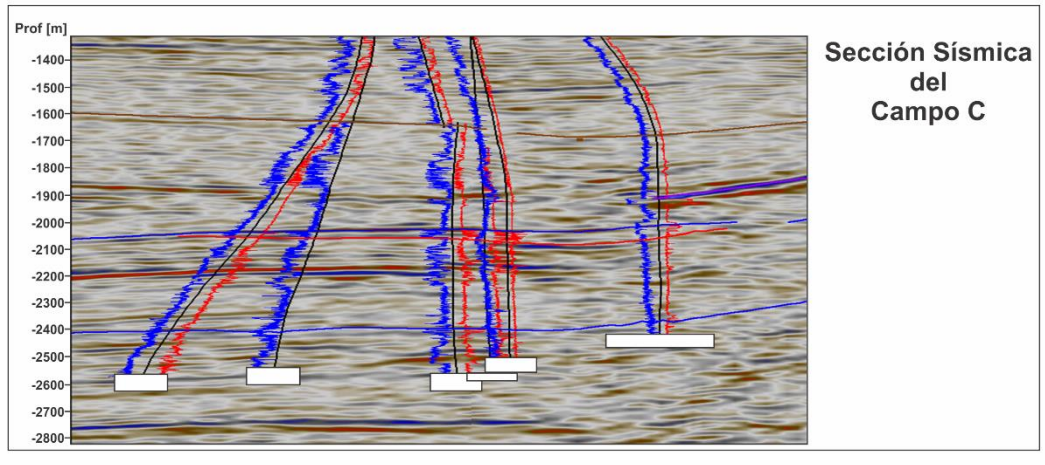
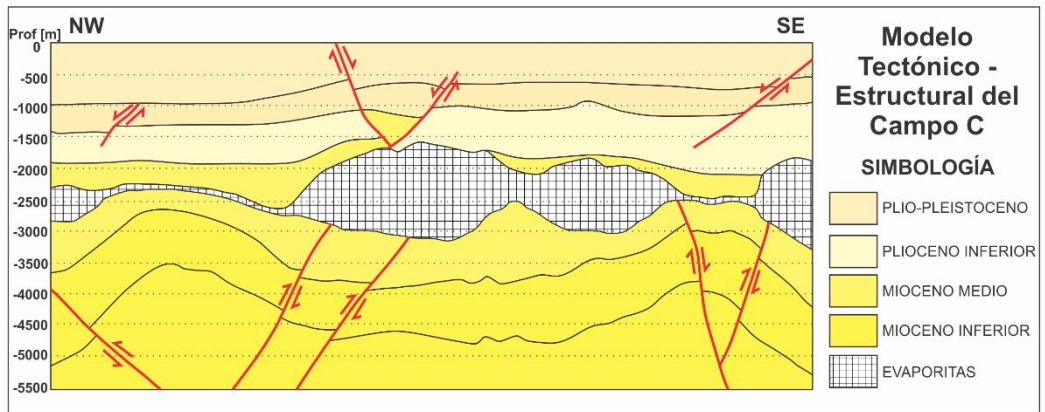
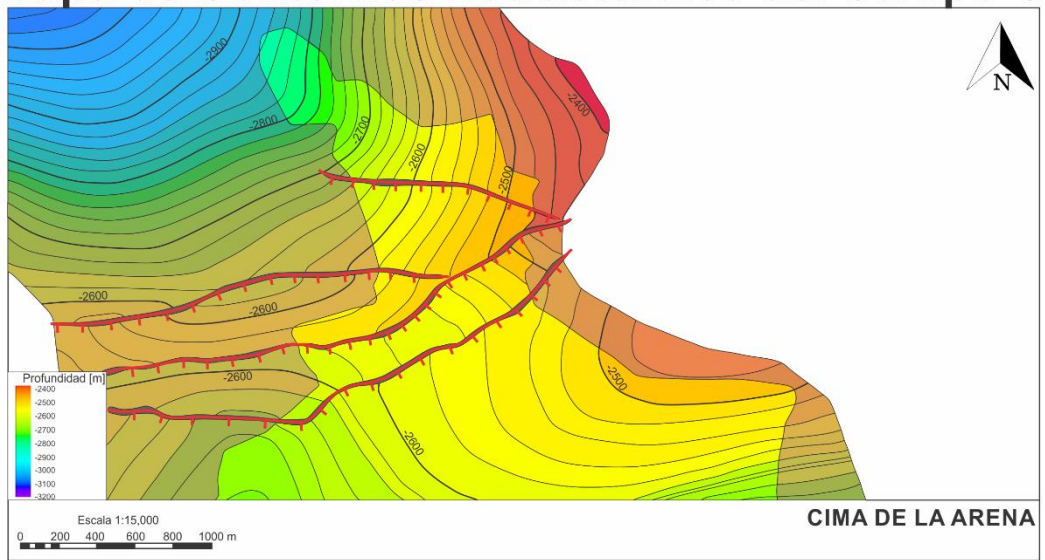


Figura 5.6 Mapa de contornos estructurales, modelo tectónico-estructural y sección sísmica del Campo C.

5.3.4 Propiedades Petrofísicas

Las características petrofísicas de las Formaciones Concepción Inferior, Concepción Superior y Encanto obtenidas de los registros geofísicos de pozos a través de las herramientas de resistividad, neutrón, litodensidad, sísmico y RST, que indican valores de una permeabilidad promedio de 30 a 126 mD, porosidad promedio de 20 %, salinidad de 150,000 ppm y una saturación de agua del 19 al 44%.

5.3.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos

Actualmente el campo tiene 68 pozos, 4 exploratorios y 64 en desarrollo; de éste último 45 están cerrados con la posibilidad de explotación y en estudio, 13 temporalmente cerrados sin posibilidad de explotación y 6 se desconocen su estado actual (CNIH, 2017). Con base en su historia de exploración y explotación, se ha evaluado de manera cualitativa algunos procesos de recuperación (secundaria y mejorada). El tipo de hidrocarburo es crudo negro ligero de 36 °API, una temperatura de 91°C en el yacimiento.

5.3.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado

El Campo C se ubica en una etapa de explotación avanzada a pesar de ser descubierto recientemente, por lo que se requiere implementar un método de recuperación mejorada, considerando las condiciones del campo y el análisis realizado, el equipo técnico propuso la inyección de dióxido de carbono (CO₂) y la inyección de agua alterna con gas (WAG).

Las características de los métodos seleccionados son:

1. Dióxido de carbono (CO₂): Durante el proceso de inyección y se logre la miscibilidad del CO₂ es necesario:

- a) Una alta pureza de CO₂ (98%), otros gases como el nitrógeno, sulfuros, óxidos de azufre y nitrógeno aumentarían la presión mínima de miscibilidad, disminuyendo el barrido del aceite.
- b) Un hidrocarburo mayor a 22°API con baja saturación de aromáticos.
- c) Alta densidad del CO₂, entre los rangos de 0.4 a 0.75 g/cm³.

La presión al inicio del proceso debe ser al menos de 14 bares (203.05 psi) siendo mayor que la presión mínima de miscibilidad, lo que implica que la relación entre la presión del yacimiento y la presión mínima de miscibilidad (P_y/PMM) debe ser mayor a 1. Se necesita una fuente antropogénica cercana al campo para su secuestro, almacenamiento e inyección para el método de recuperación mejorada. El éxito de este método de recuperación depende de la pureza de CO₂, composición del aceite, presión y temperatura a la que se encuentra el yacimiento. Los problemas que se pueden presentar con la inyección de CO₂ son:

- a) Corrosión en pozos productores.
 - b) Represionamiento para el reciclaje.
 - c) Irrupción temprana del CO₂.
 - d) Se requiere de una etapa de separación del CO₂ del petróleo producido.
 - e) Un alto requerimiento de CO₂ por barril incremental producido.
2. Agua alternada con gas (WAG): La corrosión en tuberías, instalaciones, el transporte del agente, así como la separación y el reciclaje del agente son algunos de los factores que se presentan en procesos de inyección de gases miscibles. Los elementos a considerarse para este método de recuperación son los siguientes:
- a) El balance de gas-agua a inyectarse, dependiendo de la mojabilidad y del gas disponible para ser inyectado. Generalmente se utiliza una relación 1:1 aunque se recomienda aumentar la cantidad de gas en los yacimientos mojados por aceite,

aunado con el volumen y la presión a la que será inyectado tomando en cuenta la cantidad de compresores y bombas a utilizarse.

- b) El espaciamiento entre los pozos permite un mejor control en el desplazamiento frontal. Usualmente se utilizan 5 pozos, sin embargo; aumentar la cantidad de pozos no implica un mayor factor de recuperación.
- c) La composición y la cantidad de gas a inyectar, determinando si el proceso será inmisible o miscible bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
- d) La heterogeneidad del yacimiento, en cuanto a la razón de permeabilidad horizontal y vertical incrementa a causa de la segregación gravitacional dominado por el comportamiento del flujo, afectando el factor de recuperación.

5.4 Campo D

5.4.1 Ubicación

En la *Figura 5.7* se muestra el mapa de la ubicación del Campo D, que se localiza a 17 km al E de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, a 11 km hacia el NW de Agua Dulce y aproximadamente a 19 km al NE de la ciudad de Nanchital, el Estado de Veracruz; cubre un área aproximada de 12.5 km².

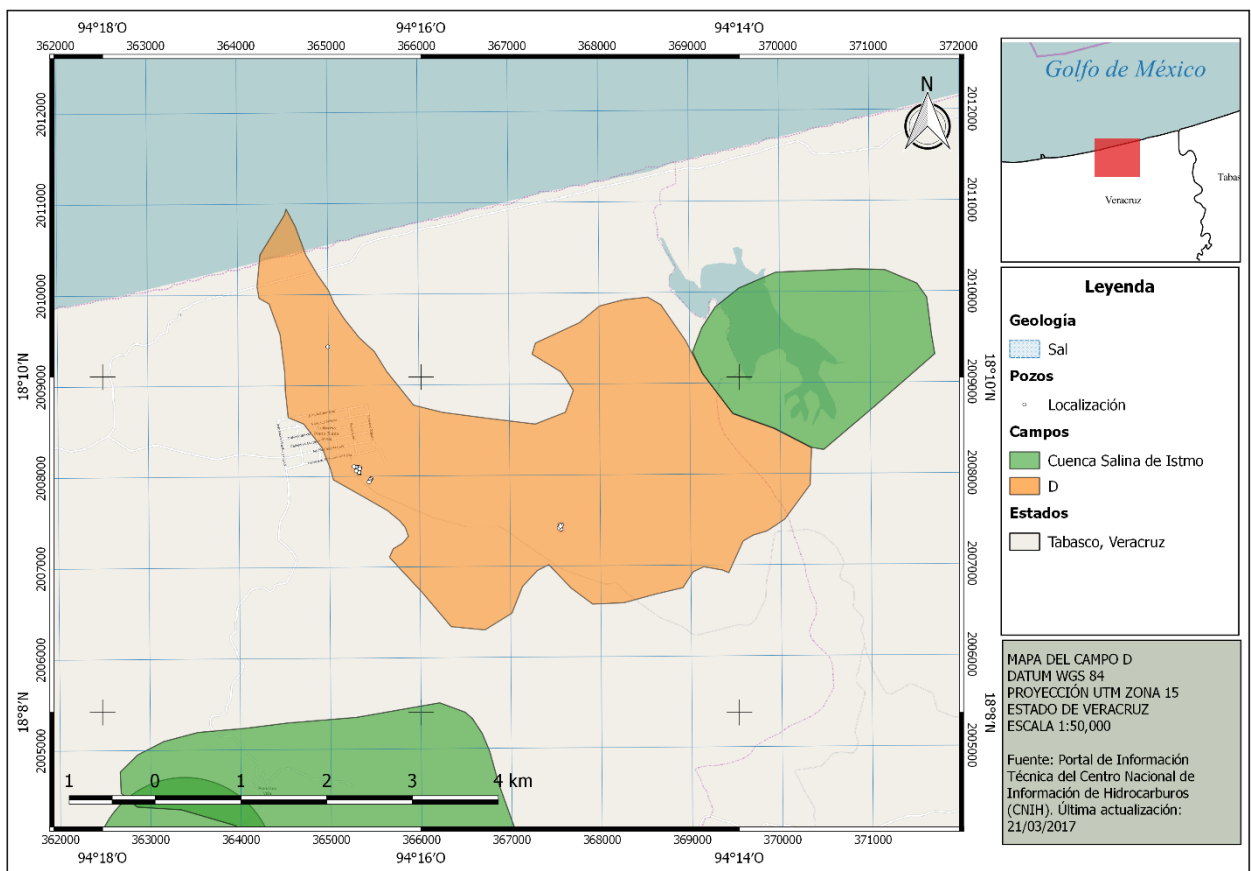


Figura 5.7 Mapa con la ubicación del Campo D.

5.4.2 Antecedentes

El campo se descubrió en el año de 2010 con la perforación de pozos exploratorios realizados en ese año, abriéndose a una etapa de producción de aceite ligero de 35 °API y de gas. En la *Tabla 5.4* se muestra la producción de gas y aceite desde su descubrimiento hasta el año 2017, mostrando un incremento del año 2012 y empezando su declive entre los años 2013 y 2014.

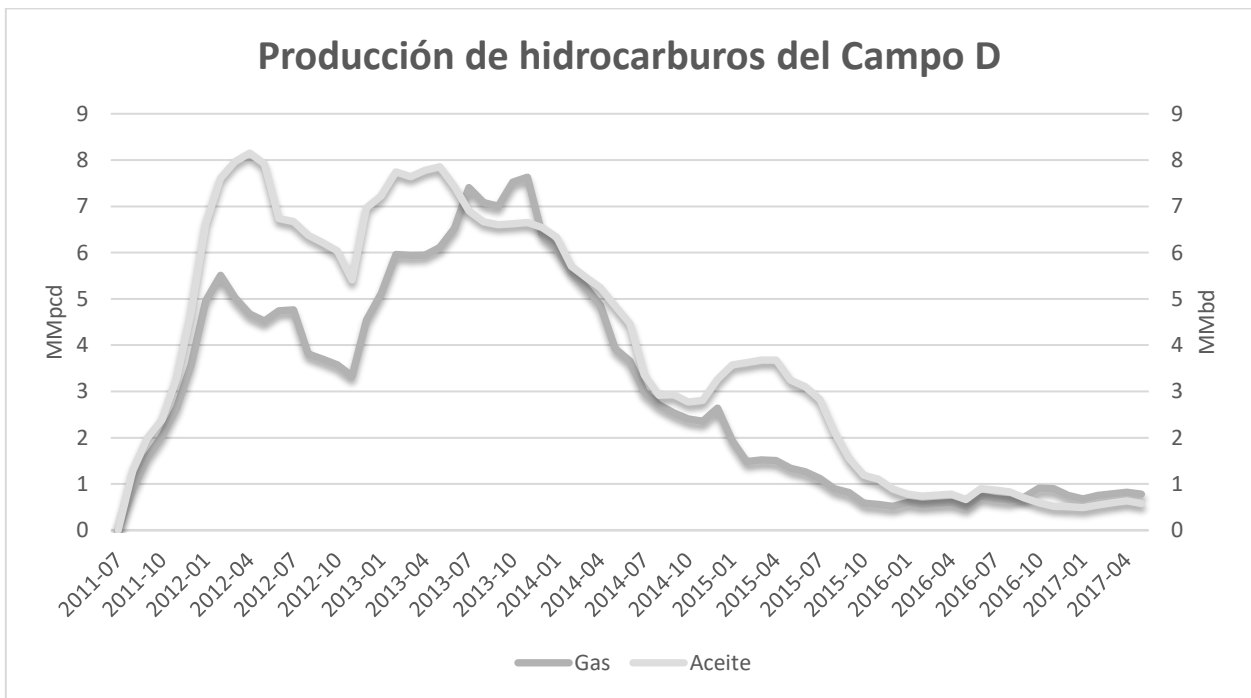


Tabla 5.4 Producción de hidrocarburos en el Campo D (Fuente: CNIH - Estadísticas).

5.4.3 Marco Geológico

Las columna estratigráfica que conforma al Campo D abarca edades del Jurásico Medio conformado por evaporitas, calizas arcillosas bituminosas del Jurásico Superior al Cretácico Inferior, calizas dolomíticas de borde de plataforma del Albiano-Cenomaniano, lutitas y calizas arcillosas del Cretácico Superior, secuencias terrígenas intercaladas con lutitas, areniscas con facies de ambientes profundos a someros del Paleógeno al Neógeno.

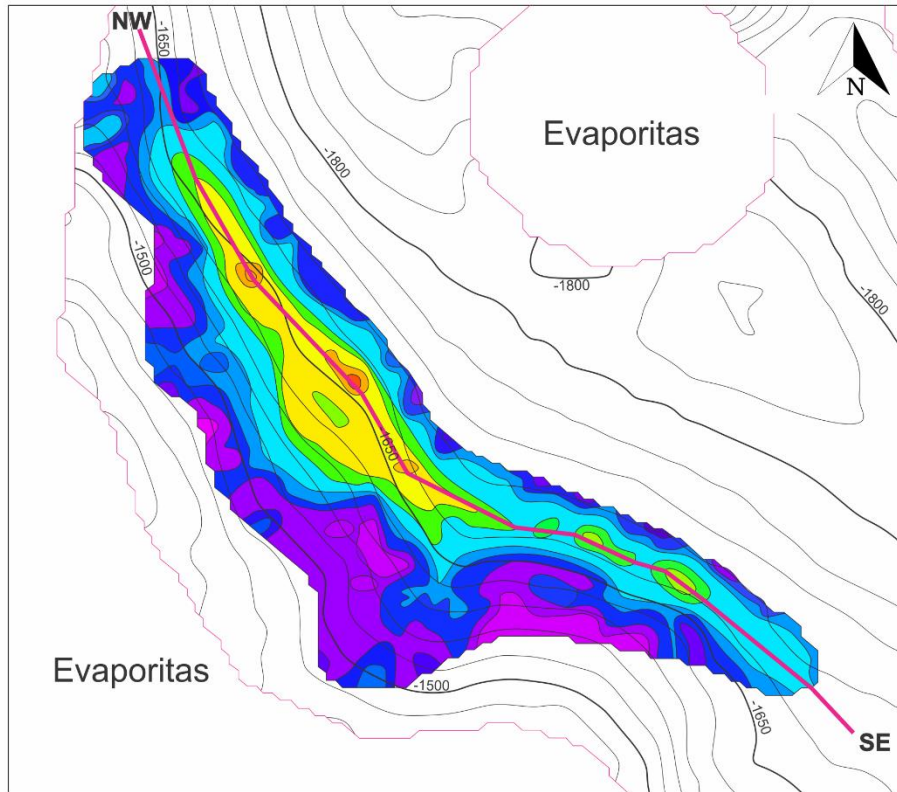
5.4.3.1 Plays

Los plays importantes en el Campo D son secuencias lenticulares de areniscas de grano fino (arenitas líticas) de la Formación Encanto, conformadas mayoritariamente de granos de cuarzo (cuarzoarenitas), bien estratificadas con delgadas intercalaciones de lutitas. La Formación Concepción Inferior también contiene cuerpos lenticulares de arenisca con potencial almacenador.

5.4.3.2 Características estructurales

En la *Figura 5.8* se muestra el mapa estructural del campo, observándose la distribución de las areniscas en forma de canal de las Formaciones Concepción Inferior, Concepción Superior y Encanto, que se componen de facies terrígenas de aguas profundas que fueron deformadas, por lo que se encuentra dentro de un anticlinal doblemente buzante con una orientación NW-SE. Los principales horizontes productores se formaron como canales ubicados dentro de abanicos submarinos en las zonas batiales inferior y superior. En la sección sísmica presentada en la misma figura, se aprecia la forma del canal y en la parte inferior se muestra ligeras deformaciones causadas por la sal.

Mapa de Contornos Estructurales del Campo D



Sección Sísmica del Campo D

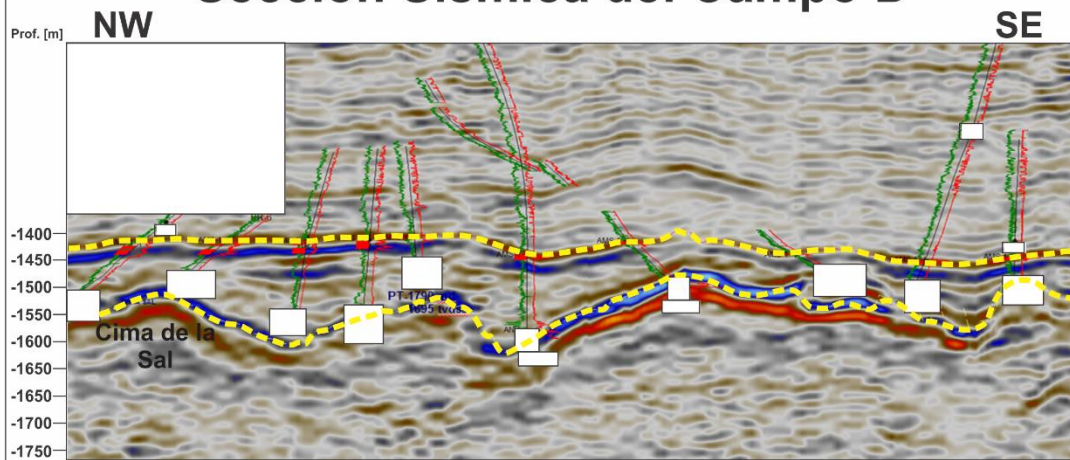


Figura 5.8 Mapa de contornos estructurales y sección sísmica del Campo D.

5.4.4 Propiedades Petrofísicas

Las características petrofísicas de las Formaciones Concepción Inferior, Concepción Superior y Encanto, estimados por registros geofísicos de pozos (resistivos, sónico, neutrón, litodensidad y RST), que indican que tienen una salinidad de 150,000 ppm, saturación de agua promedio de 10 a 43%, porosidad promedio de 20 a 25% y una permeabilidad máxima de 182 mD.

5.4.5 Aspectos de Ingeniería de Yacimientos

Las características de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, mostrando un tipo de hidrocarburo ligero con 35 °API, una viscosidad de 1.3 cP y el mecanismo de empuje es de gas en solución y la expansión roca-fluido. Actualmente el campo cuenta con 22 pozos, 1 exploratorio y 21 en desarrollo. El estado actual de los pozos en desarrollo es 11 están cerrados temporalmente sin posibilidad de explotación y 10 son operadores productores.

5.4.6. Retos específicos del método de recuperación mejorada (EOR) seleccionado

Los métodos de recuperación mejorada (EOR) que propuso el equipo técnico para el Campo D son:

- 1) Agua alternada con gas (WAG): Los retos que enfrenta este método es la corrosión en tuberías e instalaciones, así como el transporte del agente, la separación y el reciclaje del agente.

Los elementos a considerarse para este método de recuperación son los siguientes:

- a) La heterogeneidad del yacimiento, en cuanto a la razón de permeabilidad horizontal y vertical que se incrementaría a causa de la segregación gravitacional dominado por el comportamiento del flujo, afectando el factor de recuperación.

- b) El espaciamiento entre los pozos permite un mejor control en el desplazamiento frontal. Usualmente se utilizan 5 pozos, sin embargo; aumentar la cantidad de pozos no implica necesariamente un mayor factor de recuperación.
 - c) La composición y la cantidad de gas a inyectar, es una condicionante para determinar si el proceso será inmisible o miscible bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.
 - d) El balance de gas-agua a inyectarse, dependiendo de la mojabilidad y del gas disponible para ser inyectado. Generalmente se utiliza una relación 1:1 aunque se recomienda aumentar la cantidad de gas en los yacimientos mojados por aceite, aunado con el volumen y la presión a la que será inyectado, tomando en cuenta la cantidad de compresores y bombas a utilizarse.
- 2) Dióxido de carbono (CO₂): La inyección de CO₂ por procesos de miscibilidad tiene como reto considera la presión mínima de miscibilidad (PMM) requerida para que se logre la miscibilidad entre el CO₂ y el aceite, que depende de la pureza del CO₂, de la composición del aceite, de la presión y de la temperatura que existe en el yacimiento. Para que sea exitoso este método de recuperación, el CO₂ miscible debe ser inyectado a una presión mayor al PMM, y este tiene que ser menor a la presión que hay en el yacimiento. Para que se logre este proceso es necesario considerar lo siguiente:
- a) Baja presión mínima de miscibilidad (PMM).
 - b) Altas densidades de CO₂, del orden de 0.4 a 0.75 g/cm³ si existen componentes de C5-C30 del petróleo.
 - c) Una pureza del 98%, la presencia de otros gases aumentaría la presión mínima de miscibilidad.
 - d) Un aceite con una densidad mayor a 22 °API, con concentraciones bajas de aromáticos.

- e) La presión a la que debe ser inyectado el CO_2 debe ser mayor a 203.05 [psi] estando por arriba de la PMM, para que la relación entre la presión del yacimiento y la PMM (P_y/PMM) sea mayor a 1 o de 0.9.

La problemática que presenta este método es principalmente: la corrosión en los pozos productores, el represionamiento del CO_2 para su reciclaje, el proceso de separación con el petróleo extraído y la irrupción de CO_2 .

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La recuperación mejorada tiene como objetivo principal la inyección de fluidos de diversa composición química en condiciones específicas con la finalidad de alterar las propiedades físico-químicas del yacimiento y permitir la extracción remanente de los hidrocarburos en campos maduros principalmente.
- La estratigrafía con secuencias terrígenas que cambian de facies en la cuenca Salina de Istmo y los procesos tectónicos salinos forman estructuras tales como domos diapiros y canopies, que constituyen excelentes trampas estructurales y mixtas.
- El Sistema petrolero está conformado por calizas bituminosas del Oxfordiano-Tithoniano, las rocas almacenadoras son las secuencias terrígenas conformado por areniscas del Plioceno-Mioceno, la roca sello son secuencias cálcareo-arcillosas del Paleoceno-Oligoceno, las trampas son mixtas, principalmente del tipo estructural como cuerpos salinos como son los domos, diapiros y canopies.
- Las condiciones de yacimiento, el tipo de hidrocarburo, las características petrofísicas y litología son principalmente los parámetros para implementar el tipo recuperación mejorada más adecuada para incrementar el factor de recuperación de un yacimiento, ya sea por inyección de CO₂, agua alternada con gas o inyección mediante procesos térmicos.
- Para los campos se pretende mejorar la eficiencia del barrido del aceite ligero con la inyección de CO₂, considerando que existen en la región fuentes antropogénicas cercanas al campo que pueden ser utilizadas. Con la inyección de CO₂ alternada con agua (WAG) se espera incrementar la recuperación de aceite, al aumentar el empuje en los bloques de cada campo y lograr la miscibilidad del aceite.

- Para el Campo B se espera que el método de recuperación mejorada por procesos térmicos disminuya la viscosidad del aceite y mejore la movilidad del aceite, sin embargo, la inyección de agua en las secuencias almacenadoras inclinadas en los bloques A y A-Norte pueda mejorar la eficiencia del barrido y aprovechando los efectos gravitacionales.
- Se recomienda realizar una evaluación geológica-geofísica integral que permita elaborar un modelo geológico que involucre todos los elementos del sistema petrolero y que sirva de base para implementar un método de recuperación mejorada, para incrementar el factor de recuperación y como consecuencia la producción de hidrocarburos.
- Se recomienda implementar los métodos de recuperación mejorada EOR seleccionado para los bloques más grandes que se encuentran dentro de los campos.
- Se recomienda que en otros campos próximos se empleen técnicas de recuperación mejorada en campos maduros análogos, considerando el modelo geológico y las características de cada yacimiento.
- Se recomienda que se implemente la inyección de agua alternada con gas (WAG) en los plays conformados por areniscas y con poco espesor en las secuencias almacenadoras de las provincias geológicas-petroleras del Sureste de México.

BIBLIOGRAFÍA

- Al-Mjeni, R., Arora, S., Cherukupalli, P., Van Wunnik, J., Edwards, J., Felber, B. J., y Kristensen, M. R. (2010). ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? *Oilfield Review*, 22, 16-35.
- Alcudia Yániz R. y De la Fuente Pérez, R. (2015). *Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (IOR)* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México. D.F., Ciudad Universitaria.
- Arevalo Villegas, A. y Sánchez Loera, J. M. (2014). *Nitrógeno asociado a la producción de hidrocarburos* (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- American Association of Petroleum Geologist. (2015). *Tectonic Map of México 2013*. Recuperado de <http://www.datapages.com/gis-map-publishing-program/gis-open-files/geographic/tectonic-map-of-mexico-2013>
- Aulis García, R.E. 2015. *Evaluación Geológica y Petrolera del Campo A en la Cuenca Salina del Istmo* (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F., CD. Universitaria. 71.
- Bartolini, C., y Ramos, J. R. R. (Eds.). (2010). *Petroleum systems in the southern Gulf of Mexico: AAPG Memoir 90* (Vol. 90). AAPG.
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2017). *Portal de Información Técnica del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos*. Recuperado de <http://portal.cnih.cnh.gob.mx/>
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2017). *Estadísticas de Petróleo y Gas*. Recuperado de <http://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>

- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2014). Rondas México-Cuencas del Sureste Aguas Someras-Síntesis Geológico Petrolero.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Nueva Jersey, Estados Unidos: Prentice Hall.
- Mata Argandoña, J. J. (2010). Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Padilla y Sánchez, R. J. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano del Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX (1)*.
- Petróleos Mexicanos Exploración y Producción. (2010). 2010 Las Reservas de Hidrocarburos de México.
- Petróleos Mexicanos. 1999. Las Reservas de Hidrocarburos en México. 2(1). 277-278, 355-356.
- Pindell, J., y Kennan, L. (2002). Exploration Framework Atlas Series: Volume 4: Mexico and Gulf of Mexico: Tectonic Analysis. Ltd., West Sussex, Inglaterra.
- Rangel Germán, E. R. (2015). IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México. Academia de Ingeniería México.
- Rivera Sánchez, L. E. (2015). Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México. D.F., Ciudad Universitaria.

- Rodríguez de la Garza, F. (Junio de 2013). Proyectos de Recuperación Mejorada de PEMEX EyP: Retos y Oportunidades. Simposio llevado a cabo en el V Congreso Anual Conjunto de Asociaciones del Sector Energético, Acapulco, Gro., México.
- Rojas Alcántara, C. (2010). Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca Salina del Istmo (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México, D.F.
- Rondas México. Licitaciones de los Contratos de E&E de Hidrocarburos. Disponible en <http://rondasmexico.gob.mx/>
- Rueda-Gaxiola, J. (1998). El origen del Golfo de México y de sus Subcuencas Petroleras Mexicanas, con base en la Palinoestratigrafía de lechos rojos. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, volumen 15(1)*.
- Santiago Acevedo, J., Carrillo Bravo, J., y Martell, B. (1984). Geología Petrolera de México: Evaluación de Formaciones en México. *Schlumberger, México, I*.
- Servicio Geológico Mexicano. (2012). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Conglomerado Acalapa). *Léxico Estratigráfico de México*.
- Servicio Geológico Mexicano. (2012). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Aagueuexquite). *Léxico Estratigráfico de México*.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Cantelhá (Grupo Sierra Madre)). *Léxico Estratigráfico de México*.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Cedral). *Léxico Estratigráfico de México*.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Chinameca). *Léxico Estratigráfico de México*.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Cintalapa (Grupo Sierra Madre)). *Léxico Estratigráfico de México*.

- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Concepción). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Depósito). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Encanto). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Filisola). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación La Laja). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2011). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Lutita Nanchital). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2007). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Méndez). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2007). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Paraje Solo). Léxico Estratigráfico de México.
- Servicio Geológico Mexicano. (2014). Ficha de Unidad Litoestratigráfica (Formación Todos Santo). Léxico Estratigráfico de México.
- Soto-Cuervo, A., Ortega-González, V., y Mora-Oropeza, G. (2009). Present and future of the Salina del Istmo basin and its offshore extension into the Gulf of Mexico.
- Schlumberger. (2009). WEC México 2010.
- Schlumberger Oilfield Glossary. 2017. Recuperación primaria. Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx
- Stanley, S. M. (2009). Earth System History. Nueva York. Estados Unidos.

- Venegas Mora, R. M. (2010). Evaluación petrolera de la Cuenca Salina del Istmo (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México, D.F.