



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Consideraciones geológicas para
implementar procesos de recuperación
mejorada en campos petroleros de la Región
Chiapas-Tabasco**

TESINA

Que para obtener el título de
Ingeniera Geóloga

P R E S E N T A

Brenda Ramírez Terrones

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Javier Arellano Gil



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017.



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.

Índice

Resumen.....	1
Abstract	2
Capítulo 1- Generalidades.....	3
I.1 Introducción	3
I.2 Objetivos	5
I.3 Método de Trabajo.....	5
I.4 Trabajos Antecedentes.....	6
I.5 Ubicación del área de estudio.....	7
Capítulo II - Tipos de Recuperación de Hidrocarburos.....	11
II.1 Recuperación Primaria	12
II.2 Recuperación Secundaria	14
II.3 Recuperación Mejorada	15
III.3.1 Técnicas de EOR en Formaciones de Arenisca	17
III.3.2 Técnicas de EOR en Formaciones de Carbonatos	17
II.3.3. Procesos Térmicos.....	18
II.3.4. Procesos de Combustión in-situ.....	23
II.3.5. Procesos de Inyección de Gases.....	24
II.3.6. Procesos de Inyección de Químicos	26
II.3.7. Procesos Biológicos	31
II.3.8. Procesos Híbridos.....	32
Capítulo III - Características Geológicas	35
III.1. Origen y Evolución Geológica Regional.....	35
III.2 Estratigrafía	46
III.3 Geología Estructural.....	51
Capítulo IV - Sistema Petrolero de la Región Chiapas - Tabasco.....	55
IV.1.1. Roca Generadora	55
IV.1.2 Roca Almacenadora	56
IV.1.3 Roca Sello	57
IV.1.4 Trampas.....	58
IV.1.5 Migración	60

IV.1.6 Sincronía.....	61
IV.2 Sistema Petrolero y Tasas de Producción de Campos productores en la Región Chiapas - Tabasco	62
IV.2.1 Campo Lázaro.....	62
IV.2.2. Campo Lirio	63
IV.2.3 Campo Comino.....	64
IV.2.4. Campo Siquén	66
Capítulo V - Tipo de Mecanismos de Recuperación.....	69
V.1 Campo Lázaro.....	70
V.1.1 Descripción de las características geológicas.....	70
V.1.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR	72
V.1.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado	72
V.2 Campo Lirio	72
V.2.1 Descripción de las características geológicas.....	73
V.2.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR	75
V.2.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado	75
V.3 Campo Comino.....	76
V.3.1 Descripción de las características geológicas.....	77
V.3.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR	78
V.3.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado	79
V.4 Campo Siquén	81
V.4.1 Descripción de las características geológicas.....	81
V.4.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR	82
V.4.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado	83
Conclusiones	84
Recomendaciones	86
Anexo	87
Nomenclatura.....	87
Referencias Bibliográficas	89
Mesografía	95

Resumen

El presente documento expone detalladamente el sistema petrolero de la Región Chiapas-Tabasco, con el propósito de describir las principales características geológicas de las rocas que dan lugar al sistema petrolero previamente mencionado, el cual ha producido vastos volúmenes de aceite y gas en México. La información presentada servirá para complementar el análisis de yacimientos y poder proponer técnicas de recuperación mejorada con mayor potencial en la zona, para incrementar el factor de recuperación de los campos de la Región Chiapas-Tabasco.

Un Sistema Petrolero está constituido por componentes geológicos y procesos necesarios que dieron lugar a la generación y almacenamiento de hidrocarburos, los cuales son: roca generadora, roca almacenadora, roca sello y migración; dichos elementos y procesos deben tener una secuencia cronológica relativa para que la acumulación de hidrocarburos sea posible, es decir, es crucial que exista una correcta sincronía entre los factores mencionados. En la Región Chiapas-Tabasco la roca generadora se encuentra representada por lutitas intercaladas con calizas arcillosas, la roca almacenadora está formada por paquetes de calizas y brechas carbonatadas naturalmente fracturadas y a la roca sello está formada por horizontes calcáreo-arcillosos.

Para la recuperación de los hidrocarburos remanentes en la Región Chiapas-Tabasco, especialmente en los yacimientos altamente fracturados y con invasión acuífera, se evaluaron cuatro campos representativos del área (Lirio, Siquén, Comino y Lázaro; se cambiaron los nombres verdaderos de los campos con fines de confidencialidad) y se realizó una discusión sobre los factores considerados para la selección de las técnicas de EOR que sean capaces de reducir la tensión interfacial agua-gas, sobre todo en la matriz de la roca en zonas de inundación, y provocar que el hidrocarburo fluya con mayor facilidad hacia el pozo productor, aprovechando las fracturas e incrementando la producción de dichos campos petroleros.

Abstract

This document describes in detail the oil system of the Chiapas-Tabasco region, with the main purpose being the description of the principal geological characteristics of the rocks that gave rise to the aforementioned oil system, which has produced huge volumes of oil and gas in Mexico. This information will complement the analysis of reservoirs and, taking in consideration the area, serve as a base to put forward improved recovery techniques in order to increase the recovery factor of the Chiapas-Tabasco Region.

An Oil System is composed by geological elements and imperative processes that gave birth to the generation and storage of hydrocarbons, namely: generating rock, storage rock, seal rock and migration. These elements and processes must follow a relative chronological sequence so that the accumulation of hydrocarbons is possible, that is, it is crucial that there is a correct synchrony between the mentioned factors. In the Chiapas-Tabasco Region, the generating rock is represented by shales intercalated with clay limestones, the storage rock is formed by bundles of naturally fractured limestone and carbonate breccias and the seal rock is formed by calcareous-clay horizons.

In order to recover the remaining hydrocarbons in the Chiapas-Tabasco region, specifically in highly fractured and water invaded fields, four representative fields of the area were assessed (Lirio, Siquén, Comino and Lázaro; the real names of the fields were modified for confidentiality purposes) and a debate took place on the considered factors in order to select the EOR techniques that are capable of reducing water-gas interfacial tension, especially in the rock matrix in areas of flood, and to cause the hydrocarbon to flow more easily to the producing well, taking advantage of the fractures and increasing the production of these oil fields.

Capítulo 1- Generalidades

I.1 Introducción

Tras la intensa actividad de extracción de hidrocarburos en los campos petroleros de México y del mundo, se tiene como resultado que muchos de ellos se encuentran en su etapa madura por lo que su producción está en declive; no obstante, la importancia de la explotación de hidrocarburos sigue siendo vigente, ya que según estudios de la Agencia Internacional de Energía (AIE), se estima que la demanda mundial de energía tanto en el corto como mediano plazo seguirá dependiendo principalmente de los hidrocarburos (gas y aceite). Se estima que para el año 2030, los hidrocarburos abastecerán cerca del 60 % de la demanda total; particularmente el petróleo crudo corresponderá con el 35 % y su incremento anual será del 1.6 % (AIE, 2005).

En la siguiente gráfica se muestra el potencial incremento en la demanda de energía de acuerdo a las principales fuentes de explotación, se observa que el aceite seguirá siendo el mayor proveedor, el gas el segundo seguido del carbón, de la energía nuclear, de la hidráulica y de otras fuentes (Fig. 1.1).

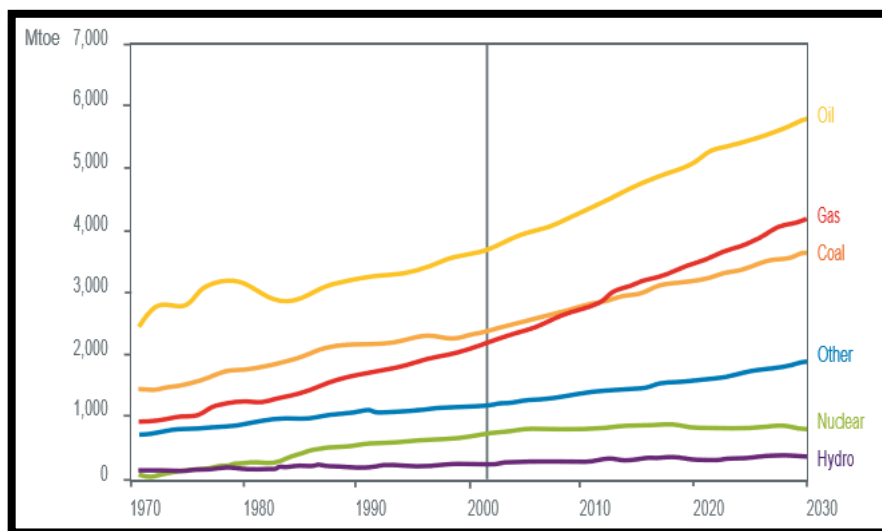


Fig.1.1. Gráfica que muestra las estimaciones de la demanda del hidrocarburo hasta el año 2030, el eje de las ordenadas indica los años, y el de las abscisas la unidad de energía: Mtoe (Mtoneladas equivalentes de petróleo), (International Energy Agency, 2005).

Según estudios realizados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), se han arrojado resultados que demuestran el gran potencial que existe en México para la explotación de

hidrocarburos remanentes, a los que sólo se puede acceder implementando técnicas de recuperación mejorada. De acuerdo con la CNH, al 1 de enero de 2012, el volumen remanente de crudo conocido en depósitos descubiertos y cuantificados es superior a los 210 mil millones de barriles de petróleo crudo.

En la siguiente gráficas se indica el volumen prospectivo en color rojo, el volumen remanente en color verde y la producción nacional histórica acumulada de aceite en color azul; resalta el hecho de que sólo ha sido explotado el 14 % del aceite descubierto y de que el volumen prospectivo 1P sea muy reducido en comparación con el volumen remanente, esto se debe principalmente a la carencia de la aplicación de métodos de recuperación mejorada que incrementen el factor de explotación de hidrocarburos remanentes (Fig. 1.2).

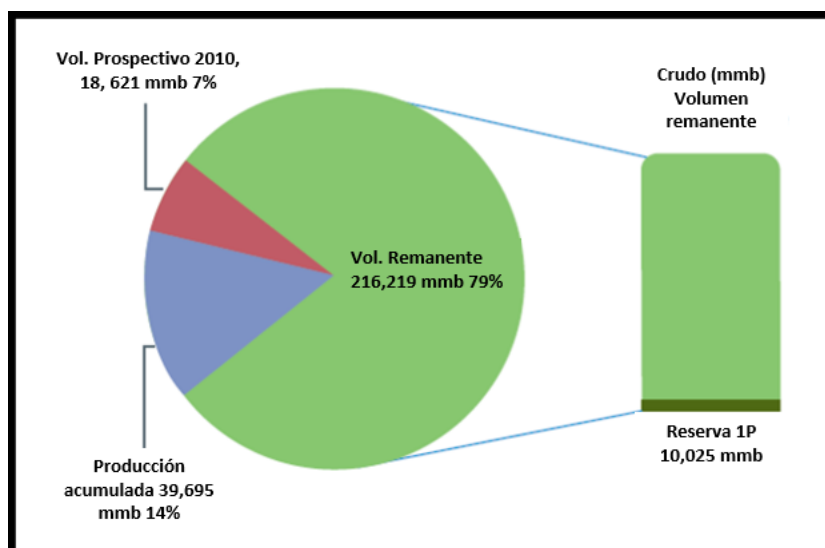


Fig. 1.2. Gráfica del volumen remanente de los hidrocarburos en México (Tomada de CNH, 2012).

En las Cuencas del Sureste de México existen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de su vida productiva, sin embargo, aún poseen remanentes importantes, los cuales demandan un tipo de extracción más especializada con métodos específicos para captar los hidrocarburos restantes y preferentemente asegurar la rentabilidad financiera como proyecto petrolero; de ahí radica la importancia de desarrollar tecnologías adecuadas aplicables a cada yacimiento.

La Región Chiapas-Tabasco forma parte de las Cuencas del Sureste de México, las cuales han sido durante los últimos 36 años, las áreas más prolíferas en producción de aceite a nivel nacional,

considerando que se han perforando más de 300 pozos exploratorios que permitieron localizar yacimientos muy importantes con gran cantidad de reservas (Foros de consulta FI, 1987).

La evolución geológica de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, inicia con el desarrollo dentro de un margen tipo *rift* a partir de la apertura del Golfo de México en el Jurásico Medio. Durante el Cretácico predomina un margen pasivo por lo que se deposita y se expande la sedimentación de carbonatos, tanto de la plataforma carbonatada, como de talud y de cuenca, con cambios de facies. Durante el Paleógeno y a finales del Neógeno las condiciones de las cuencas son de subsidencia de tipo antifosa, que finaliza con el cierre y colmatación sedimentaria de una cuenca tipo *foreland* (antepaís).

I.2 Objetivos

Los objetivos principales de este trabajo son:

- Documentar el tipo de rocas, las características y las condiciones en las que se encuentran las unidades almacenadoras de hidrocarburos remanentes de la Región Chiapas – Tabasco, que se tomaron en cuenta para recomendar el tipo de técnica de recuperación mejorada que se debe implementar en los yacimientos estudiados.
- Documentar los tipos de técnicas existentes de recuperación mejorada dando énfasis en las más adecuadas para que los campos petroleros de la Región Chiapas - Tabasco incrementen su producción, extrayendo los hidrocarburos remanentes, considerando las características geológicas y petroleras.
- Se pretende que, al consultar el trabajo, los usuarios dispongan de información de todo lo que conllevan los estudios de yacimientos maduros, para la implementación de técnicas de Recuperación Mejorada.

I.3 Método de Trabajo

Considerando que la producción de hidrocarburos en la región de Chiapas-Tabasco se encuentra en declive, se tuvo la necesidad de estudiar las técnicas de explotación de hidrocarburos adecuadas para incrementar las reservas y la producción, para lo cual se siguió la siguiente metodología:

1. Se recopiló, documentó, analizó y sintetizó información proveniente de fuentes confiables (artículos, tesis e internet) sobre las técnicas de recuperación mejorada que se han empleado para los diversos tipos de yacimientos a nivel mundial, sobre todo considerando los yacimientos productores análogos.
2. Se documentó la evolución geológica de las cuencas del Sureste de México, desde la apertura del Golfo de México hasta el reciente, con el fin de evidenciar los procesos que permitieron se formaran yacimientos de hidrocarburos en la zona.
3. Se documentó la metodología de evaluación de yacimientos con la finalidad de obtener una adecuada caracterización de las condiciones geológicas del área y las propiedades del hidrocarburo, para proponer un método de recuperación mejorada que fuera capaz de extraer el hidrocarburo remanente en los campos maduros de la Región Chiapas-Tabasco.
4. Se estudiaron campos petroleros de la Región Chiapas - Tabasco y se integró la información obtenida de los métodos de recuperación mejorada con las características que poseen las Cuencas del Sureste.
5. Se elaboró un texto con gráficas y figuras que de forma ordenada permiten conocer las características de los yacimientos de la Región Chiapas-Tabasco, además se describen técnicas de recuperación mejorada que, al ser implementadas en dichos yacimientos, se espera que incremente el factor de recuperación de hidrocarburos.

I.4 Trabajos Antecedentes

Debido a la gran importancia que tiene el Sureste de México por la producción de hidrocarburos, se han realizado numerosos estudios geológicos, principalmente por geólogos de PEMEX (Álvarez, 1949; Viniegra, 1950, 1971, 1981; Ricoy, 1989; Meneses, 1991; García, 1994), quienes se han encargado de elaborar el modelo geológico de las secuencias mesozoicas y cenozoicas del Golfo de México, posteriormente otros autores como Padilla, 2007, con el artículo “Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México”; Salvador, 1991, con: “The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America”; además de Pindell, 2003, con su publicación: “Mexico and Gulf of Mexico, in:

Exploration Framework Atlas Series: Volume 4: Tectonic Analysis”; hicieron lo propio proporcionando su propia interpretación.

Con respecto a los estudios sobre Recuperación Mejorada también se puede encontrar una vasta bibliografía, pero sólo se consideran los artículos más recientes. Uno de los documentos que mejor describen los tipos de recuperación mejorada fue escrito por Rangel, 2012, mientras laboraba con la CNH, el cual lleva como nombre: “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”; el trabajo de Cavero, 2003: “Recuperación de petróleo mediante inyección de gas en un reservorio previamente inundado por agua”; y “Water Coning in Naturally Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoirs- A Simulation Study” escrito por Pérez, 2012; “Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields” por Jack 2003; y “Gravity- Drainage and Oil-Reinfiltration Modelling in Naturally Fractured Reservoir Simulation” escrito por: Ladrón, 2009, también fueron consultados.

Otros trabajos de interés fueron los realizados por la CHN, 2014, y obtenidos de Well Evaluation Conference, WEC México, 2010; el de la CHN lleva como nombre: “Cuencas del Sureste Aguas Someras, Síntesis Geológico Petrolera” y el de la WEC: “Descubra el yacimiento”.

I.5 Ubicación del área de estudio

La Región Chiapas-Tabasco se encuentra en el sureste de México, al sur del Golfo de México, abarcando toda la parte central de Tabasco, desde el Golfo de México hasta el noreste de Chiapas, como referencia, la mitad del municipio de Villahermosa se encuentra dentro de la Región Chiapas-Tabasco (Fig. 1.2).



Fig. 1.2. Ubicación geográfica de la Región Chiapas-Tabasco.

Geológicamente, pertenece a la zona terrestre del *horst* o Pilar estructural Reforma-Akal, que se encuentra al este de la cuenca Salina del Istmo limitado por la Falla de Comalcalco, al oeste de la cuenca Macuspana limitado por la Falla de Macuspana, al norte de plegamientos frontales o del Cinturón Plegado de Chiapas y al sur de la plataforma continental del Golfo de México (Fig. 1.3).

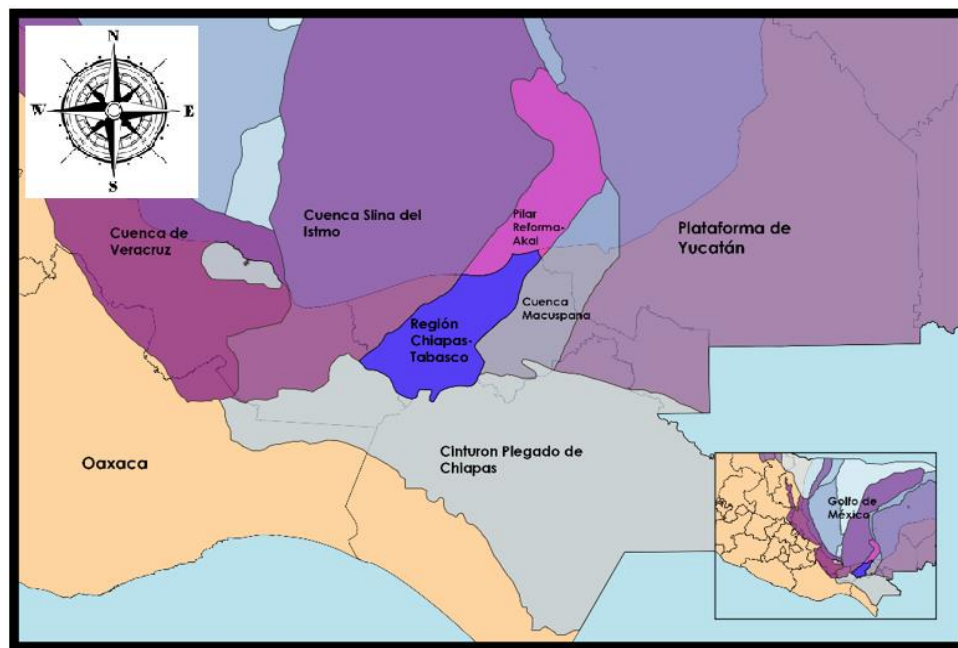


Fig. 1.3. Ubicación geológica de la Región Chiapas-Tabasco.

En la figura 1.4 se observa la ubicación de los cuatro campos petroleros estudiados en este trabajo, para la evaluación y posterior implementación de técnicas de recuperación mejorada.

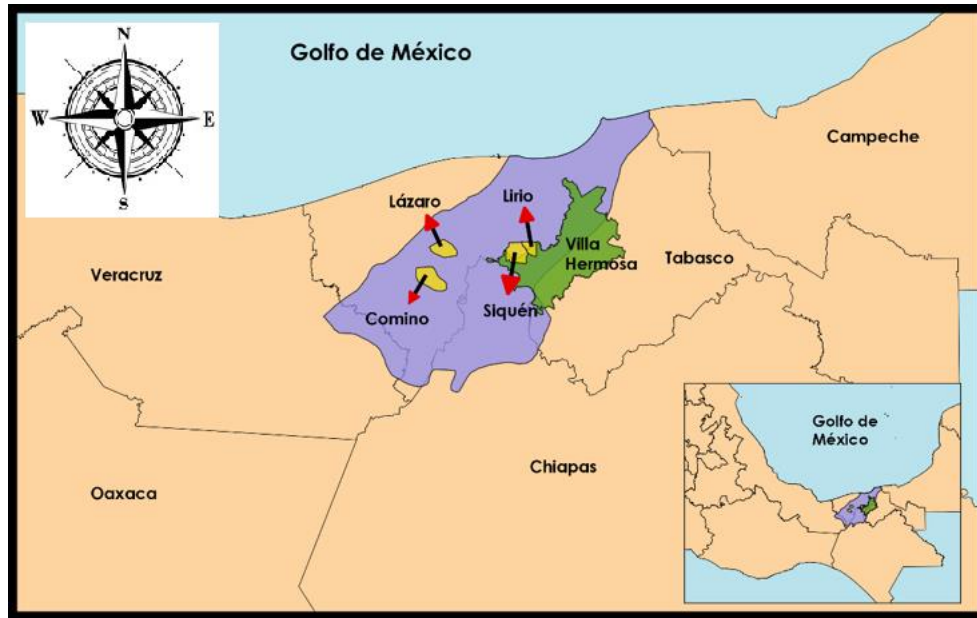


Fig. 1.4. Esquema de la ubicación de los campos evaluados en la Región Chiapas-Tabasco, se conservan lo límites estatales y el municipio de Villahermosa como referencia.

Capítulo II - Tipos de Recuperación de Hidrocarburos

Los mecanismos por los cuales se recupera el hidrocarburo de los yacimientos petroleros se clasifican en tres tipos:

- Recuperación Primaria
- Recuperación Secundaria
- Recuperación Mejorada

Para explotar cualquier yacimiento petrolero se requiere hacer uso de al menos uno de estos mecanismos y así obtener la recuperación final de hidrocarburos que aproximadamente representa el 33 % de la reserva probada, la cual se logra recuperar durante la producción primaria y secundaria de entre 20 y 50 %, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento (Donaldson, 1989), por otro lado, en casos donde existen condiciones de producción no-convencionales desfavorables y los métodos de producción convencionales no pueden cumplir con las expectativas, como es el caso de los aceites pesados, extra pesados e hidrocarburos de arenas bituminosas, ya que tienden a ser altamente viscosos y en muchos casos el contenido de gas en solución es bajo, se requiere de la aplicación de otras tecnologías que permitan incrementar el volumen de recuperación. En estos yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, del orden del 5 % del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos o no-térmicos para extraer el aceite (Farouq, 1997).

A continuación, se muestra un diagrama donde se desglosan los principales tipos de mecanismos de la recuperación de hidrocarburos (Fig. 2.1).

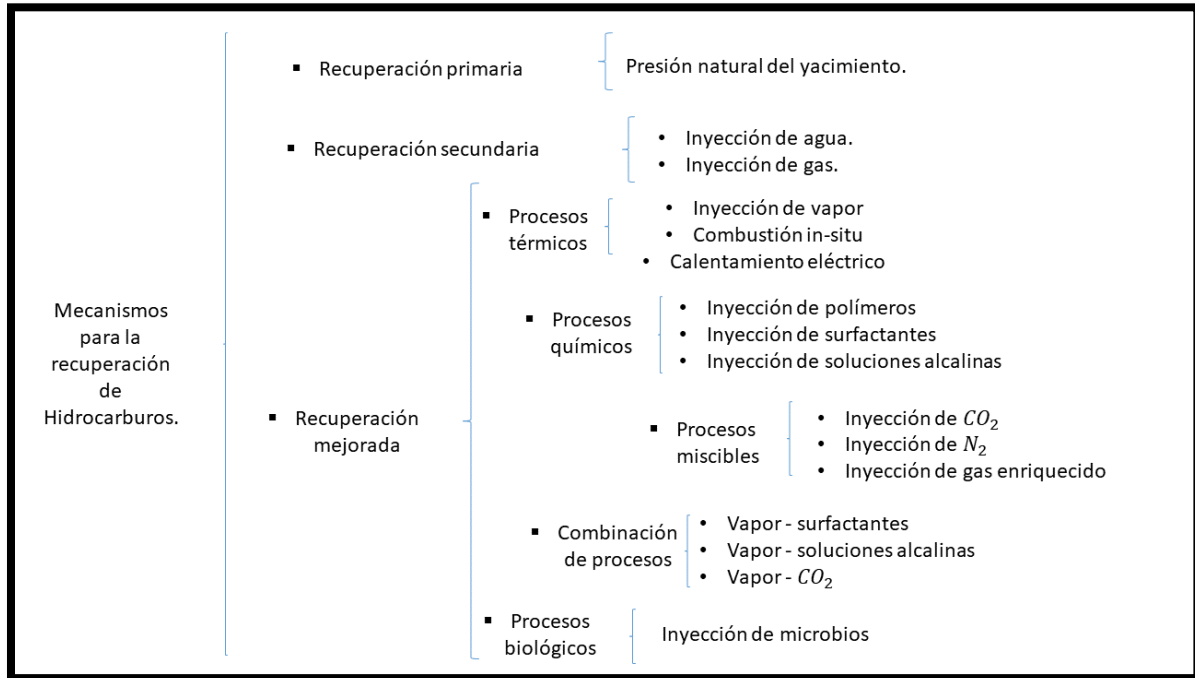


Fig. 2.1. Tipos de mecanismos para la recuperación de hidrocarburos (Modificado de FI UNAM, 1987).

II.1 Recuperación Primaria

La primera etapa para la recuperación de hidrocarburos también es conocida como producción primaria. En esta etapa la presión natural del yacimiento es considerablemente superior a la ambiental y suficiente para drenar una porción del hidrocarburo hacia la superficie por el interior del pozo productor; dicha energía es la suma de las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares (Rangel, 2012), que ejercen un empuje a través de un medio poroso y permeable.

La eficiencia del desplazamiento depende de los mecanismos de producción que se presenten durante la etapa de explotación, como la expansión de la energía natural del gas en disolución, el empuje por el casquete de gas, la absorción espontánea, el empuje por afluencia del acuífero, la expansión del sistema roca-fluido y el drenaje gravitacional, o versiones de las anteriores optimizadas mediante sistemas artificiales de producción (CNH 2010, Rangel, 2012). En la figura. 2.2, se muestran los tipos de mecanismos presentes en el yacimiento y lo que estos implican en el proceso de explotación de hidrocarburo.

Tipo de Mecanismo	Presión de Yacimiento	Relación Gas – Petróleo	Eficiencia
Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso	Declina rápido y continuo	Permanece bajo y constante	1 – 10% Promedio 3%
Gas en Solución	Declina rápido y continuo	Al inicio es alto, incrementa y posteriormente cae	5 – 35% Promedio 20%
Capa de Gas	Cae lentamente y de forma continua	Crece continuamente en formaciones inclinadas	20- 40% Promedio 28%
Empuje de Agua	Permanece alta	Permanece baja si la presión es alta	35 – 80% Promedio 50%
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuo	Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas	40 – 80% Promedio 60%

Fig. 2.2. Tipos de mecanismos que se aprovechan en la recuperación primaria y sus características (Tomada de CNH, 2010).

La etapa de recuperación primaria es la más ineficiente desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, ya que para los periodos de tiempo que se requieren, se obtienen recuperaciones muy bajas, que pueden ir desde 5 % hasta un 20 a 25 %; dependiendo de las características geológicas y petrofísicas de cada yacimiento, así como de las instalaciones de producción; por ello existen casos excepcionales que pueden llegar hasta un 60 %, en otros casos la obtención de hidrocarburo puede llegar a ser nula.

Por otro lado, a medida que se va recuperando el hidrocarburo, la presión diferencial natural del yacimiento va disminuyendo debido a que se va liberando energía, así que para reducir la presión del fondo del pozo o incrementar la presión diferencial y aumentar la producción de hidrocarburos, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial, como el que proporciona una bomba de varilla, una bomba eléctrica sumergible o una instalación de levantamiento artificial por gas, entre otros; a este sistema también se le considera recuperación primaria (FI UNAM, 1987).

La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicamente viables, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas (FI UNAM, 1987).

II.2 Recuperación Secundaria

Fue a partir del año 1920 cuando la industria petrolera notó que al inyectar al yacimiento agua o gas, la producción de hidrocarburos líquidos incrementaba considerablemente. En México se implementó por primera vez la inyección de agua en el Campo Poza Rica en 1951, dando excelentes resultados.

Este método consiste en reemplazar la energía natural del yacimiento ya agotada, con el fin de proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos en forma inmisible, como agua, gas y la combinación de ambos. Actualmente, se manejan principalmente dos formas para inyectar agua: inyección periférica y el uso de patrones de inyección; se utilizan diferentes fuentes de abastecimiento de agua como: agua congénita producida del mismo yacimiento, agua dulce producida de acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va a inyectar y agua de mar, la cual idealmente debe ser tratada químicamente, para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos a los que se va a inyectar (CNH, 2010); estas aguas se adecuan a las condiciones específicas del yacimiento y para su traslado es considerando el método que represente un menor costo.

La inyección de agua es el método de recuperación secundaria que más se utiliza mundialmente, esto es principalmente debido a tres factores: su bajo costo, su alta disponibilidad y su gran efectividad al desplazar el hidrocarburo a través de los poros del yacimiento.

La recuperación de hidrocarburos en yacimientos convencionales en los que se ha utilizado la recuperación secundaria, se encuentra en el rango de 50 a 65 % del volumen original, según Satter, 1994, aunque existen otros autores que consideran que el valor esperado para el factor de recuperación, después de la recuperación secundaria, puede ser más conservador, al estar en un rango de entre 30 y 50 % (Lake, 2008, Chiericci, 1994); dichas cifras varían, ya que están en función del campo a desarrollar, si presenta características geológicas favorables, y una buena relación de movilidad entre agua y aceite.

II.3 Recuperación Mejorada

Posterior a la recuperación primaria y a la recuperación secundaria, la industria petrolera no se dio por satisfecha al explotar un porcentaje mínimo contra el volumen de hidrocarburos probados que se estiman previamente en el estudio de los yacimientos petroleros, aunado a esto, el interés por explotar el hidrocarburo que presenta mayores complicaciones en la extracción sigue incrementando, ya que el costo de barril va en ascenso debido a los gastos de inversión, a medida de que la explotación primaria y secundaria ya no son suficientes.

Como consecuencia surgieron nuevas técnicas para traer a la superficie el resto de hidrocarburos que no cede a los métodos anteriores. En general, el objetivo de los métodos de recuperación mejorada o Enhanced Oil Recovery (EOR), es disminuir la saturación residual de aceite que permanece en el yacimiento, y que se encuentra en los poros de la formación, retenida por las fuerzas capilares y viscosas que impiden que fluya hacia los pozos (CNH, 2010), en otras palabras, la recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no se encuentran en el yacimiento, o que si se encuentra en el yacimiento pero que se tienen que inyectar a condiciones diferentes con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos (Lake, 1994). Utilizando estos métodos, el factor de recuperación ha incrementado hasta el 50 % y en algunos casos ha superado el 70 % del volumen original *in-situ*, esto quiere decir que el volumen de aceite residual (posterior a la recuperación primaria y secundaria), tenga saturaciones comúnmente del orden de 20-35 %.

En la figura 2.3 se muestra un diagrama que compara los porcentajes del volumen de explotación de hidrocarburo con las tres etapas de recuperación.

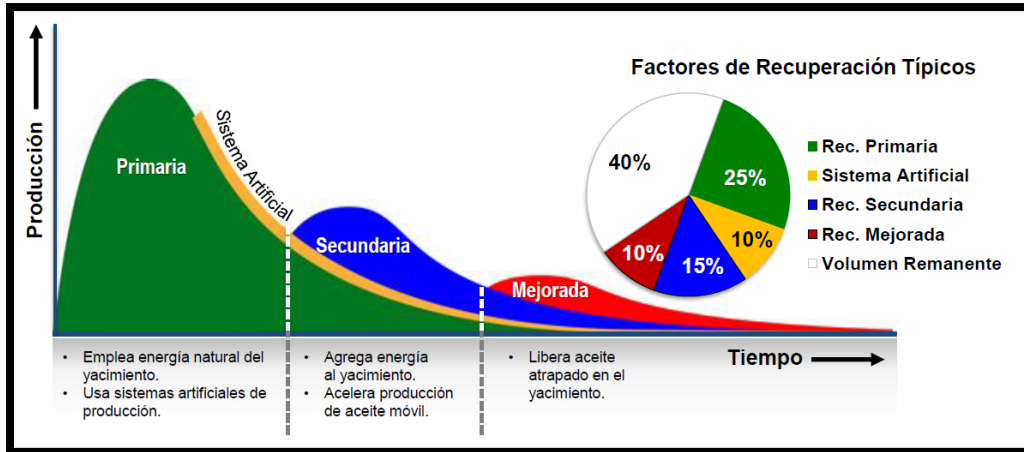


Fig. 2.3. Diagrama de porcentajes de recuperación de hidrocarburos según la etapa de explotación (Tomada de PEMEX, 2015).

Las técnicas de EOR se pueden clasificar de forma general de acuerdo a la naturaleza de los procesos empleados:

- Procesos térmicos
- Procesos de inyección de gas
- Procesos de combustión *in-situ*
- Procesos de inyección de químicos
- Procesos biológicos (inyección microbiana)

La litología del yacimiento es una de las principales variables que limitan la selección de la aplicabilidad de los métodos de EOR. La figura 2.4 muestra el tipo de método implementado de acuerdo a su litología, donde está claro que los métodos térmicos y químicos de EOR se utilizan con mayor frecuencia en los depósitos de areniscas, comparado con otras litologías tales como formaciones carbonatadas o turbidíticas. En general, los depósitos de areniscas tienen un gran potencial para la implementación de proyectos EOR ya que la mayoría de las tecnologías han sido exitosamente probadas tanto a escala piloto como a escala comercial (Manrique, 2010).

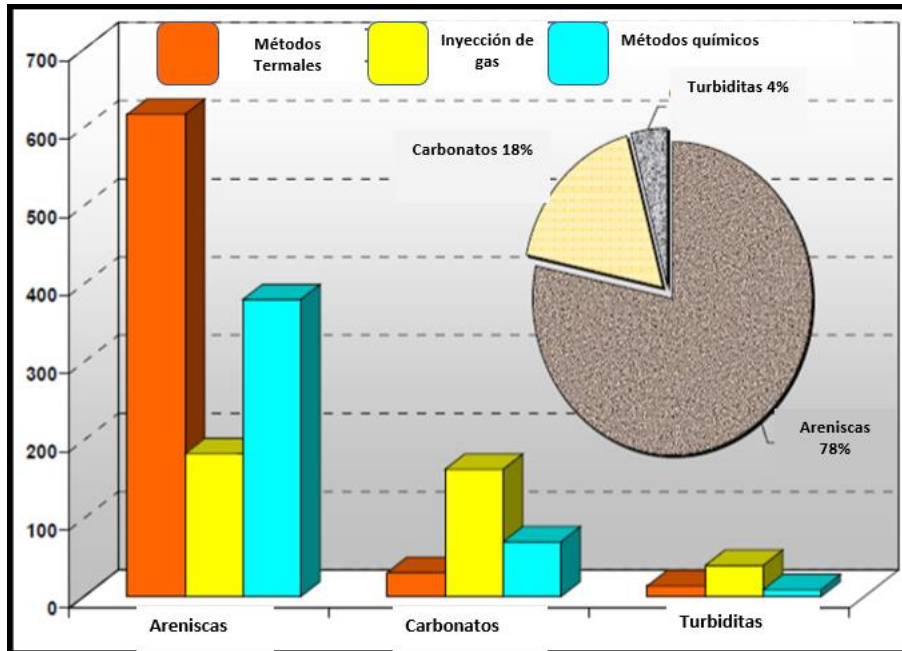


Fig. 2.4. Gráfica que muestra la cantidad de proyectos EOR implementados de acuerdo a su litología, se tomaron como base 1,507 proyectos internacionales (Modificada de Manrique, 2010).

III.3.1 Técnicas de EOR en Formaciones de Arenisca

Los métodos térmicos se han usado principalmente para el desplazamiento de aceites pesados y extrapesados en areniscas, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van de intermedios a ligeros, condensados y volátiles. El drenaje Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGAD) ha sido el método de recuperación más utilizado en la producción de petróleo pesado y extra pesado en areniscas petrolíferas con alta permeabilidad vertical. Se ha implementado principalmente en Canadá y Venezuela. Los proyectos de combustión *in-situ* han sido el segundo método de recuperación más importante de los crudos pesados en formaciones de arenas; dicha técnica fue implementada satisfactoriamente en formaciones de Canadá, Rumania, la India y EE. UU. (Manrique, 2010).

De todos los métodos de EOR, los térmicos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70 % de la producción mundial proveniente de métodos de EOR.

III.3.2 Técnicas de EOR en Formaciones de Carbonatos

Es bien sabido que una parte considerable de las reservas de hidrocarburos en el mundo se encuentra en depósitos de carbonatos, los cuales generalmente presentan una baja porosidad y

son propensos a fracturarse, estas dos características junto con el aceite que se encuentra mezclado en la roca húmeda suelen resultar en menores tasas de recuperación de hidrocarburos en comparación con los depósitos de areniscas. Se observó que al implementar métodos de EOR, los fluidos inyectados probablemente fluirán a través de la red de fracturas y evitarán el aceite que se encuentra en la matriz de la roca. La alta permeabilidad en la red de fracturas y la baja porosidad de la roca imposibilitan la penetración requerida de los fluidos de inyección al resto de la formación almacenadora. De acuerdo a los registros que se tienen, la inyección de gas (continuo o de tipo WAG) sigue siendo el método de EOR que es más utilizado comúnmente en este tipo de litologías (Manrique, 2010).

Las técnicas que implican inyección de gas, han sido los métodos de EOR más utilizados para la explotación de aceite ligero, condensado y volátil en reservas de carbonatos. La inyección de nitrógeno N_2 , ha sido un proceso de recuperación eficaz para formaciones que se encuentran a alta presión y profundidad con contenido de aceite ligero. En general, para estos tipos de reserva, las inundaciones con nitrógeno pueden utilizarse a condiciones miscibles. Sin embargo, la inyección de N_2 no miscible, también se ha utilizado para mantener la presión, la convección del gas condensado y como conducto para el aceite viscosos (Manrique, 2010).

La inyección de polímeros es el único método químico EOR probado en formaciones carbonatadas, sobre todo en las primeras etapas de inyección de agua; mientras que los métodos térmicos EOR han hecho una contribución relativamente pequeña en la producción de hidrocarburos a partir de los depósitos de carbonatos, sin embargo, los proyectos de inyección de aire a alta presión (HPAI, por sus siglas en inglés), han ido en aumento constante en los últimos años, especialmente en los depósitos de carbonatos con contenido de petróleo ligero en los EE.UU., demostrando que los el riesgo puede ser controlado y ser económicamente atractivo (Manrique, 2010).

II.3.3. Procesos Térmicos

El mecanismo de producción consiste principalmente en transferir energía térmica hacia el yacimiento. La temperatura del aceite se eleva drásticamente lo que genera expansión de los fluidos; evaporación de un porcentaje de líquidos; y reducción de las viscosidades y consecuentemente aumento de la movilidad. Comúnmente se aplican a yacimientos de aceites

pesados y viscosos, los cuales tienen densidades menores a 20 °API y viscosidades entre 200 - 2,000 cP, aproximadamente (Rangel, 2012).

Dentro de estos procesos se encuentran la inyección de vapor cíclica o continua, de agua caliente y de aire para generar una combustión in-situ dentro del yacimiento (CNH, 2010).

En la **inyección de agua caliente**, esencialmente el aceite es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. La recuperación de aceite se incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite (resultado de la reducción de viscosidad), y a la reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas (existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad). Estos procesos de recuperación son aplicados a crudos relativamente viscosos (Prats, 1982).

El proceso de **inyección continua de vapor**, consiste en inyectar vapor continuamente al yacimiento, de tal manera que se va formando una zona de vapor que va avanzando lentamente hacia las zonas productoras, es decir, se trata de un desplazamiento de aceite por agua condensada, bajo condiciones inmiscibles. Debido al aumento de la temperatura del yacimiento que ocasiona el decremento de la viscosidad del aceite, es posible la movilidad del hidrocarburo. La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse aproximadamente hasta en un 10 %, resultando en factores de recuperación típicos que pueden estar en el rango de 50 a 60 % del volumen original (Chierici, 1994, Thomas, 2008).

La inyección de vapor ha dado excelentes resultados utilizada en yacimientos con alta saturación, buena permeabilidad de aceite pesado y viscoso a poca profundidad. La profundidad juega un papel muy importante al tratar la inyección de vapor, ya que a medida que incrementa dicha profundidad, el vapor va perdiendo temperatura provocando una serie de factores indeseables, esto es, que el vapor no logra llegar al horizonte de importancia y en su lugar llega agua caliente o tibia que no generará el efecto deseado.

Debido a la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento, el vapor inyectado tiende a segregarse hacia la cima de la formación (*gravity override*), propiciando una temprana penetración de vapor en los pozos productores. Para reducir este fenómeno, los intervalos disparados del pozo

inyector se deben de ubicar cerca de la base de la formación productora. En la figura 2.5, se observa el diagrama que ilustra un sistema de inyección de vapor.

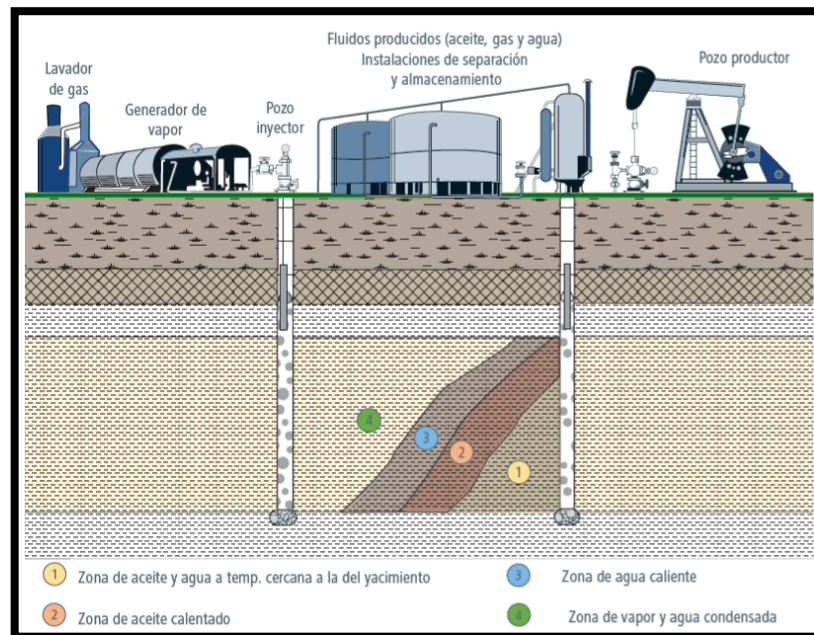


Fig. 2.5. Sistema de inyección de vapor (Tomada de Rangel, 2012).

Otro proceso térmico es la **Inyección cíclica de vapor (Cyclic Steam Stimulation, CSS, por sus siglas en Inglés)**, este método de recuperación se aplica preferentemente para aceites altamente viscosos y opera mediante un pozo que funciona como inyector y productor alternativamente, considerando ciclos que básicamente consisten en tres etapas. En la primera etapa, el vapor se inyecta continuamente por determinado tiempo; posteriormente el pozo es cerrado para que el calor inyectado se transfiera y distribuya en la vecindad del pozo (*soaking*); en la última etapa, el pozo es abierto a producción (Fig. 2.6), donde inicialmente se observa un incremento de volumen producido por un corto periodo y posteriormente un lento descenso durante un periodo que puede variar de meses hasta un año aproximadamente. El ciclo de tres etapas se repite continuamente hasta que el ritmo de producción alcance un límite económicamente favorable. Este tipo de inyección puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10 al 40 % del volumen original *in-situ* (Thomas, 2008).

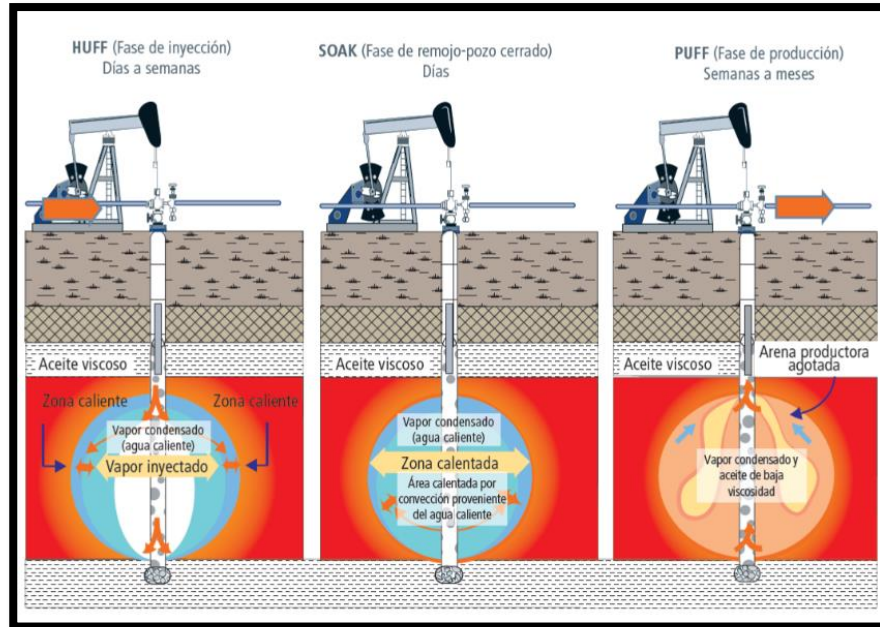


Fig. 2.6. Diagrama de inyección cíclica de vapor (Tomada de Rangel, 2012).

El proceso térmico de **inyección de vapor asistida por gravedad (*Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD, por sus siglas en Inglés*)**, se ha implementado principalmente en arenas petrolíferas con alta permeabilidad vertical (Manrique, 2010). Emplea dos pozos horizontales someros, uno ubicado por encima del otro (separados por 5 m para el caso de las arenas bituminosas); el pozo de arriba se emplea para inyectar vapor, mientras que en el de abajo se produce aceite (Fig. 2.7). Se forma una cámara de vapor hacia la cima por segregación gravitacional, lo que proporciona excelentes ritmos de producción, la alta reducción de la viscosidad promueve la movilización del aceite, el cual drena por gravedad hacia abajo al pozo productor colocado en la base del yacimiento. La permeabilidad vertical es un factor importante para esta técnica. Los factores de recuperación con este método pueden llegar al orden del 60 %. La lentitud intrínseca de los procesos de drene gravitacional propicia bajos ritmos de producción, sin embargo, al perforar pozos horizontales muy largos, con un par de pozos se puede tener el potencial de drenar volúmenes significativos de aceite (Rangel, 2012).

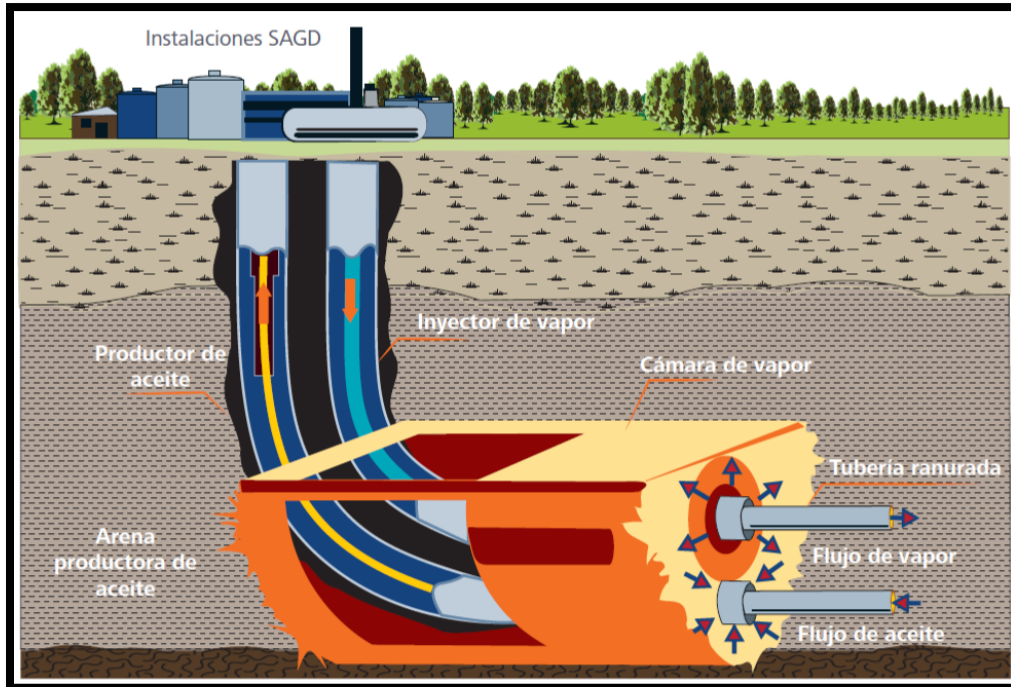


Fig. 2.7. Diagrama de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) (Tomada de Rangel, 2012).

Existen tres métodos que se consideran variaciones del SAGD: VAPEX, Es-SAGD y SAGP.

VAPEX (Extracción de Petróleo Asistida con Vapor). Se emplea una mezcla de disolventes como fluido de inyección (como etano, propano y butano), seguido de un gas transportador (como N_2 o CO_2). El disolvente se inyecta a condiciones del punto de rocío, tratando que éste siempre permanezca en su fase gaseosa y se propicie la generación de una cámara de gas en la cima del área de drenaje; el mecanismo de producción de este proceso es la reducción de la viscosidad del aceite, que resulta del proceso de difusión molecular y dispersión mecánica entre el solvente y el aceite pesado, los cuales son procesos lentos (Thomas, 2008).

Es-SAGD (Expansión del solvente de SAGD). Se agrega aproximadamente un 10 % de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25 % en la eficiencia energética cuando se aplica el VAPEX (Thomas, 2008).

SAGP (Steam and gas push). Un gas no-condensable (como el gas natural o N_2) es inyectado junto con el vapor para reducir la demanda de vapor que comúnmente tiene el SAGD (Thomas, 2008).

II.3.4. Procesos de Combustión *in-situ*

A partir del año 2000 se han reportado 10 proyectos de combustión *in-situ* estables en formaciones de areniscas, sin embargo, también han sido implementados en formaciones carbonatadas (Manrique, 2010).

La **Combustión *in-situ*** involucra la combustión parcial de hidrocarburos, es decir, consiste en quemar una parte de aceite del yacimiento para crear energía y mejorar las condiciones de flujo del aceite remanente, desplazando el aceite de la parte quemada y de su entorno, lo cual generara calor dentro del mismo yacimiento (Murillo, 2010) en los que se producen gases de combustión resultando en mejores condiciones de flujo (Chiericci, 1994). La combustión es apoyada por la inyección de aire al yacimiento por uno o más pozos (Fig. 2.8)

Se puede inyectar aire, aire enriquecido con CO₂ y oxígeno (O₂) o solamente O₂; al producirse gases de combustión mejoran notablemente las condiciones de flujo (Chiericci, 1994). Se introducen al pozo quemadores o calentadores eléctricos para la combustión inicial, o en algunos casos, combustión espontánea.

Las principales razones por las que se recomienda usar combustión *in-situ* son (Murillo, 2010):

- La abundante disponibilidad de aire
- La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a que no hay que hacer ningún proceso de desplazamiento de hidrocarburos por vapor de agua y nos permite aprovechar la facilidad con la que el agua se mueve a través de la zona almacenadora de hidrocarburos.
- El proceso de oxidación produce hasta un 14 % de CO₂ con respecto al volumen de oxígeno inyectado
- Esta técnica puede ser utilizada tanto para aceites pesados como ligeros

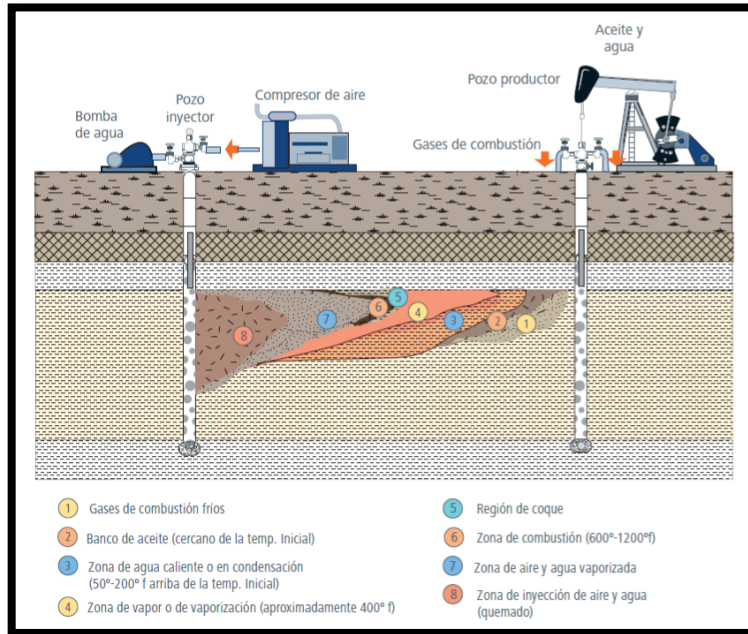


Fig. 2.8. Diagrama de combustión *in-situ* húmeda (Tomada de Rangel, 2012).

II.3.5. Procesos de Inyección de Gases

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar. Esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa. (Lake, 2008).

Algunos de los fluidos que se pueden utilizar en la **Inyección de gases miscibles** son gas natural, GLP (gases licuados de petróleo), CO_2 , N_2 y gases de combustión.

Inyección de nitrógeno (N_2). La inyección de gas miscible con N_2 se pone en práctica sólo en yacimientos profundos de aceite volátil con presiones altas, ya que la miscibilidad con N_2 ocurre a una presión mayor, lo que lo hace diferente de la inyección de gas natural. Por otro lado, se aplica la inyección inmisible de N_2 , para motivar el desplazamiento vertical del aceite en casos donde predomine el efecto de gravedad; aún en este caso, el N_2 extrae parte de la fracción ligera del aceite, produciéndose en superficie esta mezcla (Chiericci, 1994).

Inyección de gases de combustión. Los gases de combustión se refieren a los gases generados después de un proceso de combustión y es una mezcla de CO_2 y otros gases. Estos gases desplazan aceite por transferencia de masa de componentes intermedios del aceite al gas inyectado, y por la

subsecuente condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida (Shokoya, 2005).

Inyección de dióxido de carbono (CO₂). Al inyectar dicho gas en el yacimiento éste se vuelve soluble en el aceite residual, a medida que los hidrocarburos ligeros se disuelven en el CO₂ y el CO₂ se disuelve en el aceite. Esto ocurre principalmente cuando la densidad del CO₂ es alta (en estado de compresión) y cuando el aceite contiene un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. Por debajo de una presión dada el CO₂ y el aceite dejarán de ser miscibles. Conforme hay un incremento en la temperatura (y la densidad del CO₂ disminuye), o a medida que la densidad del aceite aumenta (la fracción ligera del aceite se reduce), la presión mínima necesaria para lograr la miscibilidad entre el aceite y el CO₂ incrementará. Cuando se trata de un proceso miscible el CO₂ puede desplazar al aceite de los poros, desplazándolo hacia un pozo productor. A medida que el CO₂ se disuelve en el aceite, provoca que el mismo aceite se hinche y disminuya su viscosidad, ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento (Department of Energy, DOE, 2010). Cuando el proceso es inmisible, la disolución del CO₂ en el aceite reduce su viscosidad y también se incrementa su factor de volumen, aunque en menor grado. Los cambios mencionados dan como resultado un incremento en la recuperación (Chiericci, 1994). En la figura 2.9 se muestran las fases por las que pasa dicho proceso.

Inyección de gases hidrocarburos. El gas natural inyectado es enriquecido con etano, propano o butano para incrementar su miscibilidad con el aceite del yacimiento (DOE, 2008). Cuando el proceso es miscible, se pueden usar tres métodos: El primero usa un gas licuado de petróleo (GLP) en un bache de aproximadamente 5 % del volumen poroso. El segundo método consiste en inyectar gas natural enriquecido con etano hasta hexano, seguido de gas seco y posiblemente agua en un bache de 10 – 20 % del volumen poroso. El tercer método consiste en inyectar gas seco a alta presión para vaporizar los componentes ligeros del aceite que está siendo desplazado. La inyección miscible recupera aceite debido a que el volumen de aceite incrementa y disminuye la viscosidad del aceite (Satter, 1994).

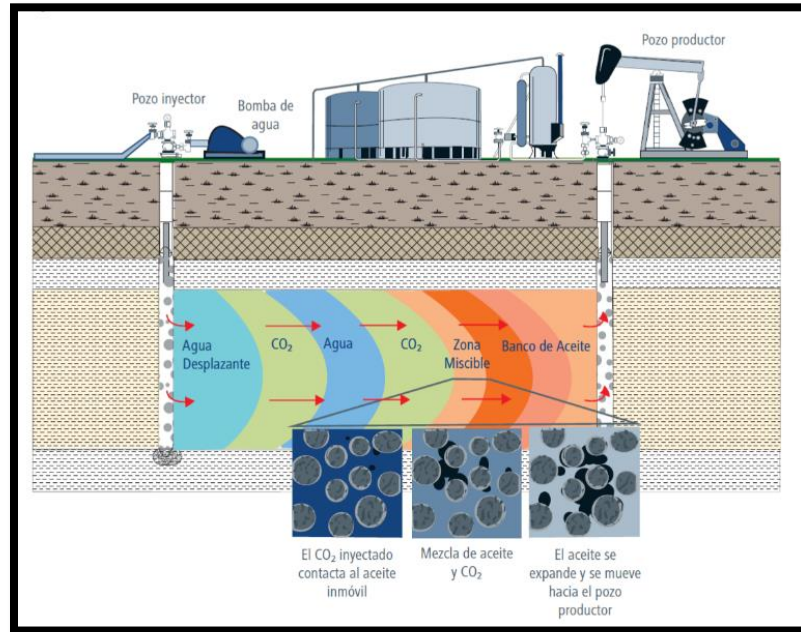


Fig. 2.9. Esquema del proceso de inyección alternada de CO₂ (Tomada de Rangel, 2012).

II.3.6. Procesos de Inyección de Químicos

Dentro de este grupo, se encuentran los polímeros y las emulsiones poliméricas, las espumas, los geles, los álcalis, los surfactantes, entre otros.

Sin embargo, la aplicación de estos métodos sigue en investigación, principalmente por que el costo de los químicos es elevado, además de que no se ha logrado proyectar el mismo resultado alentador observado en las pruebas de laboratorio, con las pruebas en campo, debido a varios factores, principalmente al alto grado de incertidumbre y a la falta de información para tener el mismo control en campo que el que se tiene en laboratorio. Por ello, en la industria no son altamente empleados, incluso, de algunos de ellos se tiene conocimiento, pero no se utilizan en absoluto; sin embargo, con el incremento del costo de los hidrocarburos (44.29 dólares pb en México, promedio del año 2017), ha habido un mayor interés en los Institutos de Investigación y en la industria petrolera, y con ello un alza en la inversión a la investigación de dichas técnicas, para mejorar los procesos ya conocidos o para generar nuevos métodos.

Los 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) (Chiericci, 1994). La figura 2.10 muestra de manera esquemática el proceso de inyección de químicos.

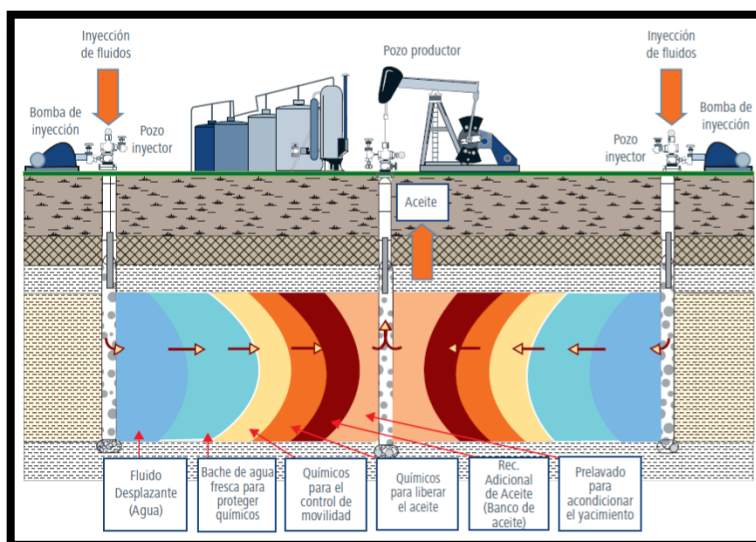


Fig. 2.10. Muestra el proceso de inyección de químicos en una sección transversal de tres pozos de un patrón de 5 pozos (Tomada de Rangel, 2012).

Inyección de polímeros. Los polímeros tienen la función de incrementar la viscosidad del agua, de tal forma que la relación de viscosidades disminuye. Con este método se presenta una reducción de permeabilidad debido a la adsorción de las moléculas del polímero (Chiericci, 1994). Este método se aplica principalmente en formaciones de arenas con fluidos ligeros a intermedios, con porosidades buenas o intermedias. Debido a la movilidad de los polímeros, la permeabilidad no debe ser muy baja ni la viscosidad muy alta. La profundidad es un factor crítico, ya que se puede relacionar con la temperatura del yacimiento, la cual influye en la estabilidad de los químicos. Se recomienda que la temperatura sea menor a 93 °C, aproximadamente. La salinidad es otro parámetro que debe mantenerse por debajo de un límite máximo permitido (Rangel, 2012). En la figura 2.11 se muestra de manera esquemática el proceso de inyección de polímeros.

La **inyección de surfactantes** es aplicable en arenas con aceites ligeros a intermedios en densidad, y con valores de viscosidades menores a las del caso de la inyección de polímeros. De igual manera, la temperatura del yacimiento debe ser menor a 93 °C aproximadamente; la temperatura, así como la salinidad son factores muy importantes que se deben considerar.

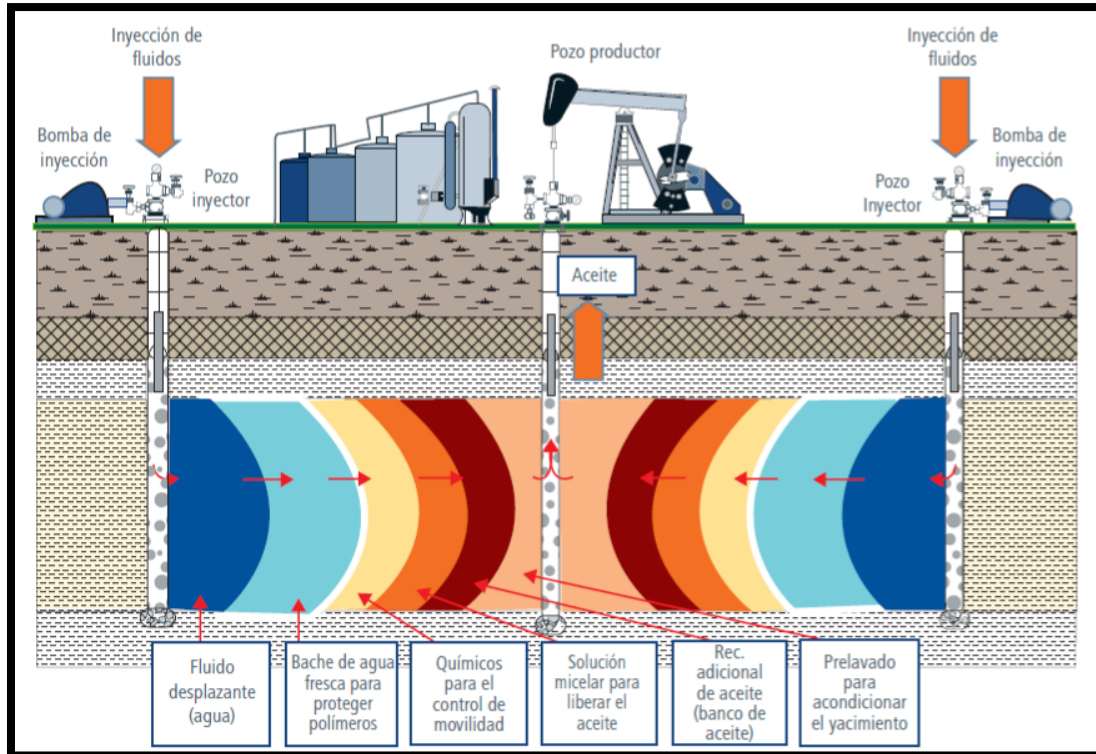


Fig. 2.11. Diagrama de inyección de polímeros (Tomada de Rangel, 2012).

El surfactante inyectado debe disminuir la tensión interfacial hasta movilizar el aceite residual con lo cual se crea un banco de aceite donde el aceite y agua fluyan como fases continuas. La tensión interfacial se debe mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado sea re-atrapado. Asimismo, la retención del surfactante debe ser baja (Spildo, 2012).

En la **inyección de emulsiones poliméricas** primero se inyecta un bache relativamente pequeño de solución micelar para “liberar” al aceite, éste es seguido por un volumen más grande de solución acuosa con polímero para controlar la movilidad y así minimizar la canalización, posteriormente se inyecta un bache de agua para mover los químicos y el banco de aceite resultante hacia los pozos productores. Una solución micelar consiste en gotas muy finas de agua dispersas en aceite, o de aceite en agua, producidas usando surfactantes, con la adición, de ser necesaria, de co-surfactantes y soluciones de varias sales (Chiericci, 1994. DOE, 2008). En la figura 2.12 se muestra el diagrama de inyección de emulsiones poliméricas.

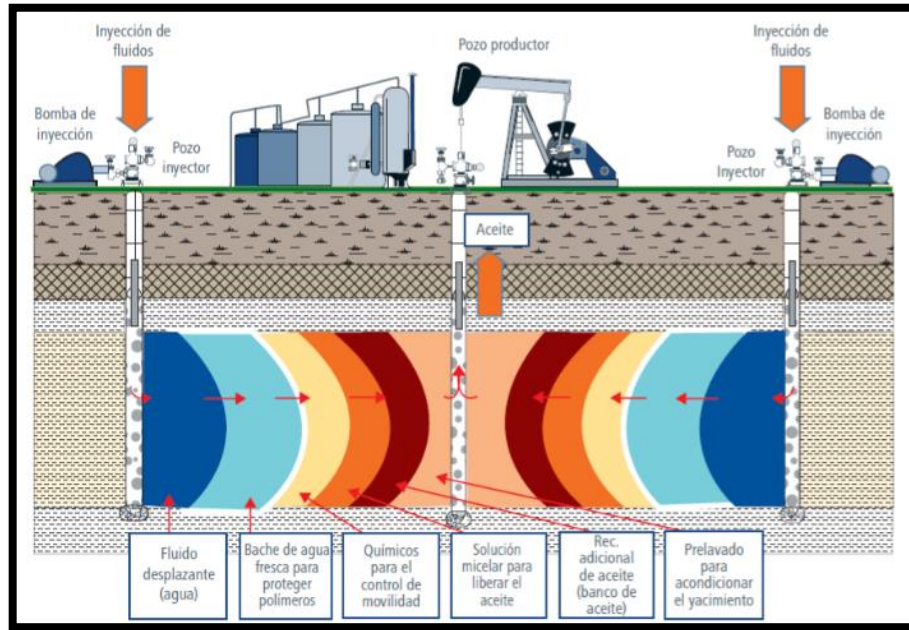


Fig. 2.12. Inyección de emulsiones poliméricas, sección transversal de tres pozos de un patrón de cinco pozos (Tomada de Rangel, 2010).

Inyección de álcalis (bases fuertes). Este método puede resultar positivo cuando el aceite tiene un bajo pH (alta acidez). La acidez normalmente se debe a la presencia de moléculas (usualmente resinas y asfaltenos) que contienen radicales ácidos. Con este método se reduce la tensión interfacial entre el aceite y la fase acuosa debido a que el álcalis reacciona con los radicales en el aceite formando surfactantes. La mojabilidad de la roca es alterada por la interacción entre el álcali y las moléculas polarizadas adsorbidas por los granos de la roca; tiende a ser mojado por agua. Finalmente, se forma una emulsión agua/aceite. En el caso de aceites pesados y viscosos, estas emulsiones tienen menor viscosidad que el aceite, mejorando el flujo a través del yacimiento. Estos tres factores contribuyen a la mejora de desplazamiento del aceite por el agua (Chiericci, 1994). La figura 2.13 muestra un esquema de inyección de álcalis.

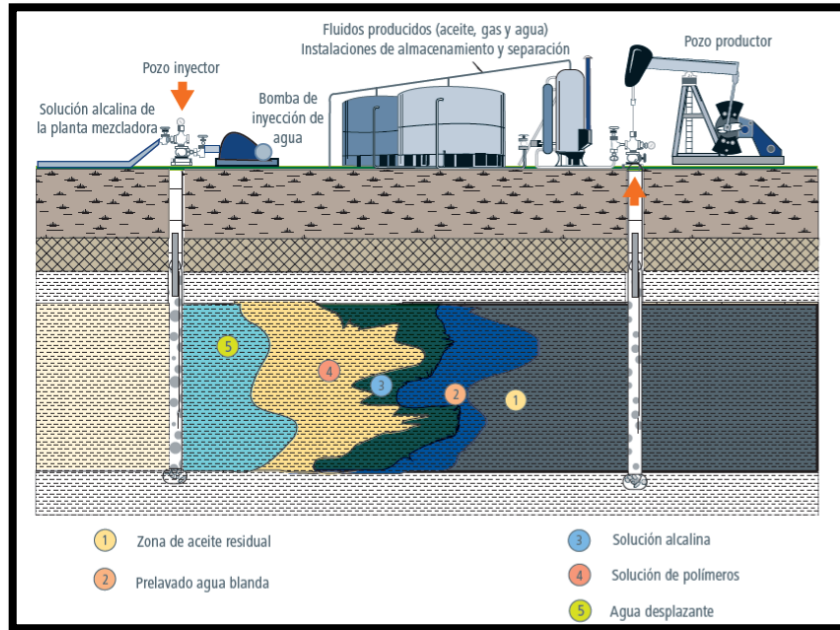


Fig. 2.13. Esquema de inyección de alcalís (Tomada de Rangel, 2012).

Inyección de espumas. Las espumas son usadas para controlar la movilidad del gas en los procesos de EOR que involucran inyección de gases o vapor. La habilidad de las espumas para disminuir la movilidad del fluido inyectado, bajo ciertas condiciones, ayuda en reducir la tendencia del gas o vapor a segregarse (*gravity override*) y a ceder a la canalización por las fallas y fracturas, lo que se traduce en una mejor eficiencia de barrido y, por lo tanto, en una mayor recuperación de aceite. La mayor movilidad y la menor densidad de los gases utilizados para desplazar el aceite, hacen que los gases rodeen (*bypass*) hacia las zonas más ricas en aceite, resultando en barridos pobres. Las espumas pueden ayudar a mejorar la eficiencia de barrido al disminuir la movilidad del gas inyectado (Shrivastava, 1999).

Inyección de geles. Estos son utilizados para mejorar la eficiencia de barrido. Estos fluidos tienen alta viscosidad, por lo que pueden ayudar a taponar las zonas altamente permeables para prevenir la canalización de los fluidos inyectados y, por consiguiente, su irrupción temprana. Los geles también se pueden utilizar para reducir el volumen de agua que se produce junto con el aceite (DOE, 2008).

Inyección de agua inteligente (*Smartflooding* o *Smart water*). Se le conoce como inyección de salmuera de baja salinidad. La modificación de la química del agua inyectada conlleva a un

comportamiento de mojabilidad optimizado. En este proceso se trata de disminuir la fuerza iónica del agua. En el caso de areniscas existe alteración de mojabilidad de las arcillas, moviéndose hacia un estado preferentemente mojado por agua, que a su vez, mejora el barrido microscópico al modificar las permeabilidades relativas al agua y al aceite (Romanuka, 2012). Dos efectos que tiene este tipo de inyección son la desestabilización y movilización de capas de aceite, así como la migración de finos debido a la desestabilización de arcillas. El último se cree que contribuye al aumento de la recuperación de aceite al bloquear algunos poros de alta permeabilidad y crear desviaciones microscópicas (Spildo, 2012). A la fecha el beneficio de este método en rocas carbonatadas no ha sido completamente cuantificado.

II.3.7. Procesos Biológicos

Aunque la inyección de bacterias ha demostrado buenos resultados de recuperación, la industria petrolera se ha mantenido en espera de una profundización en la investigación, ya que no les resulta claro si el mejoramiento de la recuperación se debe a que los organismos actúan sólo en el área de inyección o si verdaderamente logran penetrar en todo el yacimiento o al menos en un área considerable, aumentando el efecto que causan los microbios y el flujo de aceite hacia los pozos y así lograr una recuperación conveniente.

Inyección microbiana. Se inyecta una solución de microorganismos y nutrientes. Los microorganismos son utilizados para producir metabolitos, que mejoran la recuperación de aceite. En este método se reduce la viscosidad por la producción de gas o degradación de hidrocarburos saturados de largas cadenas; se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a la generación de ácidos que disuelven la matriz de la roca; se reduce la viscosidad del aceite por biosurfactantes; se crea taponamiento selectivo por microorganismos y biopolímeros; se incrementa la viscosidad del agua debido a los biopolímeros (Lacerda, 2012). La figura 2.14 muestra el proceso de la inyección microbiana.

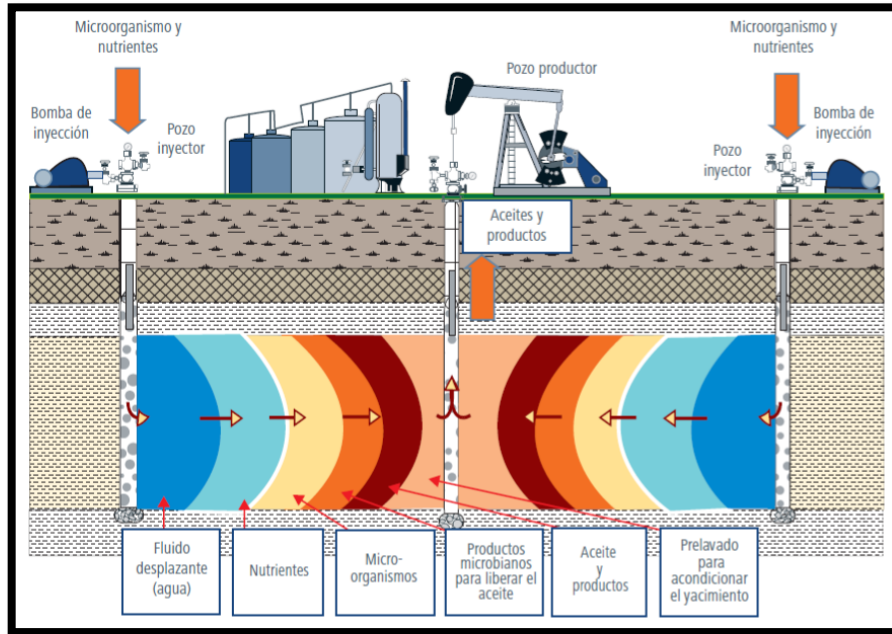


Fig. 2.14. Diagrama del proceso de la inyección microbiana (Tomada de Rangel, 2012).

II.3.8. Procesos Híbridos

Inyección alternada de agua con gas (WAG). Consiste en la inyección de agua y baches de gas de manera simultánea o cíclica a fin de mejorar la eficiencia de barrido de los hidrocarburos, mediante la disminución de efectos de la digitación viscosa y tendencia del gas o vapor a segregarse (*gas override*). WAG resulta en una mejor eficiencia de desplazamiento microscópica durante la operación de inyección de gas y una mejor eficiencia de barrido durante la inyección de agua. La categoría más comúnmente usada para la clasificación de WAG es en relación con la diferencia entre inyección miscible e inmisible. Los gases utilizados en los procesos de WAG son divididos en tres grupos: CO_2 , gases hidrocarburos y gases no hidrocarburos. Otros tipos de procesos son: WAG Híbrido (HWAG), WAG simultáneo (SWAG), Alternancia de vapor con procesos de vapor (WASP) y WAG asistido por espuma (FAWAG) (Nezhad, 2006).

En la figura 2.15 se muestra como ejemplo el esquema de inyección de CO_2 con inyección de agua, el cual también puede ser de manera alternada.

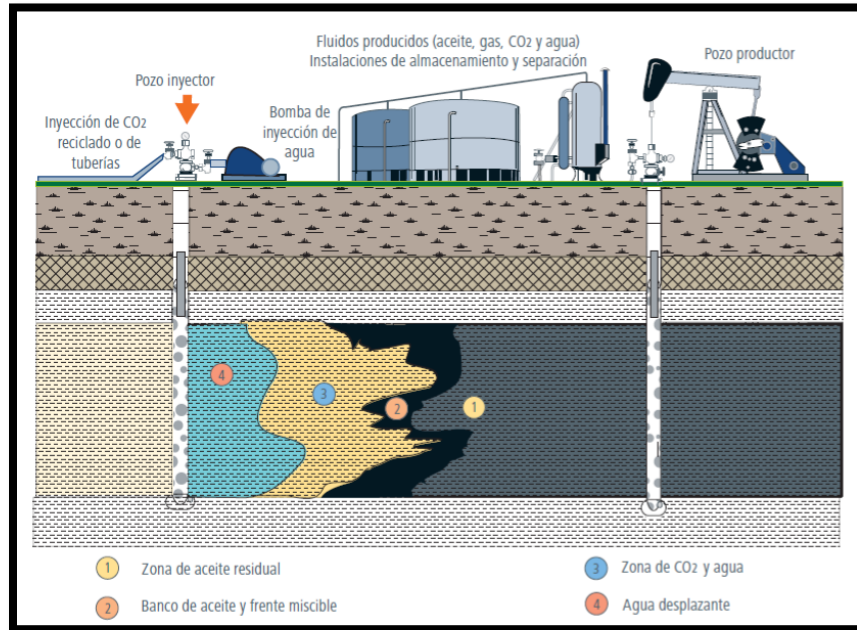


Fig. 2.15. Inyección de CO_2 con inyección de agua (Tomada de Rangel, 2012).

Inyección cíclica de CO_2 . En este método el pozo es cerrado después de cierto periodo de inyección de CO_2 para permitir equilibrio entre el aceite y el CO_2 . El pozo se abre a producción hasta que la mayor parte del aceite que ha estado en contacto con el CO_2 haya sido producido, entonces se repite el ciclo (Palmer, 1986). El éxito de este método radica principalmente en que el CO_2 es más soluble en aceite que en agua. Lo anterior resulta en los siguientes factores que contribuyen a la recuperación del aceite: 1) disminución de la viscosidad del aceite (disminuye la relación de movilidad agua-aceite); 2) hinchamiento del aceite (reducción de su densidad); 3) efecto ácido en carbonatos (incremento de permeabilidad) y rocas arcillosas (evita que la arcilla se hinche); y 4) efectos de miscibilidad. El dióxido de carbono no es un fluido miscible de primer contacto, esto quiere decir que el CO_2 al ser inyectado, no será capaz de formar una sola fase con el hidrocarburo del yacimiento, lo que suele pasar si se inyectan solventes o gases muy ricos en hidrocarburos o a muy altas presiones; sin embargo, se puede desarrollar la miscibilidad a través de múltiples contactos, lo cual ocurre cuando el aceite crudo interacciona con el fluido de inyección por medio de la transferencia de masa entre el fluido y el aceite a través de un repetido contacto entre las fases, mientras el frente de desplazamiento recorre el yacimiento (Carcoana, 1995).

Inyección de polímero-surfactante-álcali (ASP). Se define como una inyección de combinación de un sistema de álcali, surfactante y polímero. En conjunción con el surfactante adicionado, los surfactantes generados en sitio por las reacciones químicas entre el álcali inyectado y los ácidos orgánicos naturales en el aceite pueden resultar en una tensión interfacial ultra baja. Lo anterior ayuda en la interfaz salmuera-aceite a emulsionar y movilizar el aceite residual en el yacimiento. Adicionalmente, la superficie de la roca del yacimiento se carga negativamente. Estos iones negativos no sólo previenen la adsorción de químicos aniónicos, tales como surfactantes aniónicos y polímeros, sino que también cambian la mojabilidad de la superficie de la roca. El surfactante añadido puede mejorar la tolerancia de la salinidad del álcali. El polímero inyectado puede mejorar significativamente la relación de movilidad. La adsorción de polímero en la roca del yacimiento puede reducir la permeabilidad efectiva al agua. Por lo tanto, el polímero mejora las eficiencias de barrido areales y verticales (Shutang, 2010).

Capítulo III - Características Geológicas

III.1. Origen y Evolución Geológica Regional

El origen y evolución de la Región Chiapas-Tabasco, al igual que de todo el Sureste de México, se da a partir de la apertura del Golfo de México, evento que es consecuencia de la disgregación de Pangea, la cual en su inicio se encuentra evidenciada por la sedimentación de lechos rojos en depresiones continentales cuya geometría estuvo controlada por *grabens* estrechos con direcciones aproximadamente paralelas a la actual línea de costa (Salvador, 1991); la posición estratigráfica de los lechos rojos en el Golfo de México meridional sugieren que su edad de depósito varía desde el Triásico Superior hasta después del Calloviano, época en la cual la sedimentación continental estuvo totalmente controlada por procesos tectónicos que causan deformación por extensión. Según Salvador 1991, la etapa inicial de la fragmentación y separación de la Pangea para formar el Golfo de México duró aproximadamente 46 Ma, desde el Triásico Tardío (210 Ma) hasta el Jurásico Medio Tardío (169 Ma).

Se interpreta que en la etapa temprana del proceso de *rifting*, la corteza continental sólo estuvo sometida a una lenta subsidencia y a la evolución del sistema de *grabens*, por los cuales, a causa de su ensanchamiento, las aguas marinas del Pacífico fueron invadiendo corteza continental.

En la figura 3.1 se muestra la ubicación de los *grabens* primitivos en los cuales se encontraron los afloramientos de lechos rojos.

La evidencia con la que se cuenta en la actualidad indica que toda la sal del Golfo de México se depositó durante el Calloviano (164-159 Ma) (Salvador, 1991), en una gran cuenca de miles de kilómetros cuadrados; la sal se encuentra dividida en dos partes una al norte y otra al sur, en el centro existe una franja con orientación casi este-oeste donde no hay presencia de sal (Figura 3.2).

Tal división sugiere que tuvo que existir en esa parte del Golfo una zona más alta y estrecha, asociada con la presencia de una cresta de generación de corteza oceánica que indujo el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur durante el Jurásico Temprano y Medio, y que separó las dos masas de sal, de las que la meridional se movió hacia el sur junto con Yucatán (Humpris, 1979; Salvador, 1987, 1991).

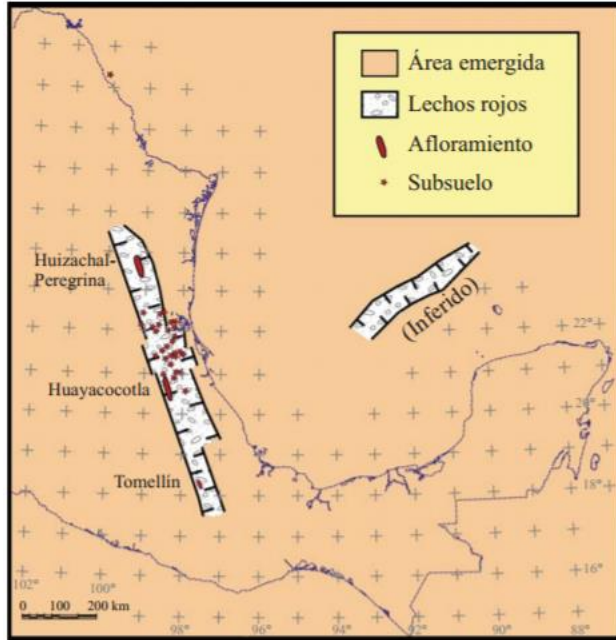


Fig. 3.1. Paleogeografía del Triásico Superior, ubicación de los *grabens* y de los afloramientos de lechos rojos depositados por la fragmentación y dispersión de Pangea (Tomada de Padilla, 2007).

En la figura 3.2, se muestra la Paleogeografía del Jurásico Medio y se observa la ubicación de las masas de sal Calloviana divididas casi por el centro del Golfo de México por una franja especulativamente más alta del piso oceánico.

El avance transgresivo de las aguas del Pacífico hacia el oriente fue invadiendo el área del actual Golfo de México para formar extensos cuerpos de aguas hipersalinas, con una circulación sumamente restringida, y quizás, también un clima de tipo desértico, lo que favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central-norte del Golfo de México.

En el sureste mexicano las barras de oolitas jurásicas tienen una distribución extensa y se han identificado claramente porque son las rocas productoras de hidrocarburos en campos gigantes como Samaría y Sitio Grande (Santiago, 1980). En la figura 3.3, se muestra la distribución de las barras oolíticas.

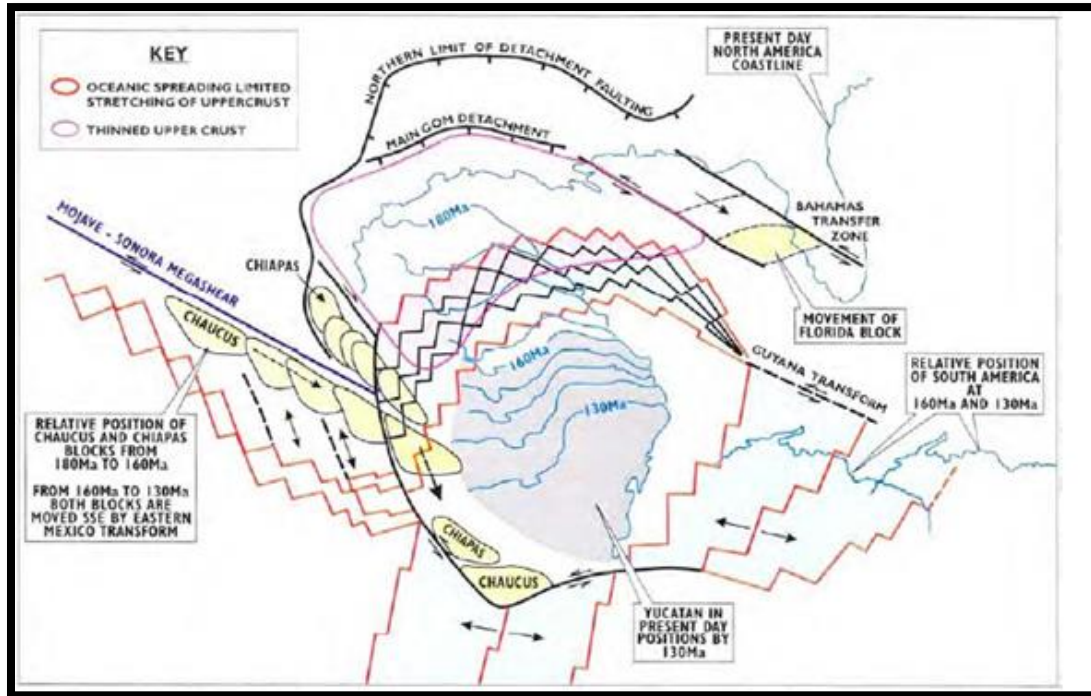


Fig. 3.2. Paleogeografía del Jurásico Medio, se esquematiza el área emergida (Tomada de Padilla, 2007).

La falla transformante Tamaulipas-Oaxaca tuvo un papel muy importante en la apertura y posterior evolución tectónica del Golfo de México (Figura 3.4), ya que se interpreta es la principal responsable del deslizamiento del bloque de Yucatán, además Padilla, 2007, enlista otras razones, las más importantes son:

- a) La forma de arco de círculo que tiene esta falla, apoya un deslizamiento lateral del Bloque Yucatán a lo largo de ella durante el Jurásico Temprano-Medio, que hace girar a Yucatán unos 49° en sentido contrario al de las manecillas del reloj, lo cual es concordante con los datos paleomagnéticos de Guerrero, 1975 y Pindell, 2003.
- b) Al finalizar el Calloviano cambia su desplazamiento lateral nuevamente a vertical y actúa como un sistema de fallas normales que favorecen la subsidencia del piso del Golfo de México (Padilla, 1982; Alaniz, 1996).
- c) Constituye el límite entre la corteza continental verdadera y la corteza continental atenuada.

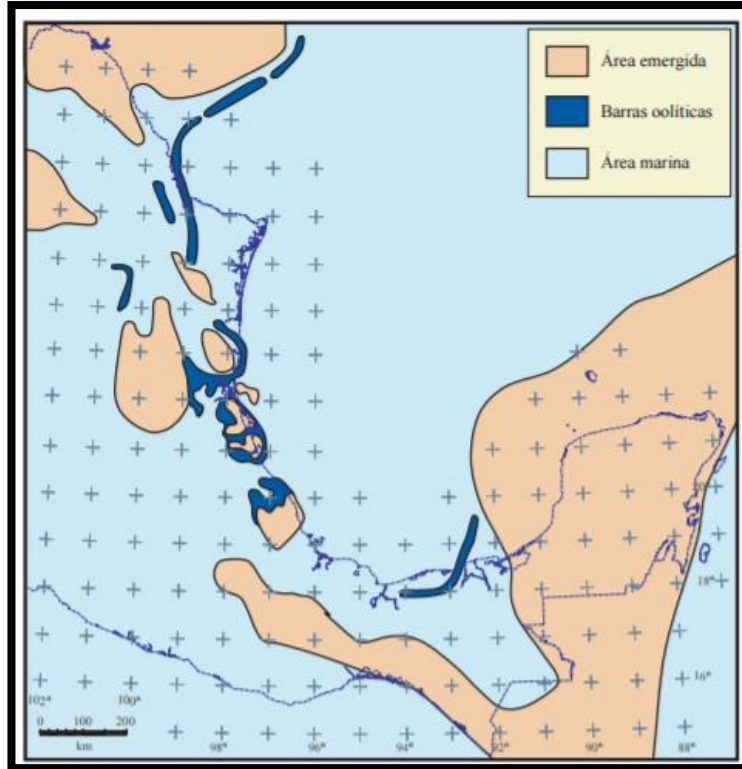


Fig. 3.3. Barras oolíticas en la Paleogeografía del Kimmeridgiano Temprano, para ese tiempo la actividad de la falla transformante Tamaulipas-Oaxaca ya había cesado y tanto el Macizo de Chiapas como el Bloque de Yucatán ya ocupaban su ubicación actual (Tomada de Padilla, 2007).

Al terminar el Calloviano el Bloque Yucatán alcanzó la posición que ocupa actualmente y desde entonces sólo estuvo sujeto a una subsidencia lenta pero continua, hasta la época del Plio-Pleistoceno, cuando comenzó a emerger. También al término del Calloviano, la falla Transformante Tamaulipas-Oaxaca detiene su movimiento lateral y comienza a moverse en sentido vertical, favoreciendo la subsidencia de bloques de basamento. En el sureste mexicano es particularmente importante esta época porque es entonces cuando el Macizo de Chiapas, junto con el Bloque Yucatán, comienza a recibir sedimentos marinos en su porción norte.

El Período Jurásico Tardío se caracterizó por ser una época de tranquilidad tectónica en la que una subsidencia lenta, asociada al desplazamiento divergente de las Placas de Norteamérica de las de Laurasia y Gondwana, propició las condiciones necesarias para el depósito de carbonatos y lodos calcáreos intercalados.

En la figura 3.4 se observan las estructuras regionales involucradas en la evolución geológica de México.

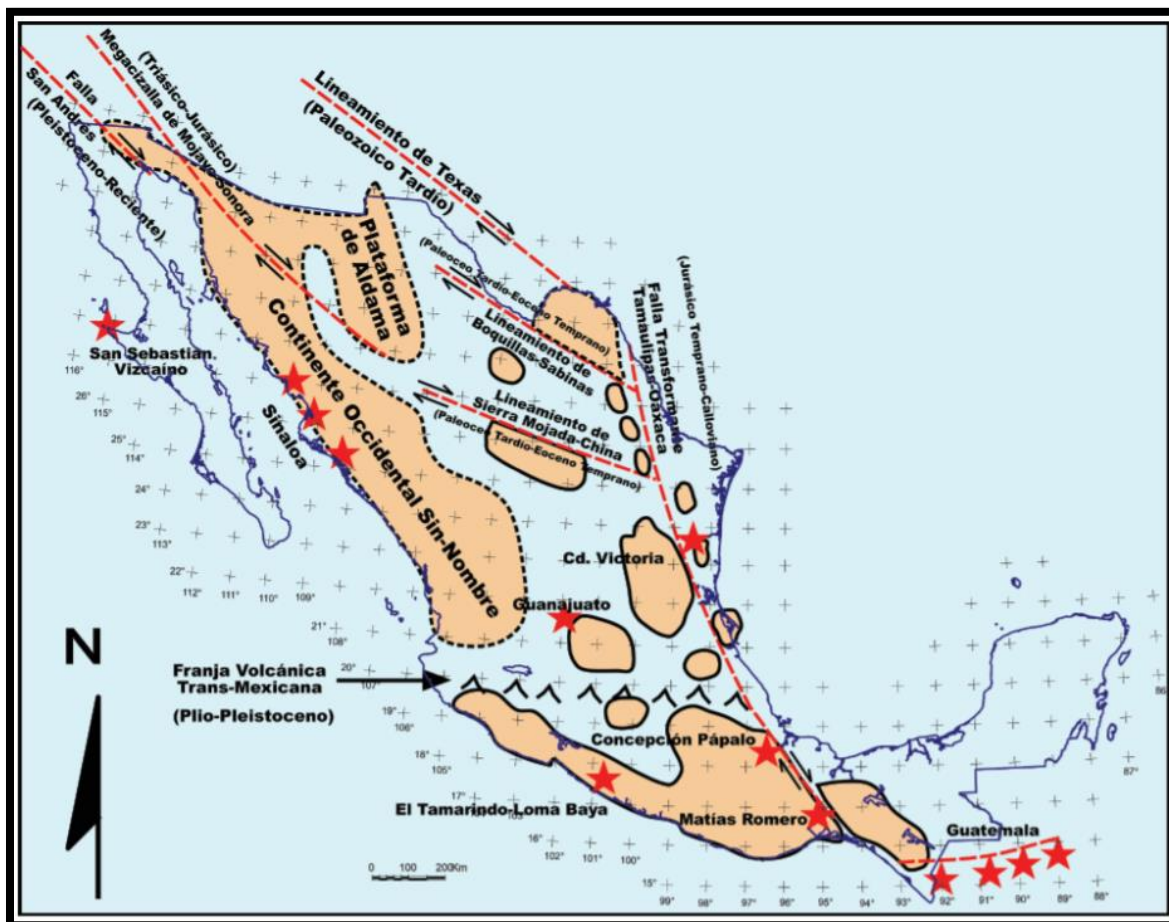


Fig. 3.4. Se muestran los principales sistemas de fallas y estructuras que rigen la geología del territorio mexicano, las estrellas rojas indican las localidades en donde afloran rocas básicas y ultrabásicas serpentizadas (Tomada de Padilla, 1986).

El proceso tectónico de *rifting* que dio paso a la apertura del Golfo de México terminó al fin del Calloviano, después de lo cual, durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del protogolfo de México, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991; Winker, 1988; Williams, 2001). Este período se caracteriza por el depósito de clásticos en las zonas litorales, por la abundancia de carbonatos en las plataformas y por el depósito de espesores menores de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas argiláceas en las zonas de cuenca. De hecho, estas asociaciones litológicas formaron bandas

concéntricas muy bien definidas en los bordes del Golfo de México (Salvador, 1991). Los bloques de basamento emergidos que formaban las paleoislas en el occidente del protogolfo de México continuaban afectando la sedimentación de la región, siendo el mayor aporte de clásticos los provenientes del área del Bloque Yucatán y del noroeste. Estas condiciones de subsidencia lenta y continua prevalecieron durante todo el Kimmeridgiano (Salvador, 1987, 1991). Para el Tithoniano, la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en las cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado. Los *horsts* formados en el basamento pre-mesozoico bordeando la parte occidental del Golfo de México permanecieron emergidos y aportando sedimentos clásticos cada vez en menores cantidades a medida que el relieve topográfico disminuía. En las áreas costeras de estas islas continuó el depósito de rocas clásticas, grandes lagunas litorales y de barras oolíticas en los extremos de las plataformas. En el suroeste del Golfo también se desarrollaron amplias plataformas someras que se extendían hasta el Macizo de Chiapas y el occidente del Bloque Yucatán que continuaban aportando clásticos, en ellas se depositaron también grandes volúmenes de carbonatos y, probablemente, también algunos depósitos de sal en la parte noroccidental del Macizo de Chiapas (Viniegra, 1971), aunque no se tiene evidencia concluyente al respecto. Las condiciones de estabilidad tectónica y climática fueron máximas, favoreciendo así la proliferación de vida. En este período se depositaron en la cuenca lutitas muy ricas en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de carbonatos, que son la roca generadora de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos que existen en el Golfo de México, especialmente en el sureste mexicano (González, 1992), (Figura 3.5). La estabilidad tectónica fue tan grande que las rocas depositadas conservaron características litológicas muy similares en toda la cuenca del Golfo de México; las islas que bordeaban el occidente del Golfo todavía estaban emergidas y continuaban aportando sedimentos clásticos a las zonas litorales, mientras que en las plataformas predominaba el depósito de calizas arcillosas con abundantes concreciones fosforíticas ricas en fósiles, así se ha constatado en datos de subsuelo y en afloramientos al norte del Macizo de Chiapas, en donde su edad se determinó con amonitas (Quezada, 1984).

Hacia fines del Tithoniano continuaba la gran invasión de los mares en el Golfo de México y se inició la sumergencia de la porción meridional de Florida (Salvador, 1991). La mayoría de las islas del occidente del Golfo de México fueron cubiertas por los mares jurásicos, pero permanecieron emergidas la parte noroeste de la Península de El Burro-Peyotes, las Islas de Tamaulipas, Coahuila, pequeñas islas en el área de Tampico, el Macizo de Teziutlán, el Macizo de Chiapas y el Bloque Yucatán (Fig. 3.5).

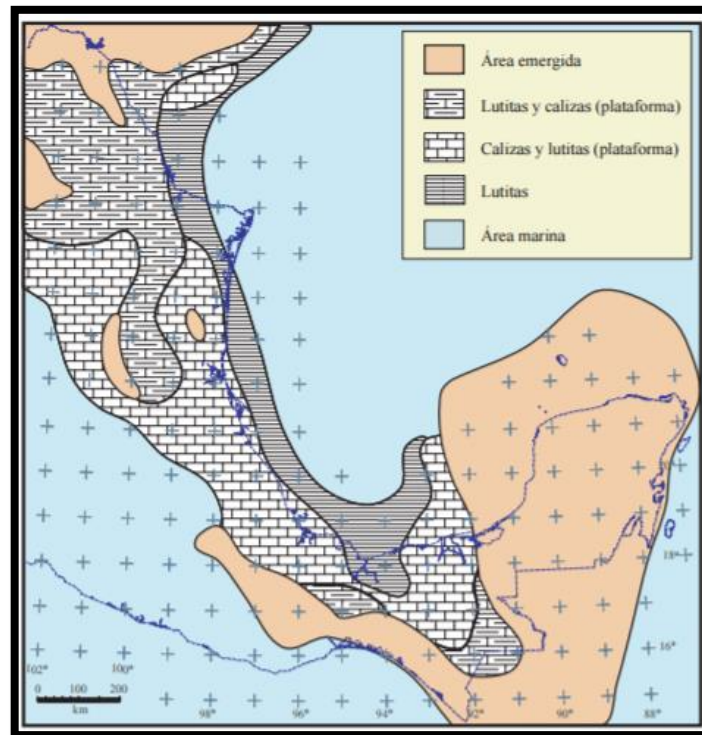


Fig. 3.5. Paleogeografía del Tithoniano Superior; se observan las plataformas someras en donde se depositaron gran cantidad de finos y materia orgánica (Tomada de Padilla, 1986).

Las condiciones tectónicas estables persistieron en la región durante el Cretácico Temprano, a la vez que las islas del Archipiélago de Tamaulipas, el Macizo de Chiapas y el Bloque Yucatán continuaban su lenta subsidencia y el mar las fue cubriendo progresivamente.

El depósito de clásticos en los bordes de los altos de basamento del Archipiélago de Tamaulipas aún emergidos seguía disminuyendo, a la vez que aumentaba el depósito de carbonatos (Winker, 1988). El área de las ya extensas plataformas seguía incrementándose y enormes volúmenes de carbonatos fueron depositados sobre la mayor parte de México. De hecho, puede decirse que las

condiciones tectónicas de estabilidad del Tithoniano se extendieron hasta la base del Cretácico Inferior, con la diferencia de que la proporción de lutitas intercaladas en las calizas de inicios del Cretácico fueron decreciendo hasta casi desaparecer a fines del Valanginiano. Los espesores de las calizas y lutitas depositadas durante el Berriasiano y el Valanginiano, raramente exceden los 500 m en el noreste, centro y sureste de México. Para el Hauteriviano-Barremiano, 132 a 121 Ma, aumentó la velocidad de subsidencia de las plataformas que bordeaban el Golfo de México, favoreciendo así el depósito de gruesos paquetes de carbonatos con menores cantidades de lutitas intercaladas y con espesores superiores a los 1,500 m en promedio. Secuencias menos gruesas se depositaron en las zonas más profundas de la cuenca mientras que en los bordes de las plataformas se formaban largas franjas de arrecifes de rudistas alrededor de las áreas anteriormente emergidas, así como alrededor de toda la cuenca del Golfo de México (Winker, 1988). Durante este tiempo el Archipiélago de Tamaulipas fue totalmente cubierto por los mares y sólo quedaron emergidos los bloques altos de basamento de la Isla de Coahuila, el Macizo de Chiapas y parte del Bloque Yucatán, en cuyos litorales continuó la sedimentación clástica.

Las áreas que muestran alguna diferencia notable en el sur de México, como por ejemplo las plataformas de Artesa y Mundo Nuevo, estuvieron afectadas por el desalojo de sal calloviana que generó elevaciones del fondo marino, que a su vez causaron claras discordancias regionales en el sureste mexicano, como se ha observado en numerosas líneas sísmicas adquiridas por PEMEX (Aquino, 1992; García, 1994).

Con base en los afloramientos abundantes a lo largo de la Sierra Madre Oriental y a los datos del subsuelo que existen en pozos en la Planicie Costera del Golfo, se infiere que durante el Coniaciano y el Santoniano (Cretácico Superior), se incrementó la actividad volcánica en el occidente de México, lo cual se reflejó en la sedimentación marina del Golfo de México, en donde continuó el depósito de capas delgadas de calizas y lutitas, pero con abundantes horizontes intercalados de bentonita, abarcando todas las plataformas del borde occidental y meridional del Golfo, mientras que en la cuenca continuaba el depósito de carbonatos con bandas y nódulos de pedernal con delgadas intercalaciones de bentonita (Salvador, 1991). Para el fin del Período Cretácico, durante el Campaniano y el Maastrichtiano, aumentó el aporte de sedimentos clásticos provenientes del

oeste de México, mientras que en el occidente del Golfo de México la subsidencia aumentó y se depositaron gruesos espesores de margas y lutitas de la Formación Méndez (Figura 3.6). Más al sur, en las cercanías del Macizo de Chiapas se depositaban clásticos de la Formación Angostura, mientras que en las zonas de la Sierra de Chiapas, la Cuenca de Veracruz y la Plataforma de Córdoba, las lutitas y margas de la Formación Méndez cambiaban lateralmente a facies carbonatadas de aguas someras (Prost, 2001; Jennette, 2003).

Otro cambio importante en la evolución tectónica del Golfo de México ocurre en el límite entre el Cretácico y el Paleógeno, cuando se postuló que, en el área de Chicxulub, en la costa norte actual de Yucatán, ocurrió el impacto de un cuerpo extraterrestre (Álvarez, 1992). Coincidente con esta edad, existe una brecha en carbonatos que tiene una gran extensión en el sur del Golfo de México y tiene también una gran importancia económica para el país, por ser la roca almacén de los grandes campos petroleros del área marina del sureste de México. Esta brecha denominada internamente en PEMEX como “Brecha K-T” es inusual porque tiene una extensión de miles de kilómetros cuadrados y gruesos espesores que alcanzan hasta los 700 m en algunas localidades (Akal). Además, en gran parte de su espesor carece de matriz, por lo que su permeabilidad es asombrosamente alta.

A fines del Cretácico, el aporte de sedimentos clásticos del noroeste y del occidente del Golfo de México se incrementó notablemente durante las primeras pulsaciones de la Orogenia Laramide. Así como durante el Cretácico la forma y el tamaño de la cuenca del Golfo de México estuvieron determinados por las plataformas carbonatadas, a partir del Eoceno Tardío la nueva forma de la cuenca dependió totalmente del gran flujo de la sedimentación clástica. Se empezaron a desarrollar grandes fallas lítricas normales asociadas a depocentros en las cuencas de antepaís. Durante este tiempo se depositaron gruesos espesores de arenas finas en los talúdes del occidente del Golfo de México y de la Planicie Costera del Golfo, al tiempo que los sedimentos más finos iban rellenando las partes más profundas (Goldhammer, 1999).

A principios del Paleógeno, el Macizo de Chiapas continuaba emergido en su parte sur, mientras que sobre las rocas carbonatadas marinas (de plataforma en Chiapas y de cuenca en Campeche) de su parte norte, se depositaban gruesas secuencias de clásticos con espesores que varían de

2,500 m en la zona de Campeche (Pozo Ateponta 1), hasta cerca de 3,000 m en Chiapas (Pozo Triunfo 101).

De acuerdo con Ambrose, 2003, durante el Oligoceno continuó el depósito de clásticos en todo el sureste mexicano, aunque en el área de Macuspana se empezó a desarrollar un depocentro en donde se depositaron gruesas secuencias de arcillas. Al mismo tiempo, sobre la Cadena Chiapas-Reforma-Akal se depositaron espesores menores de arenas y arcillas (Aquino, 1992).

Los mismos patrones sedimentarios continuaron hasta el Mioceno Temprano, pero en el Mioceno Medio (Serravalliano, 12.0 Ma) ocurrió la máxima etapa de deformación que plegó y cabalgó las rocas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal, con un nivel de despegue en la cima de la sal calloviana y una vergencia hacia el norte. Sánchez, 1980, denominó a esta orogenia como Evento Chiapaneco. Durante este evento, el Macizo de Chiapas también se acortó, por lo que García, 1994, considera que existe otro nivel de despegue profundo dentro del bloque de basamento. Hacia fines del Mioceno e inicios del Plioceno, después de la deformación compresiva del Evento Chiapaneco, se inició el basculamiento hacia el norte de la Cadena de Chiapas-Reforma-Akal, como una respuesta al desalojo de la sal calloviana en la misma dirección (Fig. 3.6).

El gran aporte de clásticos provenientes del Macizo de Chiapas durante el Plioceno y el Pleistoceno, causó el depósito de varios kilómetros de espesor de sedimentos, cuya sobrecarga empezó a generar grandes fallas de crecimiento orientadas NE - SW, con sus bloques caídos hacia el norte.

Finalmente, la deformación del sureste mexicano ocurrió en el Neógeno en el orden siguiente:

1. Plegamiento y fallamiento de la Cadena Plegada y Cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal durante el Mioceno Medio (Figura 3.7b), con un despegue al nivel de la sal del Calloviano y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas.
2. Basculamiento, hacia el noreste, de la cadena plegada durante el Mioceno Tardío.
3. Depósito de gruesos espesores de arcillas durante el Mioceno Tardío.
4. Deslizamiento gravitacional de la columna Paleógena Tardía sobre las arcillas miocénicas.
5. Formación de la cuenca de Comalcalco durante el Plioceno (Figura 3.7c).

6. Formación de la cuenca de Macuspána en dos etapas: las fallas que la limitan al sureste y al noroeste se formaron durante el Plioceno y las fallas oblicuas escalonadas E - O se formaron durante el Pleistoceno y hasta el Reciente (Figura 3.7c). En ambos casos las arcillas del Mioceno favorecieron el despegue de la columna

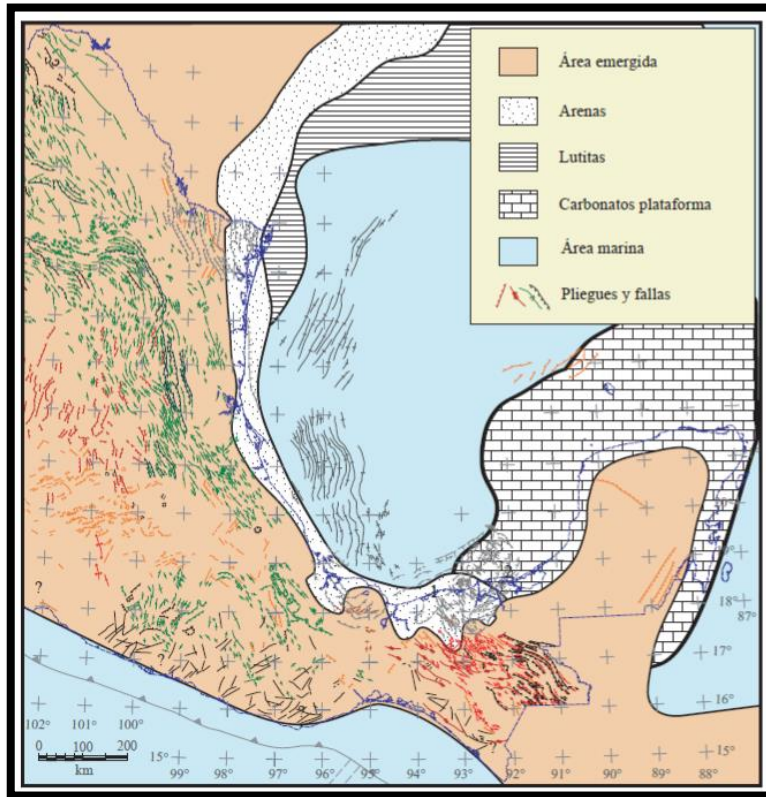


Fig. 3.6. Paleogeografía del Pleistoceno Tardío. En este tiempo ya había ocurrido el basculamiento hacia el norte de la cadena Sierra de Chiapas-Reforma-Akal por el desalojo de sal Calloviana, y se habían formado las cuencas de (1) Comalcalco-Salina del Istmo y (2) Macuspána y entre ellas el Pilar Reforma-Akal. La orientación de las estructuras extensionales, son casi perpendicular a las compresionales. Las costas y las fronteras del país se muestran como referencia (Tomada de Padilla, 2007).

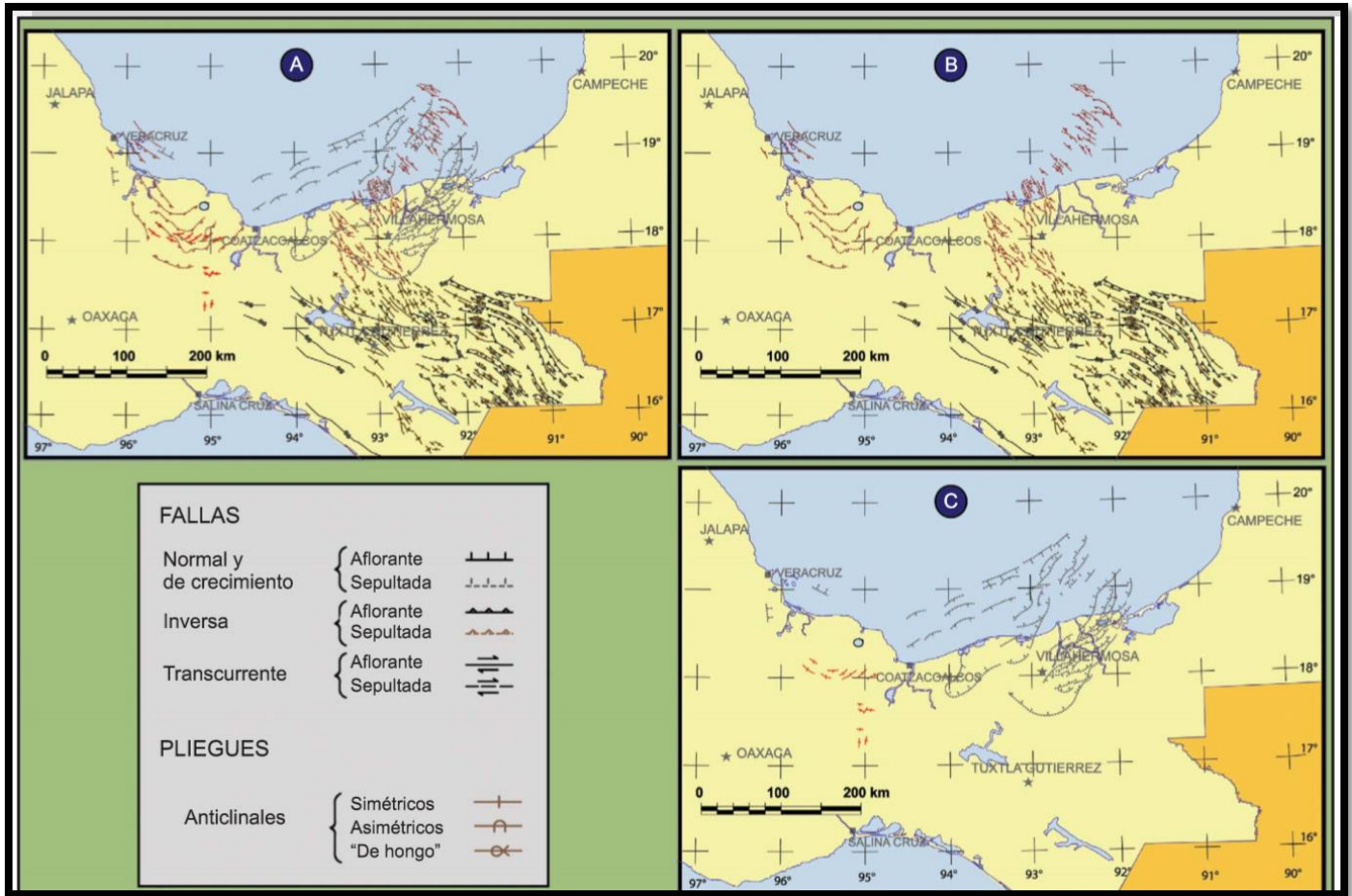


Fig. 3.7. Estructuras Cenozoicas del Sureste Mexicano. Las estructuras con línea discontinua están en el subsuelo. A) Todas. B) Pliegues y fallas compresionales miocénicas. C) Fallas extensionales y pliegues compresionales del Plio-Pleistoceno. Nótese la orientación casi perpendicular entre las estructuras de B y de C. (Tomada de Padilla, 2007).

III.2 Estratigrafía

La existencia de grandes yacimientos de hidrocarburos es el motivo por el cual el sureste mexicano ha sido estudiado, principalmente con datos sísmicos de afloramientos 2D y 3D, así como con la perforación de cientos de pozos petroleros. Los datos sobre la geología superficial y del subsuelo han sido publicados en gran parte por geólogos de PEMEX (Álvarez, 1949; Viniegra, 1950, 1971,1981; Ricoy, 1989; Meneses, 1991; García, 1994), quienes describen las secuencias mesozoicas y la existencia de las cuencas cenozoicas del sureste mexicano, aunque se desconoce quién las denominó así originalmente. En la figura 3.8 se muestran cinco columnas estratigráficas representativas del sureste mexicano.

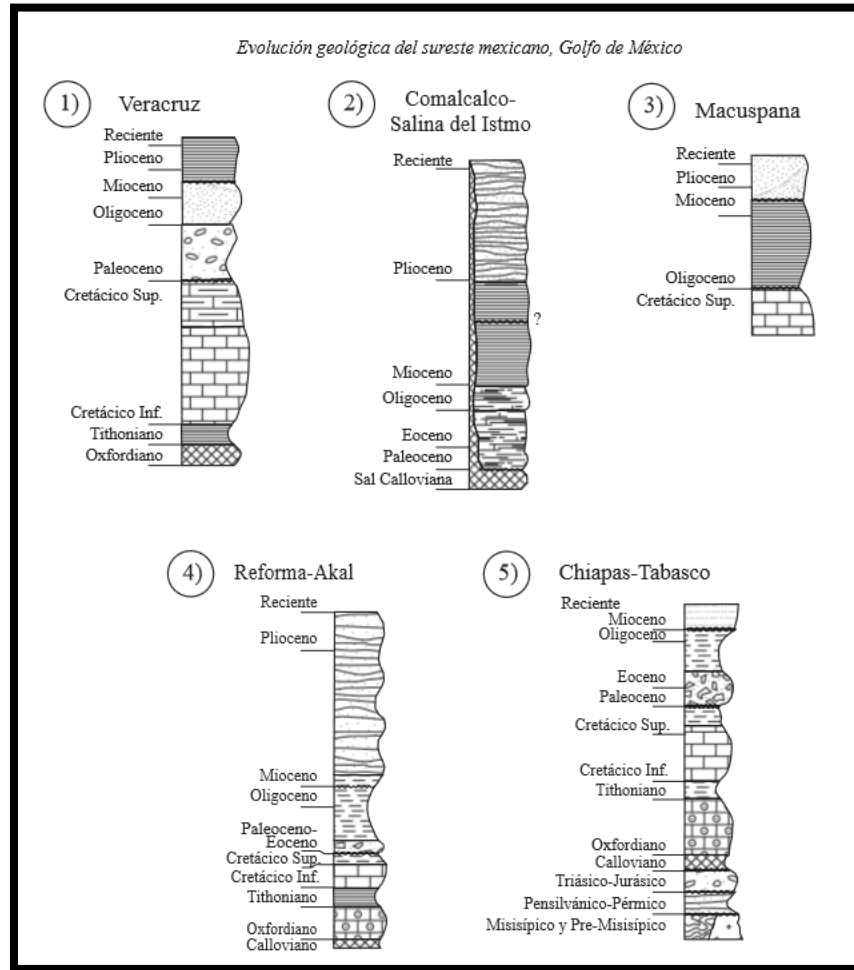


Fig. 3.8. Litoestratigrafía regional de las Cuencas del Sureste (Tomada de Padilla, 2007).

A continuación, se realizará una breve descripción de la secuencia estratigráfica en la región Chiapas – Tabasco; de acuerdo con varios pozos petroleros que cortaron estructuras que varían en edad, desde el Calloviano hasta el Mioceno Tardío (Formación Paraje Solo).

Kimmeridgiano -Tithoniano Inferior

Las rocas correspondientes al Kimmeridgiano y hasta el Tithoniano Inferior, son típicas de depósitos de aguas someras de plataforma con alta energía, dicha sedimentación es el producto del relleno tanto de las zonas deprimidas como de los altos de basamento, son comunes los cambios laterales de facies en grandes extensiones, variando de lutitas marinas a evaporitas y carbonatos de rampa interna. En el Kimmeridgiano Superior se desarrollaron bancos oolíticos y

esqueletales en las zonas de rampa interna y rampa media, los cuales representan unidades con importantes yacimientos de hidrocarburos en la región.

Tithoniano Superior – Cretácico Temprano

En el Tithoniano Superior son predominantes las lutitas y calizas arcillosas de aguas profundas, lo que indica un periodo de larga duración de inundación regional.

Las rocas carbonatadas del Cretácico Temprano, se encuentran representadas por calizas clásticas, micritas con miliólidos y dolomías de plataforma; cubren en aparente concordancia la parte alta del Jurásico Tardío (Tithoniano) y permanecen infrayaciendo las diferentes facies sedimentarias identificadas en el Albiano-Cenomaniano, constituyendo en conjunto, las rocas productoras y potencialmente productoras de hidrocarburos en el Mesozoico Chiapas-Tabasco (Caraveo, 2009).

Albiano - Cenomaniano

La secuencia del Albiano-Cenomaniano se compone de una potente sección de calizas dolomíticas y dolomías que contienen bandas de pedernal negro a blanco lechoso, así como capas de lutitas negras carbonosas y algunos horizontes de bentonita verde (Caraveo, 2009).

En el Aptiano-Albiano el sistema de rampa carbonatada evolucionó a una plataforma bordeada de alto ángulo, con relieve entre la plataforma y la cuenca de cientos de metros. En el Albiano la plataforma de Yucatán se inundó completamente. En el área, la plataforma Artesa-Mundo Nuevo alcanza su máximo desarrollo, con fuerte agradación vertical, en algunas zonas llega a tener espesores de más de 1500 m de calizas depositadas en ambiente de plataforma interna, lagunar. Al norte de la plataforma, se depositaron calizas de aguas profundas. El límite de la secuencia de 98 Ma (Albiano Superior) coincide con la terminación de la fase tectónica de margen pasivo del borde sur del Golfo de México (Martínez, 2015).

Cretácico Superior

El Cretácico Superior se encuentra representado por las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez; todas ellas con contactos concordantes. La formación Agua Nueva está constituida por calizas micríticas de color blanco a crema, a veces arcillosos, con microfósiles, nódulos de pedernal

de color negro y café, pequeñas bandas de lutitas negras y bentonita color verde; ocasionalmente se observan cuerpos de calcarenitas. Descansa discordantemente sobre las dolomías y calizas dolomíticas del Albiano - Cenomaniano, con la característica de presentar una tendencia a desaparecer por acuñamiento hacia el sur; también contiene calizas *packstone* a *wackestone* de bioclastos, peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados, en su cima, se tienen intercalaciones de *packstone* a *wackestone* de foraminíferos planctónicos, que cambian lateralmente a *rudstone* de rudistas y corales principalmente, así como brechas gruesas en una matriz con fauna planctónica.

En posición concordante, la unidad suprayace a la formación San Felipe, constituida por capas alternantes de calizas bentoníticas y calizas arcillosas, microfosilíferas, que en ocasiones alternan con caliza biógenas blancas de textura microcristalina. Se conforma por *mudstone* a *wackestone* de foraminíferos planctónicos, ligeramente arcillosos, en partes dolomitizados, con escasas microestilolitas selladas por calcita. En algunos casos presenta impregnación de aceite pesado de pobre a regular en porosidades de tipo intergranular, móldica y en fracturas, porosidad que disminuye por las delgadas intercalaciones de horizontes de bentonita y fragmentos de pedernal; la formación San Felipe fue depositada en un ambiente marino de cuenca (Caraveo, 2009).

La formación Méndez descansa sobre la formación San Felipe, mediante contacto transicional y está constituida por lutitas arenosas, que alternan con calizas *mudstone* a *wackestone* de foraminíferos planctónicos que contienen delgados estratos de margas rojizas, con escasa microfracturas; también contiene *wackestone-packstone* de bioclásticos e intraclásticos. Se caracteriza por contener cuerpos bien definidos de margas rojizas duras, con intercalaciones de *mudstone* brechoso. La formación Méndez, representa a las rocas carbonatadas superiores del Cretácico Tardío y debido a su litología y contenido faunístico se interpreta como facies de mar abierto. Su espesor varía en forma aproximada de 100 a 250 m y como en el caso anterior, tiene un acuñamiento en la misma dirección (Caraveo, 2009).

Martínez, 2015, escribe una breve interpretación que da a la secuencia sedimentaria Agua Nueva, San Felipe y Méndez; hacia fines del Cretácico el influjo masivo hacia el norte de una gruesa secuencia de arenas y arcillas, marca la cercana aproximación del arco de islas. En el Maastrichtiano

tuvo lugar la principal colisión entre el extremo occidental del arco de islas de las Grandes Antillas y el bloque sur de Yucatán, su colisión y sutura con el margen pasivo es registrado por la deformación "Laramide", de edad Cretácico Tardío al cenozoico Temprano. Tuvo lugar una deformación de tipo contraccional, generando cabalgaduras orientadas SW - NE. La plataforma Artesa-Mundo Nuevo sufrió de levantamiento, combinando el movimiento de la sal con el aumento de la deformación contraccional ocasionaron fuerte erosión, que ocasiono el depósito de flujos de dentritos al norte de la plataforma.

Las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, corresponden a depósitos de cuenca. Las calcarenitas y calizas biogénicas constituyen uno de los yacimientos del campo Cactus y se encuentran alojadas en la formación Agua Nueva como buena roca almacenadora. Las brechas calcáreas del Cretácico Tardío, del Paleoceno, Eoceno e inclusive el Oligoceno, son el resultado de la erosión, transporte y redepositación, por corrientes de turbidez, efectuada por la emersión de la plataforma cretácica, localizada en la porción sur del área; también son potenciales rocas almacenadoras.

Las rocas carbonatadas de grano fino a grueso, tanto del Jurásico Tardío, Cretácico Temprano y Albiano-Cenomaniano, estuvieron sometidas a los procesos diagenéticos que cambiaron sus características sedimentarias y petrofísicas originales, transformándolas en dolomías y calizas dolomíticas; observándose una mayor acción de dolomitización y disolución, misma que aumentó por fracturamiento; la mayor porosidad y permeabilidad se presenta en la parte de la cima a diferencia de los flancos de los anticlinales (Caraveo, 2009).

En la figura 3.9 se muestra la columna estratigráfica típica del Área Chiapas-Tabasco.

LOCALIDAD			CHIAPAS-TABASCO	
			COMALCALCO-MACUSPANA	
ERA	PERIODO SISTEMA	ÉPOCA (SERIE)	FORMACIÓN	
CENOZOICA	CUATERNARIO	RECIENTE	ALUVIÓN	
		PLEISTOCENO	TIERRA COLORADA	
	Neógeno	MIOCENO	PLIOCENO	PARAJE SOLO *
			SUP.	FILISOLA *
		MED.	CONCEPCIÓN SUPERIOR * AMATE SUPERIOR *	
		INF.	CONCEPCIÓN INF. * AMATE INF. * CALIZA MACUSPANA * ENCANTO DEPÓSITO *	
	Paleógeno	OLIGOCENO	SUP.	SEDIMENTOS TERRÍGENOS
			MED.	
			INF.	
	EOCENO	SUP.	LUTITAS CALIZAS DOLOMIAS	
MED.				
INF.				
PALBOCENO		LUTITAS		
MESOZOICA	CRETÁCICO		MÉNDEZ *	
		SUPERIOR	SAN FELIPE	
			AGUA NUEVA *	
		MEDIO	DOLOMIAS *	
	INFERIOR	DOLOMIAS Y CALIZAS DOLOMITICAS *		
	JURÁSICO	SUPERIOR	CALIZAS DOLOMITIZADAS *	
		MEDIO	ARENAS EÓLICAS	
INFERIOR		SAL		
			TODOS LOS SANTOS	

*Unidades productoras de hidrocarburos.

Fig. 3.9. Tabla cronoestratigráfica de la Región Chiapas-Tabasco (Modificada de Méndez, 2007).

III.3 Geología Estructural

La región Chiapas-Tabasco forma parte de un cinturón plegado alojado dentro de las Cuencas del Sureste, cuya sedimentación y deformación fue condicionada por los elementos tectónicos que interactuaron, la plataforma de Yucatán por el Norte, el Macizo Granítico de Chiapas y la plataforma Chiapaneca por el Sur. En esta zona se tiene influencia de tres etapas de deformación estructural, la más antigua y profunda pertenece a la fase tectónica del Triásico – Jurásico Medio que originó deformación por extensión con fallas normales, que en conjunto forman *horst* y *grabens*; la segunda fase de deformación es del Cretácico Tardío, siendo el resultado de esfuerzos

subhorizontales de compresión y la fase más reciente y somera de deformación tiene lugar en el Mioceno Medio-Superior a plioceno y es resultado de esfuerzos igualmente compresivos pero en sentido vertical, lo que originó deformación con extensión provocando una serie de fallas normales, laterales e inversas.

La primera etapa afecto al basamento cristalino, formando altos y bajos estructurales; la segunda se asocia a un cinturón de pliegues y cabalgaduras, desarrollado a partir de un despegue entre las evaporitas y calizas del Jurásico Tardío afectando a rocas del Mesozoico y Paleógeno, en estas estructuras están los campos más importantes de la región, caracterizándose por una relación de pliegues-fallas.

La tectónica salina y arcillosa juega un papel predominante y activo en toda la Región del Sureste de México, ya que grandes masas de sal fueron evacuadas desde la parte inferior de las rocas del Oxfordiano hacia porciones superiores de la carpeta sedimentaria, alojándose aleatoriamente en diferentes niveles de la misma, además de que fue fundamental en la generación de cuencas, ya que su movilización incidió directamente en la formación de depocentros, en la geometría y en las dimensiones de las cuencas en donde se acumularon importantes espesores de sedimentos desde el Mioceno. Es importante la presencia de una superficie regional de desacoplamiento que separa al sistema extensional del compresivo, este despegue se tiende por toda el área de estudio y se ubica entre los sedimentos arcillosos del Oligoceno-Eoceno (Chávez, 2007).

La familia más joven que originó deformación extensional, resultado de deslizamiento gravitacional, es de edad plio-plestocénica, en la que se formaron importantes sistemas de fallas normales que permiten identificar los límites de las subcuentas cenozoicas. Las estructuras predominantes son fallas de geometrías lítricas con plegamientos *rollover* asociados a fallas de crecimiento y fallas asociadas a montículos arcillosos o intrusiones salinas. Las últimas deformaciones se atribuyen a los eventos de deformación de la Orogenia Laramídica en el cierre del Cretácico, y lo ocurrido en el Mioceno en el denominado evento “Chiapaneco” del Mioceno-Plioceno. En la figura 3.10 se puede observar un esquema con las características principales de las estructuras geológicas secundarias de la región.

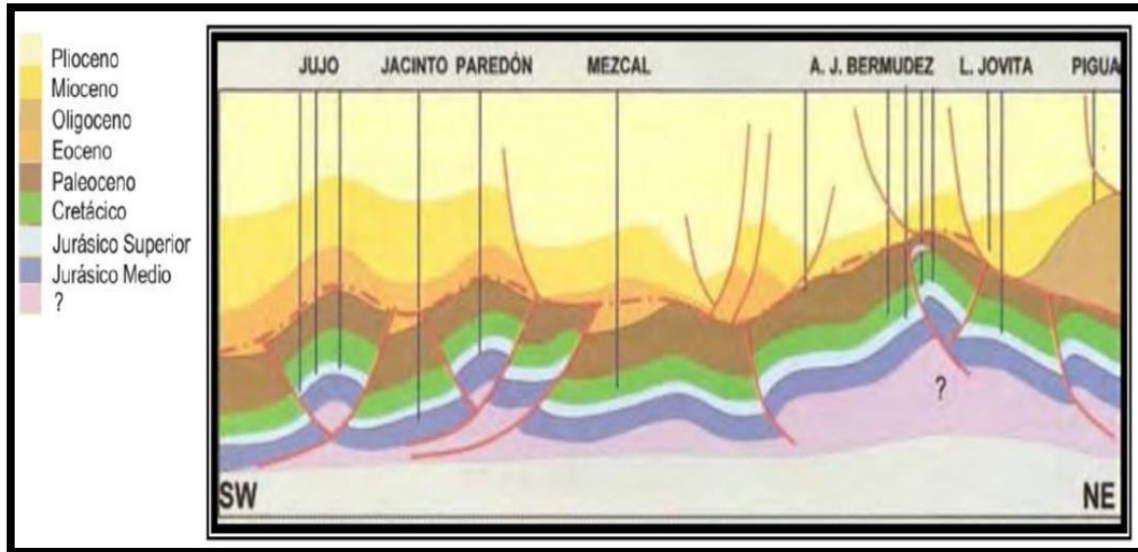


Fig. 3.10. Familias estructurales interpretadas en las Cuencas del Sureste (Tomada de Chávez, 2005).

En resumen, la deformación del sureste mexicano ocurrida en el Neógeno se dió en el siguiente orden:

1. Plegamiento y fallamiento de la Cadena Plegada y Cabalgada de Chiapas Reforma-Akal durante el Mioceno Medio, con un despegue a nivel de la sal del Calloviano y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas.
2. Basculamiento hacia el norte de la Cadena Plegada durante el Mioceno Tardío.
3. Depósito de gruesos espesores de arcillas durante el Mioceno Tardío.
4. Deslizamiento gravitacional de la columna Paleógena tardía sobre las arcillas miocénicas.
5. Formación de la cuenca de Comalcalco durante el plioceno.
6. Formación de la cuenca de Macuspana en dos etapas, durante el Plioceno, y la otra durante el Pleistoceno y hasta el Reciente.
7. Con la formación de las cuencas Comalcalco y Macuspana, se formó un alto estructural o *horst* entre ellas, en el cual se encuentra la Región Chiapas - Tabasco.

8. Deformación que originó fallamiento lateral que afectó a todas las secuencias sedimentarias y estructuras previas.

En la figura 3.11 se observan las estructuras geológicas y su disposición descrita anteriormente.

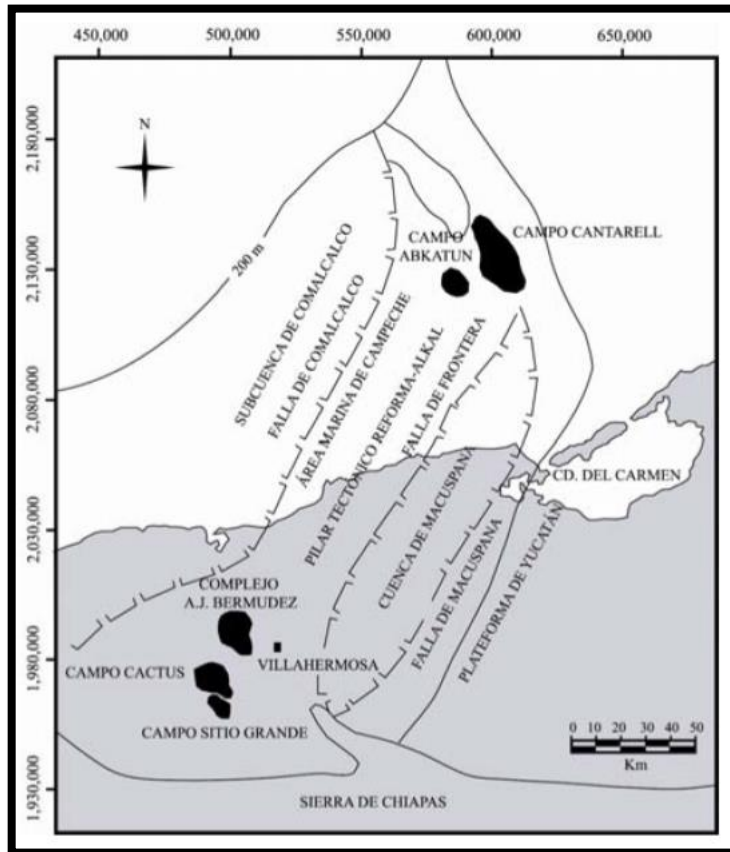


Fig. 3.11. Estructuras geológicas y disposición tanto de las cuencas involucradas como de los campos petroleros que se encuentran en el sector sur y sureste de México (Tomada de Méndez, 2007).

Capítulo IV - Sistema Petrolero de la Región Chiapas - Tabasco

IV.1.1. Roca Generadora

En la región Chiapas - Tabasco se reconocen tres periodos de deposición de roca generadora, uno en el Jurásico Superior (Kimmeridgiano), y dos en Cretácico Inferior (NE y NW).

Jurásico Superior (Kimmeridgiano)

La unidad generadora del Kimmeridgiano, corresponde a rocas calcáreo-arcillosas que se distribuyen ampliamente en el área con espesores variables entre los 100 y 400 m. Las litofacies se asocian con ambientes carbonatados profundos que van de plataforma externa a cuenca. El horizonte principal es delgado, de alta calidad de roca generadora, y el horizonte secundario es de mayor espesor y baja calidad. Su contenido de kerógeno es principalmente de tipo I y II con una evolución térmica desde inmadura hasta sobremadura, esto se debe a las diferentes profundidades a las que se encuentra la roca en las diferentes partes de la provincia; en general se observa un incremento en la madurez de noreste a suroeste. La generación de estas rocas inicia desde principios del Cenozoico, y alcanzó su máximo desarrollo del Mioceno al Plio-Pleistoceno (CNH, 2014; WEC México, 2010).

Características de la roca generadora del Tithoniano:

- Litología: calizas arcillosas-carbonosas y capas de lutitas calcáreas negras.
- Edad: Jurásico Superior Tithoniano
- Espesor: 100 – 400 m.
- Espesor Neto Generador: 80 %.
- Riqueza Orgánica Inicial: 4 – 7 % TOC.
- Materia Orgánica: Kerógeno Tipo II (origen marino).
- S₂: 50 mg HC/g roca.
- HI: 712 mg HC/g TOC.
- SPI: 4 T/m²

La roca generadora del Jurásico Superior está considerada y comprobada mediante análisis químicos, como responsable de las acumulaciones regionales de aceite ligero y mediano (WEC México, 2010).

Cretácico Superior

Las rocas generadoras del Cretácico provienen de un ambiente reductor con contenido de kerógeno de tipo II principalmente, dicho horizonte contribuyó a la generación sobre todo en áreas profundas de la provincia, las cuales sufrieron mayor sepultamiento. Contiene valores de TOC de 1-2%, HI=600 mg/g (WEC México, 2010).

IV.1.2 Roca Almacenadora

Cretácico Superior

La mayor parte de las secuencias sedimentarias del Cretácico están representadas por el depósito de un grueso paquete con espesores de 300 a 400 m de calizas y brechas carbonatadas. Las litofacies de las calizas son principalmente *mudstone* y *wackstone* de plataforma y las brechas son de talud y base de talud. Las facies de plataforma interna tienden a acuñarse rápidamente hacia el oeste. El potencial como roca almacén se incrementa por fracturamiento (WEC México, 2010; CNH, 2014).

Cenozoico

El cambio de régimen tectónico de la cuenca, de margen pasiva a cuenca *foreland* origina un cambio notable en la sedimentación representado por el contraste litológico entre los carbonatos del Cretácico y la potente columna de terrígenos del Cenozoico (7,000 m de espesor en la Cuenca Macuspana). El Cenozoico corresponde a una sedimentación en su mayoría terrígenos de ambientes marinos profundos, de neríticos a batiales. A lo largo de todo el Cenozoico estos terrígenos rellenaron la cuenca y están representados principalmente por lutitas con algunas intercalaciones de areniscas (lóbulos deltaicos o turbidíticos). No existen evidencias contundentes acerca de erosiones importantes en esta área (CNH, 2014). En la figura 4.1 se representa la distribución espacial de los principales flujos de aportes sedimentos a las cuencas en el Eoceno, Mioceno Medio y Mioceno Superior; se observa que en el Eoceno predominó el aporte calcáreo

proveniente de la plataforma calcárea de Yucatán y posteriormente el flujo depositó principalmente arenas.

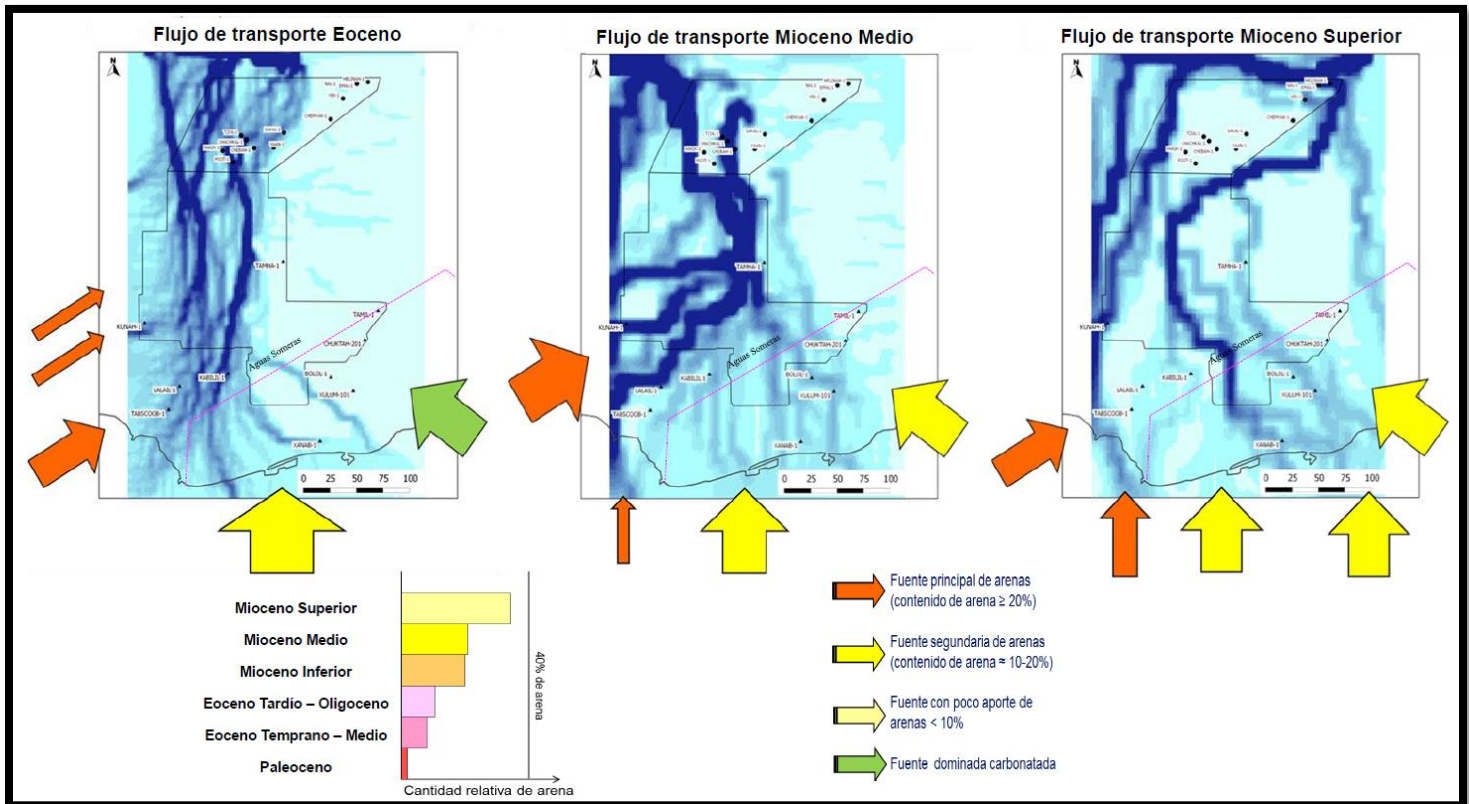


Fig. 4.1 Principales aportes sedimentarios a las Cuencas del Sureste (Tomada de CNH, 2014).

IV.1.3 Roca Sello

De manera general se tiene que la roca almacén del Kimmeridgiano está sellada por los niveles generadores calcáreo – arcillosos basales del Tithoniano.

El Paleógeno por ser de carácter arcilloso funciona como un gran sello regional para los yacimientos del Cretácico, creando barreras de presiones que condicionan la eficiencia de migración hacia las secuencias del Cenozoico.

Dentro del Paleógeno y Neógeno, existen sellos regionales de menor espesor, debido a la alternancia de arenas/arcillas del sistema turbidítico siliciclástico que condicionan la eficiencia de migración dentro de los niveles del Cenozoico, estos sellos pueden ser interrumpidos por fallas de

amplitud variable (de decenas a varias centenas de metros de desplazamiento vertical), (CNH, 2014).

IV.1.4 Trampas

Los diferentes tipos de trampas estructurales que se encuentran en el área pueden sintetizarse de la siguiente manera:

- 1) Estructuras tipo Horst resultados de la evacuación de la sal en la parte sur de las Cuencas del Sureste.
- 2) *Roll-over* y bloques distensivos asociados a la fase de acomodo/distensión del Plioceno (proceso *raft tectonics* o tectónica de balsas, cuya definición es, una forma excepcional de deformación por extensión de piel delgada de la cobertura, donde dominan los desplazamientos hacia la zona de cuenca sobre una capa de sal, Duval, 1992).
- 3) Pliegues asociados a las fases compresivas Cenozoicas.
- 4) Anticlinales o pliegues directamente en relación con la tectónica salina, principalmente en la zona central y occidental de las Cuencas del Sureste.

Las figuras 4.2 y 4.3 muestran secciones sísmicas y sus interpretaciones estructurales donde se pueden observar las fallas y principales trampas petroleras.

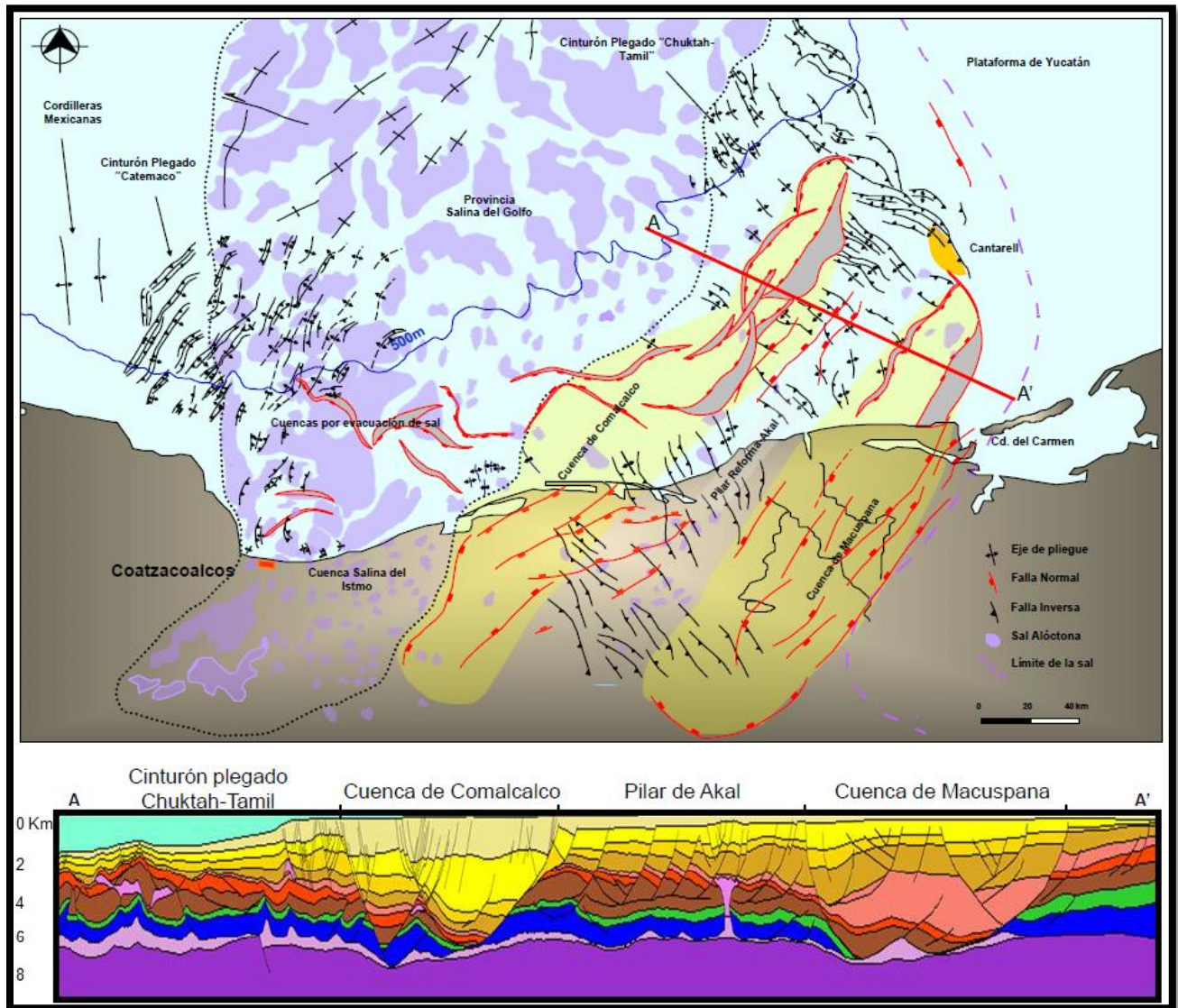


Fig. 4.2. Se muestra un perfil estructural donde se aprecia la localización del Pilar Reforma-Akal entre la Cuenca Comalcalco y la Cuenca Macuspana, sus principales estructuras y fallas (CNH, 2014).

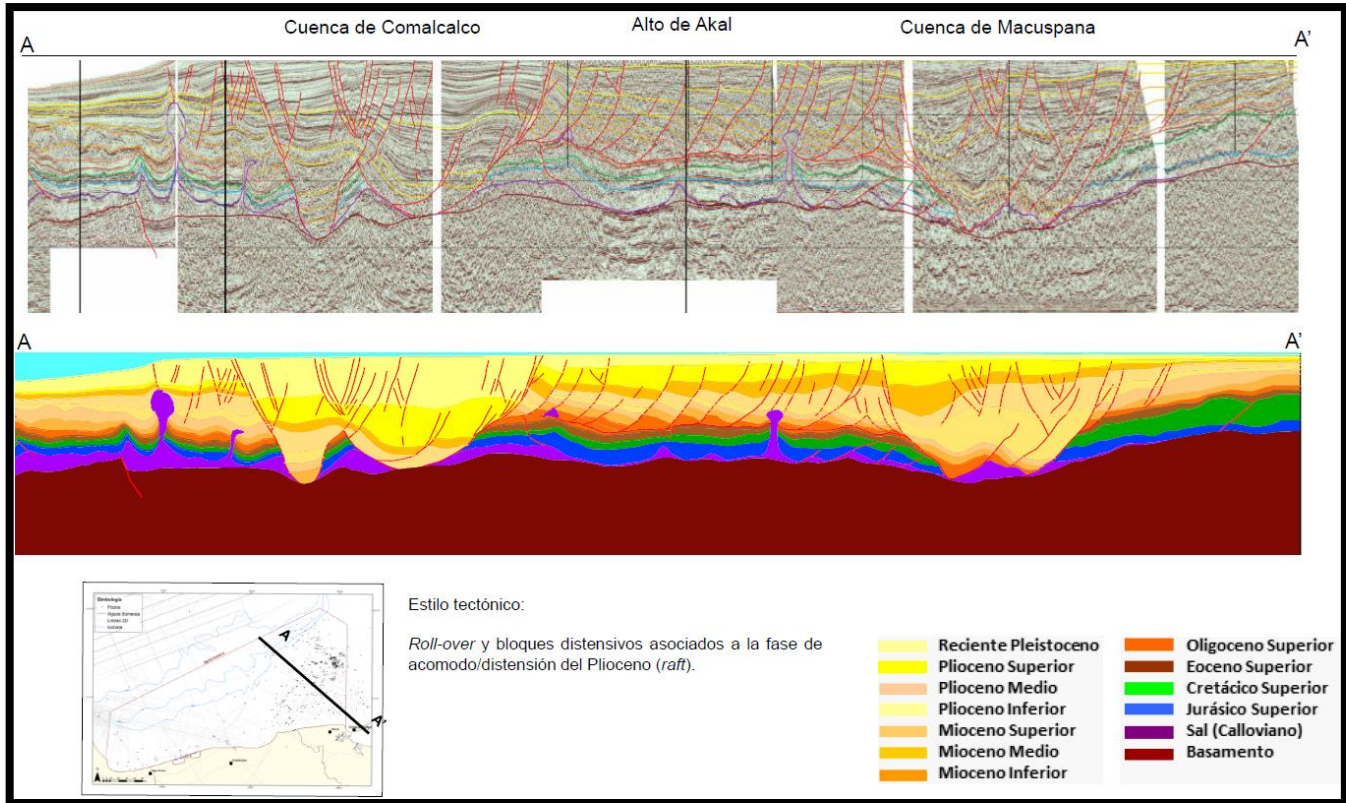


Fig. 4.3. Sección sísmica y su interpretación estructural, se observan las unidades y los domos salinos, así como las principales fallas y trampas de hidrocarburos (CNH, 2014).

También existen trampas estratigráficas generalmente asociadas a los canales turbidíticos y abanicos de talud (cambios litológicos laterales rápidos). Algunos estudios sugieren que otras trampas estratigráficas aparecen a un lado de los diapiros durante la fase tectónica activa (deformación/*hiatus*/erosión del domo y sedimentación sintectónica en sus flancos, *onlapas*).

IV.1.5 Migración

La migración ocurre en 3 etapas como se muestra en la figura 4.4 (CNH, 2014):

- 1) Expulsión de los hidrocarburos del Tithoniano (migración primaria) hacia las formaciones del Cretácico.
- 2) Migración lateral en los *mudstones* del Cretácico hasta las partes altas de las estructuras.
- 3) Migración de los hidrocarburos a través del Paleógeno hasta el Mio-Plioceno cuando se desarrolló una columna suficiente para romper la presión capilar del sello, y cuando la

densidad de los fluidos es suficientemente ligera: mínimo 40 % de gas > RGA < 300 m³/m³,
 °API 35/40 eq. Ro > 1,1%.

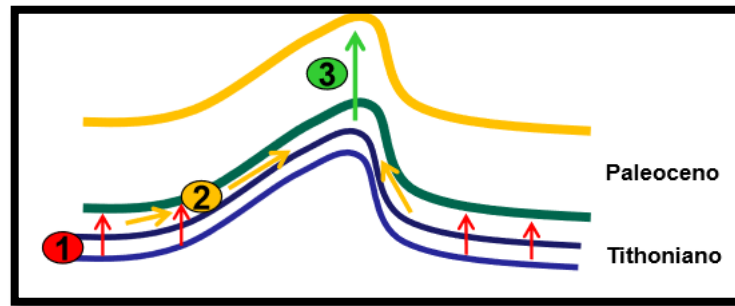


Fig. 4.4. Esquema de las etapas de migración en la Región Chiapas-Tabasco, los números representan los tipos de migración (CNH, 2014).

IV.1.6 Sincronía

En la figura 4.5 se observa el sistema petrolero de la zona de aguas someras y se esquematiza la sincronía de los elementos responsables de la producción de hidrocarburos (CNH, 2014).

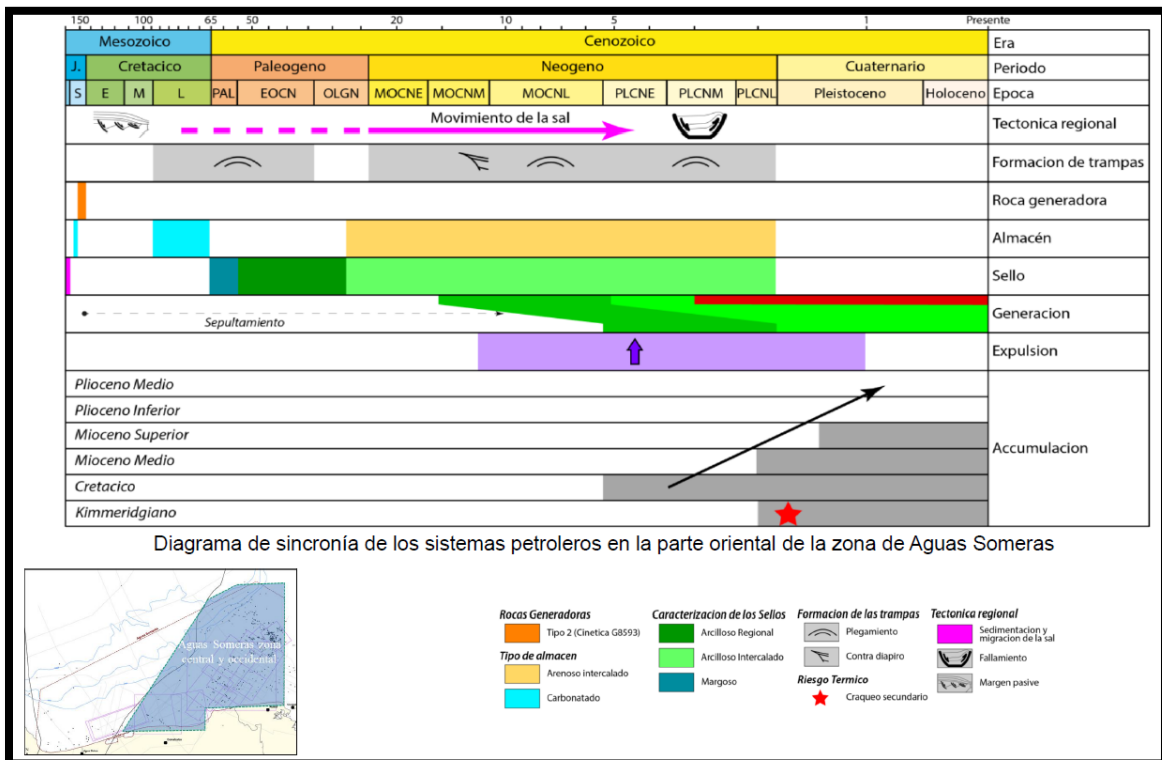


Fig. 4.5. Diagrama de sincronía de la parte oriental que corresponde a la zona de Aguas Someras, en la Región Chiapas-Tabasco (Tomada de CNH, 2014).

IV.2 Sistema Petrolero y Tasas de Producción de Campos productores en la Región Chiapas - Tabasco

Los campos que se estudiaron en la Región Chiapas - Tabasco fueron cuatro principalmente, a los cuales se les asignó un nombre diferente al real con fines de realizar el presente trabajo. Los campos petroleros evaluados se encuentran en un radio con dirección al Oeste a menos de 67 km de la ciudad de Villahermosa, todos en el Estado de Tabasco.

IV.2.1 Campo Lázaro

Rocas Generadoras. La principal unidad generadora corresponde con rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano Tardío.

Rocas Almacenadoras. Las rocas almacenadoras son de naturaleza calcárea, aquellas con edad del Cretácico Inferior Noreste (KINE) y Cretácico Inferior Suroeste (KISW), están compuestas de brechas calcáreas que presentan cambio de facies lateral a *mudstone-wackestone*; se encuentran dolomitizadas y naturalmente fracturadas. La unidad almacenadora con mayor importancia tiene edad Kimmeridgiano (JSK), se compone de calizas de plataforma con variadas texturas que han sufrido intensa dolomitización; se tienen *grainstones* con peloides, intraclastos y bioclastos, dichas características indican que el ambiente de depósito corresponde a ambientes marinos someros bajo condiciones de alta energía.

Roca Sello. Para las rocas cretácicas, el sello está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas del Paleógeno Temprano. Para el Jurásico Tardío el sello son estratos calcáreo-arcillosos del Tithoniano.

Desarrollo y comportamiento del campo

La región de Bellota-Jujo, es el activo de producción que cubre el área donde se encuentra el campo Lázaro que inició su desarrollo en los tres yacimientos (KINE, KISW y JSK), en el periodo de 1980 a 1987, alcanzando su máxima producción en el año de 1983 con 159,000 bd de aceite, con nueve pozos operando; posteriormente durante el periodo de 1987 al 2000, el campo continuó su desarrollo en los tres bloques principales observando una declinación constante hasta alcanzar una

producción de 26,000 bd, en este periodo se detectó la presencia de la formación del casquete de gas en el bloque KISW (1985). Del periodo 2000 a la fecha es importante resaltar la irrupción de agua, resultado de la acción de acuíferos activos de los yacimientos JSK y KINE; lo cual ha provocado la declinación de producción hasta valores de 10,000 bd de aceite (Fig. 4.6), (PEMEX, 2015).

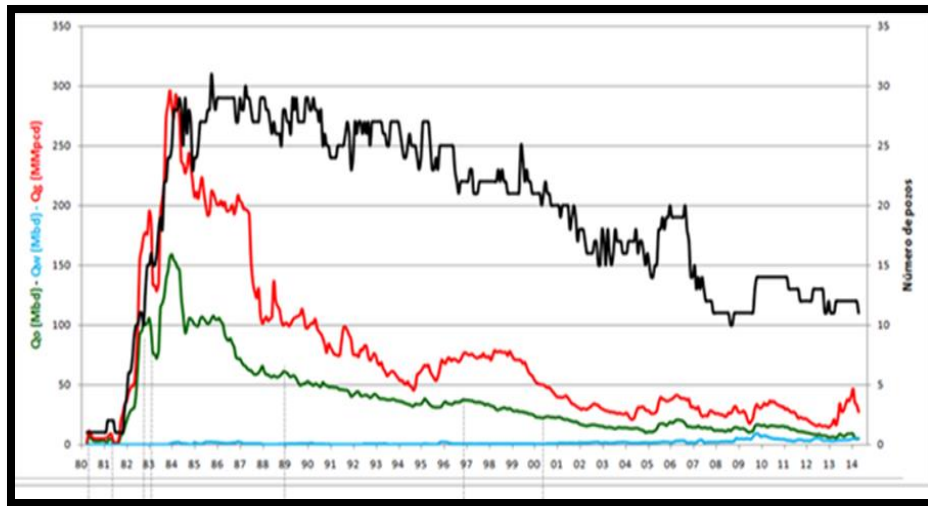


Fig. 4.6. Gráfica que muestra el comportamiento de producción del campo Lázaro (PEMEX, 2014).

IV.2.2. Campo Lirio

Roca Generadora. Las rocas generadoras corresponden a rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas del Paleógeno inferior.

Roca Almacenadora. Las rocas almacenadoras tienen edad del Cretácico Inferior-Cretácico Superior; están constituidas por calizas dolomíticas micro a mesocristalinas fracturada con texturas que varían de *mudstone-wackestone* a *grainstone* de color crema a café claro y gris, se encuentran intercaladas con brechas de calizas. El espesor varía entre 200 y 650 m.

Roca Sello. El sello está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas de la base del Paleógeno.

Desarrollo y comportamiento del campo

El campo Lirio fue descubierto en diciembre de 1974 con la perforación y terminación del pozo Lirio 108, productor de aceite ligero de 31° API en rocas del Cretácico Inferior con un gasto de 1,719 bd de aceite y 2.6 mmpcd de gas. Se alcanzó una producción máxima de aceite de 75,000 bd en

octubre de 1979 y de 115 mmpcd de aceite en abril de 2007. Al 1 de enero de 2016 se tiene cuantificado un volumen original 3P de aceite y gas de 1,375.0 mmbd y 1,929.9 mmpc, respectivamente. La producción acumulada del campo Lirio de aceite y gas a la fecha mencionada es de 503.7 mmbd y 922.1 mmpc, lo que da un factor de recuperación 3P de 36.6 % de aceite y 47.7 % de gas (Figura 4.7), (CNH, 2016).

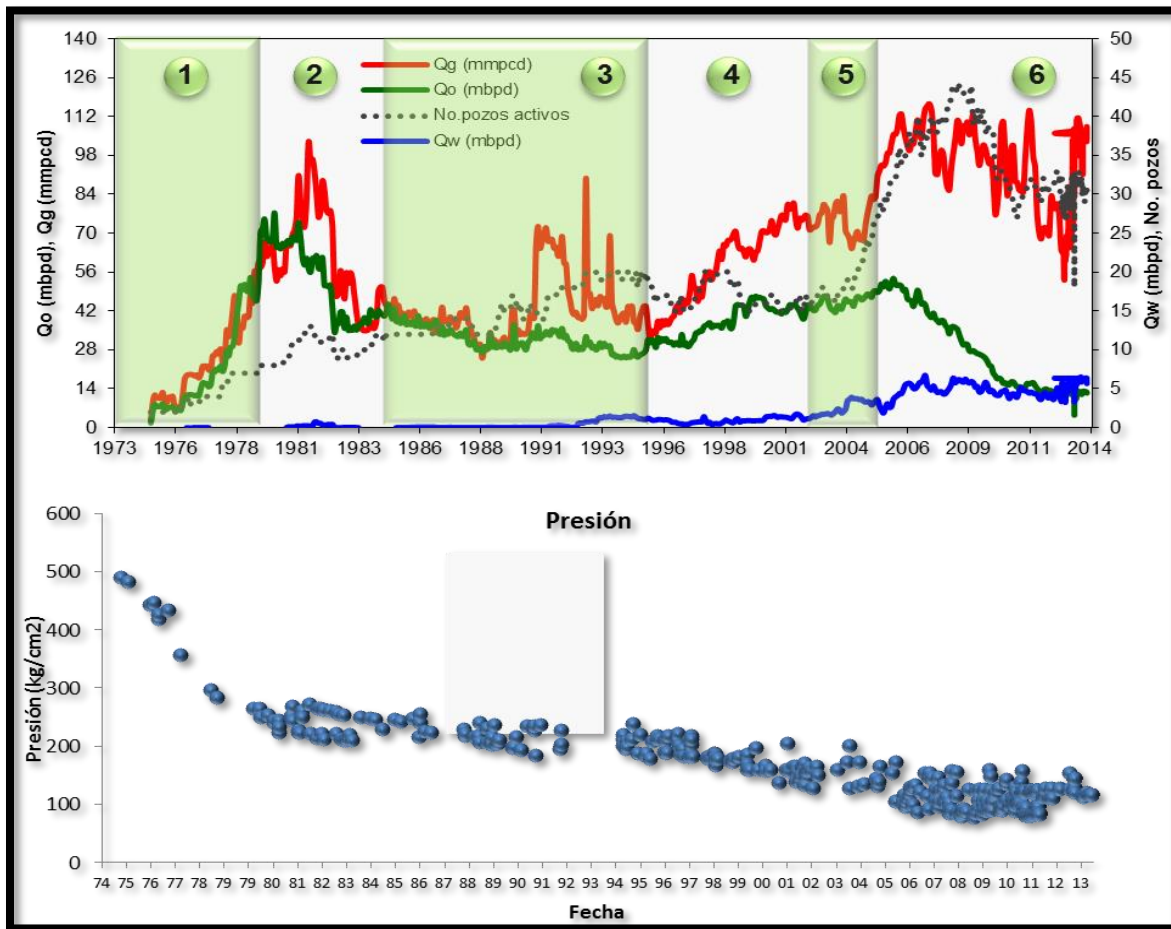


Fig. 4.7. Gráfica que muestra el comportamiento de producción del campo Lirio (PEMEX, 2014).

IV.2.3 Campo Comino

Roca Generadora. Las rocas generadoras se sedimentaron en el Tithoniano Tardío, su composición es calcáreo-arcillosa.

Roca Almacenadora. Las rocas almacenadoras del Cretácico Inferior y Jurásico Superior (Kimmerigiano-Tithoniano), son de naturaleza calcárea, principalmente dolomías, calizas

mudstone-wackestone dolomitizadas y calcarenitas naturalmente fracturadas. El espesor de la unidad almacenadora varía de 900 a 1,200 m y la permeabilidad promedio de 10 mD a 150 mD.

Roca Sello. El sello está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas del Paleógeno Inferior.

Desarrollo y comportamiento del campo

El volumen original del campo Comino es de 3,785 mmbd de aceite y 3,882 mmmpc de gas; con una producción acumulada al 31 de diciembre de 2006 de 1048.7 mmbd y 1156.4 mmmpc de gas; las reservas remanentes 1P, 2P y 3P son de 625.8 mmbd y 1371.6 mmmpc de gas. Actualmente el campo tiene un factor de recuperación del 28 % de aceite y 30 % de gas; se espera alcanzar un factor de recuperación total de 44 % de aceite y 64 % de gas (Fig. 4.8), (Olivares, 2012).



Fig. 4.8. Gráfica que muestra el comportamiento de producción del campo Comino (PEMEX, 2014).

IV.2.4. Campo Siquén

Roca Generadora. La unidad generadora corresponde a rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano Tardío.

Roca Almacenadora. Las rocas almacenadoras son calizas dolomitizadas y naturalmente fracturadas del Cretácico. La formación del Albiano-Cenomaniano de dolomías fracturadas posee un espesor promedio de 198 m y porosidad promedio de 4.7 %.

Roca Sello. El sello para las rocas cretácicas está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas del Paleoceno Inferior.

Desarrollo y comportamiento del campo

El yacimiento Siquén del Mesozoico, fue descubierto en el año de 1973 con la terminación del pozo exploratorio Siquén-101. Produce aceite ligero de 30 °API y gas natural. Desde entonces, se ha mantenido en explotación. La producción máxima histórica se alcanzó en 1978, con 330,000 bd de aceite.

Los volúmenes originales de aceite y gas correspondientes a Siquén Mesozoico, cuantificados al 1 de enero de 2016, son: 3,784 mmbd y 4,844 mmmpc, respectivamente. La producción acumulada de aceite es de 1,610 mmbd, en tanto que la del gas es de 2,039.74 mmmpc. Los factores de recuperación son 42.5 % para el aceite, y 42.1 % para el gas (Fig. 4.9), (CNH, 2016).

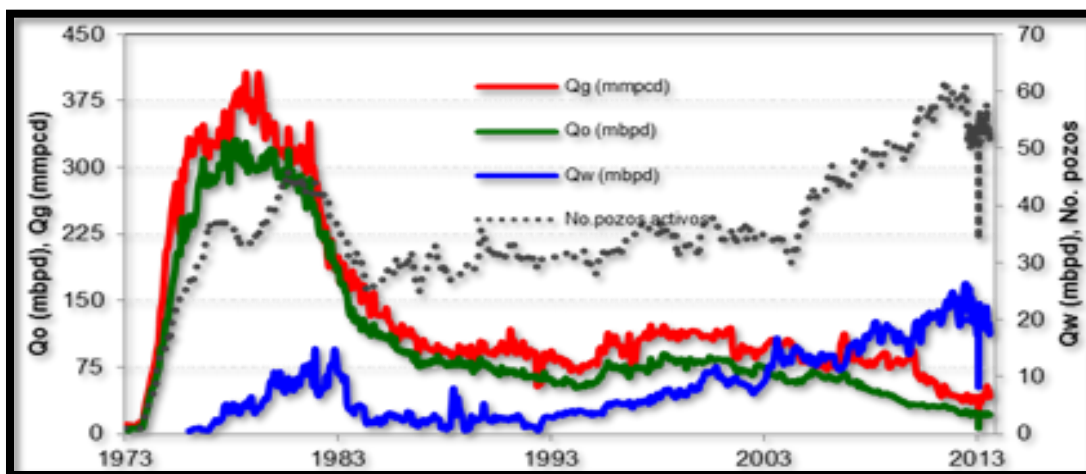


Fig.4.9. Gráfica que muestra el comportamiento de producción del campo Siquén (PEMEX, 2014).

Capítulo V - Tipo de Mecanismos de Recuperación

En este capítulo se describirán las características de los yacimientos de hidrocarburos que contienen cuatro campos petroleros en la Región Chiapas-Tabasco. En los campos evaluados es indispensable implementar una técnica de recuperación mejorada, ya que son campos maduros que siguen teniendo un gran potencial productor, al tener reservas que ya no se pueden extraer con los métodos de recuperación primaria y secundaria.

A dichos campos se les cambió su nombre original con la finalidad de mantener sus datos en confidencialidad, sin embargo, se muestra como referencia un mapa de localización general de la Región Chiapas - Tabasco. Como se muestra en la figura 1.4, Capítulo I.

Para realizar una correcta evaluación del tipo de recuperación más adecuado para un yacimiento en particular, se deben tomar en cuenta todas las características tanto del yacimiento como del hidrocarburo a extraer, dentro de las que destacan las siguientes:

- Relieve estructural
- Espesor total
- Fallamiento y existencia de bloques e intercomunicación
- Composición mineralógica de la roca: tipos y distribución
- Distribución de la porosidad primaria y secundaria
- Permeabilidad de fracturas y matriz
- Posición del contacto original agua-aceite y su evolución a lo largo de la explotación
- Naturaleza de los fluidos del yacimiento
- Caracterización PVT y el comportamiento de fases
- Interacción roca-fluido, mojabilidad
- Ubicación del aceite remanente y su accesibilidad
- Comunicación hidráulica con los campos adyacentes

Aunado a lo anterior, se debe tomar en cuenta toda la información disponible, tanto de ingeniería como de geociencias. Particularmente, se debe revisar lo referente a las propiedades petrofísicas,

características estructurales, características estratigráficas y toda la información geofísica, principalmente la sísmica y los registros geofísicos de pozos.

V.1 Campo Lázaro

El campo petrolero Lázaro cubre un área de 83 km², geográficamente se encuentra en el estado de Tabasco, a 36 km al Sureste de la ciudad de Comalcalco y a 7 km de la ciudad de Cárdenas. Este campo es productor de aceite ligero de 40° API en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de edad Cretácico Inferior (KI) en dos bloques (Noreste y Sureste), y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con espesores netos de 238 m y 138 m respectivamente, con un rango de porosidad entre 2 y 8 %, la permeabilidad promedio es de 10 mD y un promedio de saturación de agua entre 15 - 25 % (PEMEX, 2015). Los yacimientos de este campo se encuentran en la provincia petrolera de Chiapas -Tabasco, dentro de las cuencas cenozoicas del Sureste, en el área terrestre actual del Pilar Reforma - Akal.

V.1.1 Descripción de las características geológicas

Se identifican dos estructuras principales, anticlinales con dirección NW70°SE, con echados suaves en ambos flancos, en los perfiles sísmicos se localizó intrusión de sal, lo que explica la presencia de fallamiento y desarrollo del plegamiento en el área. Los pliegues se encuentran segmentados, creando bloques independientes por fallas normales e inversas, siendo las de mayor longitud las fallas normales con orientación NW65°SE, y las fallas inversas de menor longitud tienen una orientación NE60°SW (Fig. 5.1).

La columna estratigráfica del campo se divide en tres sistemas principales correspondientes a tres periodos, Jurásico, Cretácico y cenozoico. En el periodo Jurásico se encuentran principalmente rocas carbonatadas intercaladas con paquetes de rocas terrígenas de grano fino. El Cretácico está compuesto por rocas carbonatadas de alta energía que se encuentran dolomitizadas, y en el Cenozoico predominan rocas terrígenas con horizontes de calizas.

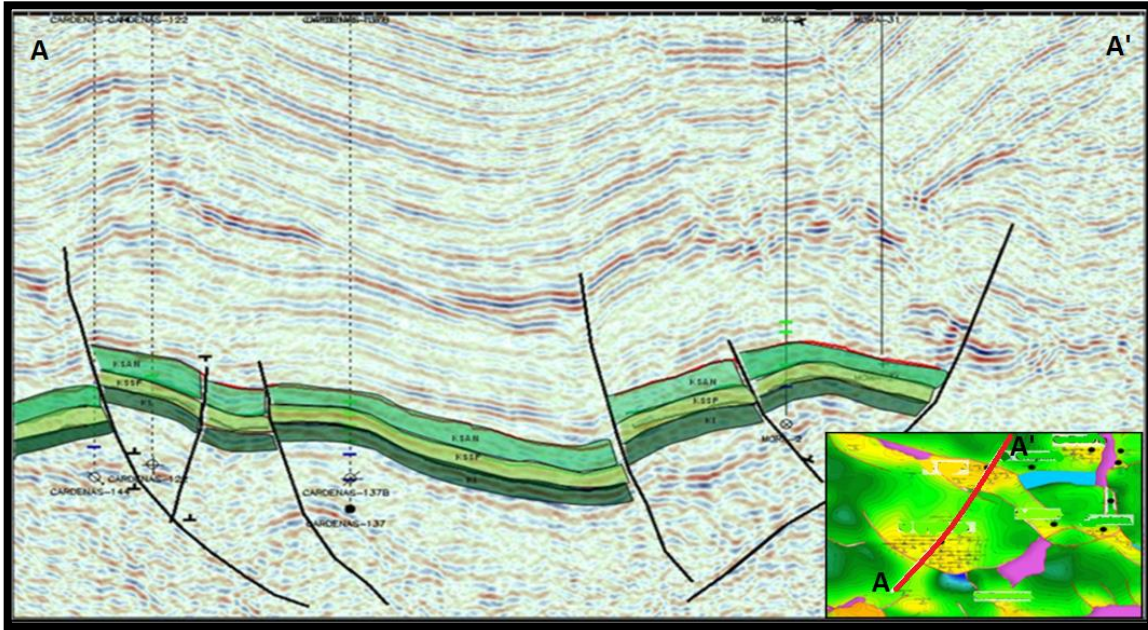


Fig. 5.1. Sección sísmica y estructural con orientación NW35°, perpendicular al eje de la estructura. Los valores que se muestran son de profundidad, se observan a la izquierda cuatro bloques delimitados por fallas, sólo tres de ellos han sido explotados como lo indican los pozos productores. En color verde se muestra la distribución de los horizontes de interés.

La unidad generadora corresponde con rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano Tardío; las rocas almacenadoras pertenecen al Cretácico Inferior, se encuentran compuestas de brechas calcáreas, dolomitizadas y naturalmente fracturadas, cambian de facies lateral a *mudstone-wackestone*; de forma subordinada se tiene otra secuencia almacenadora perteneciente al Jurásico Superior, compuesta de carbonatos fracturados de cuenca.

El sello para la secuencia del Cretácico Inferior está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas del Paleógeno Inferior. La roca sello para la secuencia del Jurásico Tardío, son horizontes calcáreo-arcillosos del Tithoniano.

El paleoambiente predominante en el Kimmeridgiano Superior es de rampa media donde se encuentran facies que se han relacionado con bancos, representadas con texturas de *packstone* que cambian a calizas arcillosas y se encuentran dolomitizadas, también se encuentran intercalaciones *packstone-rudstone* de fragmentos de corales, esponjas y algas coralinas en las zonas menos protegidas, las cuales son consideradas prebancos.

V.1.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR

Se evaluó únicamente un yacimiento del campo Lázaro, para implementar alguna técnica de Recuperación Mejorada, en secuencias del Kimmeridgiano (JSK), las cuales se depositaron principalmente en un ambiente de cuenca profunda. La cima se ubica a 5,339 m de profundidad y la base a 5,598 m, cuenta con un área de 13.9 km²; su porosidad va de 3 a 4 %, el tipo de hidrocarburo que posee es de aceite súper ligero con 39 °API y viscosidad de 0.137 cP, con una temperatura de 147 °C; los mecanismos naturales de producción son de expansión roca fluidos y empuje hidráulico, se encuentra a una presión actual de 335 kg/cm²; a la fecha no se ha utilizado ningún método de recuperación secundaria y/o mejorada.

Es un yacimiento maduro que ha recuperado aproximadamente el 27 % de su volumen original de aceite. Las causas principales del decremento de su producción son debido a la invasión de agua proveniente del acuífero y los problemas de conificación y canalización que ello conlleva; esto ha provocado que volúmenes importantes de aceite remanente permanezcan en la matriz y en el sistema de fracturas que se encuentran invadidas por el acuífero y por gas.

V.1.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado

El método de Recuperación Mejorada recomendado por el equipo técnico, que puede dar mejores resultados en el campo Lázaro, es la técnica de **inyección de aire o combustión *in-situ* con O₂**. Se estima que provocará que el aceite de la matriz fluya hacia las fracturas al igual que el aceite que se encuentre en ellas fluya hacia el pozo productor.

V.2 Campo Lirio

El campo Lirio es un campo maduro que se ubica aproximadamente a 20 km al NW de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, cubriendo un área de 38 km². El campo fue descubierto en 1974, siendo productor de aceite ligero de 31 °API y gas, en calizas dolomitizadas y naturalmente fracturadas en una secuencia del Cretácico Superior e Inferior; presenta un sistema primario con porosidad matricial y otro secundario debido a procesos diagenéticos. El *play* está constituido por calizas micro a mesocristalinas, con texturas que varían de *mudstone-wackestone* a *grainstone* de color

crema a café claro y gris oscuro, dolomitizadas y fracturadas, con algunos horizontes de brechas; el espesor bruto es de 1,850 m y el neto varía entre 200 m y 650 m.

V.2.1 Descripción de las características geológicas

El campo se encuentra conformado por una estructura anticlinal con una orientación NE80°SW, con numerosos sectores separados principalmente con fallas normales con dirección NE70°SW, las cuales fueron causadas por deformación extensional y por la tectónica salina que provocó una gran complejidad estructural; por medio de perfiles sísmicos se ha interpretado que dichas fallas y plegamientos fueron causadas por una deformación de extensión y por tectónica salina (Fig. 5.2 y 5.3).

La columna estratigráfica del campo se divide en tres sistemas principales, que corresponden al Jurásico, Cretácico y Cenozoico. El sistema Jurásico es representado por presencia de evaporitas (sal) del Calloviano-Oxfordiano, las cuales se encuentran cubiertas por un paquete que pertenece al Kimmeridgiano-Tithoniano de rocas carbonatadas intercaladas con rocas terrígenas de grano fino. El Cretácico está representado por rocas carbonatadas dolomitizadas y en el Cenozoico predominan los terrígenos con horizontes de calizas.

La unidad generadora corresponde a rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano; las rocas almacenadoras son del Cretácico Inferior inicios del Cretácico Superior, están constituidas por calizas micro a mesocristalinas fracturadas y dolomitizadas, con texturas que varían de *mudstone-wackestone* a *grainstone* de color crema a café claro y gris oscuro, en la unidad se encuentran intercalaciones de brechas conformadas de fragmentos de caliza. El sello son rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas de la base del peleógeno. Las rutas de migración son principalmente las fallas normales.

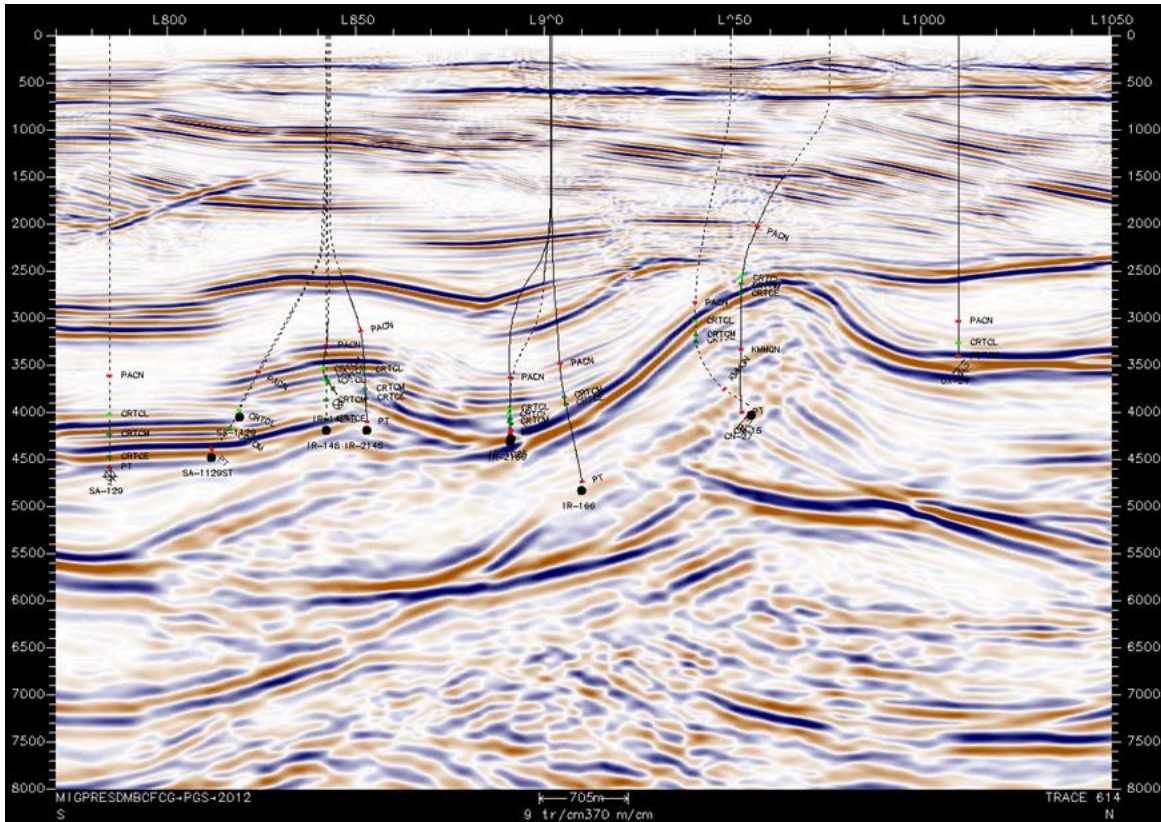


Fig. 5.2. Sección sísmica con valores de profundidad del campo Lirio con dirección N-S, se observan los pozos que pasan por perfil de la sección, algunos de ellos se encuentran en los horizontes que evidencian un mayor contraste en la sísmica de reflexión justo donde se encuentra el yacimiento de hidrocarburo.

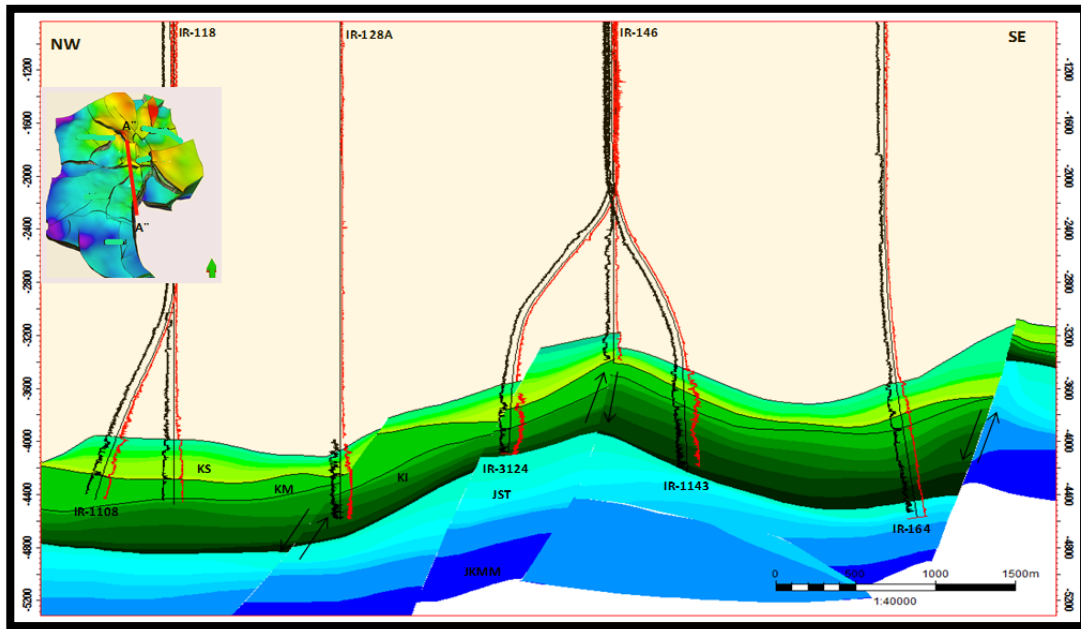


Fig. 5.3. Interpretación estructural de la sísmica y de la exploración superficial, se ilustran los pozos y los cinco bloques principales, que se encuentran separados por fallas normales e inversas.

V.2.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR

El yacimiento que se evaluó en el campo Lirio, para implementar alguna técnica de Recuperación Mejorada, pertenece al Cretácico, cuyas secuencias almacenadoras se acumularon en un ambiente de plataforma de aguas someras, constituido de calizas dolomitizadas que se encuentran naturalmente fracturadas, tienen una porosidad efectiva de 4.1 %, la permeabilidad de 10 a 250 mD, un espesor bruto de 1,850 m y el neto de 200 a 650 m; el tipo de hidrocarburo del yacimiento es ligero de 31 °API, su viscosidad es de 0.47 cP, con una presión actual de 532 kg/cm² a una temperatura de 125 a 140 °C, la saturación promedio de agua es de 20 %, los mecanismos naturales de producción del yacimiento son: expansión roca-fluidos, segregación gravitacional, empuje por casquete de gas secundario, influencia del acuífero e imbibición de agua; a la fecha se han utilizado como método de mantenimiento de presión: la inyección de gas amargo de 2009 a 2012 e Inyección de N₂.

Las reservas remanentes en el campo se encuentran principalmente en el Cretácico Superior, dejando menores volúmenes en el Cretácico Inferior. El Jurásico aún no ha sido explotado ya que se ha identificado que se encuentra invadido de agua.

Para la explotación de hidrocarburo en el campo Lirio se han utilizado técnicas de recuperación secundaria y mejorada; se comenzó con inyección de vapor, posteriormente en agosto de 2009 y hasta el 2012, se inyectó gas amargo con un gasto de inyección de 30 mmpc, con el objetivo de mantener la presión del yacimiento, finalmente en mayo de 2013 se inició la inyección de gas enriquecido con N₂ con un gasto de 15 mmpcd. La presión del yacimiento se ha mantenido, sin embargo, se ha incrementado el casquete de gas, lo cual ha provocado el avance del contacto agua-aceite en la parte estructuralmente más alta, además ha disminuido el espesor de la ventana de aceite dejando importantes reservas de aceite en la matriz del casquete de gas y de la zona invadida por el acuífero.

V.2.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado

El método de Recuperación Mejorada recomendado por el equipo técnico para el campo Lirio es, **inyección de surfactante espumado en el casquete de gas.**

Inyección de Espumas. En el campo Lirio, se recomienda que los surfactantes sean inyectados inmersos en una fase espumosa en el casquete de gas; esto debido a que el yacimiento se encuentra dentro de un medio altamente fracturado, lo que ocasiona que el hidrocarburo se encuentre atrapado en dichas fracturas ya que por tendencia natural los fluidos se mueven más fácilmente por las trayectorias que ofrezcan menor resistencia al flujo, este fenómeno es conocido como canalización.

Como posible solución al problema de canalización del gas natural, se han usado espumas. Algunos estudios (Law, 1990; Lopera, 2005) han buscado entender el comportamiento del flujo de espuma y su aplicación en los procesos de flujo de gas. Los resultados de los estudios mostraron que la presencia de la espuma permite una reducción significativa de la permeabilidad al gas en el núcleo. La capacidad de la espuma de resistir diferentes gradientes de presión a través del núcleo en la ausencia de flujo fue determinada para saber la textura de la espuma. Lopera, 2005, mostro que la espuma es eficiente para desviar el flujo de gas de una muestra de roca de alta permeabilidad, en la cual se ha formado espuma *in-situ*, hacia una muestra de roca de baja permeabilidad que está conectada en flujo paralelo con la de alta permeabilidad. Es decir que la espuma actúa como fluido divergente permitiendo que el flujo de gas se canalice hacia zonas en las cuales no penetraba por efecto de flujo preferencial (Lopera, 2009).

V.3 Campo Comino

El campo Comino cubre un área de 150.5 km², se ubica a 73 km aproximadamente al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. El yacimiento de interés pertenece al Cretácico Inferior y Jurásico Superior (Kimmerigdiano-Tithoniano), depositado en un ambiente entre cuenca y plataforma por lo que se localizan facies de borde de plataforma, por lo que la secuencia se compone de calizas con geometría tabular y lentes de brechas de calcarenita, además se tienen cambios de facies a brechas calcáreas acumuladas en abanicos submarinos en una cuenca profunda que recibía aporte de clastos calcáreos procedentes del borde de la plataforma carbonatada; para el Jurásico Inferior y la base del Cretácico Superior, se tienen calizas *mudstone* y *wackestone*, por sedimentación de carbonatos de aguas profundas. La litología está compuesta por rocas carbonatadas como calizas y dolomías naturalmente fracturadas y falladas a causa de

intrusión salina, tanto del Cretácico y hasta el JSK-T, los espesores a partir de la base del Cretácico oscilan desde 100 a 900 m en el sector norte y de 60 hasta 600 m de espesor, en la posición sur; con una porosidad total hasta del 11 %, una permeabilidad promedio en el medio fracturado de 10 a 150 mD.

V.3.1 Descripción de las características geológicas

El campo Comino se encuentra en estructuras tipo “*Faul-Bend-Ford*” (pliegue por flexión de falla), las cuales se encuentran limitadas al norte por una intrusión salina y por fallamiento inverso con dirección E-W; en el SW y NE se tiene la presencia de fallas inversas con orientación NW30°SE. Los yacimientos se encuentran dentro de una estructura anticlinal elongado, cóncavo y doblemente buzante, la orientación de su eje principal es NW40°SE. El anticlinal está segmentado por nueve fallas normales y dos fallas inversas, las cuales dividen el yacimiento en diez bloques (Fig. 5.4).

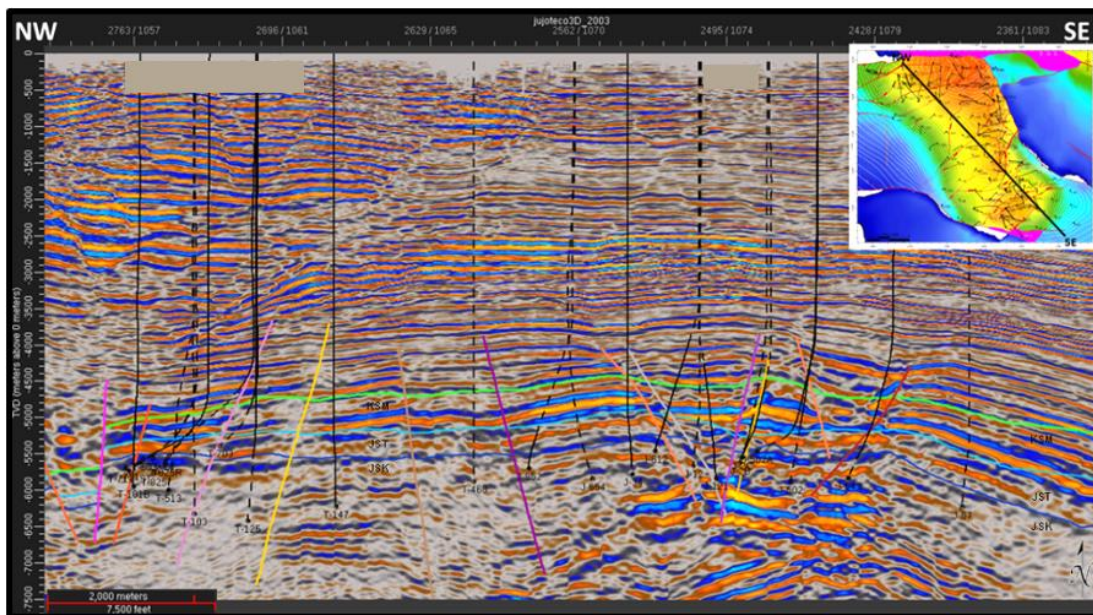


Fig. 5.4. La sección sísmica se encuentra paralela al eje del anticlinal con dirección NW40°SE.

El campo Comino posee una columna estratigráfica que se divide en tres sistemas principales, Jurásico, Cretácico y cenozoico. En el Jurásico se localizan principalmente rocas carbonatadas dolomitizadas intercaladas con horizontes de rocas calcáreo-arcillosas. El Cretácico se compone de rocas carbonatadas dolomitizadas y el cenozoico de rocas terrígenas con presencia de brechas calcáreas y calcarenitas.

La roca generadora corresponde con rocas calcáreo-arcillosas provenientes del Tithoniano Tardío. Las rocas almacenadoras son de naturaleza calcárea, fundamentalmente dolomías, calizas *mudstone-wackestone* dolomitizadas y calcarenitas naturalmente fracturadas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) y calizas de la base del Cretácico, con espesores que van desde 100 a 900 m en el sector norte, y de 60 a 600 m en el sector sur-central, dichos sectores se formaron debido a la intrusión salina que formó dos prominencias considerablemente fracturadas y falladas. El sello está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas de la base del Paleógeno.

El ambiente de depósito inferido para el Jurásico Tardío varía entre cuenca, plataforma y borde de plataforma, por lo tanto su composición es de calizas con geometría tabular y lentes de brechas de calcarenita y calcirudita; además se encuentran brechas calcáreas en abanicos submarinos acumulados en una cuenca profunda con aporte de clastos calcáreos procedentes del borde de la plataforma carbonatada; para el Cretácico Inferior y la base del Cretácico Superior se tienen calizas *mudstone* y *wackestone*, resultado de la sedimentación de carbonatos de aguas profundas.

V.3.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR

El yacimiento que se evaluó en el campo Comino, para implementar alguna técnica de Recuperación Mejorada, pertenece al Cretácico Inferior y Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano), tiene estructuras de tipo *Faul-Bend-Ford* (pliegue por flexión de falla), están limitadas al norte por una intrusión salina y por fallamiento inverso de dirección este-oeste. Los yacimientos se ubican en bloques separados por fallas, dentro de una estructura geológica de tipo anticlinal elongado y cóncavo doblemente buzante, cuya orientación de su eje principal es de NW40°SE. La litología está conformada en su mayoría por calizas dolomitizadas y dolomías micro y mesocristalinas, con microfracturamiento, cavidades por disolución (vúgulos) y estilolitas, con porosidad promedio del 3 %, incrementándose localmente hasta en un 11 % en las zonas de mayor fracturamiento en las proximidades de los dos sectores con mayor cantidad de fallas. El hidrocarburo es aceite ligero de 37.8 °API, se encontraban a una presión inicial de yacimiento de 707 kg/cm² y la presión actual es de 230 kg/cm², la temperatura es de 154 °C.

Mediante el análisis de pruebas de presión se interpreta que las fallas son conductivas, lo que origina la invasión temprana de agua de pozos estructuralmente altos. De forma similar se observa un comportamiento compartimentalizado del yacimiento.

En cuanto a los mecanismos naturales de empuje observados a lo largo de la historia de producción se pueden mencionar los siguientes:

- Expansión roca-fluidos
- Empuje por acuífero de fondo
- Segregación gravitacional
- Empuje de gas en solución
- Drene gravitacional de aceite
- Imbibición de agua

El yacimiento Comino ya ha pasado por un método de recuperación secundaria y/o mejorada, se le ha inyectado N₂ desde el 2007 a la fecha.

V.3.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado

Las técnicas de Recuperación Mejorada recomendadas por el equipo técnico para incrementar la producción en el campo Comino son dos: **Doble desplazamiento con inyección de gas inmiscible y Doble desplazamiento con inyección de surfactante espumado.**

Aplicación de Doble Desplazamiento. Es un proceso de inyección de gas mediante el cual es posible recuperar hidrocarburo adicional en un yacimiento en el cual ya se ha llevado a cabo un proceso de inyección de agua o como es el caso, el yacimiento se encuentre afectado por un acuífero de fondo (Fig. 5.5); es un yacimiento al cual se ha inyectado agua con el fin de obtener recuperación de petróleo secundario, en un proceso de recuperación secundaria, considerando que existe petróleo remanente aún, el cual puede ser recuperado mediante inyección de gas bajo ciertas condiciones. En el caso del campo Comino se recomienda que sea con gas inmiscible y con surfactantes (Cavero, 2003).

Si se inyecta gas inmiscible, ocurrirá un mantenimiento de presión, donde el gas también tiene la función de desplazar a el crudo hacia el pozo productor; dicho desplazamiento puede tener alta

eficiencia volumétrica cuando se realiza en yacimientos con altos buzamientos (Figura 5.6), donde existe un fuerte efecto de segregación gravitacional (portal del petróleo, 2016).

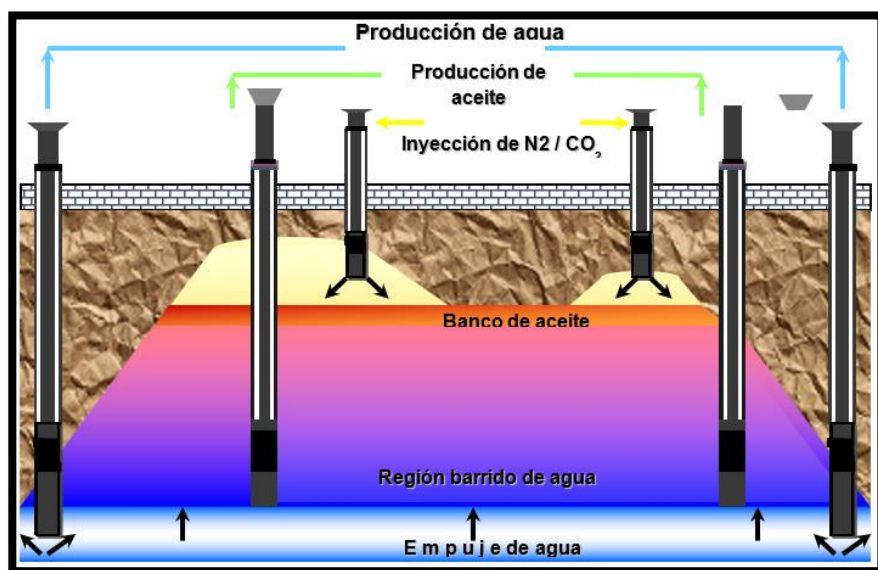


Fig. 5.5. Esquema de la aplicación de doble desplazamiento, el cual es orientado a yacimientos maduros con alto relieve estructural y alta permeabilidad vertical (ADIAT, 2006).

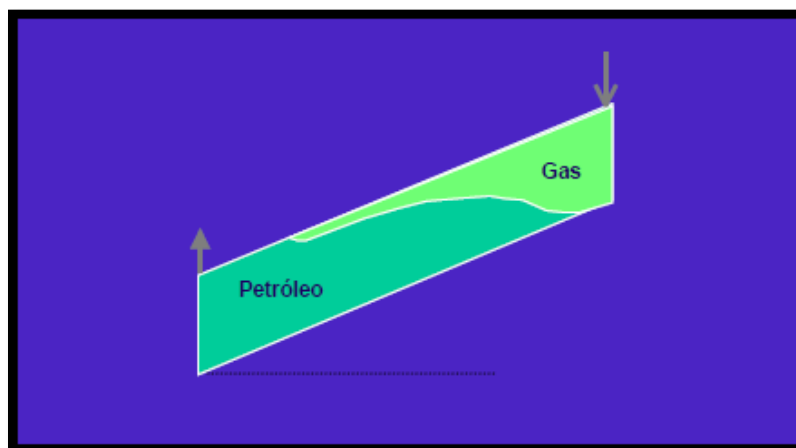


Fig. 5.6. Esquema típico de inyección de gas para mantener la presión en el yacimiento, (portal del petróleo, 2016).

El uso de surfactantes se recomienda ya que al ser inyectados al yacimiento tienen el potencial de solubilizar el crudo, dispersándolo de manera efectiva en forma de una emulsión. Son compuestos orgánicos provenientes de petróleo crudo y otros aditivos, que mezclados a bajas concentraciones en agua, reducen la tensión interfacial. Son moléculas que contienen un segmento liposoluble

(soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como aceite permite al surfactante ocupar la interface (petróleo américa, 2011).

V.4 Campo Siquén

El campo Siquén cubre un área de 108.1 km², se ubica aproximadamente a 20 km al noreste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Produce aceite ligero de 30° API y gas natural en formaciones del Mesozoico y aceite pesado y extrapesado en arenas no consolidadas del Cenozoico.

V.4.1 Descripción de las características geológicas

Estructuralmente el yacimiento se encuentra en una gran estructura de tipo anticlinal asimétrico, con una orientación preferencial de NW70°SE, buzante hacia el noreste y segmentada por fallas normales de dirección NW85°SE y NE40°SW, que delimitan a los yacimientos al norte y al sur. En su flanco norte, los yacimientos están limitados por una falla inversa. El sistema de plegamiento del campo se encuentra segmentado por cuatro fallas por lo que se forman cinco bloques principales, donde en los extremos norte y sur se tienen dos fallas normales y en el sector central dos fallas inversas, dichos bloques se encuentran comunicados hidráulicamente (Fig. 5.7).

La columna estratigráfica del campo está formada por secuencias sedimentarias del Jurásico, Cretácico y Cenozoico. El Jurásico está representado por evaporitas (sal) en el Calloviano-Oxfordiano, que subyacen a carbonatos que se intercalan con horizontes arcillosos y calcáreo-arcillosos del Kimmeridgiano-Tithoniano. El Cretácico está representado por rocas calizas de diferentes facies las cuales se encuentran fracturadas y dolomitizadas. En el Cenozoico predominan los terrígenos arcillosos con algunos horizontes de areniscas. La unidad generadora corresponde a rocas calcáreo-arcillosas del Tithoniano Tardío; las rocas almacenadoras son calizas dolomitizadas y naturalmente fracturadas del Cretácico. El sello para las rocas cretácicas está constituido por rocas calcáreo-arcillosas del Cretácico Tardío y lutitas de la base del Paleoceno.

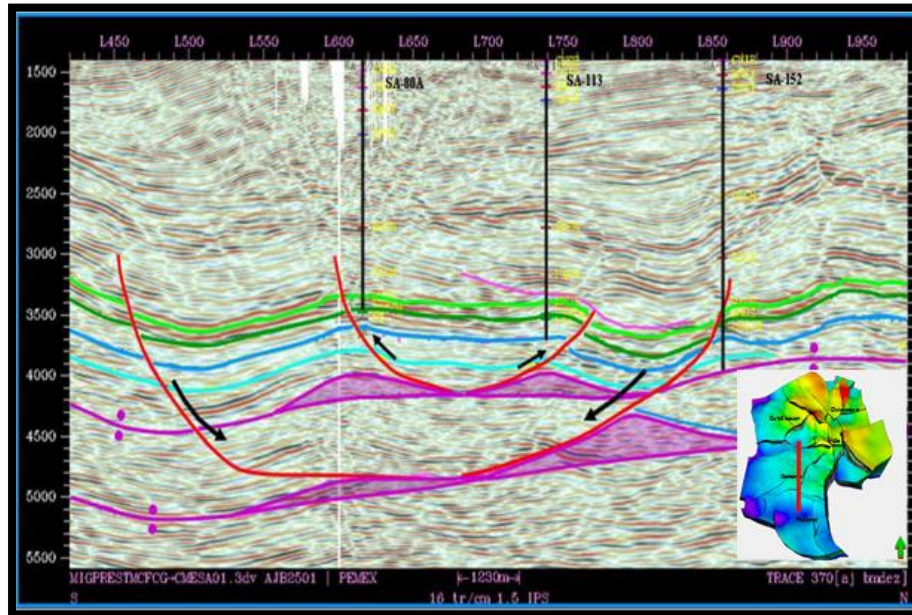


Fig. 5.7. Sección sísmica-estructural con orientación N-S donde se interpretaron cuatro fallas en los carbonatos segmentados a nivel del Mesozoico (CNH, 2016).

V.4.2 Aspectos relevantes para la selección de la técnica de EOR

La roca almacenedora del yacimiento Siquén Mesozoico corresponde a calizas y dolomías fracturadas, tiene un espesor neto de 198 m, la porosidad promedio es de 6.2 % y la porosidad efectiva de 4 %, la permeabilidad varía de 10 a 250 mD; la saturación de agua es de aproximadamente 13.9 %. Las condiciones iniciales de presión fueron de 533 kg/cm² actualmente son de 120 kg/cm², y 122 °C de temperatura inicialmente. El aceite presenta una densidad de 30° API, una presión de saturación de 318 kg/cm², la relación de solubilidad inicial es de 220 m³/m³, y un factor de volumen de 1.6 m³/m³. Actualmente, se tiene implementada la inyección periférica de agua con nueve pozos.

Los principales retos en la explotación del horizonte Mesozoico son: altos cortes de agua, reducción de la ventana de aceite, y la canalización de agua debido al intenso fracturamiento del medio.

En cuanto a los mecanismos naturales de empuje observados a lo largo de la historia de producción se pueden mencionar los siguientes:

- Expansión roca-fluido
- Segregación gravitacional
- Drene gravitacional
- Imbibición
- Inyección de agua (a partir de 1997 a la actualidad)

V.4.3 Método de Recuperación Mejorada recomendado

El método de recuperación mejorada que el equipo técnico recomendó para implementar en el campo Siquén es la **inyección de surfactantes en la zona invadida por el agua de inyección**.

El uso de surfactantes en los yacimientos inundados con agua es recomendable debido a las propiedades de los surfactantes, ya que contienen grupos hidrofílicos e hidrofóbicos, que ayudan a disminuir la saturación residual de los hidrocarburos e incrementan la eficiencia de barrido, reduciendo la tensión interfacial, aumentando el número capilar y la movilidad del banco de petróleo hacia los pozos productores.

Conclusiones

- La Recuperación Mejorada es una técnica implementada a yacimientos de hidrocarburos, cuyo fin es disminuir la saturación residual de aceite que permanece en el yacimiento y que en muchos casos el aceite se encuentra en los poros de la formación o en la matriz, retenida por las fuerzas capilares y viscosas que impiden que fluya hacia los pozos.
- La Región Chiapas-Tabasco se encuentra en un área privilegiada donde la evolución geológica llevó a la formación del sistema petrolero por lo que se formaron grandes yacimientos de hidrocarburos, que se encuentran en una fase de explotación madura, por lo que se están estudiando para que se les apliquen técnicas de recuperación mejorada, que incrementen el factor de recuperación.
- El *play* del Campo Lázaro pertenece al Jurásico Superior (Kimmeridgiano) constituido por rocas calcáreo-arcillosas que se encuentran a 6,000 m de profundidad total y su espesor es de 138 m aproximadamente, es productor de aceite super ligero, 39 °API y gas. La roca almacenadora está representada principalmente por calizas de plataforma intensamente dolomitizadas. El método de Recuperación Mejorada propuesto para el yacimiento Lázaro JSK, es la inyección de aire o combustión *in-situ* con O₂.
- La técnica de inyección de aire o combustión *in-situ* con O₂ que se utiliza para la recuperación mejorada de hidrocarburos, consiste en inyectar O₂ y hacer combustión dentro del yacimiento quemando una parte del aceite del yacimiento y provocando el desplazamiento del aceite de la parte quemada y de su entorno hacia el pozo productor con la finalidad de mejorar las condiciones de flujo del aceite remanente hacia los pozos productores.
- La inyección de aire o combustión *in-situ* con O₂, provocará al yacimiento Lázaro JSK una reacción espontánea y estable del crudo con el oxígeno del aire y generará calor dentro del mismo yacimiento, lo cual beneficiará las condiciones de flujo del aceite remanente por las fracturas y de estas hacia el pozo productor.
- El *play* del Campo Lirio está representado por calizas dolomíticas, micro a mesocristalinas fracturadas, con intercalaciones de brechas constituidas de fragmentos de calizas,

pertenecientes al Cretácico Inferior y a la base del Cretácico Superior, sus espesores van de 200 a 650 m aproximadamente; son productoras de aceite ligero, 31 °API y gas. El método de recuperación mejorada propuesto para dicho yacimiento es: Inyección de surfactante espumado en el casquete de gas.

- Los resultados esperados al implementar Inyección de surfactante espumado en el casquete de gas, es proporcionar mayor movilidad del surfactante espumado inyectado en las fracturas y su transferencia hacia la matriz, lo que reducirá la tensión interfacial y provocará un cambio de mojabilidad en la matriz, mejorando la capacidad de fluidez del hidrocarburo.
- El *play* del Campo Comino lo constituyen secuencias carbonatadas, principalmente calizas dolomitizadas naturalmente fracturadas, con espesores que van de 60 a 600 m aproximadamente y pertenecen al Cretácico Inferior y al Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano), son productoras de aceite ligero de 38° API. Los métodos recomendados para la Recuperación Mejorada son: Doble desplazamiento con inyección de gas inmisible y Doble desplazamiento con inyección de surfactante.
- El objetivo de inyectar gas en un yacimiento invadido por agua, como es el caso de implementar la técnica de doble desplazamiento, es recuperar más aceite creando un casquete de gas secundario y por consecuencia permitiendo que ocurra el drene gravitacional de los fluidos y estos sean recolectados por el pozo productor; si las condiciones del yacimiento son favorables se puede recuperar hasta un 40 % más del aceite original.
- El *play* del Campo Siquén está representado por calizas de diferentes facies afectadas por fracturamiento y dolomitización, con un espesor de 198 m aproximadamente, pertenecientes al Cretácico (Albiano-Cenomaniano); son productoras de aceite ligero de 30° API y gas natural. El método de Recuperación Mejorada recomendado es la Inyección de surfactantes en la zona invadida por agua de inyección.
- Los resultados que se esperan son que al reducir la tensión interfacial agua-aceite, el aceite fluirá con mayor facilidad; se pretende alterar la mojabilidad de la roca para que el aceite

sea expulsado de la matriz en la zona de inundación, y aumentar el número capilar para provocar mayores canales por los que fluya el hidrocarburo hacia los pozos productores.

- Es importante que se sigan desarrollando y mejorando las técnicas de recuperación mejorada, y para ello es importante que la comunidad a nivel industrial y la comunidad académica mantengan una cercana relación para que exista preparación desde la carrera universitaria con conocimientos competentes y aplicados; el trabajo de Tesina realizado es un excelente ejemplo, ya que al trabajar en él se tuvieron que estudiar desde conceptos básicos de geología y petróleo, hasta conceptos más especializados, así como sus aplicaciones, por lo tanto al recopilar e integrar toda la información, se logró percibir un análisis completo y real de la evaluación de yacimientos petroleros.

Recomendaciones

- ✓ Es importante que se continúen los estudios geológicos y petroleros detallados en los yacimientos que aún poseen recursos viablemente recuperables, para que la extracción de hidrocarburos continúe siendo rentable y siga produciendo beneficios al país.
- ✓ Es necesario continuar con las investigaciones en todo tipo de yacimientos de hidrocarburos, especialmente en yacimientos maduros, para seguir generando nuevas y mejores técnicas de recuperación mejorada.
- ✓ Es importante que continúen y mejoren los cursos o diplomados relacionados a la recuperación de hidrocarburos, que capaciten al personal de geociencias, para generar especialistas competentes capaces de realizar dicha labor con altos estándares de calidad.

Anexo

Nomenclatura

Nomenclatura	Significado
°API	Unidad de medición de la densidad, según el American Petroleum Institute
°C	Grados centígrados
μ	Viscosidad del fluido desplazante
1P	Volumen prospectivo
2D	Dimensión 2D
3D	Dimensión 3D
3P	Reservas totales de hidrocarburos
AIE	Agencia Internacional de Energía
ASP	Inyección de polímero-surfactante-álcali
bd	Barriles diarios
cm ²	Centímetro cuadrado
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO ₂	Dióxido de carbono
cP	Centipoise (unidad de medida de viscosidad)
CSS	<i>Cyclic Steam Stimulation</i>
D	Dinas
DOE	Department of Energy
E	Este
EOR	Enhanced Oil Recovery
eq.	Equivalente
Es-SAGD	Expansión del solvente de SAGD
FAWAG	WAG asistido por espuma
FI	Facultad de Ingeniería
Fig.	Figura
g	Gramos
GLP	gases licuados de petróleo
HC	Petróleo crudo o gas natural
HI	Índice de Hidrógeno
HPAI	High prassure air ingection
HWAG	Wag híbrido
JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano
kg	Kilogramo
KINE	Cretácico Inferior Noreste
KISW	Cretácico Inferior Suroeste
km	Kilómetros

km ²	Kilómetros cuadrados
m	Metro
m ²	Metros cuadrados
m ³	Metros cúbicos
Ma	Millones de años
mD	Mili Darcy
mg	Miligramos
mmbd	Millones de barriles diarios
mmpc	Miles de millones de pies cúbicos
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
Mtoe	Mtoe
N ₂	Nitrógeno
NE	Noreste
NW	Noroeste
O	Oeste
O ₂	Oxígeno
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PVT	Presión, volumen y temperatura
RGA	Roca generadora
Ro	Reflectancia de la vitrinita
S ₂	Medida de la cantidad de HC producido por cracking de KG (mg HC/g roca) y de HC pesados, representa el potencial de la roca para generar petróleo.
SAGAD	Steam-Assisted Gravity Drainage
SAGP	Steam and gas push
SPI	Índice generación potencial, se define como la cantidad de HC (T) que puede ser generado por una columna de roca de sección (m ²).
SW	Suroeste
SWAG	Wag simultáneo
T	Toneladas
TOC	Total organic carbon
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
VAPEX	Extracción de Petróleo Asistida con Vapor
WAG	Inyección de agua alternada con inyección de gas
WASP	Alternancia de vapor con procesos de vapor
WEC	Well Evaluation Conference
γ	Velocidad del fluido desplazante
θ	Ángulo de contacto
σ	Tensión interfacial
<i>Nc</i>	Número capilar

Referencias Bibliográficas

- Alaníz-Alvarez, S. A., P. van der Heyden, Nieto-Samaniego, A. F., Ortega-Gutiérrez, F., 1996, *Radiometric and kinematic evidence for Middle Jurassic strike-slip faulting in southern Mexico related to the opening of the Gulf of Mexico: Geology*, v. 24, p. 443-446.
- Alvarez, M., Jr., 1949, Tectonics of Mexico: American Association of Alvarez, W., Smit, J., Lowrie, W., Asaro, F., Margolis, S.V., Claeys, P., Kastner, M., and Hildebrand, A.R., 1992, *Proximal impact deposits at the Cretaceous-Tertiary boundary in the Gulf of Mexico: A restudy of DSDP Leg 77 Sites 536 and 540: Geology*, v. 20, p.697–700.
- Ambrose, W. A., T. F. Wawrzyniec, K. Fouad, S. C. Talukdar, R. H. Jones, D. C. Jennette, M. H. Holtz, S. Sakurai, S. P. Dutton, D. B. Dunlap, E. H. Guevara, J. Meneses Rocha, J. Lugo, L. Aguilera, J. Berlanga, L. Miranda, J. Ruiz Morales, R. Rojas, and H. Solís, 2003, *Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, southeastern Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 87, pp. 1411–1435.
- Aquino A., F.J., Reyes Núñez, J., Quezada-Muñetón, J.M., 1992, *Evolución tectónica de la Sonda de Campeche, estilos estructurales resultantes y su implicación en la generación y acumulación de hidrocarburos: II Simposio de Exploración Petrolera*, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
- Calderón V. J., Perera P. L., 2015, *Cárdenas, un campo en farm out derivado a las asignaciones petroleras en Ronda 0 para la ejecución de la Reforma Energética*, PEMEX.
- Caraveo A., 2009, *Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Región Chiapas-Tabasco (Caso de estudio del Campo Santuario)* (Tesis de pregrado), FI UNAM.
- Carcoana y Aurel 1995; *Applied Enhanced Oil Recovery*; Prentice Hall.
- Cavero H., Rafael G. 2003, *Recuperación de petróleo mediante inyección de gas en un reservorio previamente inundado por agua* (Tesis de pregrado), Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú.
- Chiericci, Gian Luigi, 1994; *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*, Vol. 2, Springer Verlag.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010. Documento técnico. *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México*. Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Cuencas del Sureste Aguas Someras, 2014, *Síntesis Geológico Petrolera*, CNH.

Department of Energy; 2010. *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution; National Energy Technology Laboratory*.

Donaldson, E. C, Chilingarian G. V. y Yen T. F., 1989, *Enhanced Oil Recovery, II processes and operations*; ELSEVIER-Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo.

Duval, B., Cramez, C., Jackson, M. P. A., 1992, *Raft tectonics in the Kwanza Basin, Angola, Marine and Petroleum Geology*, v 9, 389- 404.

E. Manrique, SPE, C. Thomas, SPE, R. Ravikiran, SPE, M. Izadi, SPE, M. Lantz, SPE, J. Romero, SPE, Tiorco LLC and V. Alvarado, SPE, 2010, *EOR: Curren Status and Opportunities*, University of Wyoming, USA.

Farouq Ali, S. M., Jones J. A. y Meldau R. F. 1997; *Practical Heavy Oil Recovery*.

FI UNAM, 1987; *Recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos*, Foros de consulta permanente del Programa Universitario de Energía.

García-Molina, G., 1994, *Structural evolution of SE México (Chiapas-Tabasco-Campeche) offshore and onshore*: Rice University, Ph.D. Dissertation, 161 p.

Goldhammer, R.K., 1999, *Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast Mexico: in C. Bartolini, J.L. Wilson, and T.F. Lawton, eds., Mesozoic sedimentary and tectonic history of north-central Mexico: Geological Society of America Special Paper 340*, p. 1-58.

González G., R., y Holguín Q., N., 1992, *Geology of the source rocks of Mexico: 13th World Petrol. Congr., Proceed.*, v. XLI, p. 37-50.

Guerrero García, J.C., 1975, *Contributions to paleomagnetism and Rb-Sr geochronology*: Ph.D. Dissertattion, The University of Texas at Dallas, 152 p.

- Humpris, Jr., C.C., 1979, *Salt movement on continental slope, northern Gulf of Mexico*: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 66, p. 782-798.
- International Energy Agency (IEA), 2005; *Resources to Reserves / Oil & Gas Technology for the Energy Markets of the Future*.
- Jack, A., C&C Reservoirs, Inc. Sun, S. Qing, C&C Reservoirs, Inc., 2003; *Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields*; SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, Denver, Colorado.
- Jennette, D., T. Wawrzyniec, K. Fouad, D.B. Dunlap, J. Meneses Rocha, F. Grimaldo, R. Muñoz, D. Barrera, C.T. Williams-Rojas, and A. Escamilla Herrera, 2003; *Traps and turbidite reservoir characteristics from a complex and evolving tectonic setting, Veracruz Basin, southeastern Mexico*: American Association of Petroleum Geologists Bull., V. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 87, pp. 1599–1622.
- Lacerda, Eduarda C. M. S., Primenko, Viatcheslav I. y Pires, Adolfo P., 2012; *Microbial EOR: A quantitative Prediction of Recovery Factor*. SPE 153866; presentado en el Simposio 18o de Recuperación Avanzada; Tulsa, Oklahoma, E.U.
- Ladron d. G., Juan E., PEMEX, Rodriguez, F., PEMEX, Galindo, A., PEMEX, 2009; *Gravity-Drainage and Oil-Reinfiltration Modeling in Naturally Fractured Reservoir Simulation*; SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- Lake, L. y Walsh, Mark P., 2008; *Enhanced Oil Recovery Field Data Literature Research*; Universidad de Texas, Austin, E.U.A.
- Llaw, F.M., Chung, F.T-H., Louvier, IR.W. andHudgins, D.A., 1990; *Foams as MobilityControl Agentsfor OilRecovery by Gas Displacement*, SPE 20245.
- Lopera C., Sergio A., Ocampo A., 2009; *Fluidos divergentes como alternativa de recobro mejorado en yacimientos naturalmente fracturados: un estudio experimental*; Universidad Nacional de Colombia; Medellin, Colombia.

- Lopera, S.H., Alzate, G., Ruiz, M., 2005; *Mejoramiento de la Productividad del Campo Cupiagua para la Compañía British Petroleum*. Reporte Final presentado a BP EXPLORATION Colombia.
- Martínez J. A., 2015; *Geomorfología sísmica en ambientes sedimentarios profundos, presentes en la cuenca de Huimanguillo* (Tesis de maestría), UNAM.
- Méndez, B., 2007, *Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimientos petroleros*, Tesis de Doctorado, UNAM Posgrado en ciencias de la Tierra, México, D.F.
- Meneses R., J.J., 1991, *Tectonic development of the Ixtapa Graben, Chiapas, México*: Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 308 p.
- Murillo A., 2012; *Métodos alternos de recuperación mejorada - inyección de aire*, Tesis de licenciatura, FI UNAM.
- Nezhad, S.A.T., Mojarad, M.R.R., Paitakhti, S.J., Moghadas, J.S. y Arahmand, D.R., 2006; *Experimental Study on Applicability of Water Alternating O₂ Injection in the Secondary and Tertiary Recovery*, SPE 103988; Presentado en la Conferencia Internacional de Aceite de SPE; Cancún, México.
- Olivares F. y González V., 2012; *Oportunidades de Desarrollo de los Campos Maduros, a partir de la Reforma Energética* (Tesis de Pregrado), UNAM.
- Padilla y Sánchez J., 2007; *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*, UNAM, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Tomo LIX, núm. 1, pp. 12-44.
- Padilla y Sanchez, R.J., 1982; *Geologic evolution of the Sierra Madre Oriental between Linares, Concepcion del Oro, Saltillo, and Monterrey, Mexico*: The University of Texas at Austin, Ph.D. Dissertation, 217 P.
- Padilla y Sanchez, R.J., 1986; *Post-Paleozoic tectonics of Northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf Of Mexico*: *Geofisica Internacional*, V. 25, No. 1, P. 157-206.

- Palmer, F.S, Landry, R.W. y Bou-Mikael S., 1986; *Design and Implementation of Immiscible Carbon Dioxide Displacement Projects (CO₂ Huff-Puff) in South Louisiana*, SPE 15497; presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual SPE; Nueva Orleans, EUA.
- PEMEX Exploración y Producción, 2014; *Ronda Cero Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez*, PEMEX, Petroleum Geologists Bull. V. 33, No 8, p. 1319-1335.
- PEMEX, 2014; Exploracion y Producción, *Ronda Cero Proyecto Cárdenas*, PEMEX.
- Pérez, E. Pemex, Rodríguez F. Pemex E&P, Samaniego F. UNAM, 2012; *Water Coning in Naturally Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir - A Simulation Study*; SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering.
- Pindell, J. L., y L. Kennan, 2003; *Mexico and Gulf of Mexico, in: Exploration Framework Atlas Series: Volume 4: Tectonic Analysis*, Ltd., unpublished non-exclusive commercial exploration atlas in CD-ROM.
- Prats y Michael, 1982; *Thermal Recovery*, SPE Textbook Series Vol. 7.
- Prost, G., and M. Aranda, 2001; *Tectonics and hydrocarbon systems of the Veracruz Basin, Mexico*, in C. Bartolini, T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems*: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75, p. 271– 291.
- Quezada-Muñetón, J.M., 1984; *El Grupo Zacatera del Jurásico Medio-Cretácico Inferior de la Depresión Istmica, 20 kilómetros al norte de Matías Romero, Oax.*: Sociedad Geológica Mexicana, VII Convención Nacional, Memorias, p. 40-59.
- Rangel E., 2012; *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*; CNH.
- Ricoy S., U., 1989; *Tertiary terrigenous depositional systems of the Mexican Isthmus Basins*: Ph.D. Dissertation, The University of Texas at Austin, 145 p.
- Romanuka, J., Hofman, J.P., Lightelm, D.J., Suijkerbuijk, B.M.J.M., Marcelis, A.H.M., Oedai, S., Brussee, N.J., van der Linde, H.A., Aksulu, H. y Austad, T., 2012; *Low salinity EOR In*

- Carbonates*, SPE 153869; presentado en el Simposio 18o. de Recuperación Avanzada; Tulsa, Oklahoma, E.U.
- Salvador, A., 1987; *Late Triassic–Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin*: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 71, p. 419 - 451.
- Salvador, A., 1991; *The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America*, v. J.
- Sánchez-Montes de Oca, R., 1980; *Geología petrolera de la Sierra de Chiapas*: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. 31, Nos. 1-2, p. 67-77.
- Santiago-Acevedo, J. and Mejía Dautt, O., 1980; *Giant field in the southeast of Mexico: Gulf Coast Association of Geological Societies Trans.*, v. 30, p. 1-31.
- Santiago-Acevedo, J., Carrillo Bravo, J. y Martell Andrade, B., 1984; *Geología Petrolera de México*, in, D. Marmissolle-Daguerre (Ed.), *Evaluación de Formaciones en México*, Schlumberger, p. I.1-I36.
- Satter, Abdus y Thakur, Ganesh C., 1994; *Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach*; PennWell Books.
- Shokoya O. S., Mehta, S. A., Moore, R. G. y Maini, B. B., 2005; *An Environmentally Friendly Process for Improved Recovery From Light Oil Reservoirs*; ID 05-08- 01, JCPT.
- Shrivastava, V. K., Coombe, D. A., Singhal, A. K. y Belgrave, J. D. M., 1999; *Numerical Simulation of Foam Flooding For Sweep Improvement*. SPE 99-13-24, JCPT, Canadá.
- Shutang, G. Qiang, G. Lin J., 2010; *Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in Danqing oil field*. SPE 127714; presentado en la Conferencia de EOR en Asia; Muscat, Oman.
- Spildo, Kristine, Johannessen, Meland A. y Skauge, A.; 2012 *Low salinity waterflood at reduced capillarity*, SPE 154236; Oklahoma, Estados Unidos.
- Thomas, S., 2008; *Enhanced Oil Recovery – An Overview*, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 63.

Viniegra O., F., 1950; *Breve análisis geológico de la llamada Cuenca de Veracruz*: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., v. II, No 4, p. 281-290.

Viniegra O., F., 1971; *Age and evolution of Salt basins of southeastern México*: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 55, p. 478-494.

Viniegra O., F., 1981; *El gran banco calcáreo yucateco*: Revista Ingeniería, Nº 1, p. 20-44.

Well Evaluation Conference WEC, 2010, *Descubra el Yacimiento*, México.

Williams-Rojas, C.T. y Hurley, N.F., 2001; *Geologic controls in reservoir performance in Muspac and Catedral gas fields, Southeastern Mexico*, in Bartolini, C., Buffler, R.T. y Cantú-Chapa, A., (Editores), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*: American Association of Petroleum Geologists Memoir 75.

Winker, C.D., y Buffler, R.T., 1988; *Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean)*: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 72, p. 318-346.

Yescas, E. J., 2011; *Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Comalcalco*; (Tesis de pregrado), UNAM.

Mesografía

ADIAT, Asociación Mexicana de Directivos de la Investigación Aplicada y el Desarrollo Tecnológico, <http://www.adiat.org/>, Consulta: febrero de 2017.

Comision Nacional de Hidrocarburos CNH, <http://cnh.gob.mx/informacion/extraccion.aspx>., Consulta: abril de 2017.

Portal de Información Técnica de la CNIH: <http://portal.cnih.cnh.gob.mx>; Consulta: abril 2017

Petróleo América, Técnicas de Recuperación Mejorada, Imagen: <http://www.petroleoamerica.com>, Consulta: junio 2017.

Portal del Petróleo, Técnicas de Recuperación Mejorada, Imagen: <http://www.portaldelpetroleo.com>, Consulta: junio 2017.