



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Aspectos geológicos de aplicación en
técnicas de recuperación mejorada de los
Campos de la Sonda de Campeche**

TESINA

Que para obtener el título de

INGENIERA GEOLÓGA

P R E S E N T A

BRITO SCHULZ MARIEL

DIRECTOR DE TESINA

ING. JAVIER ARELLANO GIL



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



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

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme la mejor educación y la gran oportunidad para desarrollarme como futura egresada de la Facultad de Ingeniería.

A mis maestros que compartieron sus conocimientos y siempre me apoyaron en mi formación académica, especialmente al Ing. Javier Arellano Gil, Ing Alberto Arias Paz, Dra Dalia del Carmen Josefa Ortiz Zamora, Dr. Enrique González Torres, Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Bernardo Martell Andrade, Ing. Jorge Nieto Obregón y a todos los maestros con los que tuve oportunidad de cursar mis materias.

A mi familia por ser el pilar más importante en mi vida , por su amor, apoyo y su comprensión; sin ellos no estaría concluyendo esta etapa en mi vida. Gracias por acompañarme en cada paso que he dado.

A mis amigos por ser parte de esta experiencia de crecer y de aprender juntos.

GRACIAS!!!

Índice

Resumen	1
Abstract	2
Capítulo 1. Generalidades	4
1.1 Introducción	4
1.2 Ubicación	5
1.3 Objetivos:	6
1.4 Metas	6
1.5 Metodología	6
1.6 Antecedentes	7
Capítulo 2. Conceptos Teóricos	10
2.1 Introducción.	10
2.2 Tipos de recuperación	11
Capítulo 3: Sistema Petrolero	22
3.1 Consideraciones Geológicas	22
3.1.1 Evolución Geológica	23
3.1.2 Estratigrafía:	28
3.1.3 Geología Estructural	34
3.2 Sistema Petrolero.	40
3.2.1 Roca Generadora	40
3.2.2 Roca Almacenadora	43
3.2.3 Roca Sello	47
3.2.4 Trampas	47
3.2.5 Migración	49
3.2.6 Sincronía	50
Capítulo 4. Técnicas de recuperación mejorada en la Sonda de Campeche	51
4.1 Campo Iktan	52
4.2 Campo Hunab	58
4.3 Campo Loob	65
4.4 Campo Ha	70
4.5 Campo Kukulcán	74
4.6 Campo Kabil-Balanca	81
Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones	86
Referencias:	89

Resumen

El trabajo tiene como base realizar el análisis geológico-petrolero de los principales horizontes productores de hidrocarburos en los campos Iktan, Kabil, Balanca, Hunab, Loob, Ha y Kulkulcán ubicados en la Sonda de Campeche en el sureste de México, para proponer técnicas de Recuperación Mejorada (EOR) que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos líquidos.

El sistema petrolero en la Sonda de Campeche está constituido por rocas generadoras principalmente del Tithoniano; la brecha calcárea perteneciente al Cretácico-Paleoceno (K/T) funciona como roca almacenadora; el sello son lutitas, lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Paleoceno; las trampas principales son de tipo estructural correspondientes a grandes anticlinales doblemente buzantes segmentados en compartimientos por fallas y las principales rutas de migración son fallas y fracturas.

Para la extracción de aceite remanente se ocupan técnicas de recuperación primaria, secundaria, mejorada y avanzada; las tres últimas tienen como propósito restaurar la presión dentro de la formación y mejorar el desplazamiento de los fluidos desde el yacimiento hacia los pozos de producción.

Es importante disponer de un modelo geológico bien soportado con información petrofísica suficiente de cada uno de los campos, para realizar la evaluación de manera individual y posteriormente decidir la implementación de la Técnica de Recuperación Mejorada (EOR) más adecuada.

Con base en las características de cada campo se determinó que la técnica EOR que daría mejores resultados para el campo Iktan y el complejo Hunab, Loob y Ha es la inyección de surfactante espumado en el casquete de gas. Para Kulkulcán se debe implementar la técnica de doble desplazamiento con inyección de gas inmisible y doble desplazamiento, con inyección de surfactante espumado. Para el complejo Kabil-Balanca se recomienda una técnica de recuperación por inyección de agua y posteriormente realizar inyección de surfactante espumoso. Empleando las técnicas de Recuperación Mejorada (EOR) antes indicadas se espera recuperar alrededor del 50% de hidrocarburos que aún se encuentran en los campos estudiados.

Abstract

The task is based on how to develop the geological petroleum analysis of the main horizons of manufacturing hydrocarbons on the Iktan, Kabil, Balnaca, Hunab, Loob, Ha and Kulkulcán fields located in Sonda de Campeche at the southeast of Mexico, in order to propose techniques of improved recuperation (EOR) that allows increasing in the liquid hydrocarbons' recuperation factor.

The petroleum system in Sonda de Campeche is constituted by the main generating rock of the Thithonian; the calcareous breccia belonging to the Cretaceous-Paleocene (K/T); the seal are shales, calcareous shales, and clay limestone of the Paleocene; the main tramps are the structural type corresponds to huge anticlines double sinkers comparable to failures that segment in blocks to the anticlines presented at the main migration routes that are failures and fractures.

The remaining oil extraction, it is occupied primary, secondary, improved and advanced recuperation techniques; the last three ones have the purpose to restore the pressure in the formation and improve the liquid displacement of fluids in the emptying toward the production wells.

For the evaluation of each one of the fields, it is important to provide a geological model, well supported and sufficient petro physics' information of each oil field that has to be individually evaluated to implement the more suitable EOR technique.

Based on the characteristics of each field, it was determined that for Iktan, the EOR technique that will provide the best results is the injection of surfactant foam at the skullcap gas, technique which has to be implemented at the Hunab, Loob, and Ha based that these fields are analogues to the Iktan field. For the Kukukcán field should be implemented the double displacement technique with the injection of immiscible gas and double displacement, with the injection of surfactant foam. For the Kabil-Balanca field it is recommended a recuperation technique by water injection and afterwards, apply an injection of surfactant foam, using the improved recuperation techniques (EOR) already mentioned, it is expected that it could be recuperated approximately 50% of oil that can still be found in the studied fields.

Capítulo 1. GENERALIDADES

1.1 Introducción

La industria petrolera en México ha sido afectada en años recientes por la declinación pronunciada de la producción de petróleo y por el decremento en las reservas de hidrocarburos. Esta declinación principalmente se ha debido a los yacimientos ubicados en la Sonda de Campeche, son campos maduros con más de 30 años de historia de producción.

El volumen de producción podría verse todavía más afectado debido a la baja en la producción por la declinación reciente del campo Hunab, y porque los campos Loob y Ha también tienen previsto el inicio de la declinación.

Existen diversas actividades para incrementar reservas que pueden, en su momento, contribuir al mantenimiento o incremento de la producción los más importantes métodos y técnicas son la Recuperación Avanzada y Mejorada (Rangel, 2015).

En el capítulo dos de este trabajo se explican los distintos tipos de recuperación que se pueden aplicar a los campos como son recuperación primaria y secundaria y técnicas de recuperación mejorada, por sus siglas en inglés EOR, donde se explica las principales características de cada uno de los métodos.

En el capítulo tres se explica la geología regional de la Sonda de Campeche, así como los eventos y procesos que dieron lugar a su formación; se describe el sistema petrolero para esta región, particularmente lo referente a roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa y sincronía que caracterizan a los campos petroleros de la Sonda de Campeche.

En el capítulo cuatro se realiza la evaluación de los campos de Iktan, Kabil, Balanca, Hunab, Loob, Ha y Kulkulcán para la aplicación de Técnicas de Recuperación Mejorada tomando como base el sistema petrolero de cada campo así como sus propiedades petrofísicas.

En el capítulo cinco se realizan las conclusiones y recomendaciones para los campos evaluados en la Sonda de Campeche.

1.2 Ubicación

La zona de estudio se ubica en el sureste de México y cubre un área aproximadamente 16,500 km² localizada en la porción occidental de la Península de Yucatán frente a las costas de los estados de Campeche y Tabasco, entre las coordenadas geográficas 91°40'-90°00' longitud Oeste y 18°30'-20°00' latitud Norte, en la porción Sur del Golfo de México.



Fig 1.1 Ubicación de los campos estudiados de la Sonda de Campeche (modificada de PEMEX, 2017)

1.3 Objetivos:

Este trabajo tiene como objetivo realizar el análisis geológico-petrolero de los principales horizontes productores de hidrocarburos que pertenecen a los campos Iktan, Kabil, Balanca, Hunab, Loob, Ha y Kulkulcán de la Sonda de Campeche, del sector sur del Golfo de México, con la finalidad de proponer la técnica de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación de aceite remanente, teniendo en cuenta los parámetros geológicos y petrofísicos característicos de cada campo considerando que los proyectos deben ser viables económicamente.

1.4 Metas

Con base a los estudios geológicos y petrofísicos proponer de forma fundamentada la técnica de recuperación mejorada más óptima para cada uno de los campos estudiados para poder incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos así como también incrementar los valores de las reservas.

1.5 Metodología

Para la realización de este trabajo se hizo recopilación de información geológica así como también de técnicas de recuperación mejorada y antecedentes del área de estudio, los principales pasos son:

1. Búsqueda de bibliografía sobre la geología de la Sonda de Campeche como también de las técnicas de recuperación mejorada.

2. Se realizó un análisis de los trabajos recopilados de libros y artículos, incluyendo lo que tiene disponible la página oficial de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
3. Se sintetizó y se abarcó principalmente la información sobre los campos Iktan, Kabil, Balanca, Hunab, Loob, Ha y Kulkulcán como la de recuperación mejorada.
4. Se analizó el método de recuperación mejorada más adecuado para cada campo.
5. Se recomendó la técnica más óptima de recuperación mejorada para cada uno de los campos evaluados de la Sonda de Campeche.
6. Se concluyó con la elaboración de textos y figuras que conforman esta tesina.

1.6 Antecedentes

El descubrimiento de hidrocarburos en la Sonda de Campeche ocurrió en el año de 1976 con la perforación del pozo Chac No.1, perforado en la plataforma continental del Golfo de México, ubicado, a 80 km, al norte de Ciudad del Carmen posteriormente, con el descubrimiento, en 1979, del campo Iktan, como una extensión de los mantos de Chac, se conformó el complejo Cantarell. Para 1982 la producción de la sonda de Campeche había desplazado, a la región de Reforma, aunque su crudo era más pesado y con menor proporción de gas asociado. Los yacimientos de Reforma y Campeche aportaron 93% de los 1002 millones de barriles a los que llegó la producción nacional en 1982, cantidad que no fue superada sino hasta 1996 y con la cual México se colocaba en la cuarta posición

entre los productores mundiales de petróleo. De ésta manera el sureste superó a la Faja de Oro y al noreste como las principales zonas productoras de México (Álvarez, 2006).

La Sonda de Campeche después de 28 años de producción, sigue siendo la provincia petrolífera más importante de México, produciendo casi 2 millones de barriles por día donde el principal horizonte generador fueron las brechas calcáreas del límite Cretácico-Cenozoico. (PEMEX, 2008)

Al 1 de enero de 2015, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 75% corresponde a crudo; 8% a condensados y líquidos de planta y el 17% a gas seco equivalente.

Del total de reservas probadas, 8,490 MMbpce, o 65%, son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes. El 71% de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Hunab-Loob-Ha, Cantarell y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Tsimín-Xux, Ixtal, Xanab, Kuil y Kambesah.

Para la realización de este trabajo se tomó en cuenta principalmente los siguientes trabajos de geología y del sistema petrolero: Se inició el estudio con la información de recuperación mejorada, para la cual se consultaron bibliografías de autores como Rangel (2015), el cual es autor del artículo de "IOR-EOR: Una Oportunidad Histórica para México" mientras que Alvarado, Manrique, con el libro de "Enhanced Oil Recovery, Field Planning and Development Strategies" James G.

Speight Con el libro “Heavy Oil Production Proceses” son autores de libros sobre teoría de recuperación primaria, secundaria y mejorada donde se estudia más a fondo el tipo de inyección de fluidos, tipo de fluidos, y cómo estos trabajan para movilizar el aceite remanente al pozo productor. Posteriormente se consultaron y analizaron datos estadísticos e información de PEMEX (1999), (2008), (2015) y Schlumberger (1989), (2010) y (2017) sobre los campos Iktan, Kabil, Balanca, Hunab, Loob, Ha y Kukulcán donde se obtuvo la información sobre la geología estructural, sedimentología y estratigrafía para cada uno de los campos, también parte de la historia de producción. Para la información sobre la evolución de la cuenca, la apertura del Golfo de México y cómo estos eventos tectónicos influyeron en la formación de la Sonda de Campeche formando horizontes productores y los elementos del sistema petrolero se tomó como base los artículos de autores como Pindell (2001), Cantú-Chapa (2001), Ángeles-Aquino (1987) quienes aportan información valiosa sobre los modelos de sedimentación y evolución de la cuenca. Para el estudio del sistema petrolero y evaluación de la técnica de recuperación para cada uno de los campos se tomó la información sobre la consultoría de evaluación de operaciones técnicas y estratégicas de ejecución técnico-económico para el desarrollo de campos con Recuperación Mejorada (EOR) realizada por CNH (2016), específicamente para Sonda de Campeche en los campo Iktan, Hunab, Ha, Loob, Kabil, Balanca y Kukulcán donde está contenida la información acerca de cada uno de los campos de la zona de estudio así como su evaluación geológico-petrolero en la cual se hace la recomendación de tipo de técnica de recuperación que se debe emplear en estos

campos y el volumen de recuperación de hidrocarburos que se tendrá para cada campo.

Capítulo 2. CONCEPTOS TEÓRICOS

2.1 Introducción.

En nuestro país, más del 80% de la producción de petróleo proviene de campos maduros, y se define a éste como un campo que alcanzó su pico de producción respecto a las reservas que contiene y después entró en un periodo de declinación.

En los últimos años la industria petrolera en México se ha visto afectada, por la declinación pronunciada de la producción de petróleo y el decremento en las reservas de hidrocarburos; esta declinación se ha debido principalmente al tiempo que lleva en producción y al gran volumen que se ha extraído de petróleo de a los principales yacimientos de los campos Cantarell, Iktan y Hunab entre otros.

La producción también a disminuido por el inicio de la declinación de los campos Loob y Ha.

Se tiene como meta incrementar para los próximos años la producción y las reservas de hidrocarburos a través de uso de los métodos y técnicas de Recuperación Secundaria, Mejorada y Avanzada (Rangel, 2015).

2.2 Tipos de recuperación

Se asume que después del agotamiento de la energía del yacimiento, el aceite crudo convencional es producido por técnicas de recuperación secundaria, mientras que el aceite pesado en la mayoría de los casos ocupa la técnica de recuperación terciaria o mejorada.

La aplicación de técnicas de recuperación mejorada en algunos casos consiste en obtener el aceite remanente o pesado, reduciendo su viscosidad incrementando su movilidad hacia el pozo productor, el aceite pesado se caracteriza por tener una alta viscosidad y densidad comparada con el aceite convencional. Por lo que se infiere que podemos tener un factor de recuperación de aceite pesado para los cuales se necesitan distintos métodos o técnicas de recuperación (Speight G. James, 2013).

- a) **Recuperación Primaria:** Es la recuperación de petróleo y gas de un yacimiento petrolero empleando sólo la presión natural del yacimiento para lograr la salida natural del petróleo o gas, como se ilustra en la (Fig 2.1) donde dicho de otra manera es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y de ahí hacia la superficie. Inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo. Esta elevada presión diferencial natural empuja los hidrocarburos hacia la superficie. A medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, También disminuye la presión diferencial. Es importante reducir la presión del fondo del pozo o incrementar la presión diferencial para aumentar la producción de

hidrocarburos, por lo que es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial, mediante la instalación de una bomba de varilla, una bomba eléctrica sumergible o una instalación de levantamiento artificial por gas.

La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son con rendimiento económico (Schlumberger, 2017).

Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos que inicialmente se encontraba en el yacimiento, que es de aproximadamente el 5% para los yacimientos de hidrocarburos líquidos. La recuperación primaria también se denomina producción primaria (Rangel, 2015).

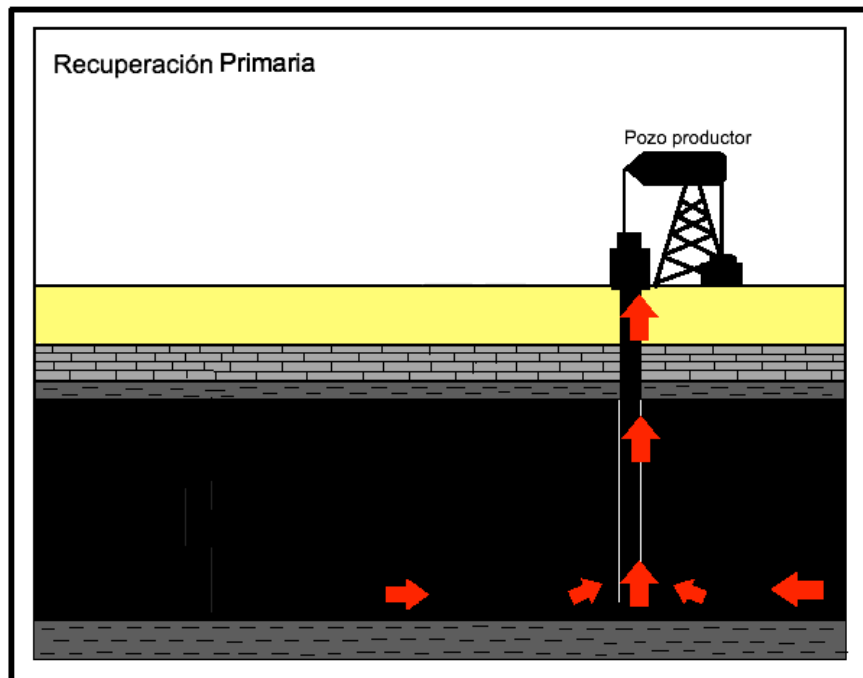


Fig 2.1 Modelo esquemático de recuperación primaria en la cual obtenemos el hidrocarburo por las condiciones de presión naturales del yacimiento.

b) **Recuperación Secundaria:** Esta es la segunda etapa de producción de hidrocarburos, durante la cual, un fluido externo como agua o gas, permite incrementar la recuperación, condición que se ilustra en la (Fig 2.2), donde se muestra la inyección de agua o gas en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en donde la roca almacenadora tenga comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas el cual se acumula en las porciones superiores de un yacimiento donde las características de presión, temperatura y fluidos conducen a un incremento de presión en la zona la presencia de gas libre. La energía proporcionada por la expansión del casquete de gas constituye el principal mecanismo de empuje para la recuperación de petróleo en el caso del agua, esta se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento y conducido hacía el pozo de desarrollo.

La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser con rendimiento económico. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce en promedio el 40% del petróleo original existente en el lugar (Schulmberger, 2017).

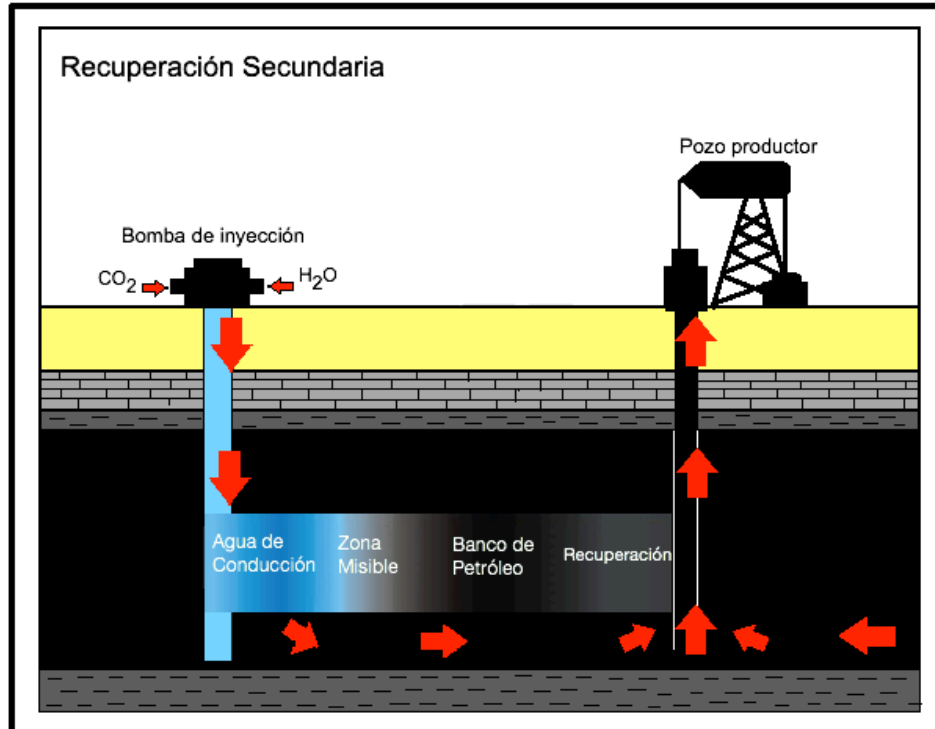


Fig 2.2 Modelo esquemático de la recuperación secundaria por la cual obtenemos el hidrocarburo por la inyección de agua o gas.

- c) **Recuperación Mejorada:** La recuperación de petróleo mejorada también se conoce como recuperación de petróleo ampliada o recuperación terciaria y se abrevia EOR por sus siglas en inglés (*Enhanced Oil Recovery*) los cuales son todos los métodos o técnicas para mejorar la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento, y se puede emplear después de la producción primaria (SPE, 2017). El método se utiliza para mejorar la recuperación del petróleo utilizando técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo. Las técnicas empleadas para este método pueden realmente iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el

desplazamiento del petróleo o el flujo de los fluidos en el yacimiento (Schlumberger, 2017).

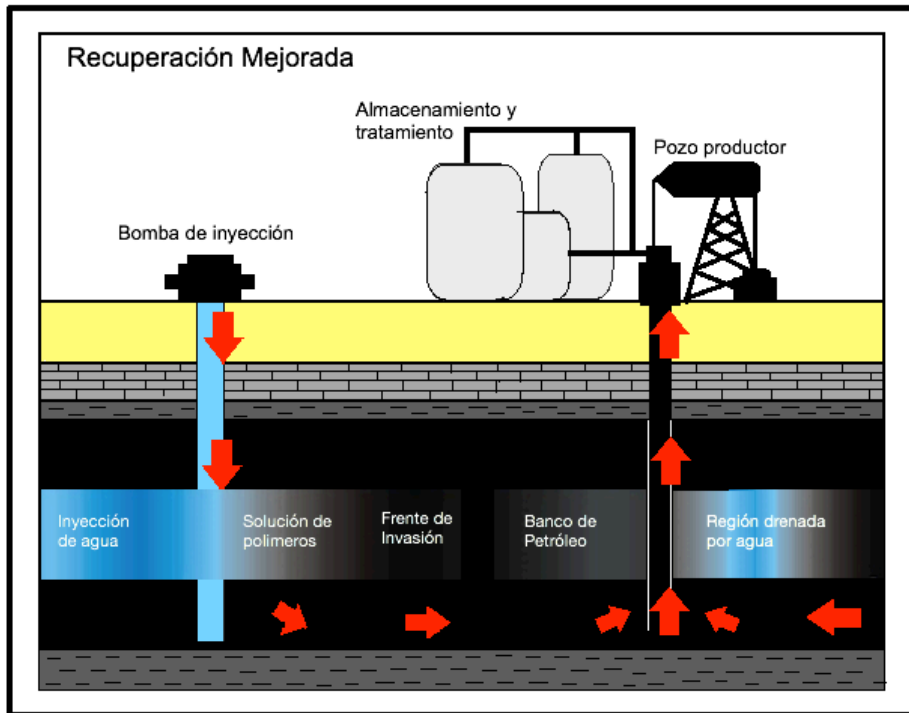


Fig 2.3 Modelo esquemático recuperación mejorada

Los principales métodos de recuperación mejorada se describen a continuación.

Métodos Químicos (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares). Término general que se utiliza para procesos de inyección de soluciones químicas especiales. Se utilizan sustancias micelares, alcalinas y similares al jabón para reducir la tensión superficial entre el petróleo y el agua en el yacimiento; también se emplean polímeros tales como poliacrilamida o polisacáridos para mejorar la eficiencia del barrido. Las soluciones químicas se bombean a través de pozos de inyección especialmente distribuidos para movilizar el petróleo que ha quedado

rezagado después de la recuperación primaria o secundaria. La inundación química es un componente principal de los procesos de recuperación mejorada. El procedimiento general de una inundación química incluye un prelavado (agua de baja salinidad), una solución (micelar o alcalina), un reductor de movilidad y, finalmente, un fluido impulsor (agua), que desplaza las sustancias químicas y el petróleo resultante hacia pozos productores. El prelavado y el reductor de movilidad son fluidos opcionales (Schulmberger, 2017). La inyección de polímeros se utiliza para mejorar la movilidad del agua y el aceite en un yacimiento de hidrocarburos líquidos.

Métodos Miscible

(inyección de dióxido de carbono [CO₂] o inyección de hidrocarburos). Término general que se utilizan en procesos de inyección que introducen gases miscibles en el yacimiento. Un proceso de desplazamiento miscible mantiene la presión del yacimiento y mejora el desplazamiento del petróleo debido a que se reduce la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.

Los gases que más se utilizan son:

- Gas licuado de petróleo (LPG), como el propano, metano a alta presión, metano enriquecido con hidrocarburos ligeros,
- Nitrógeno a alta presión
- Dióxido de carbono en condiciones del yacimiento adecuadas de temperatura y presión (Schulmberger, 2017).

La inyección del dióxido de carbono (CO₂) se utiliza comúnmente para recuperar el aceite de los yacimientos donde la presión inicial se ha agotado. Se inyecta

agua en el yacimiento hasta que se restablece la presión a un nivel inicial, luego se introduce CO_2 en el yacimiento por los pozos de inyección. A medida que el CO_2 se introduce a una zona miscible forma un frente que es soluble con el aceite, facilitando el desplazamiento hacia los pozos de producción.

La estimulación cíclica de dióxido de carbono (CO_2), es una operación de un sólo pozo, en el que se inyecta CO_2 en un yacimiento, después se cierra el pozo durante un tiempo, proporcionando un "período de remojo", luego se abre, permitiendo que se produzcan el aceite y los fluidos. La disolución del CO_2 en el aceite reduce la viscosidad, permitiendo que el aceite fluya más fácilmente hacia el pozo.

La inyección de nitrógeno (N_2) se inyecta en un depósito para formar un frente miscible que vaporiza el aceite más ligero. A medida que el frente se aleja de los pozos de inyección, su borde delantero entra en solución o se vuelve miscible con el aceite del depósito. La inyección continua mueve el aceite desplazado hacia pozos de producción. Se inyecta agua alternativamente con el nitrógeno para aumentar la eficiencia de barrido y la recuperación de aceite.

Recuperación Térmica

La aplicación de estos métodos se enfoca en reducir la viscosidad del aceite incrementando su movilidad para que el aceite fluya hasta el pozo se utiliza para producir petróleos espesos y viscosos con densidad menores de 20°API , estos aceites no pueden fluir a menos que se les caliente y se reduzca su viscosidad lo suficiente para permitirles fluir hacia los pozos productores. Durante la recuperación térmica, el petróleo crudo sufre cambios físicos y químicos debido a

los efectos del calor suministrado. Las propiedades físicas tales como la recuperación termal generalmente se realiza mediante dos procesos generadores:

1. Procesos donde un fluido caliente como el vapor es inyectado en el yacimiento.
2. Procesos en donde el calor es generado por el yacimiento mismo como la combustión.

La recuperación térmica es una rama importante de los procesos de recuperación mejorada de petróleo donde se reduce la viscosidad de una manera rápida por el incremento de la temperatura; usualmente se utiliza las altas temperaturas del vapor para liberar calor a la formación, donde la inyección es continua en varios pozos para desplazar el aceite y obtener producción en otros pozos.

- Inyección de fluidos calientes: Son aquellos procesos en los cuales un fluido caliente es inyectado a un yacimiento relativamente frío. Generalmente se inyectan fluidos como el agua caliente en estado líquido, vapor, gas natural, CO₂, y en ciertos casos algunos solventes.
- Inyección de vapor: es la técnica más avanzada de los EOR, generalmente esta técnica es aplicada en yacimientos con aceites viscosos y se aplica en lugar de los métodos primarios y secundarios. En los procesos de estimulación de vapor, el calor y la inyección de vapor incrementa la presión del yacimiento causando fracturas con el fin de forzar el contacto con el aceite se tiene como objetivo reducir la viscosidad para que el aceite pesado pueda fluir al pozo productor.
- Procesos de combustión: En casos de aceite pesado, la combustión in-situ puede proveer el calor para movilizar el aceite; en este caso durante el

proceso se realiza la inyección de agua caliente con aire seco o con aire mezclado. El caso ideal, es cuando se logra que el fuego se propague uniformemente desde el pozo de inyección hasta el pozo de producción logrando el movimiento del aceite hacia el pozo y la combustión de los gases.

La combustión in-situ es normalmente aplicada a los yacimientos de alta densidad de aceite ($^{\circ}$ API), en este caso el calor generado dentro del yacimiento ocurre por combustión la cual se logra mediante la inyección de aire donde parte del aceite quemado reduce la viscosidad y causa una evaporización parcial.

Dentro de los procesos de combustión se tienen los siguientes casos generales:

1. Combustión Adelantada: Es aquella donde el movimiento del frente de calor se desplaza con dirección al pozo de inyección de aire.
2. Combustión Reversa: Es aquella donde el movimiento del frente de calor es opuesto a la dirección del pozo de inyección de aire (Speight G. James, 2013).

-Proceso THAI (To Heel Air Injection): forma parte de los procesos de combustión, pero ofrece una manera de controlar y producir el aceite quedando parcialmente listo para la refinería, ya que este método combina una inyección de aire en un pozo vertical con un pozo de producción horizontal, durante el proceso, se crea un frente de combustión donde se quema parte del aceite del yacimiento generando calor para reducir la viscosidad del aceite y así pueda fluir por reducción de densidad al pozo

productor; este proceso tiene potencial de operar en yacimientos de baja presión (Speight G. James, 2013).

d) Recuperación Avanzada: conocida por su acrónimo (IOR) por sus siglas en inglés *Improved Oil Recovery*, que emplea cualquier método de recuperación de hidrocarburos, principalmente los que modifican las condiciones del yacimiento, que utilizan adicionalmente técnicas de recuperación mejorada diseñadas para mejorar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo para incrementar la recuperación del petróleo, se emplea después de las etapas de producción primaria y secundaria

En algunos países, IOR y EOR se utilizan como sinónimos, ya que puede incluir procesos químicos, mecánicos, o físicos o una combinación de los anteriores. El EOR es un subconjunto del IOR; donde el IOR en sentido estricto también abarca un amplio rango de actividades como: Implementación de técnicas mejoradas de caracterización de yacimientos, administración de yacimientos, perforación de pozos de relleno (Infill drilling) y simulación avanzada (Rangel, 2015).

La unión de los IOR y EOR se entrelazan para poder lograr un mejor resultado y obtener mejores formas de recuperación superiores a los métodos tradicionales (Alvarado, M. Y Manrique, E. 2001). Se emplean para mejorar las formas de explotación de un yacimiento y aumentar la productividad de un pozo; se utilizan de forma combinada para describir cualquier proceso que pueda aplicarse para aumentar la recuperación de un mayor volumen de aceite que finalmente se recupera del yacimiento a una velocidad mayor.

Las técnicas de IOR también puede incluir procesos EOR, se utiliza para movilizar y recuperar un mayor porcentaje de aceite residual que no puede ser movilizado por la inyección de un sólo fluido, o por el uso de procesos físicos o mecánicos. Las tecnologías EOR están específicamente diseñadas para afectar principalmente al petróleo inmóvil que permanece en el yacimiento, mientras que las estrategias de IOR pueden usarse para recuperar más aceite móvil y/o inmóvil restante.

Si el porcentaje de saturación de aceite residual no es alto, entonces es improbable que los procesos de EOR se utilicen en la estrategia general de IOR (EOGA Oil &Gag, 2017).

Capítulo 3: Sistema Petrolero

3.1 Consideraciones Geológicas

La Sonda de Campeche es una provincia geológica que se encuentra dentro de la plataforma continental, del sector sur del Golfo de México (GM) constituyendo la provincia petrolera más importante del sureste de México (figura 3.1).

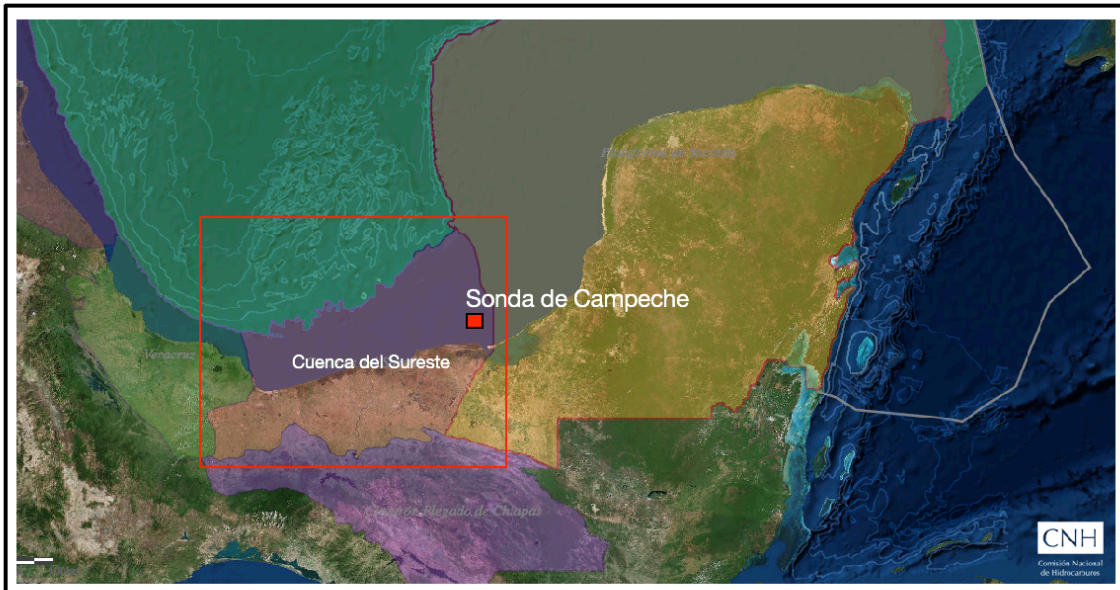


Fig 3.1 Ubicación de la Sonda de Campeche en el sureste de México de (Modificada de CNH, 2017).

La Sonda de Campeche se encuentra en una zona en donde han ocurrido varios eventos geológicos que permitieron la formación de todos los elementos del sistema petrolero en secuencias sedimentarias del Jurásico al Reciente, que han experimentado varias fases de deformación.

3.1.1 Evolución Geológica

Desde el punto de vista geológico, durante el Mesozoico y Cenozoico, ocurrieron tres períodos de mayor actividad tectónica que contribuyeron a tener una estratigrafía muy variada y con estructuras geológicas complejas.

I.- Periodo de Rifting (Triásico Superior – Jurásico Medio)

Desde el Triásico, la placa de Norteamérica comenzó a separarse de las placas de África y Sudamérica en un proceso de rifting que propició la disgregación de Pangea. Dicha disgregación causó la apertura del mar de Tethys y dio origen a un proto-océano Atlántico y el consecuente desarrollo del GM a partir del Jurásico Medio (Van der Voo et al., 1976). Previamente se crearon grabens y medios grabens con un desarrollo extensional y transtensional a lo largo del frente los cinturones orogénicos Apalachianos y Alegenianos alrededor de la periferia del GM, en cuyas depresiones se acumularon secuencias sedimentarias terrígenas continentales (Pindell y Dewey, 1982).

En el Jurásico Medio un brazo del rift se separó mediante un proceso de extensión y migró hacia el oeste, separando África y Sudamérica de Norteamérica. Durante esta separación el mecanismo que dió origen a la apertura del GM fue el desprendimiento del Bloque Yucatán (Pindell, 2001), (Pilger, 1981). Por otro lado (Meneses, 1990) y (Salvador 1991), coinciden en explicar que se desprendió desde un bloque la margen noroccidental de la costa del Golfo en los Estados Unidos y se trasladó con una tendencia hacia el sureste hasta llegar a su posición actual. Una de las hipótesis indica que el movimiento del Bloque de Yucatán tuvo

en sus márgenes nororientales y suroccidentales (Península de Florida y Tampico –Misantla) movimientos de fallas transcurrentes, dando una curvatura con movimiento contrario al de las manecillas del reloj, con una rotación de 18°.

En contraste, Quezada (1990) interpreta que el Bloque de Yucatán se desprendió durante el Paleozoico Tardío del lado oriental de México, lo que se conoce como la Paleopenínsula de Tamaulipas, y migró hacia el sureste a la posición actual dando lugar al inicio del aulacógeno de Huayacocotla en el Triásico – Jurásico Inferior, y posteriormente al de Sabinas – Coahuila en el Jurásico Tardío. A finales del Jurásico Medio (Calloviano), ocurrió una significativa atenuación de la corteza continental, produciendo levantamientos en el basamento, formando rifts en el norte del GM (Cantú–Chapa, 2001). Debido a la temprana apertura del GM y a la existencia de un clima árido, prevalecieron condiciones favorables para la formación de grandes espesores de evaporitas que actualmente se ubican en el subsuelo de los sectores norte y sur del GM; de manera contemporánea, las plataformas de Yucatán y Florida emergieron formando una barrera que mantenía restringida la circulación del agua, aumentando el depósito de grandes espesores de sal durante el Calloviano e inicios del Oxfordiano.

II.- Periodo Tectónico de Margen Pasiva (Jurásico Superior – Cretácico Superior)

A principios del Jurásico Superior, en el Oxfordiano, la expansión cesó, formándose márgenes pasivas y subsidencia en la parte central del Golfo de México (Salvador, 1991). La subsidencia se debe primeramente al enfriamiento termal del piso oceánico y posteriormente a la carga litostática de depósitos de

gran espesor provenientes del noroeste, norte y sur que se acumularon sobre las márgenes del Golfo. La subsidencia dió como resultado una transgresión marina de gran escala. Posteriormente, durante el Oxfordiano Medio, las condiciones de evaporación cesaron y se suspendió el depósito de evaporitas, prevaleciendo condiciones de mares semirestringidos y mares abiertos.

La subsidencia relacionada con el enfriamiento de la corteza dió origen a un rápido desarrollo de condiciones marinas, formando una plataforma somera o rampa en el límite de la corteza oceánica y la corteza transicional, por lo que prevalecieron depósitos de sedimentos clásticos en aguas someras, con cambios laterales a carbonatos de aguas profundas. Hubo desarrollo de extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Salvador, 1991; Winker y Buffler, 1998), que en conjunto formaron asociaciones litológicas de capas concéntricas muy bien definidas en los bordes del GM (Salvador, 1991), condiciones que prevalecieron hasta finales del Kimmeridgiano. Durante esta época, debido a la carga litostática, comenzó el movimiento temprano de la sal depositada en el Calloviano. La movilización ocurrió debido a un flujo gravitacional hacia el interior de la cuenca, cercano al límite entre la delgada corteza transicional y en la corteza oceánica.

La sedimentación del Tithoniano se caracterizó por el depósito de delgados estratos de lutitas y carbonatos con un significativo aumento en el contenido de organismos, cuya materia orgánica se preservó por acumularse en un ambiente anóxico por lo que se formaron las rocas generadoras de la mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos que existentes en el GM (Viniegra, 1966).

En el Valanginiano (Cretácico Inferior), el Bloque de Yucatán alcanzó la posición que actualmente guarda con respecto a Norteamérica (Ángeles Aquino et al., 1987; Sawyer et al., 1991). Durante esta época prevalecieron predominantemente depósitos de carbonatos de plataforma y evaporitas, con algunos depósitos continentales y clásticos de aguas someras en el norte y noroeste de la cuenca, donde el nivel de aporte de arcillas fue disminuyendo. El GM era una cuenca con márgenes estables donde el único efecto que la modificó, y que la sigue modificando actualmente ha sido por subsidencia, y el aporte de sedimentos terrígenos formó gruesas secuencias de terrígenos de variados ambientes sedimentarios con fallas de crecimiento en las zonas de extensión por un lado y por depósitos de carbonatos de plataforma, talud y cuenca en otros sectores.

A finales del Cretácico Superior el aporte de los sedimentos terrígenos se incrementó cuya producción era del noroeste, que al depositarse formaron gruesos paquetes de secuencias clásticas que se depositaron en el interior de la cuenca, donde los de mayor espesor se localizan en las cuencas de Macuspana y Comalcalco (2000 m). En la Plataforma de Yucatán predominaron depósitos carbonatados con espesores entre 1500 y 1000 m (Salvador, 1991).

III.- Periodo Tectónico de Compresión (Cretácico Superior –Paleógeno)

En el Cretácico Superior las márgenes pasivas se convirtieron en activas en el sur de México, debido a un cambio en el ángulo de subducción de las placas en la que interactuaban en la margen del Pacífico, dando como resultado los primeros efectos compresivos en la región. Se interpreta que la margen del Pacífico estaba

bordeada por un gran número de micro placas móviles e independientes (Sedlock et al., 1993) y una de ellas conocida como Bloque Chortis, colisionó con el Bloque de Chiapas, dando como resultado el primer cabalgamiento y levantamiento del Macizo de Chiapas (Carfantán, 1981), provocando el descenso del nivel del mar y que en las zonas expuestas ocurriera una fuerte erosión de las plataformas previamente desarrolladas, con lo que se originó karstificación, brechamiento y colapso gravitacional en varios sectores de las plataformas y en el talud continental donde se acumularon gruesas secuencias de brechas calcáreas que hacia la cuenca cambian a facies finas de carbonatos.

Durante el límite del Cretácico Tardío y el Paleoceno ocurrió el evento del impacto del Chicxulub, cuerpo extraterrestre que se impactó en el norte de la plataforma carbonatada de Yucatán, al que se le atribuye la responsabilidad de la extinción masiva de muchos organismos, entre ellos los dinosaurios y amonitas (Álvarez et al., 1992). A dicho evento también se le relaciona el depósito masivo de brechas calcárea en gran parte del sureste de México que constituyen las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos (Grajales – Nishimura et al., 2000).

Durante el Mioceno ocurrió la fase de mayor levantamiento regional tomándose un orógeno (Sierra de Chiapas), que estuvo sujeto a erosión con la consecuente deformación que se conoce como orogenia Chiapaneca, que trajo como consecuencia un incremento muy significativo en el relleno sedimentario que ocasiono presión de sobrecarga y la mayor movilización de sal del subsuelo, por lo que como resultado de la deformación se formaron domos, diapiros, canopies, fallas y pliegues. Al frente del orógeno se formaron cuencas de antepaís (foreland)

donde se acumularon gruesas secuencias terrígenas de diferentes facies, siendo las turbiditas las de mayor impacto económico-petrolero.

3.1.2 Estratigrafía:

La corteza continental del Caribe y GM formó parte del gran continente Pangea hasta que se presentaron las primeras incursiones marinas que en esa región iniciaron en donde hoy se localiza el estado de Oaxaca y continuaron hasta la apertura del Golfo de México (Schlumberger, 1984).

Los depósitos sedimentarios que constituyen la columna sedimentaria marina de la Sonda de Campeche van desde el Jurásico Medio al Cenozoico; son principalmente rocas evaporitas, carbonatos y terrígenos; los primeros están presentes en el Mesozoico y los segundos en el Cenozoico. Las secuencias evaporíticas del Jurásico Medio-Superior están cubiertas por rocas calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior constituyen el depósito sedimentario más antiguo en la Sonda de Campeche (Hernández, 2008).

La columna sedimentaria marina atravesada por los pozos de la Sonda de Campeche es de más de 6000m de espesor, donde, se tienen una variedad de litologías que reportan edades desde el Calloviano hasta el reciente. El paquete de rocas está constituido por evaporitas del Calloviano-Oxfordiano, rocas carbonatadas para el Kimmeridgiano y caliza arcillosa para el Cretácico Inferior-Paleoceno Inferior (Peñaloza, 2003).

El evento de disgregación continental ocurrido en el Pérmico-Triásico dió origen a una paleotopografía particular de Horst y Grabens, en ambientes áridos, donde se inició un evento de sedimentación continental en la depresión, caracterizada por

un depósito de una secuencia de conglomerados, areniscas y limolitas. Al occidente de este elemento se interpreta que se formó el desarrollo de una cuenca evaporítica, en donde se iniciaron los depósitos salinos.

Las condiciones continentales y sus depósitos continuaron hasta el inicio del Jurásico Medio, propiciando la acumulación de sedimentos terrígenos que pertenecen a la formación Todos Santos, que sobreyace discordantemente a las rocas del Basamento Paleozoico, que está formado por una serie metamórfica de esquistos. Hacia el occidente, ocurrió una transgresión marina Calloviana-Oxfordiana que se interpreta por la presencia de secuencias marinas encontradas en la perforación del pozo Chac-1, constituida inicialmente de evaporitas, posteriormente de lutitas con intercalaciones de calizas y hacia la parte inferior de areniscas de ambiente marino, costero, que constituyen rocas generadoras y almacenadoras de hidrocarburos (Schlumberger, 1984).

El Calloviano está caracterizado por depósitos de sal provenientes de aguas connatas producidas por el evento tectónico de la apertura del GM en un ambiente de sabka. El Oxfordiano se caracteriza por el depósito de la secuencia pertenecientes al grupo Kabil-Balanca, que se constituyen de areniscas y limonitas con intercalaciones de bentonita, calizas arcillosas y lentes de pedernal. Por su parte, durante el Kimmeridgiano hubo un cambio en los patrones de sedimentación, por lo que predominó la sedimentación terrígena, con cambios de facies a depósitos calcáreos, algáceas y oolíticos que pertenecen a la formación Akimpech (Ortiz, 2010).

En el Calloviano se formaron las rocas sedimentarias marinas más antiguas correspondientes a depósitos salinos clasificados como sal ístmica, cuya

deposición continuo hasta el inicio del Oxfordiano temprano (Ángeles, 1996). La que al movilizarse en etapas posteriores favoreció que se desarrollaran estructuras geológicas que constituyen trampas petroleras y horizontes de roca sello.

Durante el Kimmeridgiano continuó la transgresión sobre el área continental de Yucatán por lo que disminuyó el aporte de terrígenos. En la porción que ocupa la Sonda de Campeche, se depositó una sección de carbonatos con alternancias de terrígenos finos, de ambientes someros que proporcionan condiciones favorables para formar rocas generadoras de hidrocarburos (Schlumberger, 1984).

En el Tithoniano, cambian las condiciones de sedimentación de la Sonda de Campeche, como resultado de la transgresión; por lo que los ambientes someros cambian a ambientes más profundos y de circulación restringida, depositándose arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica constituyendo las mejores rocas generadoras de la región.

En el Cretácico Inferior predomina el depósito de carbonatos de varios subambientes sedimentarios, como los de la Formación Iktan, los cuales presentan baja porosidad ya que se formaron en ambientes de baja energía en aguas profundas (mudstone y wackestone). Al final del Cretácico superior se forman brechas calcáreas de la Formación Chac, principalmente de talud que cambian a facies de cuenca.

En el límite Cretácico-Cenozoico se formó una unidad de calizas de plataforma y una secuencia de brechas calcáreas en el talud y de base de cuenca, que representan, las rocas almacenadoras más importantes de toda la zona marina. El

mayor volumen de brechas calcáreas se formó por el impacto del Meteorito del Chicxulub en el sector norte de la paleo-plataforma de Yucatán.

El Eoceno está formado por secuencias terrígenas que se pueden separar en las siguientes unidades:

- En el Eoceno Inferior, se tiene lutitas bentoníticas, ligeramente calcáreas que se depositaron entre eventos.
- En el Eoceno Medio, se tienen calcarenitas constituidas por grainstone y packstone de bioclastos e intraclastos.
- En el Eoceno Superior se tienen lutitas bentoníticas que se acumularon en un ambiente de aguas profundas, con espesores muy irregulares.

En el Oligoceno se formaron lutitas bentoníticas, y lutitas calcáreas, el ambiente se interpreta como de talud y cuenca profunda.

En el Mioceno se tienen principalmente las siguientes dos secuencias:

- Las del Mioceno Inferior, corresponden con la Formación Depósito que está constituida por lutitas, ligeramente arenosas y lutita bentónica compacta, con intercalaciones de capas delgadas de areniscas, de grano fino a muy fino, calcárea; con alto contenido faunístico propio de aguas profundas.
- Las de Mioceno Medio-Superior corresponde con la Formación Encanto, la principal roca almacenadora en el área. Litológicamente está constituida por una alternancia de arenisca de grano medio y lutitas calcáreas, bentoníticas, acompañadas con aislados cuerpos de arenisca calcárea.

Para el Plioceno Inferior se tienen dos formaciones de interés petrolero Concepción Inferior y Concepción Superior.

- La Formación Concepción Inferior está constituida por una alternancia de arenas y lutitas de color gris, plásticas, arenosas con bioclastos, y alto contenido de microfauna, con intercalaciones aisladas de cuerpos lenticulares de areniscas.
- La Formación Concepción Superior, consiste en una alternancia de areniscas, areniscas arcillosas de grano fino y lutitas arenosas, con restos de micro y macrofauna y carbón lignito.

Para el límite Plioceno Inferior-Superior, se tiene las siguientes unidades estratigráficas:

- La Formación Filisola, que se caracteriza por presentar horizontes de areniscas de color gris claro de grano fino a medio, en parte ligeramente arcillosas y en ocasiones cementadas por CaCO_3 , con esporádicas intercalaciones delgadas de lutita arenosa.

Para el Plioceno Superior se tienen las siguientes dos unidades estratigráficas.

- La Formación Paraje Solo, se comprende una alternancia de cuerpos de lutita y capas delgadas de carbón (lignito).
- La Formación Agueguesquite, está constituida en su parte superior por una alternancia de lutitas y areniscas y en la parte inferior por cuerpos de lutitas con abundantes foraminíferos.

Los ambientes de depósito del Pleistoceno corresponden a ambientes transicionales y de plataforma, clástica pertenecientes a la Formación Cedral, condiciones ambientales que prevalecen hasta el Reciente (Ortiz, 2010).

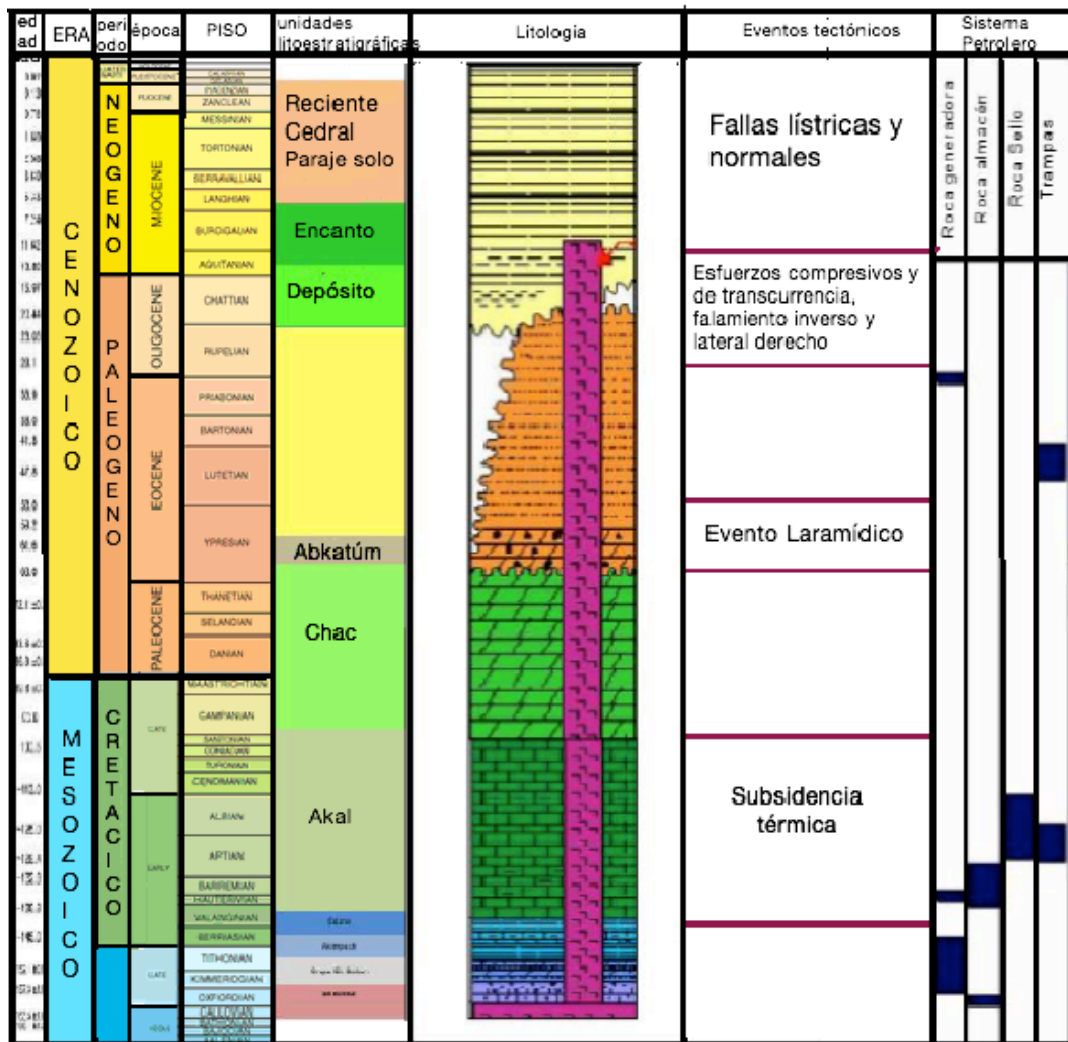


Fig. 3.1 Tabla Estratigráfica de la Sonda de Campeche (modificada de Anaya, 2015)

3.1.3 Geología Estructural

La acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural. Los plegamientos del área fueron el resultado de varios eventos de deformación, desde el Cretácico al Plioceno.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada NW-SE, similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas.

Se presentan numerosas fallas normales, inversas y laterales producto de los diferentes eventos de deformación a la que ha estado sujeta la región orogénica (Schulmberger, 1984).

Se han identificado cinco estilos estructurales predominantes en la Sonda de Campeche, que tienen relación con el sistema petrolero; estos son:

El primero es el resultado de esfuerzos de deformación con extensión (Triásico-Jurásico) que originaron el proto Golfo de México y formaron fallas normales con rumbo Norte-Sur, en conjunto constituyen horst y grabens que afectan el basamento y que configuraron la geometría de la cuenca rift.

El segundo fue producto de esfuerzos de compresión del Cretácico Tardío, lo cual provocó el basculamiento de los bloques, fallas inversas y pliegues con diversas geometrías.

El tercer estilo ocasionó deformaciones intensas con dirección NE del Oligoceno-Mioceno, provocando la formación de pliegues, domos, diapiros, canopies, fallas normales y fracturamiento en bloques (Ortíz, 2010). La Orogenia Chiapaneca formó un orógeno que propició erosión y el grueso depósito de sedimentos terrígenos que se acumularon en varios ambientes desde someros, de talud a aguas profundas. La gruesa secuencia originó que por la presión de sobrecarga

que propició el desarrollo de fallas normales y el incremento de la deformación causada por el movimiento de sal. Esta fase de deformación creó una cadena plegada y cabalgada.

El cuarto estilo dió lugar a una serie de fallamientos normales, lístricos y de crecimiento que generaron cuencas de depósito como lo son las de Macuspana y Comalcalco (Ortiz, 2010). Durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos que originaron deformación por extensión que dieron lugar a un sistema de fallas lístricas que delimitan las cuencas que se extendieron hacia el mar. Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los depósitos que constituyen los yacimientos del Cenozoico Tardío (Ángeles-Aquino, 1982).

El quinto estilo de deformación se caracteriza por altos y bajos estructurales separados por fallas laterales que afectan a las estructuras generadoras anteriormente y que originan varios bloques en donde se encuentran importantes yacimientos petroleros.

Los estilos de fallas y pliegues se pueden observar en las secciones de los campos estudiados un ejemplo es el campo Iktan (Fig 3.2) donde se observa la estructura principal, un pliegue anticlinal doblemente buzante, delimitado por dos fallas laterales en sus sectores este y oeste (Fig 3.3) y por una falla inversa en la parte norte, también se tiene la presencia de fallas normales y abundantes fracturas lo cual representa las principales trampas del campo (PEMEX, 1999).

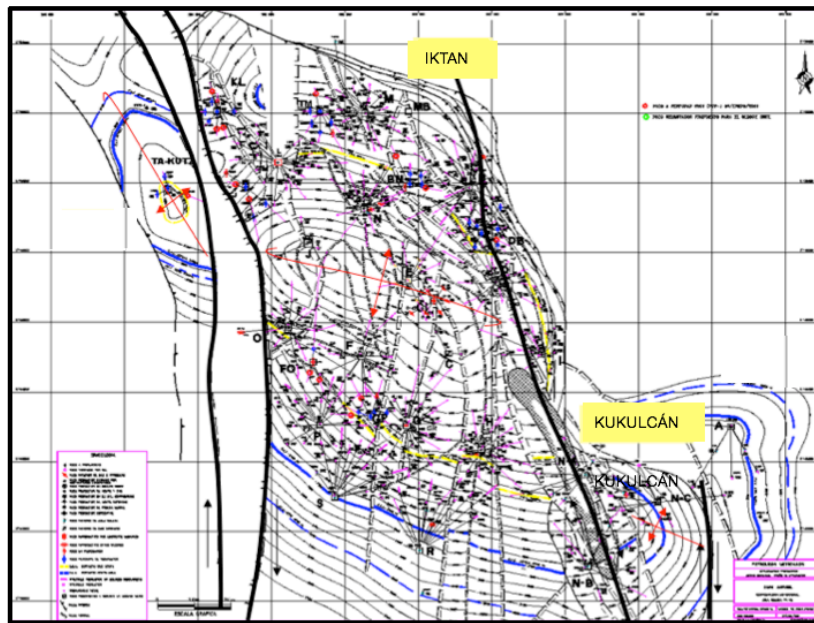


Fig. 3.2 Configuración estructural de la cima de la Brecha del Cretácico Superior

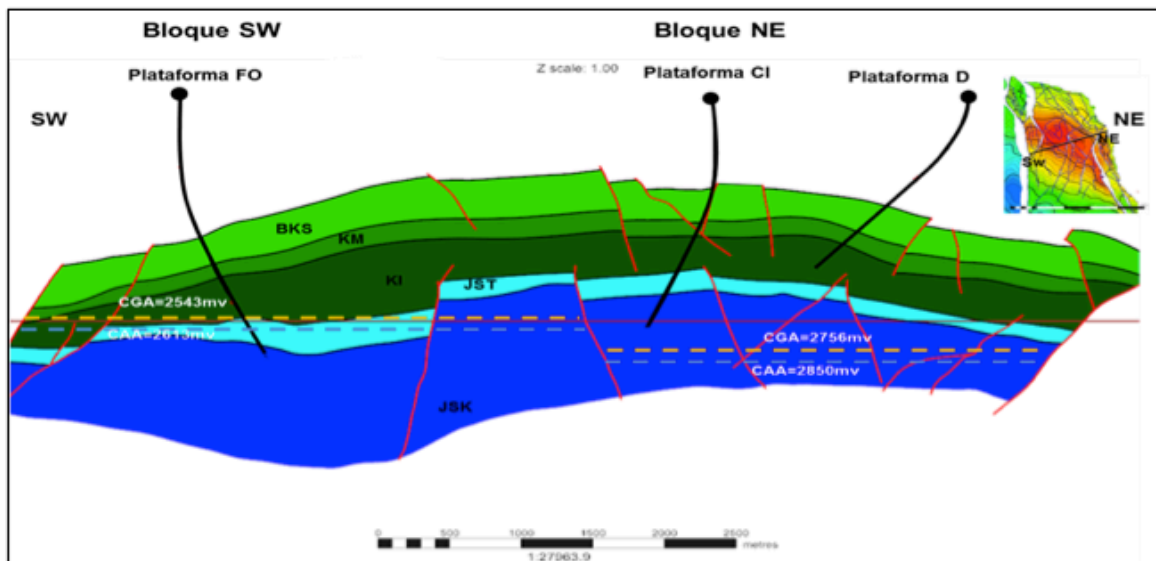


Fig 3.3 Distribución de espesores del Oeste-Este del campo Iktan

El complejo Hunab-Loob-Ha se caracteriza por ser un bloque con un sistema de fallas distinto para cada campo como se ilustra en la (Fig 3.4), se considera que este complejo es un campo análogo de campo Iktan, ya que ambos campos se formaron en eventos geológicos similares y la deformación originó estructuras anticlinales similares. Para Hunab la estructura principal es un pliegue anticlinal asimétrico, de dirección NW 75°SE, convergencia al noreste, doblemente buzante. Está delimitado del lado oriente por una falla lateral derecha, que es la causante del deslizamiento del campo Hunab hacia el NW. En el sector norte se tiene a una falla inversa de grandes dimensiones y una de segundo orden de menor desplazamiento, las que tienen una dirección paralela al eje de la estructura. Las fallas del sector central del pliegue son fallas de tipo normal. Para el campo Loob, el cierre en su sector oriental es por una falla regional de movimiento lateral derecho con un rumbo NW25°SE, conectada con fallas normales de segundo orden que se formó en un régimen de transtensión, por lo que en conjunto se tiene una estructura en flor negativa, y para el campo Ha, el corrimiento del sector oriental del campo se debe a una falla lateral derecha que tiene fallas normales de segundo orden, por lo que corresponde a una estructura en flor negativa originada por transtensión.

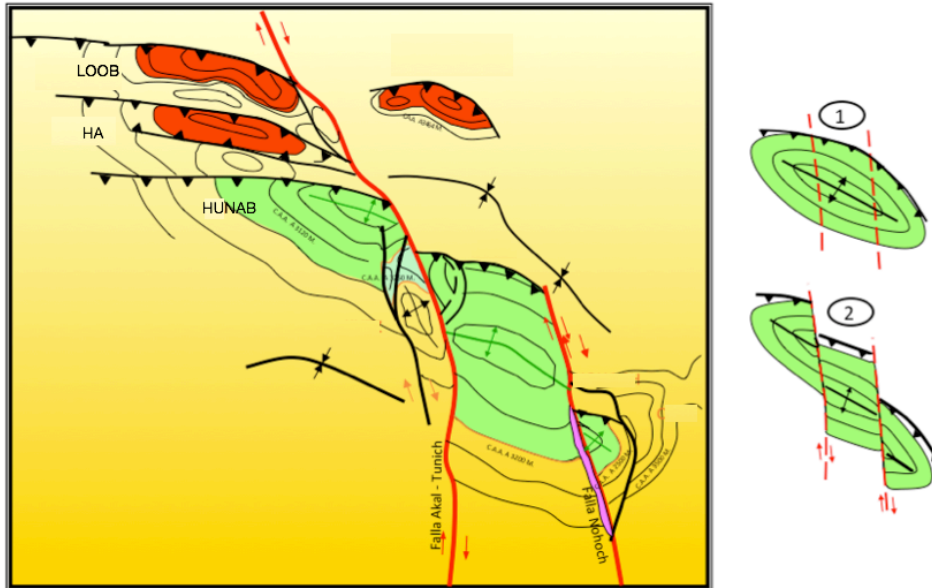


Fig 3.4 Modelo estructural para el complejo Hunab-Loob-Ha donde se observan fallas, cabalgaduras y los sigmoides de deformación.

En el campo Kukulcán la geología estructural está constituida por un anticlinal de forma dómica alargada de dirección NW50°SE, truncado en su porción oeste por una falla lateral derecha con dirección NW30°SE, que corresponde con el límite del campo Iktan, y al este del pliegue también está truncado por otra falla lateral derecha de dirección NW15°SE, que es el límite con el campo Chac, tal como muestra en la figura 3.5. Mientras que al norte y noreste el campo está limitado por la Falla Sihil.

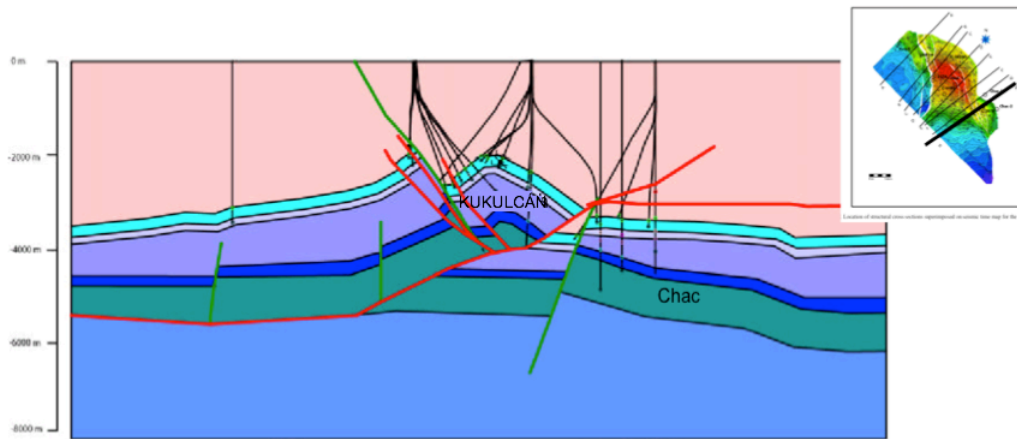


Fig 3.5 Sección estructural del campo Kukulcán donde se observan las falla lateral con el campo Chac.

Para el complejo Kabil-Balanca la estructura está definida por un anticlinal alargado doblemente buzante con dirección NW50°SE, que en su porción central fue intrusionado por un diapiro salino (Figura 3.6), quedando el campo Kabil a lado suroeste y el campo Balanca al noreste. Las brechas calcáreas están delimitadas por fallas normales de dirección general NW45°SE, que en el sector central forman un graben con orientación similar al eje del pliegue. Se debe de considerar que la calidad de la roca almacenadora mejoró por el desarrollo de fracturas, las que son más abundantes en el núcleo del pliegue y en las proximidades de las fallas.

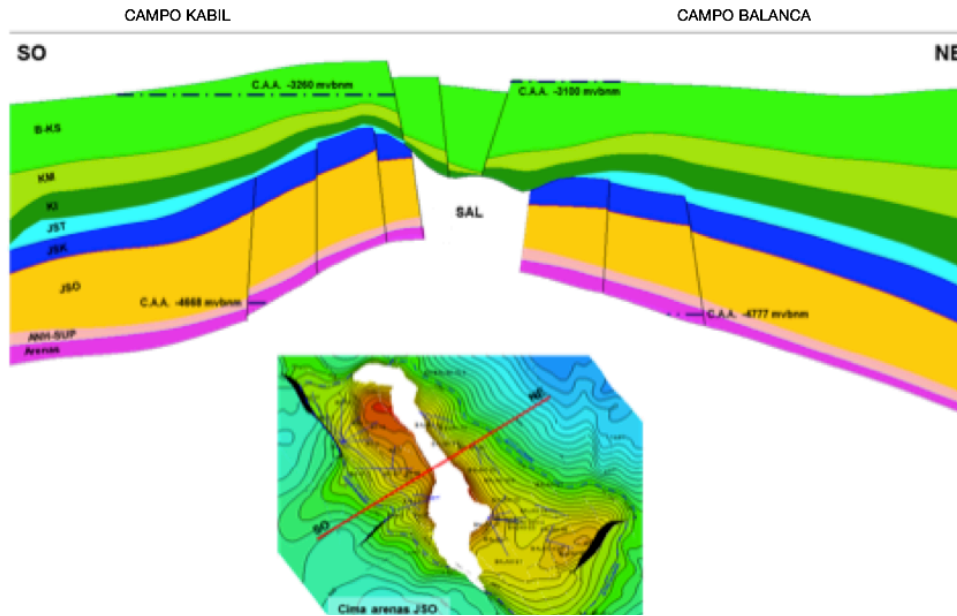


Fig. 3.6 Sección estructural longitudinal SO-NE del campo Kabil-Balanca.

3.2 Sistema Petrolero.

3.2.1 Roca Generadora

En las provincias del Sureste Mexicano se han reconocido cinco horizontes generadores de hidrocarburos principales. El de mayor importancia corresponde a las rocas de Tithoniano (Formación Edzna y Chinameca), las cuales contienen kerógeno tipo I y II. La generación en estas rocas inició desde principios del Paleoceno, y alcanzando su máximo del Mioceno al Plio-Pleistoceno, cuando la columna estratigráfica de la cubierta se incrementó considerablemente, lo que originó un incremento en la temperatura y en la presión de sobrecarga

Otro horizonte generador corresponde con las secuencias sedimentarias de facies de rampa externa y cuenca del Oxfordiano, los que contienen kerógeno tipo I y II; se encuentran en condiciones de madurez similares a las del Tithoniano y se ha comprobado su contribución a las acumulaciones de aceite en los campos de la zona de estudio.

Los horizontes del Cretácico depositados en ambientes reductores, con kerógeno tipo II principalmente contribuyen a la generación de hidrocarburos en las zonas donde se sufrió mayor sepultamiento. La secuencia generadora más joven corresponde a lutitas bentoníticas calcáreas del Eoceno medio, lutitas del Oligoceno Inferior y del Mioceno que contienen kerógeno tipo II y III entraron en la ventana de generación durante el Plio-Pleistoceno, sólo en aquellas zonas con mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento, donde también se ha generado gas biogénico (Schlumberger, 2010).

En la figura 3.2.1 se muestra una columna estratigráfica con todos los componentes del sistema petrolero, destacando los cinco horizontes generadores de hidrocarburos, que en conjunto generaran aceite y gas que al migrar y acumularse en las trampas formaron los principales yacimientos de México, en cuanto a las mayores reservas y mayor producción

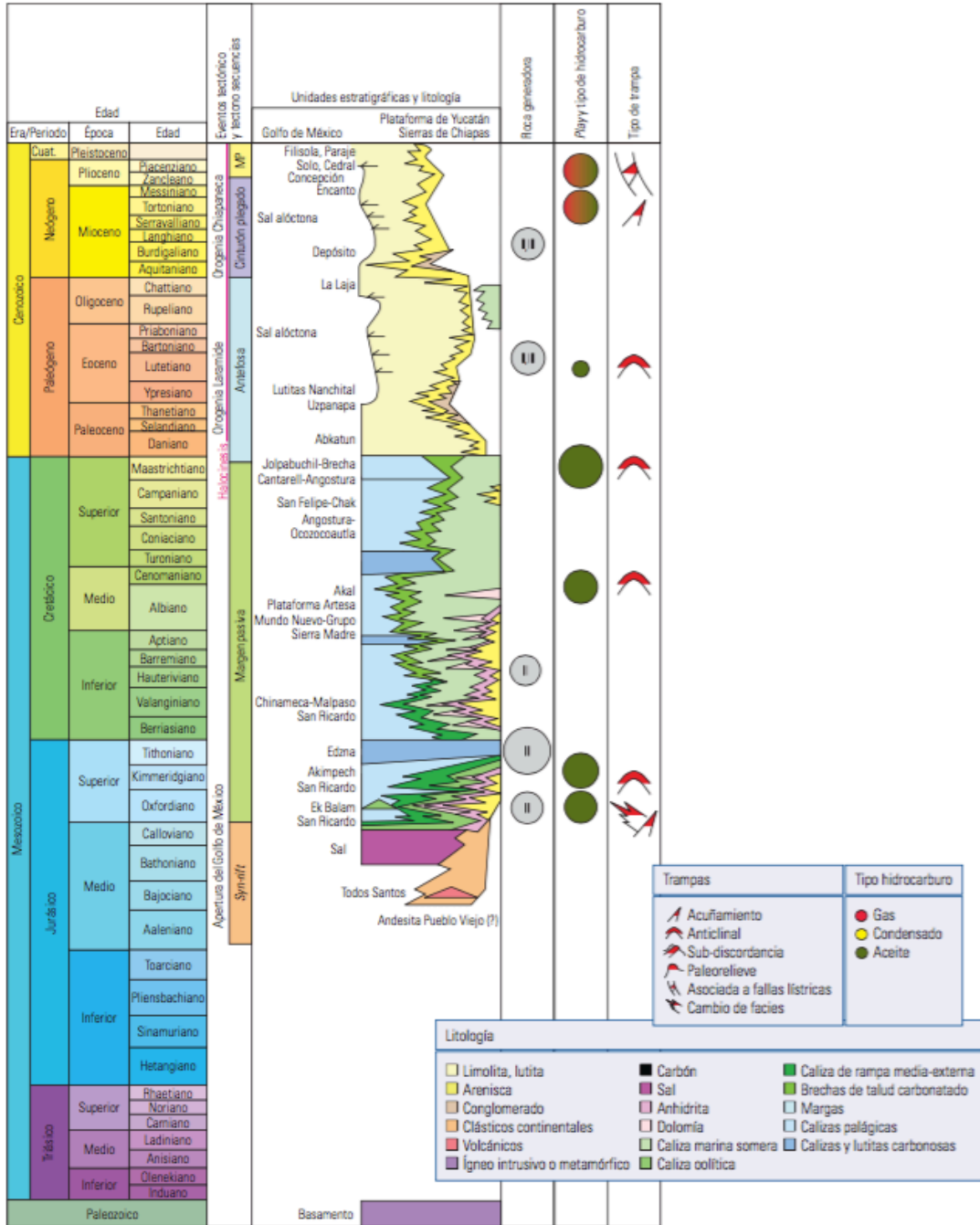


Fig 3.2.1 Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche con los principales componentes del sistema petrolero (tomada de Schlumberger, 2010).

3.2.2 Roca Almacenadora

La roca almacenadora de los campos de la zona estudiada son las calizas dolomitizadas y las dolomías del Kimmeridgiano; calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la cima de Cretácico y base del Paleoceno. La geometría de los depósitos de turbiditas calcáreas que corresponden a las principales rocas almacenadoras se muestra en el modelo geológico de la figura 3.2.2.

Las secuencias sedimentarias del Mesozoico y Cenozoico, contienen cinco secuencias almacenadoras, siendo las más antiguas las del Oxfordiano donde se tienen areniscas de cuarzo y fragmentos líticos con granos redondeados a subredondeados presentando gradación normal, se encuentran en estratos gruesos o masivos, este tipo de facies se asocian a un ambiente de playa (PEMEX, 2007). Los mejores horizontes almacenadores del Jurásico se encuentran en la porción oriental con espesores de 100 a 140m, con una porosidad del 15% al 25% presentándose como cuerpos lenticulares (García, 2010).

Otra secuencias almacenadoras que se formaron por los depósitos de bancos oolíticos del Kimmeridgiano, que corresponde a facies de grainstone, así como secuencias dolomitizadas de calizas wackestone y mudstone fracturadas, las que se presentan intercaladas con lutitas, limolitas y areniscas. Los mejores horizontes almacenadores del Kimmeridgiano se encuentran en secuencias formadas por bancos oolíticos dolomitizados que se ubican en la parte occidental (PEMEX, 2006). Los bancos de ooídes constituyen otras rocas almacenadoras las que presentan una porosidad secundaria vugular con valores del 6% al 11%, las facies

son de caliza wackestone y mudstone fracturadas las que se presentan intercaladas con packestone-grainstone, con dolomitización y acumuladas en la rampa interna del Kimmeridgiano (PEMEX, 2007). Otra roca almacenadora en la zona de estudio corresponde a secuencias de carbonatos fracturados del Cretácico Inferior compuestos por mudstone bentónico ligeramente dolomitizados. La brecha calcárea perteneciente al Cretácico Superior-Paleoceno (K/P), está constituido por flujos de dentritos carbonatados que se acumularon de diferentes partes del talud , base del talud y cuenca profunda en zonas próximas al límite de la plataforma (Fig 3.2.2 y 3.2.3); se compone de fragmentos angulares de mudstone, wackestone, packestone, grainstone y dolomías de grano muy fino a grueso.

La Brecha (K/P) está localizada en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, constituyendo la secuencia de mayor producción, con espesores saturados que varían de 20 a 300m, con una porosidad del 12% (Cárdenas,2008).

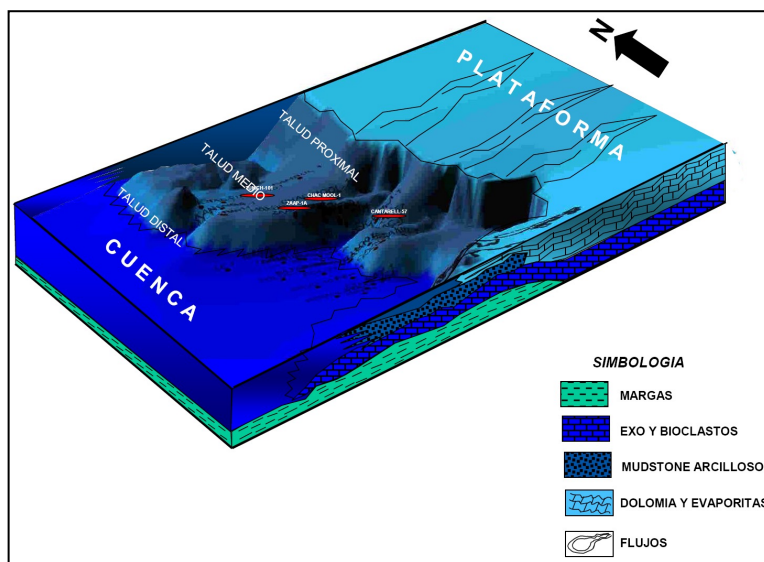


Fig 3.2.2 Modelo sedimentario de secuencia del Cretácico-Superior-Paleoceno que representa el depósito de una plataforma con el talud y la cuenca donde se acumulan brechas calcáreas.



Fig 3.2.3 Cambios de facies de la brecha calcárea productora en la Sonda de Campeche desde la parte proximal a la parte distal.

Por último las rocas almacenadoras más jóvenes son los cuerpos arenosos con horizontes de calcarenitas compuestas por flujos turbidífticos distales del Plioceno. Las cinco secuencias sedimentarias almacenadoras se muestran de forma esquemática en la figura 3.2.4 (Trejo, 2006).

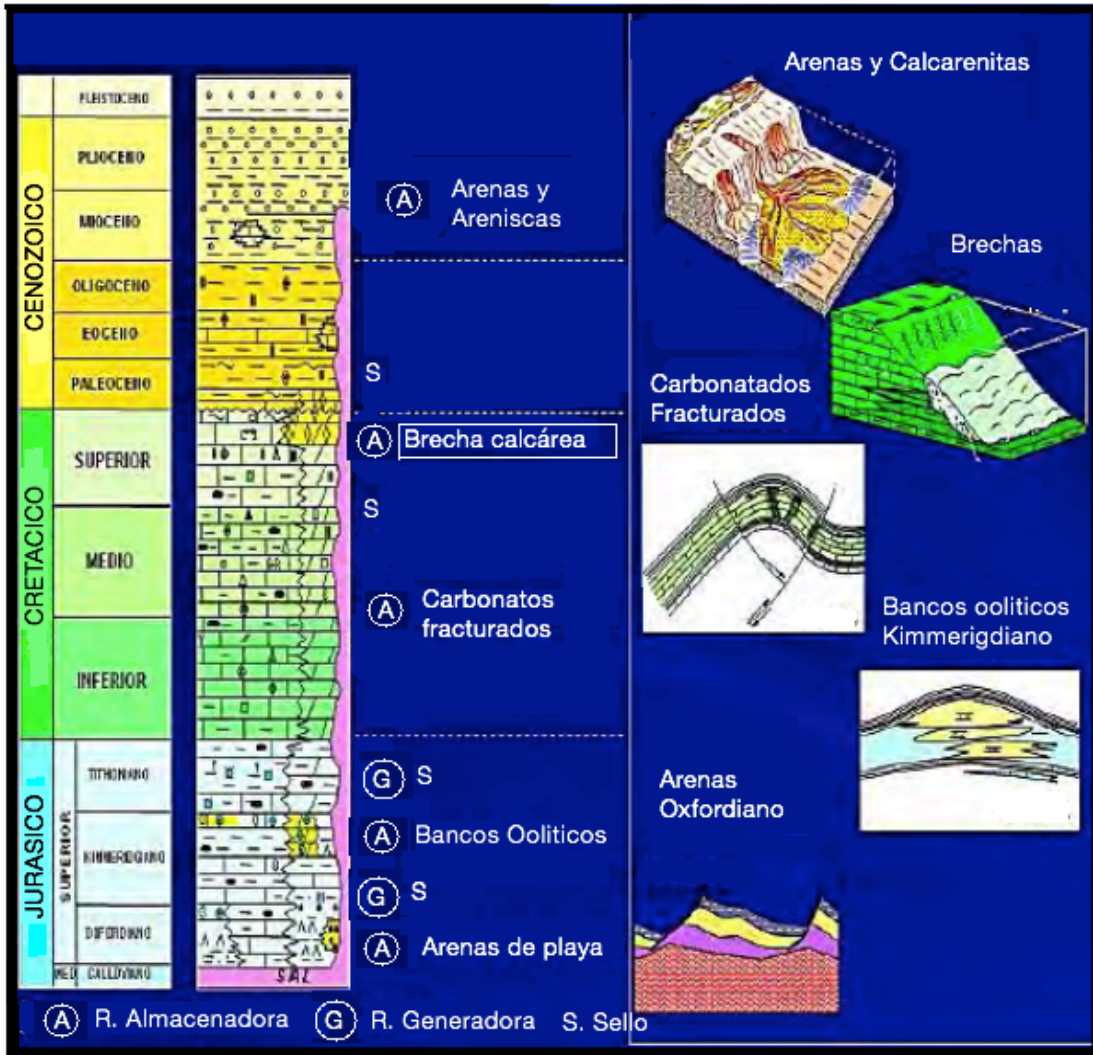


Fig.3.2.4 Columna geológica para la Sonda de Campeche con edades respectivas; para cada litología se indica su importancia ya sea como roca almacenadora, sello o generadora (Modificada de Trejo, 2006).

3.2.3 Roca Sello

La roca sello común en Sonda de Campeche que cubre a cada roca almacenadora son lutitas, lutitas calcáreas y calizas arcillosas. En determinados casos, la sal puede funcionar como una barrera que separa los yacimientos, funcionando como excelente sello.

Existen además horizontes arcillosos en la base del Cretácico Tardío y la cima del Albiano-Cenomaniano, que podrían funcionar como sello y separar yacimientos en horizontes de carbonatos fracturados (PEMEX, 1999).

3.2.4 Trampas

Las acumulaciones petrolíferas de la Sonda de Campeche se encuentran en trampas estructurales como anticlinales con cambios de facies; en general los anticlinales se presentan fallados, además están situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente (PEMEX, 1999). En la figura 3.2.5 se muestra la ubicación de las principales trampas estructurales del área de estudio.

Las trampas de la franja oolítica del Kimmeridgiano, las barras arenosas del Oxfordiano y la brecha calcárea del K-P por su origen se clasifican como trampas estratigráficas, pero los eventos tectónicos que originaron deformación provocó que los yacimientos en anticlinales que posteriormente se desplazan por fallas producidas por varias fases de deformación, por lo que se desarrollan pliegues doblemente buzantes cortados por un sistema de fallas inversas y laterales. En algunas zonas se tiene adicionalmente desarrollo de estructuras salinas.

Posterior a la deformación que provocó los anticlinales se formaron trampas estratigráficas en areniscas del Neógeno; que en algunos casos constituyen trampas combinadas por deformación causada por intrusión salina (PEMEX,2006).

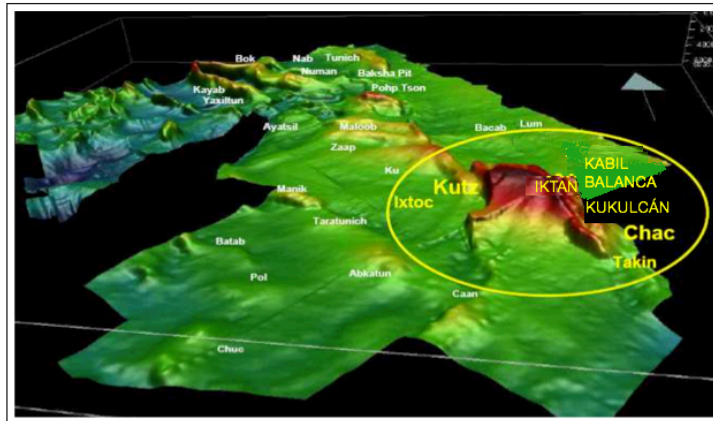


Fig 3.2.5 Ubicación de las trampas de los campos estudiados en Sonda de Campeche (PEMEX, 2006)

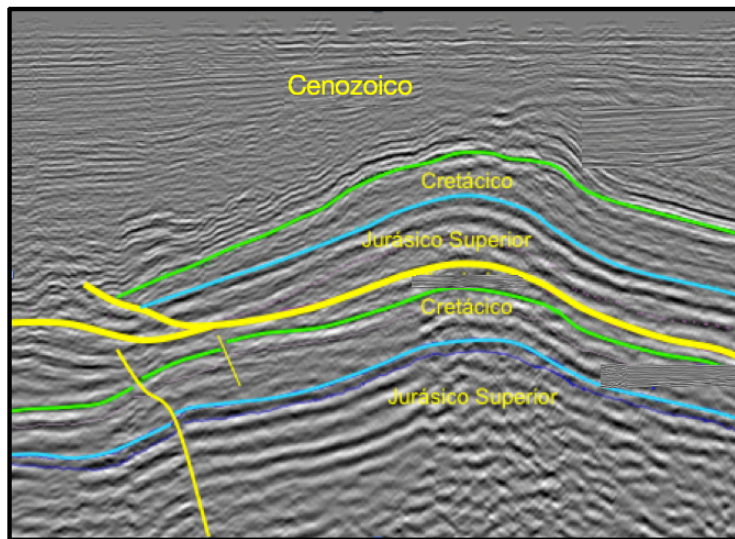


Fig 3.2.6 Modelo sísmico de la trampa estructural de tipo anticlinal formando pliegues doblamente buzantes cortados por fallas inversas del bloque de Iktan sobre el bloque de Sihil donde se pueden observar en amarillo la falla principal.

3.2.5 Migración

En la zona de estudio, la migración se vió favorecida por los diferentes sistemas de fallas que se encuentran en esta región como se ilustra en la figura 3.2.7; las discontinuidades están controladas por los eventos tectónicos que afectaron al sureste Mexicano; particularmente las que forman fallas inversas, fallas normales y fallas laterales se debe tomar en cuenta que parte de la migración ocurrió por flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de las rocas impregnadas de fluidos, por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones; sin embargo, lo más factible es que el mecanismo de transporte predominante haya sido el movimiento vertical cuando se llevó a cabo la migración para las brechas calcáreas del límite entre el Cretácico Superior y el Cenozoico (García, 2010).

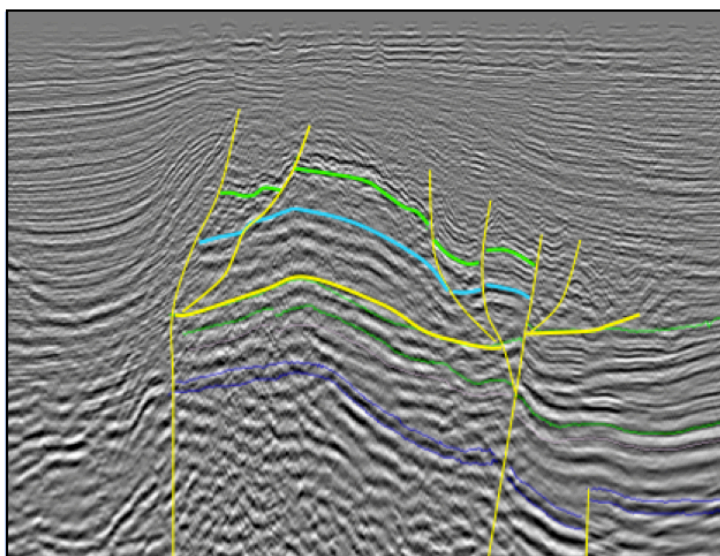


Fig 3.2.7 Sección sísmica del bloque de Iktan y Sihil donde en amarillo se muestran los distintos sistemas de fallas laterales en flor negativa que contribuyen las principales rutas de migración.

3.2.6 Sincronía

Los elementos que conforman el sistema petrolero, se relacionan temporalmente para dar origen al potencial petrolero de la Sonda de Campeche y particularmente del campo Cantarell y los campos que se encuentran en el área próxima. Las rocas del Jurásico Superior funcionan como generadoras y almacenadoras donde algunas de estas últimas son terrígenas y carbonatos originadas en el momento del periodo de la apertura y desarrollo del Golfo de México. Por su parte las rocas del Cretácico en contacto con la base del Paleoceno son las principales rocas almacenadoras que están constituidas por brechas y carbonatos fracturados acumulados en una margen pasiva, mientras que en el Cenozoico está constituido en su mayoría por terrígenos en el Mioceno, tiempo en donde hubo el mayor desarrollo de las trampas en la Sonda de Campeche, debido al inicio de los eventos de la Orogenia Chiapaneca que influyeron en la deformación de las secuencias sedimentarias del Pilar de Akal (García, 2010). El sistema petrolero está en sincronía al interactuar adecuadamente en tiempo y espacio.

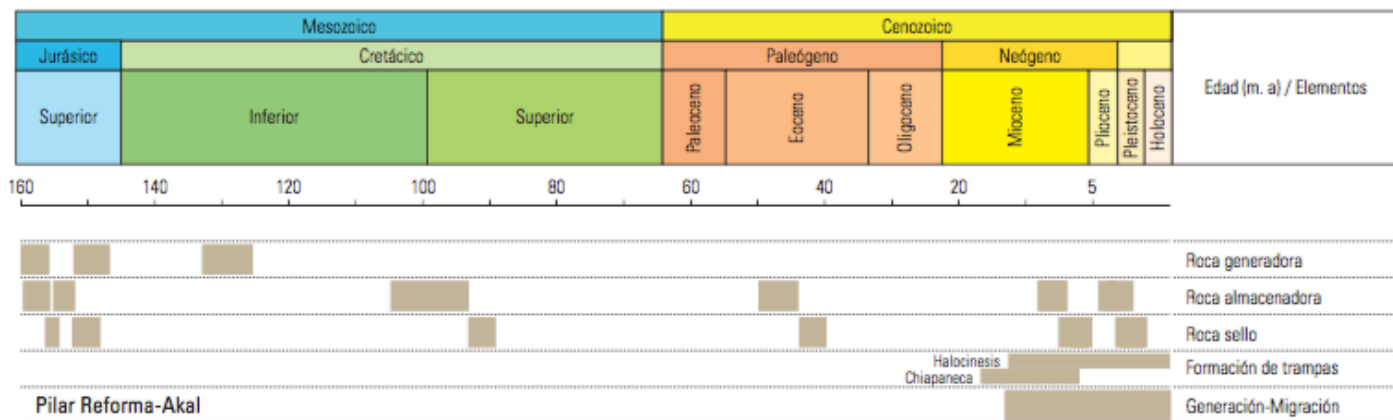


Fig 3.2.8 Diagrama de sincronía para la Sonda de Campeche, donde se encuentra el área de estudio (tomada de Schlumberge, 2010).

Capítulo 4. Técnicas de recuperación mejorada (EOR) en la Sonda de Campeche

En este capítulo se va a evaluar la técnica de Recuperación Mejorada más óptima para los campos: Iktan, Hunab, Loob, Ha, Kabil-Balanca y Kukulcán ubicados en la porción marina de la Sonda de Campeche.

Cabe mencionar que entender la geología y la petrofísica de éstos y cualquier otro campo es muy importante y se tienen que evaluar individualmente ya que los rasgos y propiedades geológicas y petrofísicas de cada campo se deben determinar para la selección y la implementación de la técnica de EOR:

- Relieve estructural.
- Espesor total.
- Fallas y existencia de bloques e intercomunicación.
- Composición mineralógica de la roca: tipos y distribución.
- Distribución de la porosidad primaria y secundaria.
- Permeabilidades de fracturas, vórgulos conectados y matriz.
- Contacto original agua-aceite.
- Naturaleza del fluido.
- Caracterización de PVT.
- Ubicación del aceite remanente.
- Comunicación hidráulica.
- Las características petrofísicas de las rocas almacenadoras.
- El modelo geológico del yacimiento.
- Las características estática y dinámica del yacimiento.

Por lo tanto, para determinar las técnicas de recuperación a emplear en estos campos, es necesario identificar los mecanismos de empuje y procesos que han impactado la distribución actual del aceite remanente en el yacimiento.

4.1 Campo Iktan

El campo Iktan se ubica frente a las costas de Campeche, a 80km. al noroeste de Ciudad del Carmen (Figura 4.1.1); se descubrió en el año de 1976 con la perforación del pozo Cantarell-1^a, el cual resultado productor de aceite de 22° API, en brecha calcárea dolomitizadas naturalmente fracturadas.

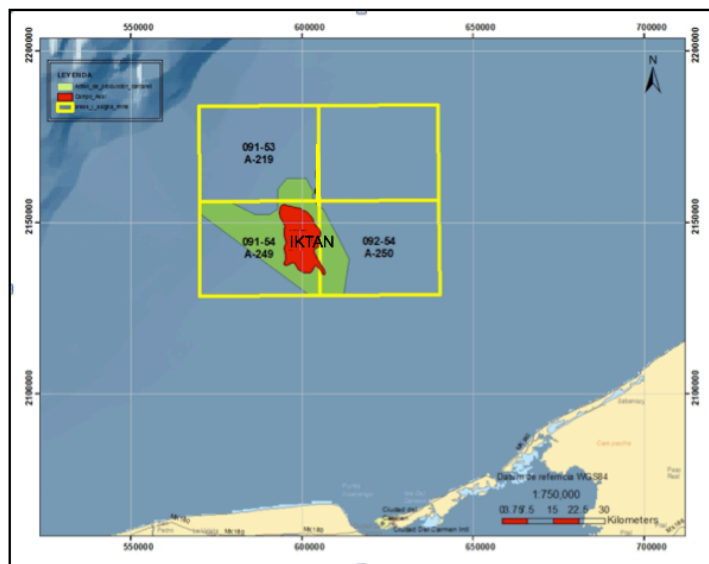


Fig 4.1.1 Ubicación del campo Iktan modificado de (PEMEX, 2014).

Modelo Geológico

La formación Brecha Cretácico Superior-Paleoceno Inferior en el principal play del campo Iktan, donde se formó un conjunto de yacimientos naturalmente fracturados. Tiene una porosidad matricial y una por procesos diagenéticos como la dolomitización, disolución, aunque el fracturamiento, incrementó la porosidad y el desarrollo de vógelos.

Los yacimientos del Campo Iktan dentro de un gran anticlinal fallado con orientación SW-NE que se ilustra en la figura 4.1.2, con una red de fracturas y vógelos en varias direcciones en las secuencias como las calizas y brechas calcáreas. Es importante mencionar que las rocas de este campo deben ser estudiadas por sectores dentro del mismo, ya que su orientación y distribución dentro del campo cambia lateralmente (cambio de facies) y por la distribución del fracturamiento.

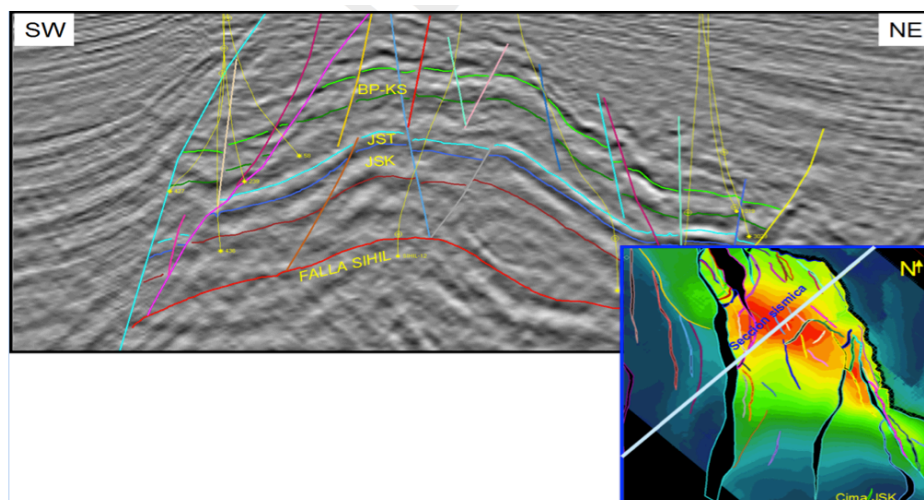


Fig 4.1.2 Sección sísmica transversal del campo Iktan donde se observa la geometría del pliegue y la distribución de las fallas.

Los yacimientos se encuentran en brechas calcáreas del límite Cretácico-Cenozoico que se encuentran sobre secuencias calcáreo-arcillosas que se acumularon en es una cuenca tipo Rift del Triásico Tardío al Jurásico Medio que evoluciono a una cuenca de margen pasiva del Jurásico Tardío a la base del Cretácico Superior. En el Cenozoico las condiciones cambiaron a una cuenca tipo “foreland” durante el Paleógeno e inicios del Neógeno; de manera local hubo el desarrollo de una cuenca tipo pull apart durante el Mioceno-Oligoceno.

En la etapa de explotación inicial del campo Iktan, durante los años 1979 a 2000, la producción de hidrocarburos se dio aprovechando los mecanismos de empuje naturales presentes en el yacimiento (recuperación primaria). En mayo del 2000 inició la inyección de nitrógeno N₂ (recuperación secundaria), con el propósito de mantener la presión del yacimiento e incrementar la producción de aceite.

Para el nivel de desarrollo de sus yacimientos, este campo está clasificado como un campo maduro, y requiere de la aplicación de técnicas de recuperación avanzada a fin de recuperar el aceite remante e incrementar su producción. Mucho del hidrocarburo en este campo está contenido en la matriz con una baja permeabilidad, y con mojabilidad intermedia de preferencia por el aceite.

La porosidad primaria y secundaria de los carbonatos de la roca almacenadora, son muy importante en el movimiento de fluidos en la recuperación mejorada del campo, en especial los sistemas de fracturas producidas por la deformación que originó plegamiento, fallamiento inverso y el fallamiento lateral. Las fracturas asociadas al plegamiento y fallamiento inverso son predominantemente verticales, son subparalelas a la dirección del eje del pliegue, siendo más abundantes en la zona de charnela del pliegue, donde ocurrió deformación por extensión. Las

fracturas producidas por los esfuerzos que originaron las fallas laterales también son predominantemente verticales y presentan paralelismo a las principales fallas, en ambos casos, se tiene mayor abundancia en las proximidades de las fallas, sobre todo porque estas estructuras que son de transtensión.

En este sentido, una caracterización adecuada de las fracturas y microfracturas en el Campo Iktan es recomendable, pues permitiría la implementación de las mejoras técnicas de Recuperación Mejorada (EOR).

Para la realización de pruebas piloto de recuperación mejorada que impliquen éxito, se recomienda llevarlas a cabo en tres sitios.

- La parte alta de la estructura anticlinal.
- En los extremos del anticlinal, uno al noroeste y otro al sureste, en las proximidades de las dos fallas laterales principales.
- En sitios ubicados también en la zona de charnela.

Es importante caracterizar las redes de fracturas y vógelos para el proceso de recuperación mejorada, para así determinar si el fluido que se va a inyectar se moverá a través de la red fracturas o a través de la red de vógelos conectados considerando que el área de contacto con la matriz es fundamental para cualquier proceso de recuperación mejorada, y el área de contacto matriz-fractura es muy diferente al área de contacto matriz-vógelulo.

La técnica de Recuperación Mejorada (EOR) Recomendada por los técnicos para el Campo Iktan:

Los estudios y pruebas de EOR realizados, para el campo Iktan, así como la experiencia de los expertos en la materia, se tiene que los métodos que se recomendaron para obtener el aceite remanente son los siguientes:

- Inyección de surfactante espumado en el casquete de gas
- Doble desplazamiento en el Bloque Sur del campo.

La solución de surfactantes espumados se realiza es a partir de nitrógeno y agua de mar. Este método podría aplicarse en combinación con un proceso de doble desplazamiento que se visualizó para recuperar de manera simultánea aceite remanente en la zona invadida por el acuífero, en el Bloque Sur.

El método de doble desplazamiento se debe de realizar de la forma siguiente: Se continúa con la inyección de nitrógeno en el casquete y se extrae agua en la zona invadida por el acuífero en la parte sur del campo. Esto con la finalidad de desplazar la ventana productora de aceite hacia la base del yacimiento, exponiendo la roca matriz, actualmente invadida por agua, al gas del casquete; así, se promueve el drene gravitacional propicia y que el aceite transferido a las fracturas migre hacia la ventana de aceite, para ser explotado. La aplicación de este proceso es que la recuperación de aceite por el drene gravitacional es más alta que por imbibición lo que ha sido demostrado con estudios de laboratorio y a partir de datos de campo.

Es importante resaltar que el aceite remanente por el cual se tendría que aplicar un proceso de recuperación mejorada es el que está atrapado dentro de la matriz en la zona del casquete de gas. La inyección debe ser en estas dos zonas, y se espera que el aceite se libere por diferencia de densidades (gas-aceite o aceite-

agua), y que posteriormente se integre a la ventana de aceite del campo por segregación, procurando entonces que los pozos productores se encuentren en dicha ventana y lejos de las zonas de contacto entre los distintos fluidos.

Los estudios realizados para identificar las zonas para inyectar el surfactante espumado, demuestran que es posible controlar el fenómeno de movilidad en las fracturas con la posibilidad de que el surfactante pueda entrar a la matriz y logre realizar un cambio de la tensión interfacial, y con ello liberar el aceite hacia las fracturas.

4.2 Campo Hunab

Es uno de los campos petroleros que forman parte del Proyecto Integral Hunab-Loob-Ha que se ubican en la porción central de la Sonda de Campeche, al occidente de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, a 105km de Ciudad del Carmen, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, en un tirante de agua de 61m. El campo fue descubierto en el año 1980 a través del pozo Ha-1.

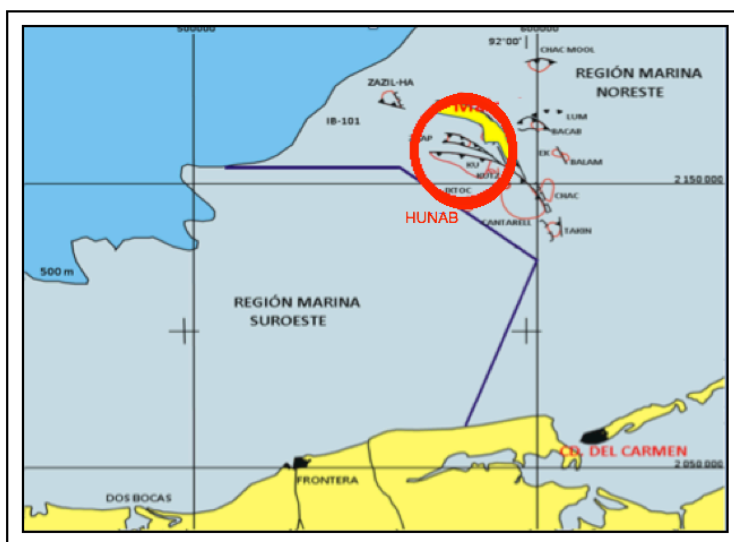


Fig 4.2.1 Ubicación del campo Hunab modificada de (PEMEX, 2014).

Modelo Geológico.

Por sus características geológicas, petrofísicas, por los fluidos y mecanismos de producción, el Campo Hunab Cretácico es un análogo al Campo Iktan Cretácico.

De acuerdo con información de PEMEX, el hidrocarburo que se encuentra en este campo es aceite negro de 21.6°API, a una presión inicial de yacimiento de 323kg/cm² y una temperatura entre 100 °C y 120 °C.

El Campo Hunab es un yacimiento naturalmente fracturado, que presenta una porosidad primaria matricial y una porosidad secundaria por procesos diagenéticos como la dolomitización; también presenta disolución y fracturamiento, que generan una extensa red de fracturas y vórgulos interconectados. Se analizaron y caracterizaron las fracciones de la porosidad total correspondiente a porosidad primaria (intercristalina) y secundaria (fracturas y vórgulos aislados y comunicados), para proponer la técnica de EOR que daría los mejores resultados.

El Campo Hunab se encuentra en la formación Brecha Cretácico Superior-Paleoceno, siendo de alta productividad debido al alto fracturamiento de las brechas carbonatadas que la componen, por lo que se tiene una alta permeabilidad de fracturas y vórgulos conectados.

Las figuras 4.2.2 y 4.2.3 corresponden a dos secciones sísmicas representativas del campo, donde se observa la distribución de la caliza y brecha productora (por debajo de la línea verde), la que no es uniforme, ni presenta las mismas facies debido al sistema de depósito.

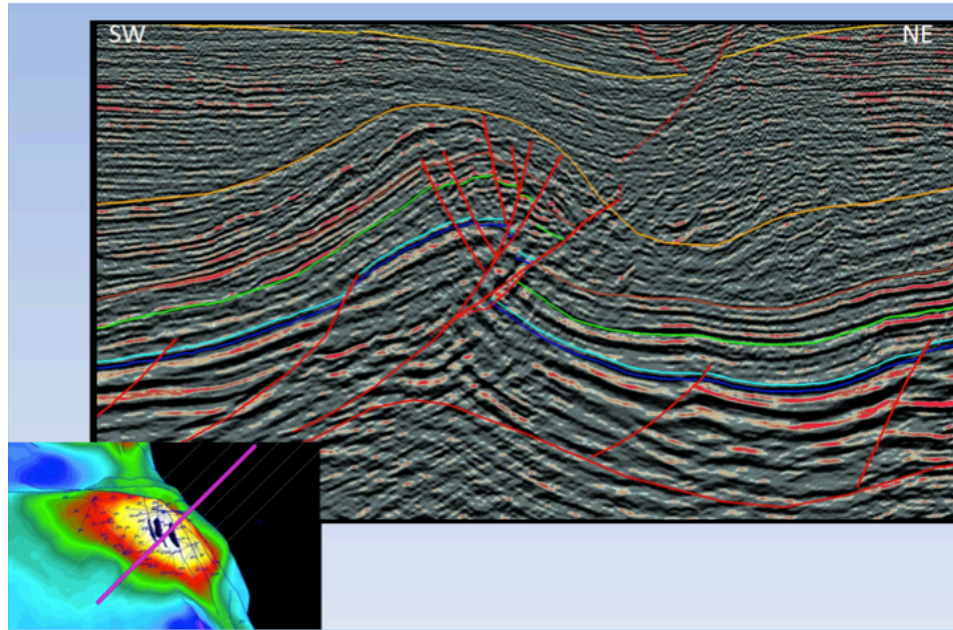


Fig 4.2.2 Sección con orientación SW-NE, perpendicular a la estructura plegada, donde se observa las fallas principales y los compartimientos del sector central.

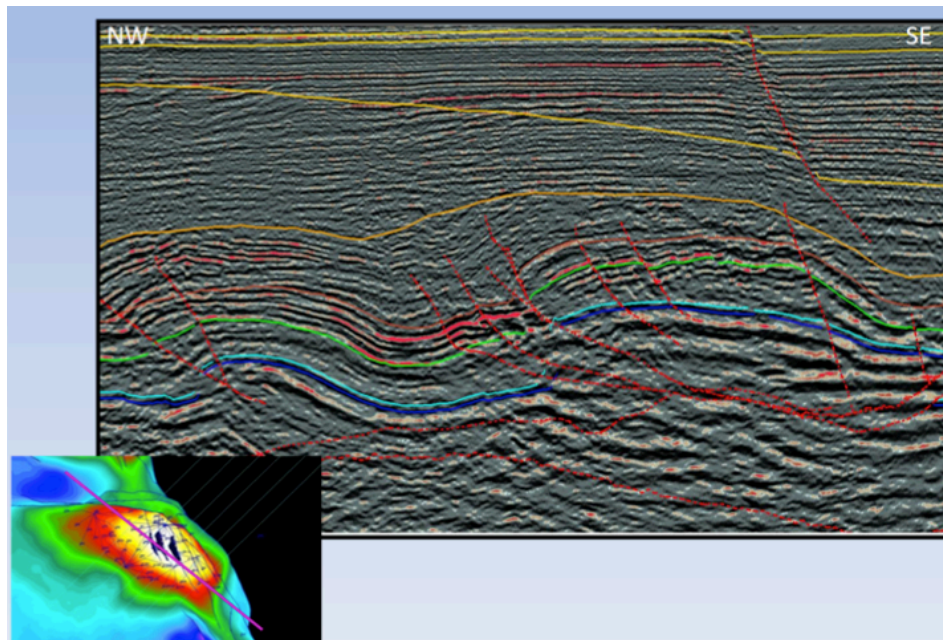


Fig 4.2.3 Sección con orientación NW-SE, paralela al eje del anticlinal, donde se observa la geometría del pliegue y las fallas.

El tipo de cuenca en este campo, fue inicialmente tipo rift del Triásico Tardío al Jurásico Medio, evoluciono a cuenca de margen pasiva del Jurásico Tardío a la base del Cretácico Superior, después paso a ser una cuenca de tipo “foreland” y por último cuenca pull-apart, por lo que se tiene variación en los ambientes sedimentarios.

De acuerdo a estudios realizados por PEMEX, se ha determinado que los yacimientos correspondientes al Cretácico de los campos Hunab-Loob-Ha se encuentran comunicados hidráulicamente por un mismo acuífero salino.

El campo ha pasado por un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de N₂ no miscible, cuyo proceso comenzó en enero de 2009, en un campo maduro.

Los eventos tectónicos que afectaron al Campo Hunab dieron como resultado la formación de un gran anticlinal fallado con orientación preferencial NW-SE, con una compleja red de fracturas y vóculos.

Las rocas y yacimiento del campo Hunab al igual que el campo Iktan también deben ser estudiadas por sectores o tramos dentro del campo, ya que su orientación y distribución cambian dentro del mismo. Se estima que la estructura del campo Hunab en un momento era parte de Iktan y Kukulcán, por lo que se puede tomar Iktan como análogo.

La caracterización de los fluidos del yacimiento es importante, y se debe tomar en cuenta su interacción con la roca, que lo contienen en especial su preferencia a ser mojada por alguno de los fluidos; donde se ha determinado que su mojabilidad es intermedia preferentemente por aceite.

En el caso de los yacimientos naturalmente fracturados vulgares del sureste de México, en donde los fluidos se encuentran segregados en el sistema de fracturas y vórgulos conectados, el aceite remanente, se localiza principalmente en matriz en zonas invadidas por gas y/o por agua, que se han generado de manera natural, o inducida por la aplicación de procesos de recuperación secundaria.

Para los métodos de Recuperación Mejorada (EOR) con agentes químicos es importante llevar a cabo una buena caracterización de los productos inyectados y los fluidos, antes, durante y después de la prueba piloto. Debido a que los diversos métodos de recuperación de hidrocarburos pueden dar como resultado productos secundarios no deseados que tengan un impacto negativo.

La porosidad primaria y secundaria de los carbonatos de la roca almacenadora es muy importante en el movimiento de fluidos, ya que la porosidad no es uniforme debido a los cambios de facies, a la forma del pliegue y al fallamiento. El fracturamiento es mayor en la zona de charnela del anticlinal y en la proximidad de las fallas, sobre todo de donde se encuentra la falla lateral y la falla inversa.

Las fracturas asociadas al plegamiento y fallamiento inverso son predominantemente verticales con dirección NW75°SE, siendo más abundantes en la zona de charnela del pliegue, donde ocurrió deformación es por extensión. Las fracturas producidas por los esfuerzos que originaron la falla lateral también son predominantemente verticales y presentan paralelismo al rumbo de la falla, por lo que en el sector oriental del campo donde se tiene a la falla, presentan una dirección NW27°SE, siendo más abundante en la proximidad de la falla, donde se presentan abiertas ya que se formaron en una zona de transtensión.

Para la realización de pruebas piloto de recuperación mejorada, se recomienda que se realice en dos sitios.

- En la parte alta de la estructura anticlinal. donde se encuentra el compartimiento de mayores dimensiones.
- En el extremo oriental del anticlinal en la zona de charnela, en las proximidades de la falla laterales derecha en el compartimiento de mayores dimensiones.

La técnica de Recuperación Mejorada (EOR) Recomendada por los técnicos para el campo Hunab

con base en los antecedentes antes descritos y para su analogía con Iktan, se recomienda los métodos siguientes:

- Doble desplazamiento, DD:
 - El método convencional en una primera fase, continuando y ajustando la inyección de nitrógeno actual en el casquete según se requiera y producción de agua del acuífero (el DD se implementaría antes que la inyección de surfactante espumado)
 - El Método de DD Mejorado, se debe complementar en una segunda fase, reemplazando la inyección de nitrógeno por surfactante espumado, condición que debe de continuar si se comprueba la viabilidad técnica y económica.

La inyección de surfactante espumado en Hunab Cretácico requerirá de ajustes, debido principalmente a la diferencia entre las temperaturas de los yacimientos.

Los estudios realizados para identificar las zonas para la inyección surfactante espumado, demuestran que es posible controlar la movilidad del fluido en las fracturas y permitir que el surfactante entre a la matriz y logre realizar un cambio de la tensión interfacial y con ello liberar el aceite hacia las fracturas y vóculos. Sin embargo, es necesario identificar si el surfactante espumado viajará a través de la red de fracturas y/o red de vóculos para determinar el área de contacto con la matriz.

Finalmente, es importante recalcar que a nivel mundial no existen aplicaciones de surfactante espumado similares a las que se han visualizado como mejor opción para recuperar el aceite remanente en la matriz invadida por el casquete de gas en los campos Iktan y Hunab productores en brecha calcárea, por lo que es importante continuar con la curva de aprendizaje mediante estudios de laboratorio, simulación numérica y pruebas piloto, siendo estas las que dictarán la pauta para la decisión de su efectividad y la aplicación potencial a gran escala.

4.3 Campo Loob

El campo se ubica en la porción central de la Sonda de Campeche ilustrado en la figura 4.3.1, al occidente de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, a 110km de la Ciudad del Carmen, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México en un tirante de agua de 79.2m. fue descubierto en 1979 con la perforación del pozo Maloob-1.

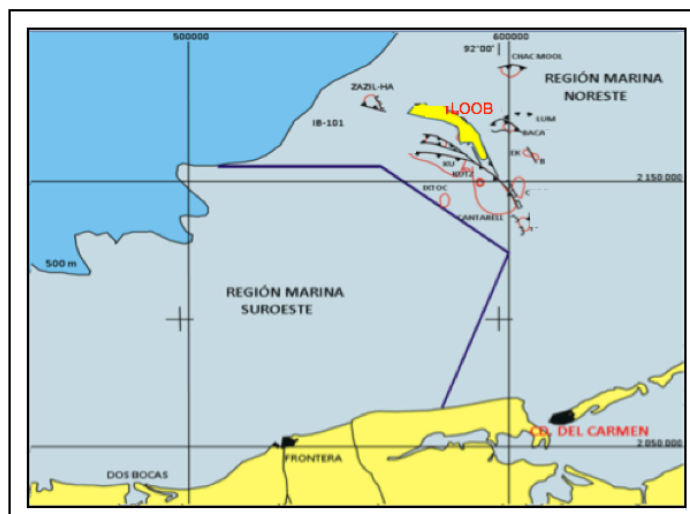


Fig 4.3.1 Ubicación del campo Loob modificada de (PEMEX, 2014).

Modelo Geológico.

El campo Loob es uno de los campos petroleros del Proyecto Integral Hunab-Loob-Ha que por su origen y características tiene afinidad con el campo Ha. La columna estratigráfica está compuesta por secuencias sedimentarias que incluyen evaporitas en el Jurásico Superior (Oxfordiano); rocas carbonatadas y calcáreo-

arcillosas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano; carbonatos en el Cretácico Inferior-Cretácico Superior; Brechas calcáreas en el Límite Cretácico Superior-Paleoceno Inferior. El Cenozoico lo constituyen grandes espesores de areniscas y lutitas, así como algunos horizontes de carbonatos. Toda la columna estratigráfica está cubierta por una alternancia de capas de arenas y arcillas poco consolidadas del Reciente. Los horizontes productores son de edades diferentes: dolomías del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), dolomías y calizas fracturadas del Cretácico y Eoceno Medio (EM). Es en estas últimas donde se debe de implementar procesos de EOR.

Las fases de deformación formaron una trampa anticlinal doblemente buzante, con cierre propio hacia el norte y sur por dos fallas inversas con dirección subparalela al eje del anticlinal. El cierre en su sector oriental es por una falla regional de movimiento lateral derecho, conectada con fallas normales por lo que se formó en un régimen de transtensión, lo que da como resultado una estructura en flor negativa.

En la sección sísmica de la figura 4.3.2 que tienen una dirección NW23°SE es representativa del campo, donde se observa la geometría del pliegue y la presencia de fallas que separan seis compartimientos diferentes de distintos tamaños.

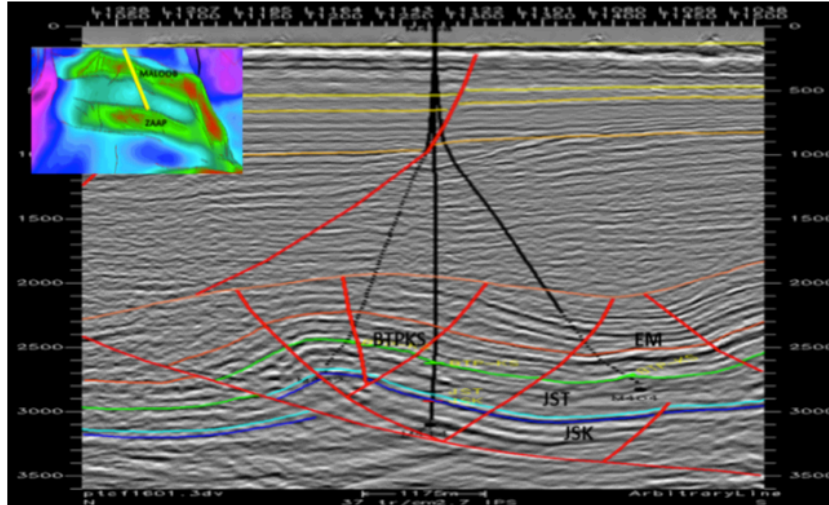


Fig 4.3.2 Sección sísmica transversal representativa del campo Loob.

El Campo Loob tiene yacimientos naturalmente fracturados, en el Cretácico-Cenozoico, presenta un sistema con porosidad matricial y producido por procesos diagenéticos como dolomitización y por fracturamiento. En la base de Brecha Cretácico Superior-Paleoceno las rocas son más calcáreo-arcillosas y menos dolomitizadas. El volumen de arcilla es bajo exceptuando la base del Cretácico Superior, lo cual no constituye un sello.

Los estudios PVT en laboratorio indicaron que el campo tiene un aceite de 13.7°API, a una presión inicial de yacimiento de 294 kg/cm² y una temperatura de 117.3°C.

En el campo le ha identificado dos bloques; uno en la parte este con una presión de 117kg/cm² y otro, en la parte oeste del campo con una presión de 130 kg/cm², con tendencia de cementación entre ambos bloques. La condición de carbonatos naturalmente fracturados propició en una alta permeabilidad de fracturas. La matriz contiene la mayor parte de los hidrocarburos del yacimiento, sin embargo,

el aporte de producción de este medio es limitado por lo que una gran cantidad de aceite se queda entrampado.

El yacimiento Loob en brecha Cretácico Paleoceno, tiene un proceso de mantenimiento de presión mediante la inyección de N₂. Este proceso comenzó a aplicarse en 2009, con la finalidad de tener el mantenimiento de la producción.

El Campo Loob productor de brechas calcáreas no es un campo maduro, donde las rocas almacenadoras presentan variaciones laterales de espesor y de facies, teniendo menor espesor y textura más fina hacia su porción occidental donde se tienen facies distales de la brecha por lo que sus componentes son más finos. También, se debe considerar que la zona fue afectada por varios procesos de deformación por lo que constituye un campo de alta complejidad estructural con la característica de ser naturalmente fracturado y con desarrollo de vórgulos. En el núcleo de la estructura anticlinal y en las proximidades de las fallas inversas se tiene el fracturamiento mayor. Por otro lado, en las proximidades de la falla lateral derecha del sector oriental del pliegue, predominan las fracturas verticales.

La mojabilidad, para el campo Loob Cretácico se ha determinado ser intermedia preferentemente mojada por aceite.

Es necesario considerar los mecanismos de empuje y procesos que han impactado la distribución del aceite remanente en el yacimiento. Considerando que se ha implementado procesos de segregación gravitacional, drene gravitacional y la inyección del nitrógeno.

La prueba de Recuperación Mejorada (EOR) debe de realizarse en:

- En la parte de la charnela del pliegue.

- En la parte central del anticlinal, en el compartimiento más próximo a la falla lateral derecha, donde además la brecha presenta mejores propiedades petrofísicas al tener clastos de mayor tamaño.

La técnica de Recuperación Mejorada (EOR) Recomendada por los expertos para el campo Loob:

Con base en los antecedentes considerado para los yacimientos con brechas calcáreas de Loob y su analogía con el Campo Iktan, se recomienda:

- Inyección de surfactante espumado en el casquete de gas.

Es importante considerar que la inyección de surfactante espumado en las brechas calcáreas de Loob requerirá de ajustes, debido principalmente a la naturaleza diferente de los aceites (la viscosidad del aceite de este campo es de 11.3cp, la cual es mayor a la de Iktan que es 3.3cp) y a la diferencia entre las temperaturas de los yacimientos, ya que para Iktan se tiene una temperatura de 105 °C y para Loob la temperatura es de 117.3 °C. Para este caso, es necesario realizar estudios similares para mejorar los resultados.

Los estudios de laboratorio realizados, el modelado y el análisis preliminares de los resultados de la prueba, muestran que es posible controlar el desplazamiento y colocación del surfactante espumado en la red de fracturas del casquete, sin embargo, es necesario identificar si el surfactante espumado viajará a través de la red de fracturas y/o red de vórgulos para determinar el área de contacto con la matriz.

4.4 Campo Ha

El campo se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche, al occidente de la Península de Yucatán y a 110km de Ciudad del Carmen Campeche ilustrado en la figura 4.4.1 con un tirante de agua de 81.1m.

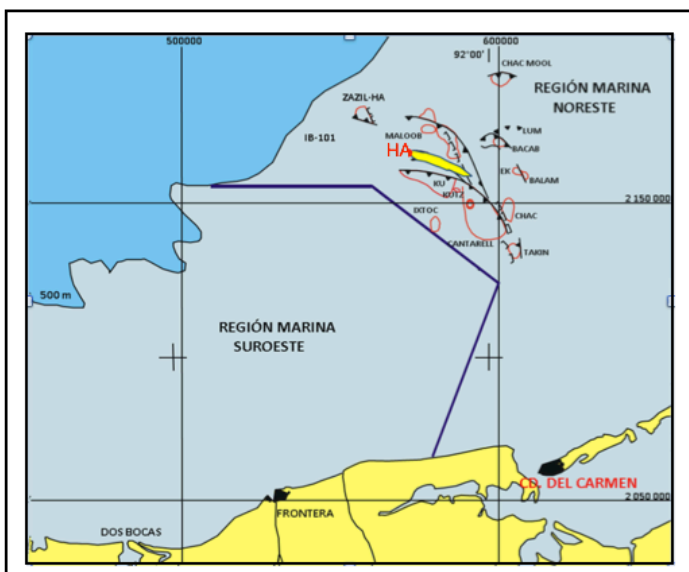


Fig 4.4.1 Ubicación del campo Ha modificado de (PEMEX, 2014).

Modelo Geológico

Está conformado por tres yacimientos naturalmente fracturados: Ha brecha del límite Cretácico-Cenomaniano y Ha-Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), ambos descubiertos en el año 1990; y Ha-Eoceno Medio (EM), identificado en 1995.

La explotación del campo comenzó en 1992 con el yacimiento Ha brecha, el cual produce aceite pesado de 13.7°API.

La columna estratigráfica de Ha está constituida por secuencias de rocas sedimentarias que incluyen evaporitas en el Jurásico Superior (Oxfordiano); rocas carbonatadas y calcáreo-arcillosas en el Jurásico Superior Kimmeridgiano; carbonatos en el Cretácico Inferior-Cretácico Superior; brechas calcáreas en el límite Cretácico Superior-Paleoceno Inferior. El Cenozoico lo constituyen grandes espesores de areniscas y lutitas, así como algunos horizontes de carbonatos, y el Reciente está formado por una alternancia de capas de arenas y arcillas poco consolidadas. El horizonte productor principal corresponde a calizas fracturadas del Cretácico y Brechas calcáreas del Cretácico Superior,

Por su configuración estructural en el Cretácico, la estructura que constituye la trampa corresponde a un anticlinal asimétrico y alargado con orientación NW80°SE, con un área aproximada de 35km². La estructura se encuentra delimitada al norte y al sur por dos fallas inversas de ángulo bajo con dirección paralela al eje de la estructura.

El corrimiento del sector oriental del campo se debe a una falla lateral derecha que tiene fallas normales de segundo orden, por lo que corresponde a una estructura en flor negativa originada por transtensión, la figura 4.4.2 corresponde a una sección sísmica del campo Ha, en dirección paralela al eje del anticlinal y de las fallas inversas, donde se puede observar la distribución de la roca almacenadora por debajo de la línea verde con ocho compartimientos diferentes separados por fallas. En el sector oriental se aprecia a la falla lateral, que junto con las fallas normales forman una estructura en flor negativa que segmenta al anticlinal en tres compartimientos.

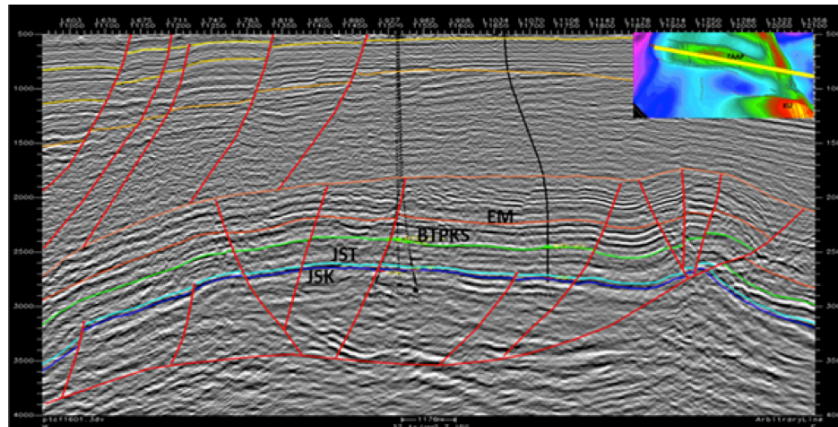


Fig. 4.4.2 Sección sísmica longitudinal representativa del campo Ha.

La zona donde se encuentra el campo evolucionó de una cuenca de tipo rift del Triásico-Jurásico Medio a una cuenca de margen pasivo del Jurásico al Cretácico Superior. En el Cenozoico se sobrepuso una cuenca foreland.

El campo Ha al igual que Hunab y Loob tiene yacimientos naturalmente fracturado que presenta un sistema con porosidad matricial y una secundaria que se generó por procesos diagenéticos; además del fracturamiento y del desarrollo de vógelos.

De acuerdo a estudios PVT disponibles con muestras representativas de los fluidos de yacimiento, el aceite producido en Ha Cretácico es aceite negro de 13.7°API, y tiene una presión de burbuja de 156kg/cm² con una temperatura de 117° C.

Desde el 2009, se utiliza la inyección de nitrógeno en dos pozos como mecanismo de mantenimiento de presión en el yacimiento en la brecha calcáreas.

Es un campo maduro al igual que Loob, por lo que es conveniente comenzar a identificar las tecnologías de recuperación mejorada cuya aplicación potencial

permita optimizar su explotación considerando que tiene una mojabilidad intermedia preferentemente mojable por aceite.

Considerando las propiedades geológicas de Ha, se recomienda que las pruebas de recuperación mejorada se lleven a cabo de la siguiente manera:

- En el compartimiento más grande del sector central del anticlinal donde predominan fracturas verticales
- En segundo lugar, las pruebas pueden realizarse en un compartimiento del sector oriental del pliegue, de forma próxima a la falla lateral derecha, donde predominan fracturas verticales.

La Técnica de Recuperación Mejorada (EOR) Recomendada para el campo Ha:

Con base en los antecedentes del yacimiento de brechas calcáreas Ha y su analogía con Iktan, se recomienda:

- La inyección de surfactante espumado en el casquete de gas.

Se anticipa que la inyección de surfactante espumado requerirá de ajustes, debido a la naturaleza del aceite, a las características del agua de formación y la diferencia de las temperaturas entre ambos yacimientos. Una vez demostrada la aplicabilidad de los surfactantes espumados, será necesario realizar estudios similares para optimizar su aplicación.

Los estudios de laboratorio realizados, el modelado numérico para la prueba piloto y los resultados obtenidos de la primera prueba piloto, muestran que es posible controlar el desplazamiento y colocación del surfactante espumado en la red de fracturas del casquete.

4.5 Campo Kukulcán

El campo Kukulcán se ubica aproximadamente a 65km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche ilustrado en la figura 4.5.1; geológicamente se encuentra dentro de la plataforma continental del Golfo de México con un tirante de agua entre 30 y 40m. El inicio de la explotación del campo Kukulcán comenzó en julio de 1979 a través del pozo Cantarell-2095.

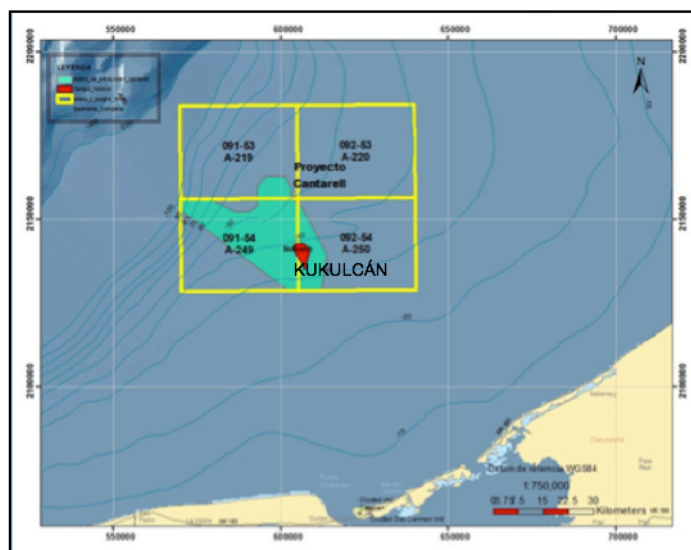


Fig 4.5.1 Ubicación del campo Kukulcánt tomada de (PEMEX, 2014)

Modelo Geológico

La cima evoluciono de una cuenca tipo rift para el Triásico Tardío al Jurásico Medio que se relaciona con la apertura del Paleo-Golfo de México, que evoluciono a una cuenca de margen pasivo para el Jurásico Tardío a la base del Cretácico Tardío y finalmente una cuenca de tipo “foreland” durante el Paleógeno y el inicio del Neógeno que permitió se acumula un espesor considerable de sedimentos terrígenos.

La secuencia estratigráfica del campo Kukulcán es semejante a la de los campos Iktan y Shihil, de los que está separado en su sector occidental por una falla lateral derecha. La columna estratigráfica está compuesta por una variedad de secuencias de rocas sedimentarias que incluyen evaporitas para el Jurásico Superior (Oxfordiano); rocas carbonatadas y calcáreo-arcillosas para el Jurásico Kimmeridgiano; carbonatos para el Cretácico Inferior-Cretácico Superior; Brechas calcáreas para el Límite Cretácico Superior-Paleoceno Inferior. El Cenozoico lo constituyen grandes espesores de areniscas y lutitas, así como algunos horizontes de carbonatos y el Reciente están formados por una alternancia de capas de arenas y arcillas poco consolidadas. El campo Kukulcán está constituido por un anticlinal de forma cómica alargada de dirección NW50°SE, truncado en su porción oeste por una falla lateral derecha, que corresponde con el límite del campo Ikal, y al este está truncado por otra falla lateral derecha, que es el límite con el campo Chac. Mientras que al norte y noreste el campo está limitado la Falla Sihil de tipo inversa que se caracteriza por un bajo ángulo de echado.

En la figura 4.5.2 se muestra una sección sísmica representativa del campo Kukulcán, en donde se observa como el pliegue está cortado por fallas, y se ven los 3 bloques de mayor importancia (Bloque I, Bloque II y Bloque III). Actualmente la producción se encuentra en el del sector norte (Bloque I).

El campo es productor de aceite negro en rocas de la Brecha del Cretácico Superior-Paleoceno y en las calcarenitas del Eoceno Medio (CCEM), sin embargo la propuesta de EOR, es únicamente para el play de Brechas.

De acuerdo con información obtenida y procesada por PEMEX las muestras representativas del fluido del yacimiento indicaron que es un aceite pesado bajo

saturado de 22°API, con una presión de saturación de 139kg/cm² y una temperatura de 114°C.

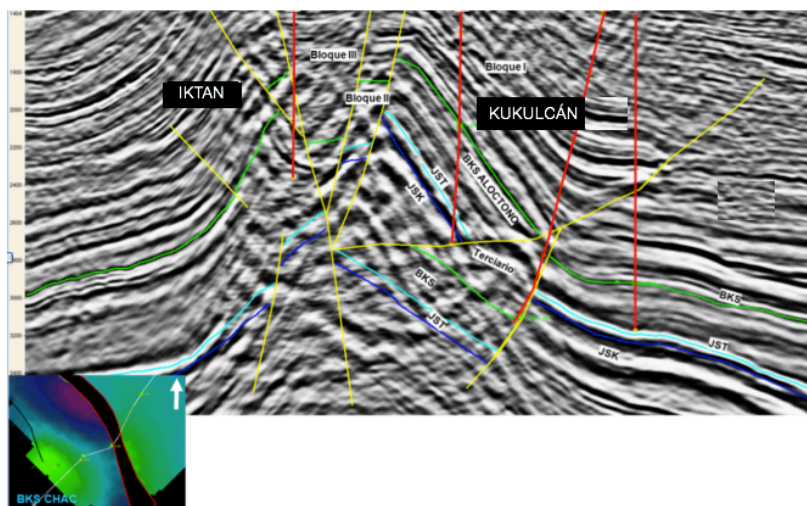


Fig 4.5.2 Sección sísmica del campo Kukulcán.

Las acciones de PEMEX para incrementar la recuperación de este yacimiento se basan en la optimización de la producción mediante actividades de limpieza de aparejos de producción, estimulaciones al yacimiento, tratamiento de control de agua y optimización del sistema artificial. Debido a que el campo muestra una estabilización en su comportamiento de presión dominado por el empuje hidráulico del acuífero, no se considera la implantación de un proceso de recuperación secundaria que tenga como propósito el mantenimiento de presión para acelerar la recuperación de las reservas; en tal caso, la potencial aplicación de procesos de recuperación secundaria deberá promover la activación de mecanismos naturales de transferencia de aceite remanente en la matriz invadida por acuífero, a través del sistema de fracturas, para su posterior segregación a la columna de aceite, para que este pueda ser producido. Sin embargo, los volúmenes remanentes de

aceite dentro de la matriz invadida por agua permiten considerar la aplicación de algún proceso de recuperación mejorada, basado en los estudios de campos análogos como los que se realizan en el campo Iktan y que podrían extenderse al campo Kukulcán debido a las similitudes que existen en la mayoría de sus características petrofísicas y de fluidos.

El campo Kukulcán productor en brechas calcáreas es considerado un yacimiento maduro. La declinación ha sido provocada por la invasión de agua proveniente del potente acuífero de fondo que está asociado a este yacimiento, el cual ha venido ascendiendo paulatinamente a través del sistema de fracturas y vóculos provocando en los pozos problemas de conificación y canalización de agua; lo anterior ha sido controlado mediante el estrangulamiento de la producción de aceite y/o el reposicionamiento del intervalo productor en posiciones estructurales más altas, suficientemente alejadas del contacto agua-aceite. En las condiciones actuales, el acuífero ha invadido una buena porción del yacimiento y disminuido sustancialmente el espesor de su columna de aceite, de forma tal que hace inviable la reparación de los pozos y una mayor producción de aceite libre de agua. Existen, por lo tanto, volúmenes importantes de aceite en la matriz invadida por el acuífero que son objetivo de procesos de recuperación secundaria y mejorada, considerando que se ha determinado una mojabilidad intermedia preferentemente mojada por aceite.

Dada la analogía de Kukulcán con Iktan, en cuanto a la roca y los fluidos, se encontró como opción viable la inyección de solución surfactante en la zona de Iktan invadida por el acuífero, para recuperar aceite remanente en la matriz contenida en esa zona. La aplicación de surfactantes en la zona invadida por agua

difiere de la aplicación en el casquete de gas; en esta última, la solución surfactante debe adicionalmente tener la capacidad de generar espuma con características que permitan colocar y distribuir el surfactante a través de la red de fracturas y vóculos invadidas por gas, evitando su segregación gravitacional, para posteriormente ser transferida a la matriz rocosa que contiene el aceite objetivo del proceso. La inyección de solución surfactante en la zona invadida por agua de yacimientos naturalmente fracturados y con porosidad vugular, también implica retos que deberán resolverse con estudios adicionales: se debe considerar que la densidad de la solución surfactante, preparada con agua de mar, no sería muy diferente de la densidad del agua de formación que es de alta salinidad, por lo que el reto, consiste en encontrar surfactantes que permitan mantener la solución estable y efectiva en el rango de salinidades que resulta al mezclarse el agua de inyección con el agua de formación, primeramente encontrada en las fracturas y posteriormente en la matriz.

La porosidad primaria y secundaria son importantes para el proceso de recuperación mejorada, sobre todo lo referente a los sistemas de fracturas producidas por la deformación, y los vóculos producidos por de la disolución. Las fracturas asociadas al plegamiento y fallamiento inverso, son subparalelas a la dirección del eje del pliegue. Las fracturas producidas por los esfuerzos que originaron las fallas laterales son predominantemente verticales y presentan paralelismo a dichas fallas.

Para la implementación de pruebas piloto recuperación mejorada que implique éxito, se recomiendan dos sitios.

- La primera prueba se debe realizar en el sector norte (Bloque I), donde está delimitado por una falla normal y por la falla inversa.
- La segunda prueba en la parte alta de la estructura anticlinal, en la zona de charnela del pliegue (Bloque III), que se ubica entre dos fallas normales que constituyen un graben y que presentan fracturas de extensión asociadas.

La técnica de Recuperación Mejorada (EOR) recomendada por los técnicos para el campo Kukulcán:

Con base en los antecedentes de Kukulcán y su analogía con Iktan productores en brechas calcáreas, se recomiendan las siguientes tecnologías:

- Doble desplazamiento (DD) con Inyección de gas inmiscible: gas hidrocarburo preferentemente, o nitrógeno en la parte superior del yacimiento. Una vez formado un casquete de gas secundario con la inyección de gas inmiscible, se debe de producir agua del acuífero para recuperar aceite adicional de la matriz invadida por agua. Esto permite desplazar la columna de aceite a posiciones estructurales bajas para exponer la matriz invadida por gas o agua, y expulsar aceite hacia las fracturas para su posterior migración a la ventana de aceite para su producción.
- Doble desplazamiento, DD, con inyección de surfactante espumado: inyección de gas inmiscible (gas hidrocarburo preferentemente, o nitrógeno) con posibilidad de inyectar surfactante espumado en la parte superior de la formación que permita la producción de agua del acuífero para recuperar aceite adicional de la matriz invadida por agua. La inyección de surfactante

espumado será posterior a la generación de un casquete de gas secundario que exponga la matriz al gas inyectado y así favorecer la expulsión de aceite hacia la fractura. Esta inyección, podrá implementarse posteriormente para recuperar aceite adicional que quedará en la matriz, una vez que su viabilidad técnica y económica quede demostrada con los trabajos que actualmente se desarrollan en el proyecto de recuperación mejorada de Iktan.

Cabe mencionar que las tecnologías están probadas, sin embargo, su aplicación podría dificultarse por los requerimientos de compresión para la inyección del gas al yacimiento, derivados de su alta presión; los volúmenes de gas requeridos, medidos a condiciones de superficie, también aumentan a medida que la presión del yacimiento aumenta. Estas componentes del proceso deberán analizarse detalladamente para verificar su viabilidad económica.

Aplicando las Técnicas de recuperación mejorada recomendadas se espera incrementar los valores de aceite en un 30% y de 30% para gas como se muestra en la gráfica figura 4.5.3 con un factor de recuperación del 30% para el yacimiento

4.6 Campo Kabil-Balanca

El campo se encuentra ubicado dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Campeche (Fig. 4.6.1), aproximadamente a 95km al noroeste de Ciudad del Carmen; limitado al suroeste por el proyecto Cantarell y al noroeste por el proyecto Hunab-Loop-Ha. Geológicamente se ubica en el Pilar de Reforma Akal.

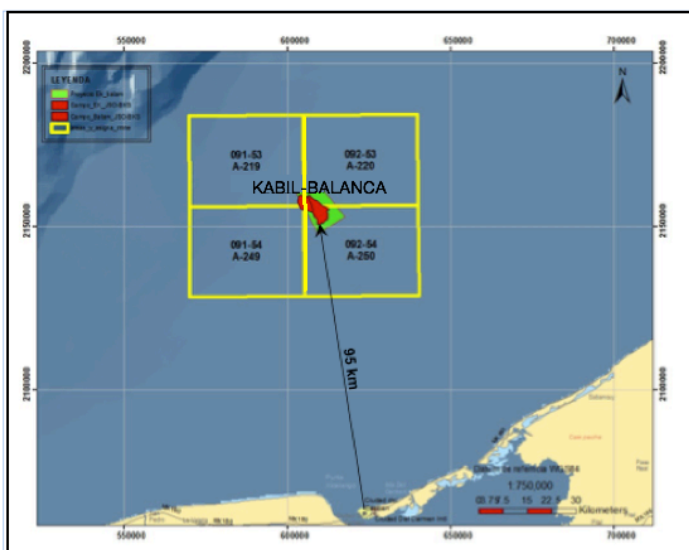


Fig. 4.6.1 Ubicación campos Kabil-Balanca modificada de (PEMEX, 2014)

Modelo Geológico

La columna geológica de los campos Kabil-Balanca, corresponde a un lapso del Jurásico Medio al Reciente y se compone de un conjunto de unidades estratigráficas donde las secuencias más antigua son evaporitas del Calloviano-Oxfordiano Temprano; seguida de areniscas de cuarzo del Oxfordiano Tardío, rocas carbonatadas y calcáreo-arcillosas del Kimmeridgiano-Tithoniano;

carbonatos del Cretácico Inferior-Cretácico Superior; brechas calcáreas para el límite Cretácico Superior-Paleoceno. El Cenozoico lo constituyen grandes espesores de areniscas y lutitas, así como algunos horizontes de carbonatos y el Reciente está formado por una alternancia de capas de arenas y arcillas poco consolidadas. La roca generadora son las secuencias arcillosas y calcáreo-arcillosas del Kimmeridgiano-Tithoniano. Las rocas almacenadoras más importantes son calizas y brechas calcáreas del Cretácico Superior-Paleoceno que están cubiertas de rocas sello conformadas por lutitas del Paleoceno. Otras rocas almacenadoras de menor volumen corresponden con areniscas eólicas de playa del Oxfordiano que se presentan cubiertas de rocas sello calcáreo-arcillosas del Kimmeridgiano.

Las areniscas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) son secuencias que se formaron en un ambiente eólico que están compuestas principalmente por minerales de cuarzo, feldespatos, micas, trazas de arcilla y escaso cementante de dolomía.

Los espesores del yacimiento JSO varían de 50 a 150m, registrándose los mayores espesores hacia la porción sur de la estructura y los menores hacia el norte, sin embargo los yacimientos estudiados para implementar técnicas de EOR corresponden a las brechas calcáreas del límite Cretácico Superior-Paleoceno.

La estructura de los campos Kabil-Balanca está definida por un anticlinal alargado doblemente buzante con dirección NW50°SE, que en su porción central fue intrusionado por un diapiro salino, quedando el campo Kabil a lado suroeste y el campo Balanca al noreste (Fig 4.6.2). Las brechas calcáreas están delimitadas por fallas normales de dirección general NW45°SE, que en el sector central forman un graben con orientación similar al eje del pliegue.

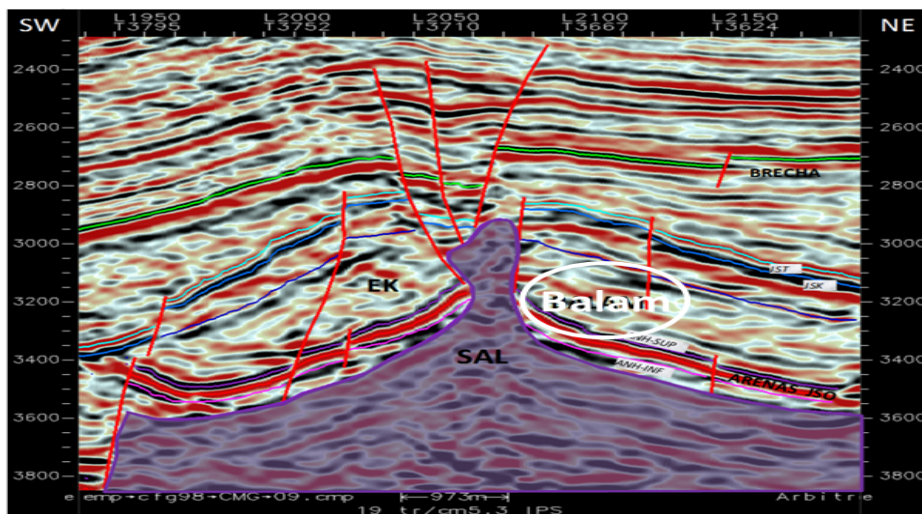


Fig 4.6.2 Sección sísmica donde se observa como el diapiro atraviesa el anticlinal formando el campo Kabil en la porción SW y al campo Balanca en la porción NE.

La evolución de la zona donde se encuentra el campo inicio con una fase de deformación con extensión asociada a la apertura del Paleo-Golfo de México que originó una cuenca tipo rift del Triásico Tardío, al Jurásico Medio después se desarrolló de una cuenca de margen pasiva del Jurásico Tardío a la base del Cretácico Tardío, después se desarrolló una cuenca de tipo “foreland” durante el Paleógeno y el inicio del Neógeno, También tiene una fase de deformación

asociada a la tectónica salina durante el Mioceno-Oligoceno, que propició el desarrollo de diapiros, fallas normales y fracturas.

Un evento de deformación por extensión causada por la presión de sobrecarga ocurrida del Oligoceno al Cuaternario, lo que propició el desarrollo de fallas normales, (fallas lístricas).

El yacimiento Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) del campo Balanca corresponde a un yacimiento de areniscas con escaso cementante que presentan porosidad intragranular donde el principal componente mineralógico es el cuarzo. A este yacimiento le subyacen y sobreyacen cuerpos de anhidrita. La estructura del campo está afectada por tectónica salina que divide los campos Kabil y Balanca JSO.

La muestra representativa que se obtuvo del pozo Balam-1 en el año 1992. Es un aceite de 28°API,

El yacimiento JSO desde el inicio de su explotación presentó un depresionamiento debido a que el acuífero asociado es de baja energía, así mismo se presenta producción de arena; para mitigar la declinación de presión en junio del 2006 inició la inyección de agua de mar tratada a través de la planta de tratamiento.

Las causas que originan las problemáticas mencionadas en el yacimiento son:

- Yacimiento con variación de facies.
- Arenamiento debido al carácter deleznable de las mismas, por el escaso cementante.

El proyecto de mantenimiento de presión es una condición indispensable para el desarrollo del yacimiento del campo Balanca, dado que es de tipo volumétrico; una

vez que se inicie la entrada de pozos productores, es necesario sostener la presión que garantice una relación de vaciamiento e inyección óptima; para tal fin, se tienen contempladas dos estrategias de inyección, la primera consiste en la inyección de agua de mar tratada y la segunda, inyección de agua del yacimiento producido en el play brechas a las areniscas del yacimiento del Jurásico.

Para el caso de Balanca JSO se ha determinado una mojabilidad intermedia a preferentemente mojabla por agua.

La técnica de Recuperación Mejorada (EOR) Recomendada para el campo Kabil-Balanca:

Se recomienda como acción inmediata implementar el programa de:

- inyección de agua con químicos.

Se recomienda aprovechar la infraestructura de inyección de agua disponible para implementar un proceso de inyección de químicos, que potencialmente podrían ser polímeros y surfactantes. Como los químicos son sensibles a la temperatura del yacimiento, es recomendable realizar estudios de laboratorio para analizar la estabilidad.

Aplicando las Técnicas de recuperación mejorada recomendadas se espera incrementar los valores de aceite en un 10% y del 10 % para gas como se muestra en la gráfica de la figura 4.6.3 y para gas se muestra en la gráfica de la figura 4.6.4 y un total de 10% de recuperación en el yacimiento.

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones

- El sistema petrolero, presenta sincronía y presenta las siguientes características, las rocas arcillosas y calcáreo arcillosas del Tithoniano y Kimmerigdiano constituyen las principales rocas generadoras de hidrocarburos; la brecha calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (K/P) es la secuencia almacenadora de mayor importancia; las rocas sello son lutitas, lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Paleoceno y las trampas son principalmente de tipo estructural caracterizadas por ser grandes anticlinales doblemente buzantes que se encuentran fallados y afectados por intrusiones salinas.
- Todos los campos tiene porosidad primaria interpartícula mas posoridad secundaria producida por procesos diagenéticos como la (dolomitización y disolución) y por fracturamiento y microfracturamiento. Las microfracturas juegan un papel muy importante que se debe tomar cuenta al proponer un método de recuperación mejorada, ya que la mayor parte del aceite residual se encuentra en la matriz.
- Las técnicas de recuperación Mejorada EOR tienen como propósito restaurar la presión de la formación para incrementar la producción de hidrocarburo mediante el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, la inyección de espuma surfactante tiene como finalidad desplazar el hidrocarburo que se encuentra en la matriz hacia el pozo productor.
- Para el Campo Iktan y sus campos análogos. el método EOR más adecuado para recuperar el aceite remanente es la Inyección de surfactante

espumado en el casquete de gas, por lo que también se debe implementar en el Complejo Hunab-Loob-Ha.

- La tecnología de EOR de inyección de surfactante espumoso representa un reto, ya que no ha sido aplicada en yacimientos naturalmente fracturados en el contexto internacional, sin embargo, representa una buena opción técnica que con la que se puede recuperar aceite remanente en las brechas de Sonda de Campeche.
- Para el Campo Kulkulcán, la técnica EOR que incrementaría la recuperación de aceite residual es el del doble desplazamiento con Inyección de gas inmiscible y doble desplazamiento con inyección de surfactante espumado.
- Para el conjunto kabil-Balanca es importante tomar en cuenta la influencia del acuífero que se tiene asociado a los yacimientos para elegir la técnica de EOR que daría los mejores resultados, sin embargo, se considera que la metodología sería la de su campo análogo Iktan incrementaría la recuperación de aceite residual.

Recomendaciones:

- Se recomienda mejorar el modelo geológico de cada campo de la Sonda de Campeche de manera independiente y que este modelo sea la base, para implementar la técnica EOR más adecuada que permita la extracción de volúmenes adicionales de aceite con rendimiento económico.
- Se recomienda realizar un estudio detallado de los mecanismos de empuje y los procesos que han influido en la distribución actual del aceite remanente para que la técnica de EOR que se implemente mejore los resultados.
- Realizar cuando menos una prueba piloto del EOR propuesto en cada campo para evaluar los resultados y realizar los ajustes que correspondan, para mejorar los resultados.
- Se recomienda que la metodología de EOR que de mejores resultados se aplique a campos análogos de la Sonda de Campeche y de otras áreas con brechas calcáreas como los de la región Chiapas-Tabasco.

Referencias:

- **Álvarez de la Borda J.** (2006). Crónicas del Petróleo en México de 1863 a nuestros días. México: PEMEX.

- **Álvarez, 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.

- **Alvarado, V. y Manrique, E.** (2001). Enhanced Oil Recovery. Field Planning and Development Strategies. Kidlington, Oxford: Gulf Professional Publishing/Elsevier.

- **Ángeles Aquino F. J., Vizcarra – Valenzuela C., Puerto- Zapata C., León-Tapia C., Fuentes-López U.,** (1982) Monografía petrolera de la Zona Marina, Superintendencia General de Exploración, Petróleos Mexicanos, 110 pgs. AMGP.

- **Cantu – Chapa, A.,** (2001) Mexico as the western margin of Pangea base on biogeographic evidence from the Permian to the Jurassic, en C. Bartolini, R.T, Buffler y A. Cantu-Chapa (eds), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*. AAPG Memoir 75, P. 1-17.

- **EOGA Oil & Gas “What is IOR?”** (en línea) http://eoga.net/about_ior.php
Consulta 16 de abril del 2017.

- **Hernández Juárez, A.,** (2008) Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera del Campo Cantarell, en la Sonda de Campeche, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

- **García Avendaño, A.** (2010) Estudio de núcleos de la roca del activo integral Cantarell de la Sonda de Campeche. UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F.

-

Grajales-Nishimura, J.M., e. Cedillo-Pardos, C. Rosales-Domínguez, D.J. Moran-Zenteno, W. Álvarez, P. Claeys, J. Ruiz - Morales, J. García - Hernández, P. Padilla - Ávila, A. Sánchez - Ríos, (2000) Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oil fields: *Geology*, v. 28. 307-310.

- **Meneses Rocha j., (1990)** Marco tectónico y paleogeografía del Triásico Tardío - Jurásico en el sureste de México, *Boletín AMGP*, Vol. XXXIX, No. 2, p.3-68

- **Ortiz Pacheco, C., (2010)** *Secuencias Estratigráficas en la Sonda de Campeche*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.

- **PEMEX.** "Las reservas de hidrocarburos de México". 2008.

- **PEMEX.** "Las reservas de hidrocarburos de México". 2007.

- **PEMEX.** "Las reservas de hidrocarburos de México". 2006.

- **PEMEX.** "Las reservas de hidrocarburos de México". 1999.

- **Pilger R.H. JR., (1981)** The Opening of the Gulf of Mexico: Implications for the Tectonic Evolution of the Northern Gulf Coast. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, V.31, pp.377-381.

- **Pindell, J.L., Kennan, L., (1982)** Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/ Caribbean region. *Tectonics*, v.1, pp. 377-381.

- **Pindell J. L., Kennan L. (2001)** Transactions of the 21st GCSSEPM Annual Bob F. Perkins Research Conference: Petroleum Systems of Deep-Water Basins Processes and events in the terrane assembly of Trinidad and eastern Venezuela, eds Fillon R. H., Rosen N. C., et al. pp 159–192.

- **Quezada-Muñetón, J.M. (1990)** El Cretácico medio-Superior y el límite Cretácico Superior-Terciario Inferior en la Sierra de Chiapas. *Boletín Asociación Mexicana Geólogos Petroleros*, 39,1, p. 3-98.

- **Rangel Germán Edgar René.** (2015). IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México. Ciudad de México: Academia de Ingeniería.

- **Salvador, A.,** (1991) Triassic-Jurassic, in A. Salvador, ed., The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, p. 131 – 180.

- **Salvador, A.,** (1991) Origin and development of the Gulf of Mexico Basin, in A. Salvador, ed. The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, The Geology of North America, v. J,p.389-444.

- **Schlumberger “recuperación primaria” (en línea).**

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx

Consulta 15 de abril del 2017.

- **Schlumberger “recuperación secundaria” (en línea).**

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx

Consulta 15 de abril del 2017.

- **Schlumberger “recuperación mejorada” (en línea).**

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/e/enhanced_oil_recovery.aspx

Consulta 15 de abril del 2017.

- **Schlumberger “inundación química” (en línea).**

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/chemical_flooding.aspx

Consulta 15 de abril del 2017.

- **Schlumberger “desplazamiento miscible” (en línea).**

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/m/miscible_displacement.aspx

Consulta 15 de abril del 2017.

- **Schlumberger “recuperación térmica:” (en línea).**

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/thermal_recovery.aspx

Consulta 15 de abril del 2017.

- **Schlumberger.** (1984). geología Petrolera de México. En Evaluación de Formaciones en México (31-36). México: Schlumberger.

- **Schlumberger.** (2010). Provincias petroleras de México. En WEC México 2010(24-30). México: Schlumberger.

- **Sedlock, R.L., Ortega – Gutiérrez, F. y Speed, R.C.,** (1993), Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico: Geological Society of America Special Paper 278, 153 p.

- **Speight James G.PhD, DSc.** (2013). Thermal Methods of Recovery. Heavy Oil Production Process (93-118). Wyoming, USA: Elsevier.

- **Trejo-Vázquez.** (2006) “Presentación de los campos de la Región Marina”

- **Van der Voo, R., F.J. Mauk, and R.B.French,** (1976). Permian Triassic continental configuration and the origin of the Gulf of Mexico. *Geology*, Vol. 4, pp. 177 – 180.

- **Viniegra O., Francisco,** (1966), Paleogeografía y tectónica del Mesozoico en la Provincia de la Sierra Madre y Macizo de Teziutlán: *Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol.*, v. 18, p. 145 – 171.

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