



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE UN
CAMPO PETROLERO EN CARBONATOS
NATURALMENTE FRACTURADOS (CAMPO
IKAL) COMO BASE PARA MEJORAR SU
EXPLOTACIÓN.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA GEÓLOGA

P R E S E N T A:

ROSA ISELA ANAYA MENDOZA

**DIRECTOR:
ING. JAVIER ARELLANO GIL**

México, D.F., Ciudad Universitaria, 2015.



Porque son mi ejemplo de lucha, de constancia y dedicación,
Porque son mi más grande ejemplo del verdadero amor,
Por darme la libertad de elegir ser lo que soy,

Por estar conmigo incondicionalmente en todo momento,
Por darme su confianza bajo ningún argumento,
Porque contra todas las expectativas nunca se rindieron,

Por darme las armas para ser un ser independiente,
Por protegerme siempre,
Porque un árbol no se cae si las raíces son fuertes,

Por culminar conmigo aquello que nadie te enseña,
a enseñar el camino de la mejor manera

Porque esto es por y para ustedes

Félix Anaya & María Mendoza

Agradecimientos

A la vida por poner en tiempo y espacio todos los elementos necesarios para ser la persona que soy, en este lugar, con este entorno y bajo la magia de este hermoso y único momento.

A mis padres por ser mi más grande apoyo.

A el amor más tierno y cuidador, abue Jane.

A mis hermanos, Ana, Cris y Marco, porque son y serán la mejor compañía siempre, por cuidarme, por quererme y consentirme, por enseñarme y dejar marcado en mí lo mejor que cada uno tiene, por el apoyo inigualable.

A también mis hermanos, Emiliano, Mauricio y Lizbeth, por ser unas grandes personas, por crear ese lazo de amistad y hermandad en tan poco tiempo, por el apoyo y esos momentos que solo tu familia te regala.

A la alegría de la casa, a esas personitas que cada fin de semana me daban las fuerzas necesarias para seguir y que con tan solo una sonrisa mueven y seguirán moviendo mi mundo: Leslie, Sebastián, Emily, Valeria, Leonardo... y los que faltan...

A las mejores amigas de toda la vida, Ana y Janet, por las aventuras, por la confianza, por el apoyo, por creer en mí, por animarme, por estar ahí desde siempre, porque seguiremos a pesar de la distancia creciendo juntas, creyendo en nosotros una a una, incondicionalmente.

A “Los mexicanos”, por creer en mí, darme las palabras de ánimo y apoyo siempre oportunas y por hacer de los pequeños triunfos un gran festejo, esos momentos que nunca se olvidan: Carlos, Tere y primas.

A Hugo, por su amistad, sus consejos, sus pláticas, pero sobre todo por ver en mí desde pequeña lo que pocos podían concebir.

A toda la familia, tíos, primos y demás que me recibían con una sincera sonrisa, y a los que no, los que nunca creyeron que lo lograría también, porque me dieron fuerza para demostrarles de que estoy echa.

A mis locas de toda la vida, Evelyn, Fanny, Grecia, Ingrid, Karen, y Magda, por haberlas conocido, por la amistad tan bonita e incondicional, porque parece que no pero tenemos tanto en común, tanto que seguimos juntas y separadas para triunfar, pero con tantos momentos para el recuerdo y más.

A esa más bonita coincidencia que rompió todos mis esquemas, que imposiblemente me regaló los ánimos y la inspiración para seguir escribiendo, y que siempre agradeceré que se cruzara en mi camino.

A Coco y Carmen por convertirse en las mejores amigas, por vivir juntas la mejor etapa de nuestras vidas, por enseñarme que incluso fuera de casa puedes encontrar nueva familia, por las risas, los enojos, la aventura, el amor y la geología.

A Carlos Boni por ser un gran amigo desde el principio, por perderse y volverlo a encontrar más sincero que nunca. A Toño Castillo por enseñarme a romper las barreras necesarias para aprender a apreciar a la persona que nunca imaginaste. A Alfonso Bustos por la amistad, el apoyo y el cuidado incondicional e inesperado desde el primer día que lo conocí.

A Diego, por el apoyo incondicional, por creer siempre en mí, por estar conmigo en los peores y en los mejores momentos, por saber mejor que nadie lo que esto significa para mí.

A Gris Díaz y Aby Araiza por ser de las primeras amigas y confidentes en la facultad. A Emigdio y Felipe por las aventuras de los primeros semestres.

A todos mis compañeros y colegas, por compartir juntos la carrera, por aprender juntos que la geología no es solo una profesión sino también toda una aventura: Any Cortés, Alejandro González, Andrés Morales, Jessi, Ivan Nápoles, Elaine Arellano, Christopher Peña, Alberto Pollo, Agesandro, Edmundo, Lupita Aguilar, Karina Gomez, Marly Gonzalez, Luis Sillero, Argelia Silva, Karla Juarez, Ivana Sterlini, David Hernadez, David Uribe, Fabian Gutierrez, Victor.....

A la Facultad de Ingeniería, por ofrecer de ella sus mejores recursos y poner a mí alcance las mejores herramientas, por enseñarme tanto.

Al Ing. Javier Arellano, por ser uno de los mejores profesores de la facultad, por sus clases que inspiran esfuerzo, dedicación y responsabilidad y de las cuales siempre habrás salido con algo bien aprendido; por su oportuna y certera dirección de este trabajo, por la paciencia y la comprensión, por hacerlo posible, y porque ahora sé que no pude elegir mejor persona.

A los sinodales: M.C. Iza Canales, M.C. Noé Santillán, Ing. Alberto Arias e Ing. José Luis Arcos, por sus observaciones, su amabilidad y su buena disponibilidad para ser parte de este trabajo.

A todos los profesores porque de todos se aprende siempre, más o menos, en distintos conceptos, gracias por estar ahí, por ser los mejores o los peores, pero por siempre tener algo que transmitir, por dejar ya, su huella en mí.

Al Dr. Luca Ferrari, por el satisfactorio trabajo de servicio social realizado bajo su dirección, por la disposición y comprensión, por enseñarme que los grandes investigadores también son grandes personas.

Al equipo del IBA 2015, Alfonso Castañeda, Francisco Ponce, Josué Reyes y Sergio Mata, por el gran trabajo de una semana, por la experiencia y la amistad que quedaron para siempre, al Dr. Ricardo Padilla por hacerlo posible.

A la CNH por abrimme sus puertas, por darme mi primer acercamiento a la vida laboral; a todos sus colaboradores y los compañeros petroleros que hicieron de mi estancia una experiencia totalmente agradable.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi sueño más grande hecho realidad, por albergar todas mis metas, por enseñarme de todo todo el tiempo, por respaldar lo que ahora soy y por ser el mejor ejemplo de que en México si se pueden hacer las cosas bien.

“Muchas veces en el dolor se encuentran los placeres más profundos, las verdades más complejas, la felicidad más certera”

Frida Kahlo.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	I
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	IX
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Particulares.....	3
1.3 Metas.....	3
1.4 Justificación.....	4
1.5 Localización del área de estudio.....	4
1.6 Estado del arte.....	6
1.6.1 Contexto histórico.....	15
1.6.2 Importancia.....	17

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CARBONATOS.....	19
2.1 Carbonatos.....	19
2.1.1 Minerales formadores.....	20
2.1.1.1 Calcita (CaCO_3).....	20
2.1.1.2 Aragonito (CaCO_3).....	21
2.1.1.2 Dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$].....	21
2.1.2 Componentes.....	22
2.1.2.1 Aloquímicos.....	22
2.1.2.1.1 Ooides.....	22
2.1.2.1.2 Oncoides.....	22
2.1.2.1.3 Biodastos.....	23
2.1.2.1.4 Peloides.....	23
2.1.2.1.5 Intracastos.....	23
2.1.2.2 Micrita.....	24
2.1.2.3 Esparita.....	24
2.1.3 Clasificación.....	24
2.1.4 Diagénesis.....	27
2.1.4.1 Micritización.....	27
2.1.4.2 Compactación.....	27
2.1.4.3 Cementación.....	28
2.1.4.4 Disolución.....	28
2.1.4.5 Recristalización.....	28
2.1.4.6 Dolomitización.....	28
2.1.5 Ambientes sedimentarios.....	29
2.1.5.1 Plataforma continental.....	30
2.1.5.2 Talud continental.....	33
2.1.5.3 Cuencas oceánicas profundas.....	35
2.1.6 Facies.....	36
2.2 Yacimientos en carbonatos.....	41

2.2.1 Yacimientos en carbonatos con porosidad primaria	43
2.2.2 Yacimientos en carbonatos naturalmente fracturados.....	45
CAPÍTULO 3. MARCO GEOLÓGICO.....	48
3.1 Marco geológico regional.....	48
3.1.1 Marco Estratigráfico.....	48
3.1.1.1 Basamento.....	51
3.1.1.2 Mesozoico.....	51
3.1.1.2.1 Jurásico.....	51
3.1.1.2.1.1 Calloviano.....	51
3.1.1.2.1.2 Oxfordiano.....	52
3.1.1.2.1.3 Kimmeridgiano.....	53
3.1.1.2.1.4 Tithoniano	54
3.1.1.2.2 Cretácico	54
3.1.1.2.2.1 Cretácico Inferior	55
3.1.1.2.2.2 Cretácico Superior	55
3.1.1.3 Cenozoico.....	56
3.1.1.3.1 Paleógeno.....	56
3.1.1.3.1.1 Paleoceno	57
3.1.1.3.1.2 Eoceno	57
3.1.1.3.1.3 Oligoceno	58
3.1.1.3.2 Neógeno	58
3.1.1.3.2.1 Mioceno.....	58
3.1.1.3.2.2 Plioceno.....	59
3.1.1.3.3 Cuaternario.....	60
3.1.1.3.3.1 Pleistoceno.....	60
3.1.2 Marco tectónico estructural.....	60
3.1.3 Evolución geológica.....	63
3.1.3.1 Periodo de rifting (Triásico Superior-Jurásico Medio).....	65
3.1.3.2 Periodo tectónico de margen pasiva (Jurásico Superior-Cretácico	

Superior).....	66
3.1.3.3 Periodo tectónico de compresión (Cretácico Superior- Reciente).....	68
3.2 Marco geológico local.....	72
3.2.1 Sedimentología.....	72
3.2.1.1 Jurásico.....	73
3.2.1.2 Cretácico.....	75
3.2.1.3 Cenozoico.....	76
3.2.2 Estratigrafía.....	77
3.2.2.1 Mesozoico.....	79
3.2.2.1.1 Jurásico.....	79
3.2.2.1.1.1 Kimmeridgiano.....	79
3.2.2.1.1.2 Tithoniano.....	80
3.2.2.1.2 Cretácico	80
3.2.2.1.2.1 Cretácico Inferior.....	80
3.2.2.1.2.2 Cretácico Superior.....	80
3.2.2.2 Cenozoico.....	80
3.2.2.2.1 Paleógeno.....	81
3.2.2.2.1.1 Paleoceno.....	81
3.2.2.2.1.2 Eoceno.....	81
3.2.2.2.1.3 Oligoceno.....	82
3.2.2.2.2 Neógeno.....	82
3.2.2.2.2.1 Mioceno.....	82
3.2.2.2.2.2 Plioceno.....	82
3.2.2.2.3 Cuaternario.....	83
3.2.3 Geología estructural.....	83
 CAPÍTULO 4. SISTEMA PETROLERO.....	 88
 4.1 Roca Generadora.....	 88

4.2 Migración.....	93
4.3 Roca Almacenadora.....	95
4.4 Roca Sello	103
4.5 Trampas	104
4.6 Sincronía	105
4.7 Tipos de Fluidos	107
CAPÍTULO 5. MODELO DEL YACIMIENTO	109
5.1 Fundamentos	109
5.1.1 Modelado geológico	110
5.2 Modelo	111
5.2.1 Datos Iniciales	111
5.2.2 Descripción	112
5.2.2.1 Pliegue	112
5.2.2.1.1 Clasificación	114
5.2.2.2 Fallas.....	115
5.2.3 Representación 3D	116
CAPÍTULO 6. GEOLOGÍA ECONÓMICA	121
6.1 Historia y desarrollo	121
6.2 Volumen original	124
6.3 Producción actual	124

6.3.1 Aceite	125
6.3.2 Gas.....	125
6.3.3 Producción acumulada	126
6.4 Reservas	126
6.5 Factor costo – beneficio	127
6.6 Estrategia de recuperación	129
6.6.1 Tecnologías de producción	130
6.6.1.1 Estimulación de yacimientos	130
6.6.1.1.1 Sistema de surfactantes viscoelásticos (VES)	131
6.6.1.1.2 Modelado de fracturas discretas (DFN)	132
6.6.1.1.3 Logging while drilling (LWD).....	133
6.7 Producción esperada	134
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
7.1 Conclusiones	136
7.2 Recomendaciones	139
BIBLIOGRAFÍA	141

RESUMEN

Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es aquel cuyo sistema petrolero está asociado a una estratigrafía conformada por rocas carbonatadas, cuya producción de hidrocarburos está influenciada por la presencia de complejos sistemas de fracturas asociados a fallamiento y/o plegamiento, presentando así, desde microfracturas hasta canales de alta conductividad que originan cambios en las propiedades petrofísicas que afectan el fenómeno de flujo, además de presentar cambios en su porosidad debido a procesos de disolución y diagénesis. Su importancia radica en la presencia de una alta porosidad, por lo que pueden llegar a formar yacimientos de gas y/o aceite cuyos pozos aportan volúmenes altos de producción; se considera que almacenan más del 60% de las reservas de hidrocarburos en el mundo. En México, la mayor parte de la producción (94.5%) y de las reservas (67%) de hidrocarburos provienen de las campos localizados en la región sureste del país, en donde predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas naturalmente fracturadas, como lo es el campo Ikal, el cual se encuentra dentro de la Sonda de Campeche, en tirantes de agua del orden de 71 m, con una extensión aproximada de 19.7 km², cuyos yacimientos son productores de aceite ligero de 32° API y de gas natural en secuencias de calizas dolomitizadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, en el cual el proceso de dolomitización fue desarrollado durante la diagénesis, donde también ocurrió disolución; posteriormente fue afectado por esfuerzos que originaron numerosas fracturas. La diagénesis por dolomitización incrementó los factores de porosidad y permeabilidad lo que favoreció que se mejoraran las condiciones de la roca almacenadora. La configuración estructural del campo se caracteriza por ser un anticlinal alargado con orientación NW 55 SE, el cual es delimitado en sus flancos

por fallas inversas con la misma orientación y dentro sus yacimientos se separan por fallas normales con orientación NE-SW, en los cuales actualmente se tienen 11 pozos productores que aportan un total de 63.3 Mbd de aceite y 153.3 MMpcd de gas. El campo tiene una reserva 3P de 268.65 MMbpce de aceite y gas con un factor de recuperación del 49.3%, cifras que van en descenso, por lo que es necesario la implementación de tecnologías de producción adecuadas para carbonatos como son el sistema de surfactantes viscoelásticos (VES) para la estimulación de yacimientos, modelado de fracturas discretas (DFN) y logging while drilling (LWD), además de estudios integrales que permitan la optimización del desarrollo del campo y otros con características similares, los que toman como base una caracterización de yacimientos, la que consiste en evaluar cualitativa y cuantitativamente una formación de acuerdo a información geológica, geofísica y de ingeniería petrolera, para una mejor comprensión de las características litológicas y estructurales del yacimiento, aunada al desarrollo de mapas geológicos de contornos estructurales con su representación tridimensional, lo cual es básico para el proceso de integración de la información, y contribuye a establecer y evaluar con certidumbre las mejores alternativas de explotación de un campo.

ABSTRACT

A naturally fractured carbonate reservoir is the one of its oil system is associated with a stratigraphy formed by carbonate rocks, its production of hydrocarbons is influenced by the presence of complex systems of fractures associated with faulting or folding. These fractures are of different dimension varying from microfractures to channels of high conductivity which originate changes in the Petrophysical properties affecting the phenomenon of flow as well as changes in its porosity due to processes of dissolution and diagenesis. Its importance lies in the presence of a highly porous systems, so it can form deposits of gas and/or oil its wells provide high production volumes; It is considered that they store more than 60% of the hydrocarbon reserves in the world. In Mexico, most of the production (94.5%) and reserves (67%) of hydrocarbons come from the fields located in the southeast of the country, where dominate the sites associated with naturally fractured carbonate rocks, such as the field Ikal, which lies within the Sonda de Campeche, in the order of 71 m water , with an area approximately 19.7 km², whose deposits are light oil producers 32° API and natural gas in sequences of dolomitized limestone of the upper Jurassic Kimmeridgiano, in which the dolomiting process was developed during diagenesis, where was also dissolution; it was later affected by efforts that caused numerous fractures. By dolomiting diagenesis increased porosity and permeability factors favoring reservoir rock conditions. The structural configuration of the field is characterized by an Anticline elongated orientation NW 55 SE, which is bounded on its flanks by reverse faults with the same orientation and within its fields are separated by normal faults with NE-SW orientation, which currently have 11 producing wells, which provide a total of 63.3 Mbpd of oil and 153.3 Mmcf/d of gas. The field has a 3P reservation of 268.65

MMbpce of oil and gas by a factor of recovery of the 49.3%, figures going downhill, so it is necessary the implementation of suitable production technologies for carbonates such as surfactants system memory foam mattress (VES) for stimulation of deposits, modeling of discrete fractures (DFN) and logging while drilling (LWD) as well as comprehensive studies that allow the optimization of the development of the field and others with similar characteristics, those who take as a basis a characterization of archaeological sites, which consists in the evaluation of qualitative and quantitative training according to geological, geophysical and petroleum engineering, for a better understanding of the lithological and structural of the site features, coupled with the development of geological maps of structural with its three-dimensional contours which is basic to the process of integration of information, and helps to establish and evaluate with certainty the best alternatives of exploitation of a field.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 Introducción

El campo Ikal es un importante campo petrolero del sector sur del Golfo de México, se compone de yacimientos de gas y aceite en secuencias carbonatadas naturalmente fracturadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Se encuentra dentro de la Sonda de Campeche, en tirantes de agua del orden de 71 m, con una extensión aproximada de 19.7 km². Fue descubierto en Agosto de 1993 con la perforación del pozo Ikal-1 e inicio su producción en 2005 con el pozo Ikal-2; actualmente se desarrolla dentro de uno de los proyectos de campos de la Sonda de Campeche, identificado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Abkatun–Pol–Chuc. El nombre del campo no es el oficial, y ha sido designado con ese nombre por motivos de confidencialidad de datos.

El campo Ikal tiene una importante contribución a las reservas y producción petrolera del país, característica que alberga a la mayoría de los campos pertenecientes a la Sonda de Campeche, lo cual además de tener una importancia económica, implica un interés geocientífico por conocer todas sus características,

por lo que resulta relevante realizar su caracterización geológica, basándose en la evolución de las áreas circundantes a la zona y de la zona misma, y por ende los procesos sedimentológicos, estratigráficos, estructurales y tectónicos que ayudan a entender la condición actual del campo, con el fin de llegar a un conocimiento más completo del sistema petrolero.

Aunque la Sonda de Campeche ha sido ampliamente estudiada, la información particular de los campos relativamente nuevos en producción como lo es Ikal, es deficiente, situación que no favorece una buena explotación, ya que, como se mencionó, corresponde con un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, por lo cual se requiere una mayor atención en su manejo, lo que no se puede lograr si no se tiene una buena base de información geológica, que aunada con evaluaciones petrofísicas y geofísicas, lleven a la implementación de las mejores prácticas de ingeniería petrolera, para lograr la explotación óptima de este tipo de yacimientos, teniendo en cuenta la importancia que para la industria petrolera tiene maximizar la recuperación de volumen de hidrocarburos, minimizando costos y aumentando utilidades.

Las actuales reformas estructurales en materia de energía que se están llevando a cabo en México, han revolucionado la situación de hidrocarburos, por lo que se tiene la necesidad de realizar una mejor exploración y explotación de los recursos petroleros, lo cual, apoya la idea de hacer análisis más detallados, no solo por provincia, sino por campo o por yacimiento en producción.

En el presente trabajo se desarrolla una amplia descripción geológica del campo Ikal, con el fin de disponer información para realizar un óptimo desarrollo del mismo, que se ve justificado bajo la meta de obtener un documento de información que sirva de base para desarrollar estudios específicos o la elaboración de modelos que ayuden a entender comportamientos y lleven a tener a corto plazo una óptima explotación del campo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Realizar un estudio geológico integral que proporcione datos de utilidad para mejorar la explotación del campo Ikal y otros campos con características geológicas similares de la Sonda de Campeche.

1.2.2 Objetivos particulares

- Describir el marco geológico regional del área donde se encuentra el Campo Ikal, para tener un contexto general de la evolución de la región, explicar su origen y procesos relacionados con el sistema petrolero.
- Describir el marco geológico local del campo Ikal para conocer sus principales características que permitan una óptima explotación de gas y aceite de cada uno de sus yacimientos.
- Caracterizar el sistema petrolero del campo, conocer su evolución y su funcionamiento para maximizar la recuperación de reservas petroleras.
- Estudiar el campo desde una perspectiva de explotación, con base en datos de producción.

1.3 Metas

- Realizar un modelo en tres dimensiones de la cima de los principales yacimientos que permita visualizar la trampa a partir de mapas de contornos estructurales.
- De acuerdo a la información estudiada, plantear posibles escenarios fundamentados que permitan mejorar la explotación del campo.

- Realizar un documento que sirva de consulta para el estudio del Campo Ikal, que contenga información actualizada y sea accesible a los diferentes usuarios interesados en este campo y en otros vecinos con características similares.
- Reafirmar mis conocimientos de geología petrolera a través de una investigación que tenga relevancia dentro la industria, frente a los retos de exploración y explotación que se tienen actualmente, refrendando así, mis capacidades para hacer análisis de este tipo en cualquier campo petrolero, lo cual puede ser un indicio para laborar en el desarrollo de investigaciones o profesionalmente dentro de la industria petrolera.

1.4 Justificación

El campo Ikal es un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, condición que lo hace complejo, por lo que se necesita de un documento de consulta que contenga sus principales características geológico-petroleras que sean de utilidad en la explotación de sus yacimientos y que también sea útil para entender otros con características similares, con apoyo en una buena base de información geológica que ayude a entender la complejidad de su comportamiento y que permita realizar modelos confiables para optimizar su explotación y por lo tanto incrementar los volúmenes de reservas, todo dentro del marco de las reformas estructurales actuales del país en materia de energía que se están dando en México.

1.5 Localización del área de estudio

Dentro de las regiones petroleras de México, el suroeste mexicano representa una porción importante del territorio con los más grandes volúmenes de reservas y producción, como ocurre con la Sonda de Campeche, que es la provincia petrolera más importante, ya que esta zona aporta entre el 70%-80% de

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

la producción petrolera diaria de México. Se localiza en la porción occidental de la Península de Yucatán, frente a los Estados de Campeche y Tabasco en el Golfo de México (Meneses, 1980), dentro de la plataforma continental, en el cinturón calcáreo plegado Reforma Akal.

Geológicamente, el área de estudio se ubica en la cuenca marina de Coatzacoalcos, dentro de la Sonda de Campeche (Rangel et al., 2010), se desarrolla como uno de los proyectos de campos de la zona marina (Figura 1.1) y ha sido identificado por Petróleos Mexicanos como un Proyecto de Explotación desarrollado por el Activo Integral Abkatun–Pol–Chuc (CNH, 2012).

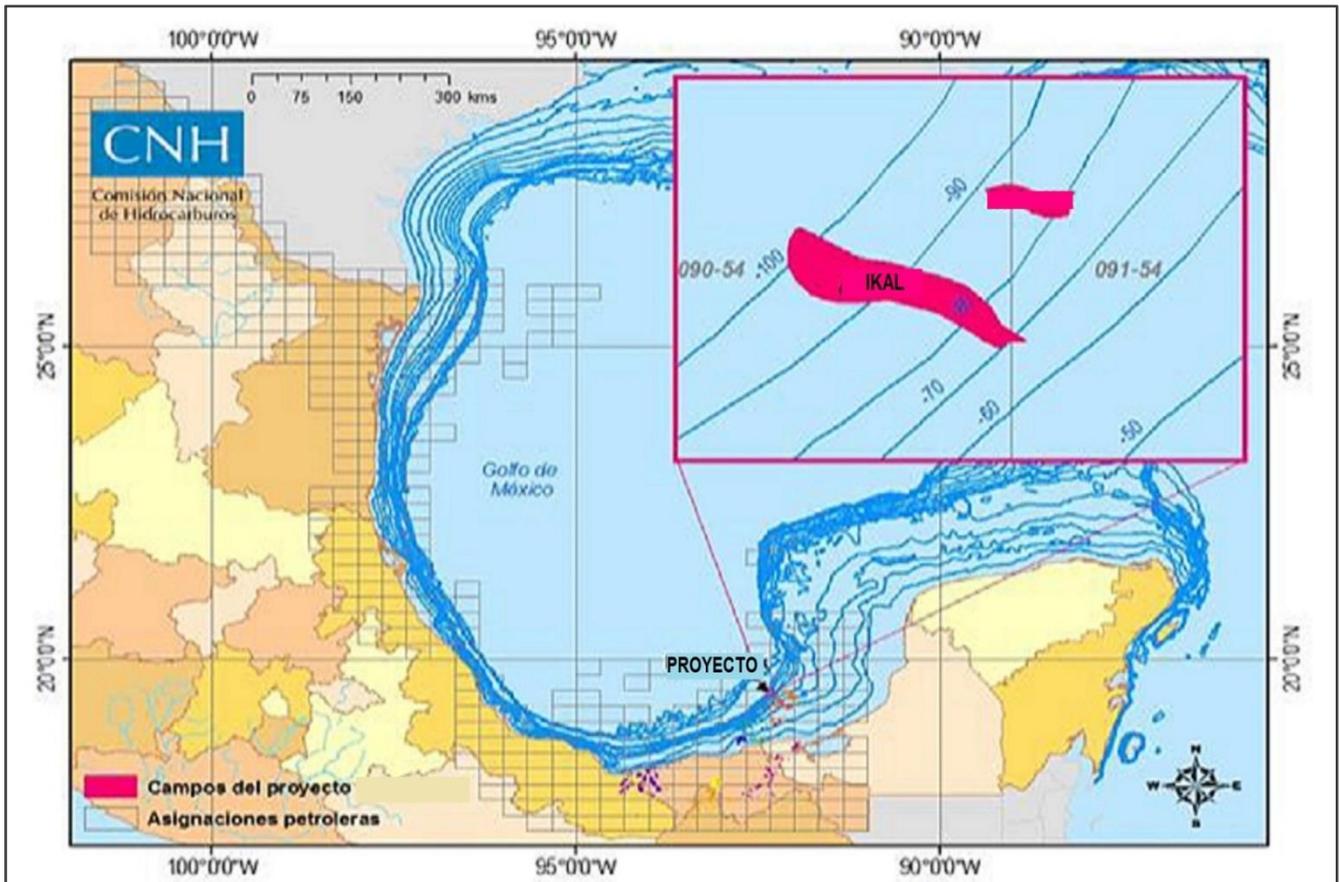


Figura 1.1 Localización del proyecto de explotación del campo Ikal (Modificada de CNH, 2010).

Fisiográficamente, el Campo Ikal se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 140 km al noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas Paraíso Tabasco (Figura 1.2), en tirantes de agua del orden de 71 m y cuenta con una extensión aproximada de 9.7 km² (Rangel et al., 2010).

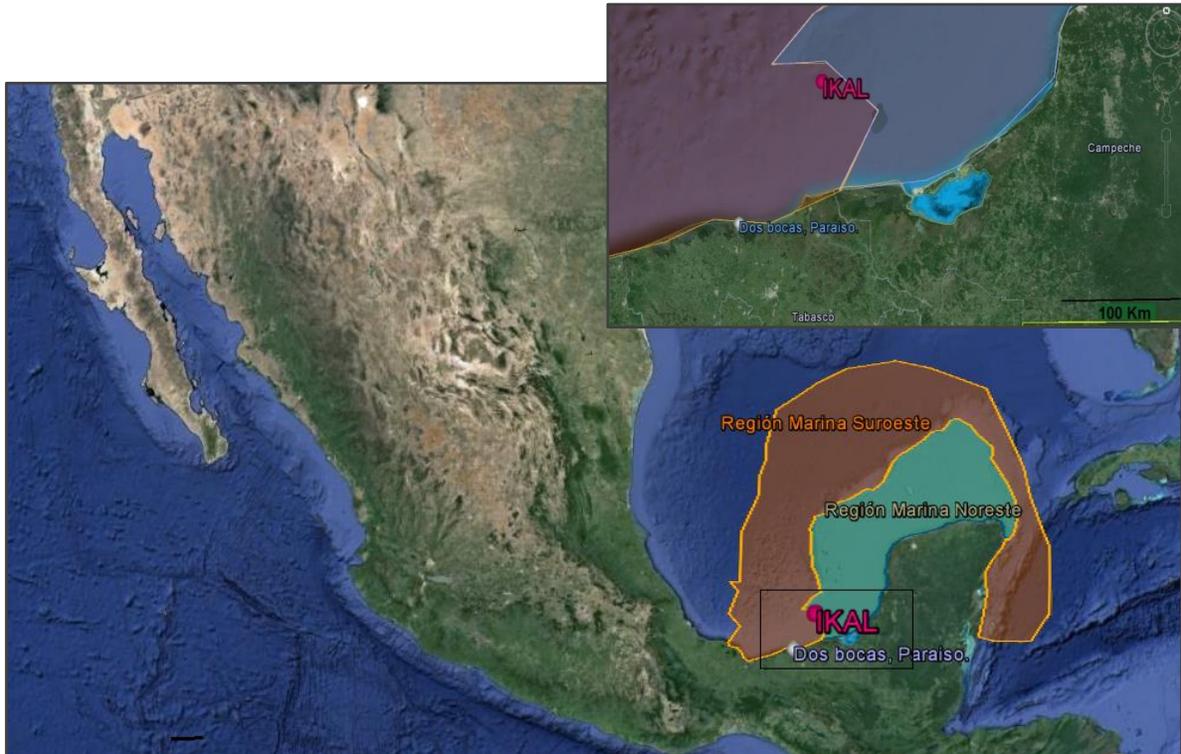


Figura 1.2 Localización del campo Ikal.

1.6 Estado del arte

Con la información geológica obtenida de los pozos perforados en la Península de Yucatán y norte de Campeche entre los años de 1955 y 1966 y posteriormente en el área mesozoica Chiapas-Tabasco, así como con el análisis e interpretación de la información geofísica y la elaboración de modelos geológicos y mapas paleogeográficos, la Sonda de Campeche se convirtió en un área de interés para la exploración y explotación petrolera, lo que aunado a una importante manifestación de hidrocarburos en aguas marinas, dentro de la misma, descubierta por el pescador Rudesindo Cantarell Jiménez en el año de 1971, dió lugar a la realización de estudios geofísicos hacia esta zona, y ocho años más

tarde con la perforación del pozo productor Chac-1, se marcaría el principio de la explotación de Cantarell, el campo petrolero considerado como uno de los más grandes a nivel mundial y que consolidó la importancia petrolera de la Sonda de Campeche.

De acuerdo a datos del artículo “Cantarell ayer y hoy” por Peláez (2008), los primeros barriles de petróleo de Cantarell se produjeron en Junio de 1979, con un promedio de 4 mil 290 barriles diarios. Para Diciembre, la producción alcanzaba los 239 mil barriles, llegando en los 80’s a 748 mil barriles por día y el promedio de producción diaria del país creció hasta alcanzar 2.5 millones de barriles antes de terminar los ochentas, 2.8 millones en los noventas y 3.2 millones en el periodo 2000-2007.

Actualmente, Cantarell es considerado uno de los yacimientos petroleros “offshore” o costa afuera más grandes de nuestro planeta, generando más del 60% de la riqueza petrolera de México. De 1979 al 2008 ha aportado unos trece mil millones de barriles de petróleo; se compone de los campos Nohoch, Chac, Akal, Kutz, Ixtoc, y Sihil ubicados en la Sonda de Campeche, con un aproximado de 190 pozos en operación. En el mes de diciembre del 2003, Cantarell alcanzó su pico de producción al promediar 2.21 millones de barriles diarios. Es también en ese mes cuando la producción global de México alcanzó su nivel más alto de la historia: 3 millones 454 mil barriles diarios.

De esta manera, por los volúmenes de reservas y producción, la Sonda de Campeche ha sido históricamente para México una de las principales provincias petroleras, por su significativa aportación a la producción nacional de petróleo y gas, lo cual implica, que el interés para desarrollar estudios sobre esta área fuera notorio al tratar de descubrir el origen y entender su comportamiento, desde un punto de vista científico o con aplicación a la industria petrolera.

Es por ello que existen numerosos estudios que han contribuido al conocimiento de la geología de la región, sin embargo en este trabajo solo se mencionan los que han sido considerados como los más representativos y concisos.

Schlumberger (1984), en su publicación “Evaluación de Formaciones en México” plantea cual es el potencial petrolero de la República Mexicana y divide al territorio con base en una jerarquización de áreas en productoras y con potencial medio-bajo, mismas que son evaluadas en un contexto geológico bajo el cual aparece la descripción de la Sonda de Campeche, que incluye además, la geología petrolera de la región en una descripción breve de las rocas almacenadoras, generadoras, sello y trampas.

En el trabajo “Provincias petroleras de México”, también de Schlumberger (2009), se señala que todas las provincias actualmente productoras de México comparten en mayor o menor grado aspectos tectónicos, estructurales, estratigráficos y geoquímicos, debido a que están genéticamente relacionadas a la mega-Cuenca del Golfo de México y por lo tanto, todos los sistemas petroleros establecidos hasta ahora se encuentran en rocas cuya edad comprende del Jurásico Temprano al Pleistoceno. Las principales variaciones entre las provincias radican en la proporción de sus facies sedimentarias preservadas, la naturaleza e intensidad de los eventos tectónicos Cenozoicos y su historia de sepultamiento, siendo estos aspectos interdependientes y responsables de los diferentes tipos de hidrocarburos en cada provincia. En el documento, se hace una descripción de las características geológicas de cada una de las provincias productoras del país y se incorporan datos de producción acumulada, reservas y recursos prospectivos, indicando que por su producción acumulada y reservas remanentes de aceite, destacan las Cuencas del Sureste y la Provincia Tampico-Misantla, mientras que los recursos prospectivos se concentran principalmente en aguas profundas del Golfo de México y en las Cuencas del Sureste. Además se implementa la

caracterización de los principales plays de cada provincia, incluyendo la provincia del sureste y sus tres subprovincias.

El trabajo, “Geología de la Sonda de Campeche” de Meneses de Gyves (1980), es uno de los primeros trabajos en desarrollar de manera más completa las características geológicas de la región, en el que se describe: “Con el descubrimiento de 8 importantes estructuras productoras de aceite y gas en los últimos cinco años, la Sonda de Campeche, en el Golfo de México, se convierte en una de las más importantes provincias petrolíferas marinas del mundo. Las rocas más antiguas son del Oxfordiano. Los ambientes de depósito son de cuenca y de plataforma. El marco tectónico de esta provincia lo constituyen la Plataforma de Yucatán, la Cuenca de Comalcalco, la Cuenca de Macuspana y el cinturón calcáreo plegado de Akal. El Macizo de Chiapas al S-SE y la Plataforma de Yucatán, son los elementos responsables de la conformación tectónica del área estudiada. Los alineamientos estructurales tienden a orientarse ligeramente al NW-SE, observándose fallas inversas longitudinales. Con los campos descubiertos se tiene una superficie probada por desarrollar de 700 Km² y con posibilidades de extenderse. La profundidad promedio del yacimiento varía de 1260 a 3600 m. Las rocas productoras lo constituyen dolomías del Jurásico Superior y Cretácico y una brecha del Paleoceno, que suman en los sitios de mayor potencial un espesor impregnado de 1000 m”.

Ángeles Aquino (1996), en su trabajo “Estratigrafía del Jurásico Superior del subsuelo en la Sonda de Campeche (Golfo de México)” describe los resultados de un estudio estratigráfico sedimentológico apoyado en el análisis de 50 pozos exploratorios perforados en la Sonda de Campeche, que han permitido un mayor conocimiento de la columna sedimentaria del Jurásico Superior, en la que se encuentran descripciones de las rocas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Titoniano, conformadas por rocas carbonatadas y terrígenas. Propone manejar las facies mejor estudiadas, como unidades litoestratigráficas, dándoles nombres formacionales o sus equivalentes; por lo tanto, se sugiere se denomine Formación

EDZNÁ a las facies F, G y H del Titoniano; Formación AKIMPECH para las facies B, C, D y E del Kimmeridgiano y Grupo EK-BALAM para las facies que constituyen las unidades del Oxfordiano.

Tomando como base la columna estratigráfica propuesta por Ángeles Aquino (1996), Ortiz (2010) desarrolla su tesis denominada: “Secuencias estratigráficas en la Sonda de Campeche” el cual se basa en los principios de la estratigrafía secuencial, principalmente en el análisis de los ambientes sedimentarios y en la interpretación de perfiles sísmicos para correlacionar superficies estratigráficas que representan cambios en las secuencias de depósito y definir tipos específicos de secuencias, de las cuales en la Sonda de Campeche fueron identificadas cuatro: Evaporítica, Calcáreo y Calcáreo-arcillosa, Calcárea y Clástica, basándose además, en la serie de eventos tectónicos, estratigráficos y estructurales relacionados con el proceso de extensión ocurrido en el Jurásico Superior en el Paleo Golfo de México, lo que dio origen a las primeras secuencias sedimentarias de la Sonda de Campeche.

Otro documento de interés es el denominado “Evolución paleogeográfica de aguas profundas y márgenes del Golfo de México del Jurásico al Cretácico Medio”, de Winker et al., (1988) que describe la configuración paleobatimétrica del Paleo Golfo inferida a través de la interpretación de perfiles sísmicos y datos estratigráficos de los márgenes de plataforma carbonatada; plantea cual es la distribución de las facies típicas de plataforma del Jurásico y Cretácico; realiza una predicción retrospectiva del desarrollo de la subsidencia basada en paleogeografía que a su vez se basa en la cinemática de la cuenca, en la que involucra fallas transformes, deformación y posiblemente acreción de terrenos, lo cual da un panorama general que permite entender la situación estructural y posición de las cuencas sedimentarias del sureste.

El trabajo más representativo del estudio de la evolución de las cuencas del Sureste en relación con la apertura del Golfo de México, ha sido desarrollado por

Pindell et al., (2002) en su publicación “Análisis paleogeográfico Mesozoico-Cenozoico y dinámica de cuencas en el Golfo de México profundo y márgenes: La relación entre evolución tectonosedimentaria y sistemas petroleros”, donde hace una compilación de mapas representativos de diferentes estadios para la evolución del Golfo de México, mismos que envuelven diversas disciplinas y el uso de modelos de mapas paleotectónicos y paleogeográficos, incluyéndose elementos como: tectónica y desarrollo de cuencas, que ayudan a entender la evolución del sureste mexicano, con enfoque en la evolución Mesozoica, que inicia en el Jurásico con el principal evento de rifting ocurrido en el Golfo de México, donde se desprende Yucatán de la margen Noroccidental de la costa de Norteamérica, se traslada hacia el sur e inicia el emplazamiento de corteza oceánica en el centro del Golfo. Durante el Oxfordiano la rotación y la extensión oblicua de Yucatán continua hacia el sureste, generándose grabens que controlaron el deposito syn rift con extensas cuencas intercomunicadas con un basamento de poca altura desarrollándose un extenso depocentro que se ensanchó hacia el noroeste dentro de la bahía de Campeche creando condiciones para el desarrollo de rocas generadoras en el Sureste de México. La topografía remanente de horst y grabens, como resultado de una fase temprana de rifting, se preservó hasta el Jurásico Tardío y Cretácico Inferior, controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas; durante el Cretácico Inferior el bloque Yucatán alcanza su posición actual. Durante el Paleógeno Temprano el bloque Chortis choca con el Macizo de Chiapas y posteriormente el choque entre las placas de Cocos y del Caribe contra la placa de Norteamérica durante el Mioceno Medio-Superior genera la Orogenia Chiapaneca cuyo frente plegado tiene posibilidades de almacenar hidrocarburos en rocas del Cretácico Medio-Superior y por ser áreas circundantes se tiene la misma condición para las cuencas del sureste.

Padilla (2007) en su artículo “Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México” interpreta el desarrollo de la sedimentación durante este periodo que empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico

Temprano. Menciona que a partir del Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide. En el Mioceno medio, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un décollement al nivel de la sal calloviana; posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el NNW, cuando la sal depositada en diversos estadios se movilizó hacia el norte, lo cual generó nuevos depocentros y minicuevas controlados por fallas con vergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste.

Santamaría (2008), en su trabajo “La formación del petróleo en el sur del Golfo de México: predicción de su calidad” hace referencia a el Tithoniano como el horizonte más prolífico de petróleo en el sur del Golfo de México, horizonte que ha sido confirmado en la mayoría de los yacimientos de la Sonda de Campeche y las diferencias entre los petróleos derivados de estas rocas que se deben básicamente al grado de madurez y a su origen. Por lo cual, se enfoca en el establecimiento de un marco geológico con especial desarrollo en los ambientes sedimentarios y descripción de los ambientes de depósito de las rocas del Tithoniano. Además de la descripción de una serie de análisis geoquímicos aplicados a la secuencia del Jurásico Superior, para predecir la calidad de aceites que impacta directamente en los precios de venta y por ende, es primordial para definir una estrategia de explotación y desarrollo de nuevos campos, dentro de la Sonda de Campeche y en general en las cuencas del sureste.

Aquino (2004), en su artículo: “Cuencas del Sureste de México y subcuencas hidrográficas asociadas: Actualización y Futuro”, menciona que las cuencas del Sureste, con una extensión de aprox. 65,100 Km², han sido la principal provincia de hidrocarburos de México desde mediados de 1970. Su evolución, al igual que otros autores la relaciona a diferentes etapas ocurridas

desde el Triásico al reciente con la apertura del Golfo de México, proceso bajo el cual se estructuraron dichas cuencas, las cuales, afirma, actualmente se compone de dos áreas principales: La provincia Mesozoica costa adentro de aceite ligero conocida como Chiapas-Tabasco, y la provincia petrolera prolífica costa afuera conocida como Sonda de Campeche con producción de crudos pesados y ligeros, además de tres subcuencas mas. La segunda descubierta en 1976, a una profundidad de 50 metros, e incluye 24 campos, de los cuales 18 están en producción. La provincia se compone de dos zonas, la Marina Noreste y Marina Suroeste; juntas tienen una producción acumulada de 16,807 MMB de petróleo, 10,335 MMMpc de gas, y una reserva de 11,370MMpce. Las reservas se encuentran en areniscas cuarcíticas del Oxfordiano, calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, brechas carbonatadas asociadas a facies de turbiditas calcáreas del Cretácico superior al Paleoceno Temprano y facies de turbiditas siliciclásticas del Mioceno-Plioceno. La región es por mucho, la provincia petrolera más prolífica en México e incluye al Complejo Cantarell que por sí solo produce 1.34 MMB de petróleo y 532 MMMpc de gas diario. El descubrimiento a principios de 1999 de una sección repetida debajo el campo Cantarell corroboró la existencia de un nuevo depósito independiente, con aceite más ligero (30 ° vs. 24 ° API del depósito suprayacente) y una reserva total de alrededor de 1,136 MMbpce.

Murillo Muñeton et al., (2003) en su trabajo “Salmuera y evolución de hidrocarburos durante el llenado del campo petrolero de Cantarell (Golfo de México)”, considera que la principal reserva de petróleo en el campo Cantarell, se encuentra almacenada en una brecha carbonatada dolomitizada cuya formación ha sido relacionada al evento de impacto de Chicxulub. Interpreta que ocurrieron dos eventos de dolomitización diferentes que han sido identificados en relación con el depósito. La primera generación (D1) es dolomita luminiscente mientras que la segunda generación es dolomita no luminiscente (D2). El estudio de inclusiones fluidas muestran una evolución de D1 a D2 con temperaturas y salinidad ascendentes 80-120 a 100-120 ° C y (2-8 a 6-8 en peso% eq. NaCl). En D1 los hidrocarburos evolucionan de aceites pesados a aceites ligeros, mientras que en

D2, todas las inclusiones parecen estar formadas por petróleo pesado. Estos hechos sugieren que el final del proceso de dolomitización estaba estrechamente relacionado con el comienzo de la acumulación principal del aceite en el depósito, el desplazamiento de los fluidos acuosos y el impedimento de la precipitación de carbonatos.

Hernandez et al., (2005) en “Estructura del complejo Cantarell del Golfo de México” discute y analiza la conformación estructural del mismo basado en tres fases principales de deformación: la extensión del Cretácico Inferior representado por fallamiento normal; la compresión del Mioceno; y la extensión impulsada por gravedad de manera reciente. En los últimos dos eventos, el estilo tectónico es de rampa y el modelo se basa en la compresión y fallas normales lístricas durante la extensión. En este trabajo se aporta un nuevo modelo conceptual clave para entender el entorno geológico, de gran utilidad para el desarrollo de nuevos prospectos de exploración en la zona.

Las mismas fases de deformación son expuestas en el artículo “Modelo estructural tridimensional de la estructura de Cantarell y Sihil, bahía Campeche, México”, de Mitra et al., (2005), en donde además se indica que la geometría de la estructura Cantarell-Sihil varía considerablemente a lo largo de la tendencia de una falla. El campo principal en el bloque alóctono es la Campo Akal y está cortado por numerosas fallas normales del Jurásico y Cenozoico. Los campos secundarios en el bloque alóctono incluye Kutz, que está formado a lo largo de la cresta de un bloque hundido en el noroeste, y Nohoch, en el extremo sur de Cantarell. La estructura Sihil en el bloque autóctono consta de dos lóbulos, el lóbulo norte es más grande y tiene mayor relieve y también muestra un cambio brusco en la tendencia en su extremo norte. El campo Chac se forma a lo largo del borde de un bloque con fallamiento normal formado durante el Jurásico y reactivado durante el Cretácico. La creación de modelos tridimensionales es la principal aportación del artículo, de los cuales se dice, fueron construidos mediante la integración de interpretación sísmica 3-D, datos estructurales y una

serie de secciones transversales, con el fin de proporcionar información precisa acerca de la geometría detallada de todas las estructuras.

García (2010), desarrolló la tesis: “Estudio de núcleos de roca del activo integral Cantarell de la Sonda de Campeche” donde presenta la metodología de los análisis que se realizan a los núcleos de roca de los campos del activo Cantarell y que son de vital importancia para determinar propiedades petrofísicas. Muestra los procesos, equipos y herramientas utilizados para la extracción de núcleos de roca y su procesado, lo que permite obtener un análisis de los mismos para interpretar presencia de fracturas, mineralogía, porosidad y permeabilidad, bajo un marco geológico regional y local que permitan relacionar los resultados obtenidos con el sistema petrolero. Enmarcando la importancia de la caracterización de yacimientos en diferentes campos, con herramientas modernas que ayudan a implementar técnicas adecuadas de explotación, lo cual puede ser aplicado para campos en desarrollo como lo es el campo Ikal.

1.6.1 Contexto histórico

El Campo Ikal, es un campo carbonatado naturalmente fracturado que se encuentra dentro de la Sonda de Campeche, fue descubierto en Agosto de 1993 con la perforación del pozo Ikal-1, el cual resulto productor en las rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con una producción diaria de 8.5 Mb de aceite ligero de 32 °API y 9.7 MMpc de gas.

Con el propósito de establecer la extensión del yacimiento y determinar la profundidad del contacto agua-aceite, así como evaluar las reservas y diseñar el plan de desarrollo del campo, se perforó en 1997 el pozo Ikal-DL1, resultando productor de aceite y gas en el mismo objetivo, con una producción de 10.0 Mb de aceite y 11.7 MMpc de gas. El inicio de la producción se da en el 2005 con el pozo Ikal-2.

PEMEX (1999), en la publicación “Las reservas de hidrocarburos de México” desarrolla las primeras características conocidas del campo en cuanto a geología, sistema petrolero y reservas se refiere; además hace referencia a la metodología utilizada para realizar el descubrimiento , la cual, menciona, fue basada en interpretaciones sísmicas originales del prospecto sísmológico de Campeche -3D, Bloque B.

En un contexto más actual, la caracterización del campo Ixtal es presentada de manera muy breve por Rangel et al., (2010) en un artículo denominado “Campo Ixtal, primeros super pozos en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano”, que tiene como principal objetivo, mostrar la importancia del Campo Ixtal, como generador de súper pozos, definidos como aquellos que han alcanzado producciones mayores a 20,000 bpd, situación poco común en nuestros días; en este trabajo se toma como base en el análisis de los parámetros que controlan la producción, la interacción entre estos y características del yacimiento, factores que pueden tener una gran influencia en el comportamiento de la productividad de los pozos.

Los trabajos antecedentes son una base importante para el desarrollo de cualquier investigación, sin embargo, tienen algunos aspectos deficientes, lo cual, permite utilizar la información, pero con un compromiso aun mayor, de mejorar el tener datos más completos. En la actualidad se tiene la necesidad de estudiar no solo las provincias petroleras, sino, de manera más específica campos que actualmente requieren desarrollo de información, como lo es el campo Ikal.

1.6.2 Importancia

Actualmente los combustibles fósiles satisfacen más del 85% de la energía del mundo. Con el crecimiento rápido de la demanda y el consumo energético global pronosticado para los próximos 20 años y dado que la industria no puede garantizar nuevos hallazgos volumétricamente importantes, una solución más realista consiste en seguir obteniendo la producción de los campos ya descubiertos. La amplia mayoría de estas reservas se encuentra entrampada en los yacimientos carbonatados fracturados, ya que más del 60% de las reservas comprobadas de petróleo del mundo y el 40% de las reservas mundiales de gas (Schlumberger, 2007), se encuentran en carbonatos y están distribuidas como se muestra en la Figura 1.3.

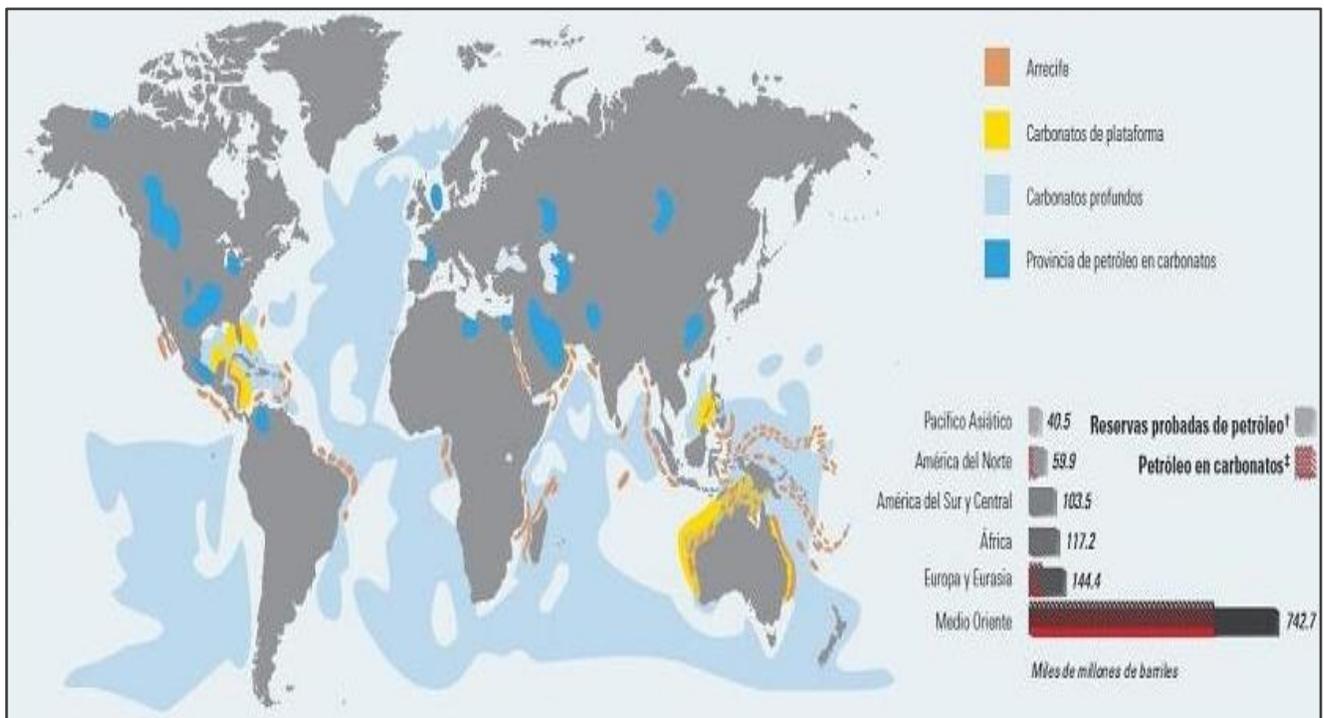


Figura 1.3 Distribución mundial de las reservas en carbonatos (Tomada de Schlumberger, 2007).

El Medio Oriente posee el 62% de las reservas de hidrocarburos líquidos convencionales del mundo, aproximadamente el 70% de estas reservas se alojan en los yacimientos carbonatados; además, posee el 40% de las reservas probadas de gas (Schlumberger, 2007). En México, el 94.5% de la producción y el 67% de

las reservas de hidrocarburos provienen de las campos localizados en la región sureste del país, en donde predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas, característica que alberga al campo Ikal, condición que lo posiciona como un yacimiento en carbonatos naturalmente fracturados, y en el cual actualmente se tienen operando 7 pozos.

Hoy en día, es el yacimiento con los pozos de mayor productividad de la Sonda de Campeche, en las secuencias del Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde se tiene flujo natural. Su capacidad de aportación con índices de productividad que van de 200 a 1600 BPD/(kg/cm²), con baja caída de presión de fondo coloca a Ikal entre los mejores campos costa afuera mexicanos.

El campo cuenta con una reserva original de 290.6 MMb y 536.4 MMMpc; la reserva recuperada, es 84.7 MMb de aceite y 164.4 MMpc de gas.

Sin embargo, debido a la complejidad de la explotación en yacimientos de este tipo, dada por sus características y estructuras presentes, se ha estimado que más del 60% del petróleo entrampado no se recupera, esto se debe a la alta heterogeneidad de las formaciones, la conificación prematura de agua y gas hacia los pozos, entre muchos otros factores.

Las cifras existentes sugieren que estos yacimientos desempeñaran un rol cada vez más importante en el futuro de la industria petrolera, sin embargo, la complejidad de su explotación requiere el implemento de procesos y tecnologías nuevas que permitan un mejor estudio y por tanto una mayor recuperación de hidrocarburos.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DE LOS CARBONATOS

2.1 Carbonatos

Los carbonatos por definición son compuestos químicos que presentan como característica común la presencia del complejo aniónico $(\text{CO}_3)^{2-}$ y uno o varios iones positivos. La mayor parte de estos en una cuenca sedimentaria se crean a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de organismos en el fondo marino por arriba del nivel de compensación de los carbonatos. Otros tipos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas o como precipitados químicos de las aguas marinas.

Los carbonatos más comunes son la calcita, CaCO_3 (carbonato cálcico) y la dolomita, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ (carbonato de calcio y magnesio), los cuales son constituyentes a su vez de las rocas sedimentarias carbonatadas (caliza y dolomía), y se ha hecho común utilizar de manera genérica también el término carbonatos para designar a rocas con estas características (Tarbuck et al., 2005), las cuales exhiben un predominio de estos minerales pero pueden presentar también aragonito (CaCO_3) y de forma asociada evaporitas, tales como la anhidrita

(CaSO₄) y el yeso (CaSO₄·2H₂O), y coexistencias en cantidades menores con arcilla (Schlumberger, 2001).

Estas rocas, se encuentran en diversas cuencas sedimentarias alrededor del mundo y se formaron como carbonatos de plataforma, de talud o carbonatos de aguas profundas; siendo el ambiente de plataforma donde ocurre su mayor precipitación y acumulación como sedimentos, con mínima o nula entrada de terrígenos, y abarca una extensa porción del registro geológico. En estas plataformas existe un equilibrio dinámico entre la producción de carbonatos y la subsidencia, para permitir acumulaciones de gran espesor y mantener la profundidad adecuada para favorecer que continuamente ocurra el aporte de carbonato de calcio (CaCO₃), (Reyes & Hernández, 2012).

Su importancia radica en la presencia de una alta porosidad en la mayoría de los carbonatos que se forman en condiciones ambientales de alta energía, por lo que pueden llegar a formar yacimientos con volúmenes importantes. Actualmente los carbonatos almacenan más del 60% de las reservas de hidrocarburos en el mundo. En México, la mayor parte de la producción (94.5%) y de las reservas (67%) de hidrocarburos provienen de las campos localizados en la región sureste del país, en donde predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas, como lo es el campo Ikal.

2.1.1 Minerales formadores

2.1.1.1 Calcita (CaCO₃)

Es uno de los minerales más abundantes en la corteza terrestre, por lo tanto es el principal mineral constituyente de la caliza. Su principal característica para diferenciarse de los demás polimorfos es su alta efervescencia con el HCl, y su dureza que es de tres.

2.1.1.2 Aragonito (CaCO_3)

Es un polimorfo de alta presión y baja temperatura de la calcita, por lo que poseen características físico-químicas semejantes. Puede formar parte de la caliza y su presencia debido a su carácter inestable, es un indicador de materiales de formación reciente (Mackenzie, 1997).

Forma parte del esqueleto de muchos organismos (moluscos, cefalópodos, corales, etc.) y de las perlas; aunque suele transformarse en calcita al crecer la concha y durante el proceso de fosilización, es por ello que se encuentra con mucha menor frecuencia que la calcita (Gilbert, 1968).

2.1.1.2 Dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$]

La dolomita es un mineral de origen químico, compuesto por carbonato de calcio y magnesio. Las dolomías se presentan generalmente como consecuencia de procesos postsedimentarios, en los cuales, las calizas al ponerse en contacto con aguas enriquecidas en magnesio, inician el proceso llamado dolomitización, en el cual se realiza la sustitución metasomática del calcio por magnesio como consecuencia de la acción de soluciones ricas del segundo elemento, mediante la siguiente reacción química:



La dolomía debe contener al menos 50% de dolomita, ya que si contiene menos, es una caliza dolomitizada (Gilbert, 1968).

Existen otros carbonatos que pueden encontrarse asociados tanto a las calizas como a las dolomías, entre ellos esta la siderita (FeCO_3), ankerita ($\text{Ca}_2\text{MgFe}(\text{CO}_3)_4$) y magnesita (MgCO_3), entre otros.

2.1.2 Componentes

La estructura de una roca carbonatada está íntimamente relacionada con sus procesos formativos; sus principales componentes son tres: los aloquímicos, la micirita y la esparita. Estos constituyentes se originan dentro de la cuenca de depositación de la caliza y se llaman intrabasinales.

2.1.2.1 Aloquímicos

Son agregados estructurados de sedimentos carbonatados que se han formado al interior de una cuenca sedimentaria, e incluyen los siguientes elementos:

2.1.2.1.1 Ooides

Los ooides u oolitos, son granos no esqueléticos, esféricos o elipsoidales, con diámetro menor de 2 mm, frecuentemente entre 0,2-0,5 mm, que presentan láminas concéntricas regulares, desarrolladas alrededor de un núcleo (grano de cuarzo, bioclasto, etc). Si su tamaño supera los 2 mm, reciben el nombre de pisolitos o pisoides. Su formación se da por precipitación inorgánica (química) en aguas marinas tropicales, en áreas de plataforma somera de alta energía. También lagunas internas en la plataforma (lagoons), ríos y lagos. Los ooides en rocas antiguas suelen presentar tanto las láminas concéntricas como una estructura radial. No siempre se puede dilucidar si la estructura radial corresponde a una estructura primaria o si se formó durante la inversión de aragonito a calcita (Mackenzie, 1997).

2.1.2.1.2 Oncoides

Son granos de carbonato que presentan una laminación micrítica irregular concéntrica alrededor de un núcleo con diámetros superiores a 2 mm, y un origen biogénico ya que son generados por la acción de algas verde-azuladas que, en su

desarrollo sobre la superficie de los granos, atrapan y fijan partículas finas de sedimento (Mackenzie, 1997).

2.1.2.1.3 Bioclastos

Son granos esqueléticos, fósiles, por lo que están conformados por fósiles completos o fragmentados de los esqueletos de organismos secretores de carbonato como moluscos (pelecípodos, gasterópodos, cefalópodos), braquiópodos, equinodermos, briozoos, foraminíferos, corales, algas calcáreas, etc., por lo que se tiene una gran variedad en cuanto a mineralogía, estructura y morfología de estas partículas se refiere (Mackenzie, 1997).

2.1.2.1.4 Peloides

Granos no esqueléticos, de forma ovoidal, compuestos por micrita con una estructura interna masiva, de tamaños variables, aunque generalmente tienen entre 0.1 y 0.5 mm de diámetro. Son producto de la actividad fecal de organismos (pellets fecales), o de la destrucción y homogeneización de la estructura interna de partículas previas por abrasión mecánica o erosión biológica, retrabajo y redondeamiento de lodos calcáreos (intraclastos finos). Se forman en ambientes protegidos (lagoons y llanuras mareales) y en cavidades dentro de arrecifes (Mackenzie, 1997).

2.1.2.1.5 Intraclastos

Los intraclastos están formados por fracciones de sedimento que, inicialmente depositados en el fondo de la cuenca sedimentaria y, parcialmente litificados fueron posteriormente removilizados, formando así nuevos granos sedimentarios. La morfología típica es de fragmentos generalmente angulosos, de tamaños variables compuestos de lodo micrítico y/o fragmentos de bioclastos u otros granos (Mackenzie, 1997).

Su ambiente de formación es cualquier zona de plataforma, talud o llanura abisal, con aumentos bruscos de energía que re trabaja sedimentos previamente depositados; se formaron áreas intermareales o supramareales, canales mareales, taludes marinos, etc. Debido a su modo de formación, los depósitos de intraclastos muestran una fuerte homogeneidad en cuanto a las características externas e internas de estos fragmentos.

2.1.2.2 Micrita

La micrita o calcita microcristalina es el sedimento carbonatado en forma de granos de diámetro menor de 5 μm , por lo que no pueden observarse granos discretos al microscopio, sino una masa informe de tonos más o menos oscuros. Su origen puede ser estrictamente debido a la precipitación directa a partir del agua marina o a la desintegración de partes duras carbonatadas de microorganismos, como algas verdes. La micrita suele ser la fracción fina o matriz de los carbonatos (Mackenzie, 1997).

2.1.2.3 Esparita

La esparita o calcita esparítica consiste en cristales de diámetro superior a 5 μm . Normalmente, cuando el tamaño de grano está entre 5 y 10 micras se denomina microesparita, reservándose el término de esparita para los granos de tamaño superior. Este material se encuentra rellenando poros, cavidades y fracturas, por lo que es un cemento formado generalmente después del depósito original, de los aloquímicos y de la micrita (Mackenzie, 1997).

2.1.3 Clasificación

Las rocas carbonatadas se distinguen por la textura deposicional, los tipos de grano, de poro, la textura, la fábrica, la composición de la roca, y la diagénesis, entre otros factores. Las clasificaciones que son las más utilizadas son las basadas en el concepto de textura, fábrica y madurez, donde el tejido se cree que

está relacionado con la energía en el nivel de depósito de la roca caliza. Las relaciones y características de los componentes antes citados son la base de las clasificaciones dadas por Folk (1959, 1962), Dunham (1962), Embry y Klovan (1971), entre otros (Tucker, 1991).

Folk (1959, 1962), establece una clasificación de calizas teniendo en cuenta las proporciones relativas de los tres constituyentes básicos: aloquímicos, micrita y esparita. Reconociendo así, tres principales “familias”: calizas aloquímicas esparíticas, calizas aloquímicas micríticas y calizas microcristalinas (falta de aloquímicos), además de referirse a una biolitita, como una caliza autóctona.

La clasificación de Dunham (1962) se utiliza para caracterizar rocas carbonatadas según la cantidad y textura de los granos y de lodo (Figura 2.1). Distingue dos tipos generales de carbonatos: rocas y sedimentos carbonatados, los que presentan textura deposicional reconocible, y los que presentan textura cristalina, no siendo posible reconocer la textura deposicional (Tucker, 1991).

Textura deposicional reconocible				Textura deposicional irreconocible	
Componentes originales no bioconstruidos			Componentes originales bioconstruidos		
Contiene matriz micrítica (granos carbonáticos muy finos)			Granosostenido. Ausencia micrita		
Matrizsostenido		Granosostenido			
Menos 10% de granos	Más 10% de granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina

Figura 2.1 Clasificación de rocas carbonáticas de Dunham, 1962. Modificado de Tucker y Wright, (1991).

La clasificación de Embry y Klovan (1971) sigue el esquema de Dunham, pero agrega cinco nuevas categorías (Figura 2.2), que inciden sobre el tamaño de los granos (Floatstone y Rudstone), en el caso de sedimentos formados por partículas individuales, y sobre los diferentes tipos de calizas bioconstruídas (Boundstones) en función de cómo se realiza la construcción del edificio carbonático; estructuras esqueléticas rígidas (Framestones), incrustaciones y enlazamiento (Bindstones), o atrapamiento por efecto pantalla (Bafflestones), para dar información sobre la composición de los granos de manera cualitativa, buscando así reflejar la interacción entre la energía de depósito así como la influencia biológica incluyendo depósitos de arrecifes (Tucker, 1991).

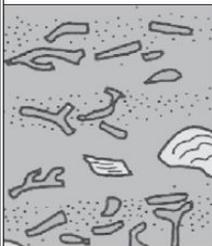
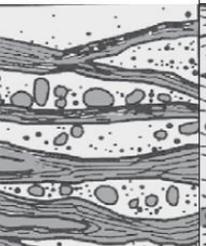
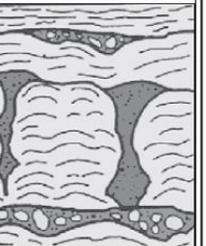
ALÓCTONO		AUTÓCTONO		
Componentes originales bioconstruidos en textura		Componentes originales bioconstruidos		
> 10% granos > 2 mm				
Matrizsoportado	Soportado por componentes > 2mm	Por organismos que actúan por efecto pantalla	Por organismos encostrantes	Por organismos que construyen un edificio rígido=framework
Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone
				

Figura 2.2

Modificaciones de Embry y Klovan, 1971 para la clasificación de rocas carbonáticas de Dunham, 1962, (Modificado de Tucker y Wright, 1991).

Las principales características de las calizas propias de esta clasificación son:

Rudstone: Textura grano-soportada, en la que los “clastos” tienen un tamaño mayor a 2 mm y están en una proporción superior al 10%.

Floatstone: Textura matriz-soportada, en la que los “clastos” tienen un tamaño mayor a 2 mm y están en una proporción superior al 10%.

Dentro de los boundstones se diferencian los siguientes tipos:

Framestone: Tipo de bioconstrucción en la que los organismos construyen armazones rígidos (Ej.: arrecifes de corales).

Bindstone: Tipo de bioconstrucción por organismos (esqueléticos o no) que generan espacio y atrapan el sedimento (Ej.: estromatolitos).

Bafflestone: Tipo de bioconstrucción en la que los organismos atrapan sedimento por efecto pantalla (Ej.: mud mounds).

2.1.4 Diagénesis

Una vez depositados los sedimentos, empieza a ocurrir la diagénesis, es decir, los cambios químicos y físicos posdepositacionales que convierten el sedimento en roca sólida. Los carbonatos presentan una tasa alta de diagénesis debido a la alta inestabilidad de sus componentes durante el proceso de sepultamiento, lo cual puede modificar de manera significativa la permeabilidad y espacio entre los poros. Los procesos diagenéticos característicos de estas rocas son:

2.1.4.1 Micritización

Es un proceso que tiene lugar por la acción conjunta de la erosión biológica y la abrasión mecánica, dando lugar a micritas que van destruyendo la textura interna de las partículas (total o parcialmente). La erosión biológica la llevan a cabo microorganismos que perforan la estructura de la partícula, rellenándose posteriormente por lodo calcáreo; este proceso se considera típicamente de diagénesis temprana.

2.1.4.2 Compactación

Este proceso implica una reorganización de las partículas en respuesta a las nuevas condiciones de presión por sobrecarga, es decir, reducción de porosidad por pérdida de volumen. El aspecto más importante de la compactación, desde el punto de vista de su estudio en láminas delgadas, es el desarrollo de

texturas características como son: contactos suturados, nódulos y estilolitos (Boggs, 2006).

2.1.4.3 Cementación

Es el crecimiento de cristales en espacios preexistentes a partir de la precipitación desde soluciones saturadas. Estos espacios pueden ser tanto interpartícula como intrapartícula. Uno de los resultados finales más importantes de la cementación es la litificación del sedimento y la pérdida de porosidad.

2.1.4.4 Disolución

La disolución es el resultado de la interacción de los siguientes dos factores: la composición del agua de poros y la mineralogía de las partículas. Cuando estos dos factores se encuentran en desequilibrio, a consecuencia de los cambios que tienen lugar en el enterramiento, se produce la disolución. El resultado final de este proceso es la creación de vóculos y cavernas (porosidad secundaria) (Mackenzie, 1997).

2.1.4.5 Recristalización

La recristalización es el paso de micrita (menor de 4 micras) a microesparita (entre 4 y 10 micras) y posteriormente a pseudoesparita (mayor a 10 micras), de tal forma que el producto final son cristales de gran tamaño que se pueden confundir con los cristales de cementación. La distinción entre unos y otros resulta fundamental dada la absoluta diferencia entre ambos procesos (Mackenzie, 1997).

2.1.4.6 Dolomitización

Se refiere al proceso geoquímico que tiene lugar en las zonas de lagunas efímeras supramareales, por el que los iones de magnesio [Mg], provenientes de

la evaporación del agua de mar, reemplazan a los iones de calcio [Ca] de la calcita, formando el mineral dolomía. El volumen de dolomía es menor que el de calcita, de manera que el reemplazo de la calcita por dolomía en una roca incrementa el espacio poroso de dicha roca en un 13% y forma una roca yacimiento importante. También puede producirse durante la diagénesis por sepultamiento profundo (Schlumberger, 2015).

El proceso contrario, donde ocurre reemplazamiento de dolomita por calcita es conocido como dedolomitización o calcitización de dolomita. Este proceso tiene lugar típicamente en condiciones superficiales por la acción de las aguas meteóricas. Al contrario que la dolomitización, la dedolomitización no suele destruir la textura previa, de tal forma que es fácil reconocer, ante una situación de una roca de composición calcítica, si se trata de una calcita primaria o resultado de un proceso de dolomitización y posterior dedolomitización (Mackenzie, 1997).

2.1.5 Ambientes sedimentarios

Los diferentes tipos de ambientes sedimentarios donde se llevan a cabo los depósitos carbonatados incluyen: marinos, lacustres, depósitos de caliche o calcreta, agua salobre, espeleotemas y carbonatos eólicos, sin embargo, existen diferencias fundamentales entre los depósitos carbonatados terrígenos y marinos; mientras que los terrígenos son producto del intemperismo químico y físico de las rocas preexistentes que han sido transportados como fragmentos sólidos a la cuenca de depósito, mientras que los sedimentos carbonatados marinos se derivan de una precipitación “in situ” dentro de la misma cuenca. De esta manera, la mayoría de las rocas calizas se forman en zonas marinas cálidas, limpias, de poca profundidad en regiones tropicales o subtropicales, sin embargo, podemos encontrarlas también en ambientes de talud, de rampa y de aguas profundas, con una distribución general como se muestra en la Figura 2.3.

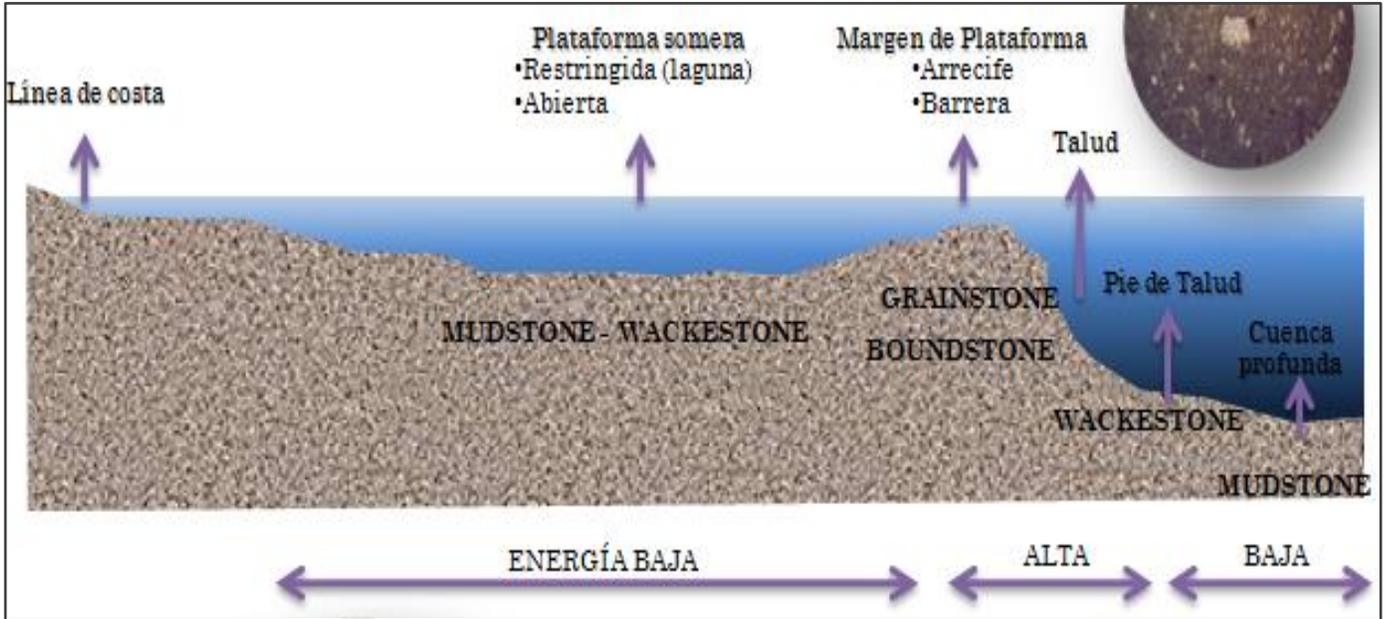


Figura 2.3 Distribución de rocas calizas en ambientes sedimentarios marinos (Tomada de Montijo et al., 2005)

2.1.5.1 Plataforma continental

Es una superficie sumergida, suavemente inclinada que se desarrolla alrededor de las áreas continentales, y se extiende desde la línea de costa hasta el talud continental (Tarbuck et al., 2005). Está formada por aguas someras que descienden suavemente hasta su interrupción brusca. Su anchura varía considerablemente, desde unos pocos hasta más de 1100 km y aunque el fin de la plataforma está a más o menos 200 m de profundidad, puede variar de unos pocos metros a más de 300 m. Presenta pendientes suaves (0.11 a 1.1 grados), salinidades normales y está afectada por un amplio rango de procesos físicos (corrientes de mareas, oleaje, etc.).

Las plataformas continentales presentan un perfil que es una superficie de equilibrio entre la erosión y la sedimentación. Uno de los factores principales que controlan la formación de facies en este ambiente sedimentario es el régimen hidráulico, ya que la erosión de las olas recorta la línea de costa, generando materiales producto de la erosión, que se acumulan junto con los provenientes de

los ríos, formando plataforma y extendiéndose hacia el océano; así, la plataforma está formada por materiales asociados a las proximidades del continente y por barreras construidas por organismos como lo son los arrecifes, que por sí solos son una unidad sedimentaria única en la que se interrelacionan los organismos bioconstructores capaces de precipitar carbonato para formar estructuras masivas de esta misma composición, y en el cual por lo tanto podemos encontrar calizas grainstones y boundstones (Menéndez, 2005).

De acuerdo a las facies sedimentarias dominantes se presentan cinco tipos de ambientes: armazón de arrecifes orgánicos, sedimentos arrecifales y acumulaciones de sedimentos, bancos orgánicos, acumulaciones de lodo calcáreo y planicies de mareas o sabkhas (Ridding, 2010); a continuación se describen sus principales características.

Armazón de arrecifes orgánicos. El término arrecife se define como un armazón carbonatado resistente al oleaje, es un término relacionado con biostroma y bioherma. El primero se refiere a una acumulación de restos biogénicos en capas (p.e. crecimiento de algáceos); mientras que el segundo se refiere a una acumulación “in situ” de organismos sedentarios a veces formando montículos. Consecuentemente, no todos los arrecifes son biohermas. La flora calcárea de los arrecifes está dominada por dos familias de algas: las verdes (Codiacea) y las rojas (Corallinacea). La fauna es extremadamente variada y consiste principalmente de corales, moluscos, equinodermos, foraminíferos, anélidos, briozoarios y crustáceos (Ridding, 2010).

Sedimentos arrecifales. Una de las características más sobresalientes de los sedimentos arrecifales es su origen biogénico exclusivo. El total de sedimentos producidos se deriva de cinco grupos principales de organismos: corales, algas coralinas, algas verdes, foraminíferos y moluscos. Así mismo, se presentan variaciones locales en partículas no biogénicas como ooides e intraclastos. Los sedimentos arrecifales incluyen también partículas carbonatadas acumuladas en

bancos o apiladas por transporte físico, principalmente en barras, dunas y planicies deltaicas. Aunque la arena es el tamaño de grano más abundante en el arrecife, también se encuentran gravas pobremente clasificadas. La textura del sedimento arrecifal es el resultado de tres factores principales: el tipo de organismos que construyen el armazón, la actividad del oleaje y la desintegración producida por los mismos organismos. Dentro de las acumulaciones actuales son comunes los ooides, los cuales se encuentran en flujos constantes y niveles altos de agitación. Los ooides se forman a profundidades menores a los 5 metros, algunas veces en áreas de intermarea, a lo largo de las plataformas o cerca de los canales de marea, por lo que las corrientes de marea son los procesos dominantes para las facies oolíticas (Ridding, 2010).

Bancos orgánicos. Las partículas detríticas biogénicas pueden acumularse por la acción del oleaje y por corrientes litorales y oceánicas, así como por entrapamiento especialmente por organismos bentónicos. Estos bancos orgánicos muestran una gran diversidad de formas y tamaños, dependiendo de la profundidad del agua, procesos locales, influjo terrígeno, etc. Las partículas esqueletales incluyen: equinodermos, moluscos, algas, foraminíferos, briozoarios y corales. Los foraminíferos planctónicos llegan a ser abundantes en la plataforma externa y son buenos indicadores para determinar la profundidad. La bioturbación es muy intensa, excepto en las marcas de oleaje y en la estratificación cruzada cuando éstas se presentan en los depósitos. Estos bancos pueden ser locales y solo presentan algunos metros de espesor; aunque pueden extenderse por cientos de kilómetros y acumularse cientos de metros de sedimentos carbonatados. Ejemplos de este tipo de depósito han sido interpretados de manera abundante para el Devónico y el Cretácico (Ridding, 2010).

Acumulaciones de lodo calcáreo.- Áreas extensas de depósito de lodo calcáreo se presentan en ambientes modernos y probablemente estuvieron ampliamente distribuidos en el pasado geológico. El mineral primario es la aragonita y se presenta como granos en forma de agujas y algunas micras de

largo. Son comunes en áreas marinas someras protegidas del oleaje y corrientes, a una profundidad menor a los 4 metros (Ridding, 2010).

Planices de marea y Sabkhas.- Dentro de los ambientes carbonatados, este término se emplea para aquellos ambientes de intermarea en general; mientras que el término sabkha representa planicies de mareas controladas por el viento y el nivel del agua subterránea.

Las mareas producidas por el viento forman un aspecto importante para la dinámica de estas planicies, en las cuales son comunes: carpetas algáceas, huellas de desecación, minerales evaporíticos y dolomita. Como resultado de la evaporación alta así como de la influencia marina, salinidades extremas dan lugar a la precipitación de yeso.

El sabkha se desarrolla como resultado del depósito de lodo calcáreo, evaporitas y detritos biogénicos por procesos diagenéticos primarios. El crecimiento de minerales evaporíticos como el yeso y la anhidrita, junto con la dolomita, juegan un papel importante en la formación de estos los depósitos. Las aguas subterráneas llegan a saturarse para generar el yeso y pueden generar la precipitación de halita en superficie (Ridding, 2010).

2.1.5.2 Talud continental

El talud continental corresponde a la provincia fisiográfica definida entre el borde de plataforma (100-200 m) y la cuenca (1.400 a 3.200 m) y se caracteriza por presentar los gradientes más altos en los márgenes continentales. Es la parte central del margen continental y generalmente se localiza donde tiene lugar la transición entre la corteza continental y la corteza oceánica. Los elementos morfosedimentarios más característicos de los ambientes de talud y ascenso continental son los valles submarinos (cañones, canales, etc.) los cuales

representan las principales vías de transferencia de sedimento hacia los ambientes marinos profundos.

En estas zonas tienen lugar diferentes procesos de resedimentación que causan el transporte de grandes cantidades de sedimentos desde las partes más someras hacia zonas profundas. Estos procesos están promovidos por la gravedad e incluyen fenómenos como caída de bloques (olistolitos), deslizamiento de sedimentos, slumping, y distintos tipos de flujos gravitacionales como los flujos de detritos y las corrientes turbidíticas.

Según Wilson (1974), existen tres tipos de perfiles fundamentales de la transición margen de plataforma-talud. Cuando la plataforma presenta un borde arrecifal (tipos I y III), generalmente existe una pendiente inclinada con acantilados y salientes que favorece el slumping y la formación de flujos de detritos. Mientras las facies redepositadas en plataformas con un margen tipo I se caracterizan por acumulaciones de lodo calcáreo formando montículos en el frente arrecifal, en las plataformas con un margen tipo III dichas acumulaciones están constituidas por bloques con fragmentos esqueléticos del arrecife orgánico original. Los márgenes suaves de rampas homoclinales (tipo II) son más propicios para la depositación de calciturbiditas de grano fino, bajo la acción de corrientes de fondo y de sedimentos pelágicos (Stow 1992).

La formación de depósitos carbonatados resedimentados es más común durante los periodos de ascenso del nivel del mar, ya que la alta producción de carbonatos someros en el interior de la plataforma favorece la resedimentación en la zona de talud (Mullins 1983). Sin embargo, el descenso del nivel del mar puede causar la exposición sub-aérea del margen de la plataforma, y de esta manera aumentar la inestabilidad del talud y generarse así turbiditas calcáreas y megabrechas (Hunt & Tucker, 1992). En el talud, estos depósitos están constituidos por: (a) granos provenientes de las plataformas someras (granos esqueléticos, peloides, ooides), (b) bloques caóticos (olistostromas) de carbonatos

depositados sobre el talud o pie de talud, procedentes del margen de la plataforma o de partes superiores del talud, (c) litoclastos derivados de las partes superiores endurecidas, y (d) material somero de grano fino y granos siliciclásticos hemipelágicos de tamaño limo-arcilla (Flügel 2004). Todos estos materiales pueden aparecer junto con los sedimentos originales del talud (que usualmente consisten en montículos de lodo o arrecifes) o estar intercalados con los lodos de periplataforma.

2.1.5.3 Cuencas oceánicas profundas

El término de cuenca, en el sentido más amplio, se define como un área deprimida sin salidas en superficie. Este término presenta una aplicación muy amplia, pero desde el punto de vista de morfosedimentario, la cuenca representa el ambiente marino profundo que se desarrolla a continuación del margen continental. Si la cuenca se desarrolla sobre corteza oceánica entonces este ambiente marino también recibe el nombre de "llanura abisal". Morfológicamente, son áreas relativamente planas, donde pueden llegar a prolongarse los valles submarinos desarrollados inicialmente en los márgenes continentales. Asimismo, en estos ambientes se identifican los denominados canales medio-oceánicos que son valles paralelos o subparalelos al margen continental que presentan recorridos longitudinales de cientos a miles de kilómetros, pudiendo actuar de vías de transferencia de sedimento de una cuenca a otra.

Desde el punto de vista sedimentológico representan las áreas donde tiene lugar la deposición final de aquellos sedimentos que son transportados desde el continente y desde el propio margen continental. La revisión del estado actual de los conocimientos sobre la sedimentación en las cuencas oceánicas del Mediterráneo, Caribe, Atlántico noroccidental y Pacífico, indican que en estos ambientes sedimentarios se depositan principalmente depósitos turbidíticos, de flujos de escombros, hemipelágicos y pelágicos, siendo estas partículas de origen biogénico los sedimentos que cubren mayoritariamente el piso oceánico en

cuencas marinas profundas, las cuales consisten en fragmentos microesqueléticos o restos de organismos planctónicos que han sido decantados a partir de la columna de agua. Este proceso de depósito es conocido como lluvia pelágica y da lugar a los diferentes tipos de fangos pelágicos que cubren los fondos marinos.

La distribución de los fangos pelágicos está influenciada por la temperatura, la salinidad y el patrón de circulación de las masas de agua, que a su vez controlan la tasa de disolución de los carbonatos y la productividad biológica superficial (Wooster 1978). Dichos lodos se acumulan en cuencas oceánicas profundas, pequeñas cuencas oceánicas, márgenes continentales y, en menor proporción, en la zona axial de las dorsales oceánicas y en edificios volcánicos inactivos (Jenkyns, 1986). La composición química de los lodos pelágicos es función no solo de la profundidad sino también de la latitud. En latitudes bajas, por ejemplo, las aguas están sobresaturadas de carbonato de calcio, habiendo así una mayor disponibilidad de este material para que los organismos construyan conchas calcáreas.

Aproximadamente el 50 % de los fondos oceánicos actuales se hallan cubiertos por fangos calcáreos compuestos fundamentalmente por testas de foraminíferos, nanofósiles y pterópodos. Estos fangos se acumulan fundamentalmente entre las latitudes de 45° al norte y sur de la línea del ecuador, siendo especialmente abundantes en el océano Atlántico. Sobre la zona axial de la Dorsal Atlántica donde se forma una fina capa de sedimentos pelágicos carbonatados (lodo de foraminíferos).

2.1.6 Facies

El término facies se refiere a las características litológicas y biológicas de un depósito sedimentario, definido por el ambiente de depósito. Una facies dada se deposita sólo dentro del área ocupada por un ambiente de depósito específico, y muchas facies están distribuidas lateralmente en tiempo.

Las facies carbonatadas de plataforma solo se encuentran en regiones no afectadas por aportes importantes de terrígenos. En la zona litoral, hasta una profundidad de unos 20 m, se produce una distribución en bandas mas o menos paralelas a la costa de sedimentos arenosos, fangosos y arrecifales; los moluscos y foraminíferos dominan en la arena costera de la playa emergida y sumergida, donde también ocurren precipitados químicos finos u oolitos de aragonito que forman la banda de lodo y formaciones pétreas de corales asociados a algas calcáreas que se extienden en cordones discontinuos flanqueados a ambos lados por las gravas resultantes de su fragmentación. Entre 20 y 200 m, en cambio, las facies carbonatadas de plataforma suelen estar compuestas por una mezcla de cualquiera de los integrantes de las bandas de las facies litorales, en particular, corales, oolitos de borde de plataforma y caparazones de foraminíferos bentónicos y algunos planctónicos.

Por otro lado, el modelo de facies estándar de Wilson (1970, en Wilson, 1975), que resulta de una combinación de efectos de la pendiente, edad, energía del agua y clima, en donde las características del depósito también son afectadas por el aporte de clásticos, define 9 facies en un perfil de plataforma con un margen y pendiente ligera (Figura 2.4).

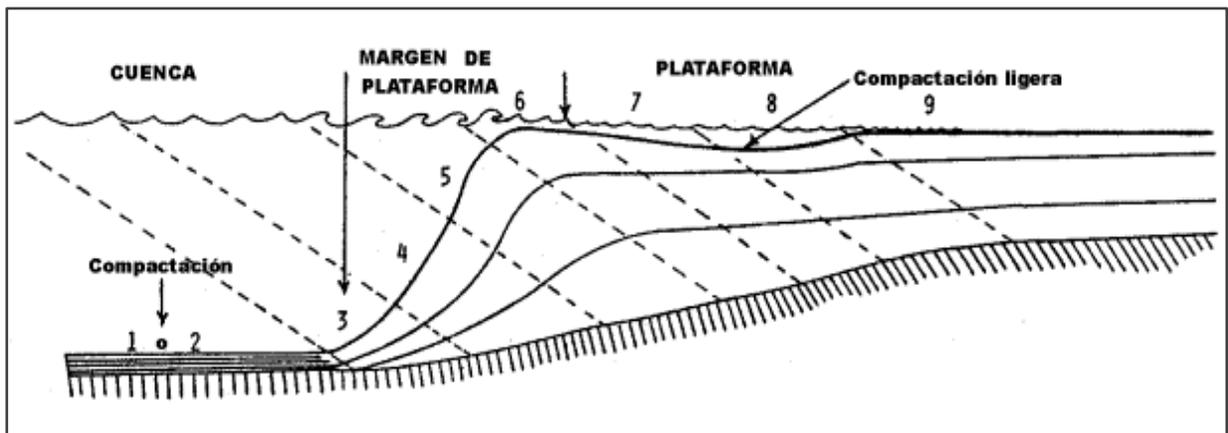


Figura 2.4 Distribución de las nueve facies principales en una plataforma carbonatada (Modificada de Wilson 1975, por Arche, 1972).

1.- Facies de cuenca (fondoform): En este subambiente el agua es muy profunda para la producción y depósito de carbonatos, por lo que la sedimentación depende de la cantidad del influjo de sedimentos finos argiláceos y material silíceo. Pueden darse condiciones euxínicas e hipersalinas, por lo que es difícil la desintegración de plancton.

2.- Facies de plataforma (deep undathem): El agua tiene una profundidad de decenas o aún cientos de metros generalmente es oxigenada y con salinidad marina normal. Las corrientes tienen buena circulación y son lo suficientemente profundas para encontrarse bajo el nivel de oleaje normal, pero con tormentas intermitentes que afectan los sedimentos del fondo.

3.- Facies de margen de cuenca: Se originan en el límite o al pie de la plataforma carbonatada donde se acumula material conchífero derivado de la misma. Las condiciones de profundidad y base del oleaje, así como el nivel de oxígeno son muy similares a las de la facies 2.

4.- Facies de pendiente frontal de la plataforma carbonatada (clinoform): Generalmente la pendiente se localiza arriba del límite más bajo de agua oxigenada, por arriba de la base del oleaje. Los detritos carbonatados se depositan comúnmente con una inclinación de casi 30 grados, es inestable y de tamaño variado. La estratificación presenta derrumbes, montículos, frentes en forma de cuña y bloques grandes.

5.- Facies de arrecifes de margen de plataforma (construcción orgánica): El carácter ecológico depende de la energía del agua, inclinación de la pendiente, productividad orgánica, cantidad de la construcción del armazón, uniones, entrapamientos, frecuencia de exposiciones subaéreas y cementación.

6.- Facies de arenas de barrera arenosa de borde de plataforma: Éstas toman las formas de bancos, playas, barras de marea de mar abierto en abanicos,

cinturones o islas de dunas. La profundidad de tales arenas marginales varían de 5 a 10 metros. El ambiente es oxigenado pero no adecuado para la vida marina debido al cambio constante de sustrato.

7.- Facies marina de plataforma abierta (undadform): Este ambiente se localiza en estrechos, lagunas y bahías abiertas detrás del borde de plataforma externa. La profundidad del agua es generalmente somera, a veces solo algunos metros de profundidad. La salinidad es normal, a veces variable y con circulación moderada.

8.- Facies de plataforma de circulación restringida: Incluye la mayor parte de los sedimentos finos en lagunas muy someras y los sedimentos gruesos en canales de marea y playas locales; todo el complejo corresponde al ambiente de planicies de mareas. Las condiciones son extremadamente variables y constituye un ambiente muy difícil para los organismos. Llegan a presentar aguas dulces, salinas e hipersalinas, con exposiciones subaéreas frecuentes y con condiciones reductoras y oxidantes; existe abundante vegetación tanto marina como de pantano. Los terrígenos de origen eólico pueden llegar a representar una porción importante en los depósitos.

9.- Facies de plataforma evaporítica: Ambiente de supramarea y de lagunas en la plataforma marina. El clima se caracteriza por ser árido y con un intenso calor (áreas de sabkhas y planicies de sal), por lo que las inundaciones marinas son muy esporádicas. El yeso y la anhidrita son muy comunes dentro de estos depósitos.

Una vez que se tiene como base las propiedades y características de las rocas carbonatadas, se puede caracterizar la secuencia sedimentaria carbonatada del campo Ikal, la cual corresponde a los siguientes niveles cronoestratigráficos:

Kimmeridgiano: representado principalmente por secuencias de calizas dolomitizadas y dolomías mesocristalinas con algunas intercalaciones de terrígenos y evaporitas. Se interpreta que el depósito de carbonatos ocurrió en una rampa distalmente pronunciada que presenta una pendiente ligeramente inclinada sobre el piso marino, con desarrollo de bancos oolíticos. Debido a esta suave pendiente, los carbonatos de aguas someras agitadas, cambian gradualmente a depósitos de baja energía hacia aguas más profundas y después a sedimentos de cuenca; la rampa evolucionó a una plataforma con bordes. Los tipos dominantes de granos son los esqueletales y los ooides, seguido por los peloides y los intraclastos. Los principales desarrollos de los bancos oolíticos deben su origen al comportamiento de las estructuras salinas, donde persistieron condiciones de alta energía que permitieron la formación de cuerpos oolíticos, con sus respectivos cambios de facies (borde de banco y lagunar). Los procesos diagenéticos que alteraron y modificaron a las rocas en el área de los campos Ikal y otros circundantes fueron principalmente: cementación temprana y tardía, compactación física, dolomitización y disolución. En el área del campo Ikal, el proceso de dolomitización es acompañado por procesos de disolución; también se tienen fracturas ocasionadas por tectonismo contemporáneo. La diagénesis pudo haberse originado mediante el modelo de flujo y reflujo, con mezclado de aguas en los ambientes de laguna, banco oolítico y borde de banco oolítico, donde tuvieron mayor desarrollo (más espesor y mejor porosidad). En las rocas del Kimmeridgiano, la diagénesis por dolomitización incrementó los factores de porosidad y permeabilidad, lo que favoreció el desarrollo de rocas almacenadoras (Rangel et al., 2010).

Tithoniano: se compone de calizas arcillosas y bituminosas, en ocasiones dolomitizadas de color gris oscuro a negro, con estructura laminar con intercalaciones de horizontes de lutita bituminosa gris oscuro laminada. El ambiente sedimentario correspondiente es una plataforma interna restringida.

Cretácico: está representada por rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas con contenido de materia orgánica y presencia de intercalaciones arcillosas hacia la cima. Para el Cretácico Inferior (Aptiano), las plataformas carbonatadas fueron amplias y estaban segmentadas por cañones submarinos. Debido al fuerte cambio de pendiente de la plataforma al talud, la gravedad funcionó como un excelente medio de transporte de flujos de escombros de todo el material erosionado hasta llegar al pie de talud y a la zona distal, por lo que se formaron brechas calcáreas. En las zonas de mayor profundidad se depositó el material fino de baja energía. En el Cretácico Superior (Cenomaniano), se interpreta que ocurrió un ascenso continuo del nivel del mar desarrollando potentes espesores de sedimentos carbonatados. Aparentemente el basamento experimentó subsidencia, lo que explica los grandes espesores de rocas evaporíticas-carbonatadas. En el Turoniano-Santoniano y Campaniano-Maastrichtiano, se pueden diferenciar ambientes de plataforma, talud, pie de talud, abanico distal, piso de cuenca y cuenca con escasa sedimentación.

2.2 Yacimientos en carbonatos

Un yacimiento en carbonatos se refiere a aquel cuyo recurso petrolero (gas y/o aceite) se encuentra alojado en rocas almacenadoras correspondientes a litologías de composición carbonatada y debido a los procesos diagenéticos de este tipo de rocas, presentan características diferentes a yacimientos en terrígenos, ya que ese proceso es importante en los carbonatos porque durante la diagénesis puede llegar a modificarse de manera significativa la permeabilidad y la porosidad, ya que los carbonatos son altamente susceptibles a la disolución y por tanto a la formación de nuevos espacios y si ese fenómeno se presenta a lo largo de fracturas puede llegar a producir grandes cavidades. Normalmente la diagénesis de sedimentos clásticos no implica cambios en la mineralogía, pero en los carbonatos se presenta frecuentemente el reemplazamiento de calcita y aragonita por dolomita, mineral que puede mejorar las características de las rocas almacenadoras. Al analizar las muestras de los núcleos o los registros geofísicos

de pozo de rocas carbonatadas se puede observar a simple vista la gran variedad de tipos y tamaños de poros y la irregularidad de su distribución, no así en las rocas clásticas donde se observan porosidades intergranulares distribuidas de manera uniforme o con tendencia definida en toda la matriz. En los carbonatos pueden llegar a presentarse varios tipos de porosidad, desde niveles microscópicos hasta grandes cavidades que hacen difícil la tarea de estimar la porosidad y permeabilidad de estos sistemas. Por todo lo anterior, se puede concluir que es más fácil identificar unidades de flujo en yacimientos clásticos que en los carbonatados debido a la naturaleza de los mismos, por lo cual habitualmente poseen un factor de recuperación menor al de los yacimientos clásticos (Hernández, 2010).

Sin embargo, los yacimientos carbonatados pueden ser de grandes volumenes a pesar de que sus poros suelen ser microscópicos y su permeabilidad de matriz muy baja, ya que los fluidos viajan a través de sus fracturas y vórgulos de manera muy fácil. De manera general, este tipo de yacimientos presentan las siguientes características:

- Son altamente heterogéneos y relativamente baja porosidad y baja permeabilidad.
- En su mayoría son yacimientos naturalmente fracturados y contienen discontinuidades que abarcan desde fisuras microscópicas aisladas hasta agrupamientos de varios kilómetros de ancho, que se denominan enjambres o corredores de fracturas.
- Son yacimientos con poca continuidad vertical y horizontal y, por tanto, se tiene poca eficiencia de barrido.
- En estos yacimientos ocurren surgimientos tempranos de agua durante la producción de ciertas áreas, en etapas de recuperación secundaria.

- Las porosidades y saturaciones determinadas mediante la interpretación de registros geofísicos de pozo no revelan las propiedades reales del yacimiento.

Debido a estas características, representan una gran complejidad y son considerados como retos para la perforación y para predecir de forma precisa su recuperación. A pesar de esto, se ha investigado mucho para optimizar la recuperación de hidrocarburos de estos yacimientos debido a la importancia económica que presentan, especialmente en los campos gigantes y súper gigantes como algunos de México y del Medio Oriente. Los beneficios potenciales de estos estudios son grandes ya que alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en yacimientos carbonatados (Hernández, 2010).

2.2.1 Yacimientos en carbonatos con porosidad primaria

La importancia de la porosidad en el comportamiento físico y mecánico de las rocas sedimentarias es ampliamente reconocida, en especial cuando se trata de formaciones productoras de hidrocarburos, considerando que la producción de petróleo y gas se obtiene de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. El análisis del comportamiento de los parámetros que intervienen en el cálculo de reservas en un yacimiento petrolífero es de particular importancia. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad y de la saturación de hidrocarburos. Además de estos parámetros, se requiere el volumen de la formación para calcular las reservas totales y determinar si es comercial o no el volumen de hidrocarburos que contiene la roca almacenadora.

La porosidad es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; también puede definirse como la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos. Es denotada con el símbolo ϕ , es un

parámetro adimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1. Puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$\varnothing_{tot} = V_v/V_t$$

La porosidad de las rocas carbonatadas puede agruparse en tres tipos: porosidad conectada, existente entre los granos de carbonato; vesículas, que son poros desconectados resultantes de la disolución de la calcita en el agua durante la diagénesis; y la porosidad por fracturamiento que es causada por los esfuerzos que actuaron después de la depositación (Figura 2.5). En conjunto, estas tres formas de porosidad crean un camino muy complejo para los fluidos y afectan directamente la productividad de los pozos (Schlumberger, 2008).

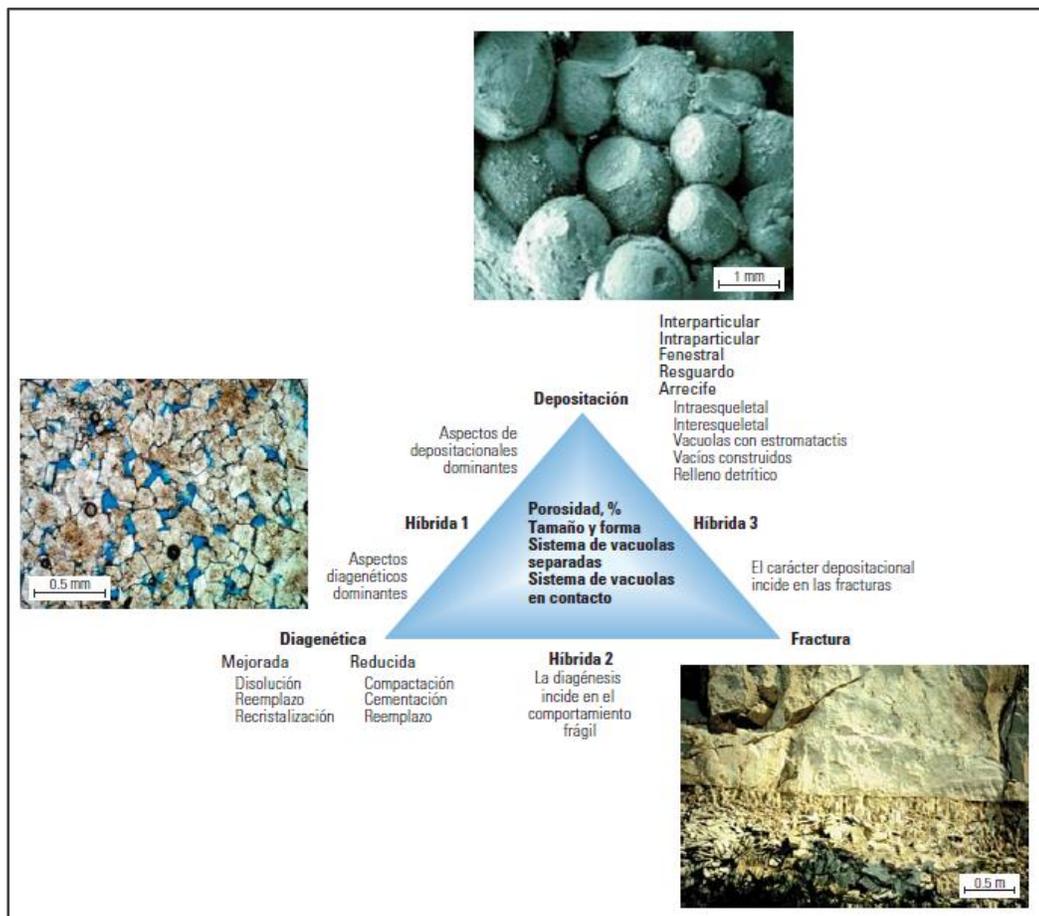


Figura 2.5 Clasificación de la porosidad de los carbonatos (Tomada de Schlumberger, 2005).

La porosidad que ocurre entre los granos de carbonato conocida como porosidad primaria o depositacional, es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación de los sedimentos; este tipo de porosidad se encuentra solo en algunos yacimientos carbonatados recientes que no han sufrido aun procesos posteriores a su formación, es decir, no han sido modificados por la diagénesis. Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento. Es propia de las rocas sedimentarias como las calizas oolíticas formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico, tal como los ooides de la micrografía electrónica de barrido de la Figura 2.5 (extremo superior); los fragmentos de esqueletos y otras partículas se presentan en otras texturas como la de la parte central izquierda de la misma figura.

2.2.2 Yacimientos en carbonatos naturalmente fracturados

Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es aquel cuyo sistema petrolero está asociado a una estratigrafía conformada por rocas carbonatadas, calizas y dolomías, y cuya producción está influenciada por la presencia de fracturas, discontinuidades planas en el material que compone la roca. Son altamente heterogéneos y anisotrópicos, presentan cambios en su porosidad debido a procesos de disolución y diagenénesis, existencia de complejos e intrincados sistemas de fracturas asociados a fallamiento y/o plegamiento, presentando así, desde microfracturas hasta canales de alta conductividad que originan cambios en las propiedades petrofísicas que afectan el fenómeno de flujo (Figura 2.6), donde se debe de considerar el modelo de doble porosidad, que consiste en la superposición de dos sistemas porosos con diferentes características. La porosidad matricial en el modelo, es llamada porosidad primaria, mientras

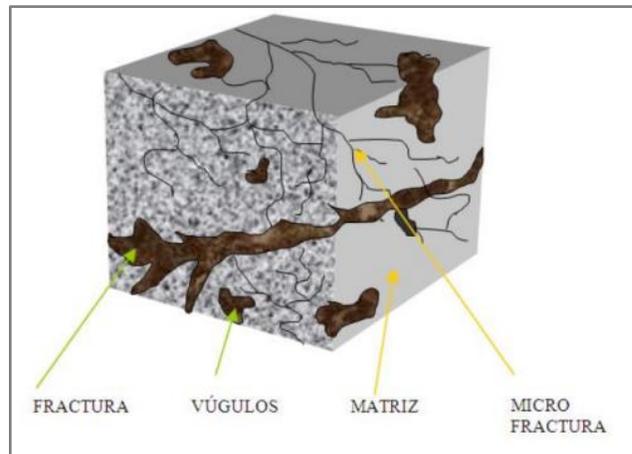


Figura 2.6 Modelo representativo de discontinuidades que dominan el flujo de fluido en yacimientos naturalmente fracturados (Tomada de Lugo 2010).

que la inherente a la red de fracturas, vacuolas, estilolitas y otras, es llamada porosidad secundaria.

La mayoría de los yacimientos carbonatados de la Sonda de Campeche como es el caso del campo Ikal, son yacimientos naturalmente fracturados. Las fracturas existen en todas las escalas; desde las microscópicas hasta las discontinuidades macroscópicas que constituyen enjambres o zonas de fracturas, que crean redes de flujo complejas en el yacimiento. En consecuencia, el movimiento de los hidrocarburos y otros fluidos a menudo es a favor de estas estructuras. Las fracturas naturales influyen en el comportamiento tanto de la producción como en la declinación de la presión del yacimiento. Esta influencia puede resultar tanto negativa como positiva sobre todo en la parte del flujo de fluidos. Por ejemplo, las fracturas abiertas, es decir, que no han sido cementadas o parcialmente mineralizadas (con buena permeabilidad), por lo general tienen un efecto positivo en el flujo de petróleo; pero adversamente ocurre con el flujo de agua y gas, ya que por la alta permeabilidad que presentan pueden ocurrir problemas de conificación. Por otro lado, las fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad a todos los tipos de flujo. En algunos casos se forman sistemas de fracturas que crean familias que ocasionan circulación preferencial para los fluidos dentro de un yacimiento carbonatado; por consiguiente, el conocimiento de su posición exacta es crucial para la planeación de pozos nuevos, así como para el pronóstico de producción de estos yacimientos (Schlumberger, 2008).

Cuando se tienen conjuntos de fracturas en los yacimientos carbonatados, existen varios factores significativos a considerar:

- Su rumbo y su echado exhiben la misma dirección o las mismas direcciones cuando se trata de pares conjugados.
- Su productividad está relacionada con su densidad, apertura y conectividad.

- Varían en tamaño, tanto horizontal como verticalmente.

Las características de producción típicas de un yacimiento de este tipo son: pérdidas importantes de fluidos durante su perforación, su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u homogéneo; las estimulaciones artificiales de los pozos generalmente mejoran su productividad, se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular, tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

Dichas características son propias del campo Ikal, el cual al estar clasificado como un yacimiento naturalmente fracturado en dolomías, con hidrocarburos tanto en fracturas como oomóldica por disolución. Además se cuenta con un estudio de análisis de fracturas en el campo, que indica que la unidad almacenadora presenta fracturas abiertas en sus unidades productoras. Se tiene tres juegos principales de fracturas sistemáticas: E-W, N-30 y N-15. Un total de 644 fracturas naturales fueron interpretadas en los registros de imágenes de los cuatro pozos de Ikal (Ikal-2, Ikal-23, Ikal-47 e Ikal 47), 441 fueron interpretadas como abiertas, 29 como parcialmente abiertas y 174 como cementadas, lo que indica que han actuado diversos procesos diagenéticos y tectónicos.

CAPÍTULO 3

MARCO GEOLÓGICO

3.1 Marco geológico regional

La Sonda de Campeche es una provincia geológica que se localiza en la plataforma continental, dentro de las provincias del sureste, en el Cinturón Calcáreo Plegado Reforma Akal. Su marco estratigráfico, tectónico y estructural está influenciado por las unidades tectónicas Plataforma de Yucatán, Cuenca de Macuspana, Subcuenca de Comacalco y alto Reforma Akal, por lo cual, el desarrollo de la Sonda de Campeche es inherente a la evolución geológica del sureste mexicano, cuya historia geológica inicia con el proceso de apertura del Golfo de México, en el Triásico- Jurásico.

3.1.1 Marco Estratigráfico

La columna estratigráfica tipo de la Sonda de Campeche tiene un espesor aproximado de 5,500 m, la cual ha sido determinada por los pozos perforados en el área, con una gran variedad litológica que reporta edades desde el Calloviano hasta el Reciente. El paquete de rocas sedimentarias está constituido por rocas que incluyen evaporitas para el Oxfordiano, rocas carbonatadas para el Kimmeridgiano y calizas arcillosas en el Cretácico Superior–Paleoceno Inferior

(Peñaloza, 2003). El Cenozoico lo constituyen grandes espesores de areniscas y lutitas con menores volúmenes de carbonatos; mientras que el Reciente está formado por una alternancia de capas de arenas y arcillas poco consolidadas. La columna sedimentaria descansa sobre un basamento de tipo ígneo-metamórfico, el cual fue alcanzado en los pozos Yucatán 1 y 4.

En la Figura 3.1 se muestra una representación esquemática de la columna estratigráfica de la Sonda de Campeche, los principales eventos tectónicos asociados a la misma, así como los componentes del sistema petrolero del área.

CAPÍTULO 3. MARCO GEOLÓGICO

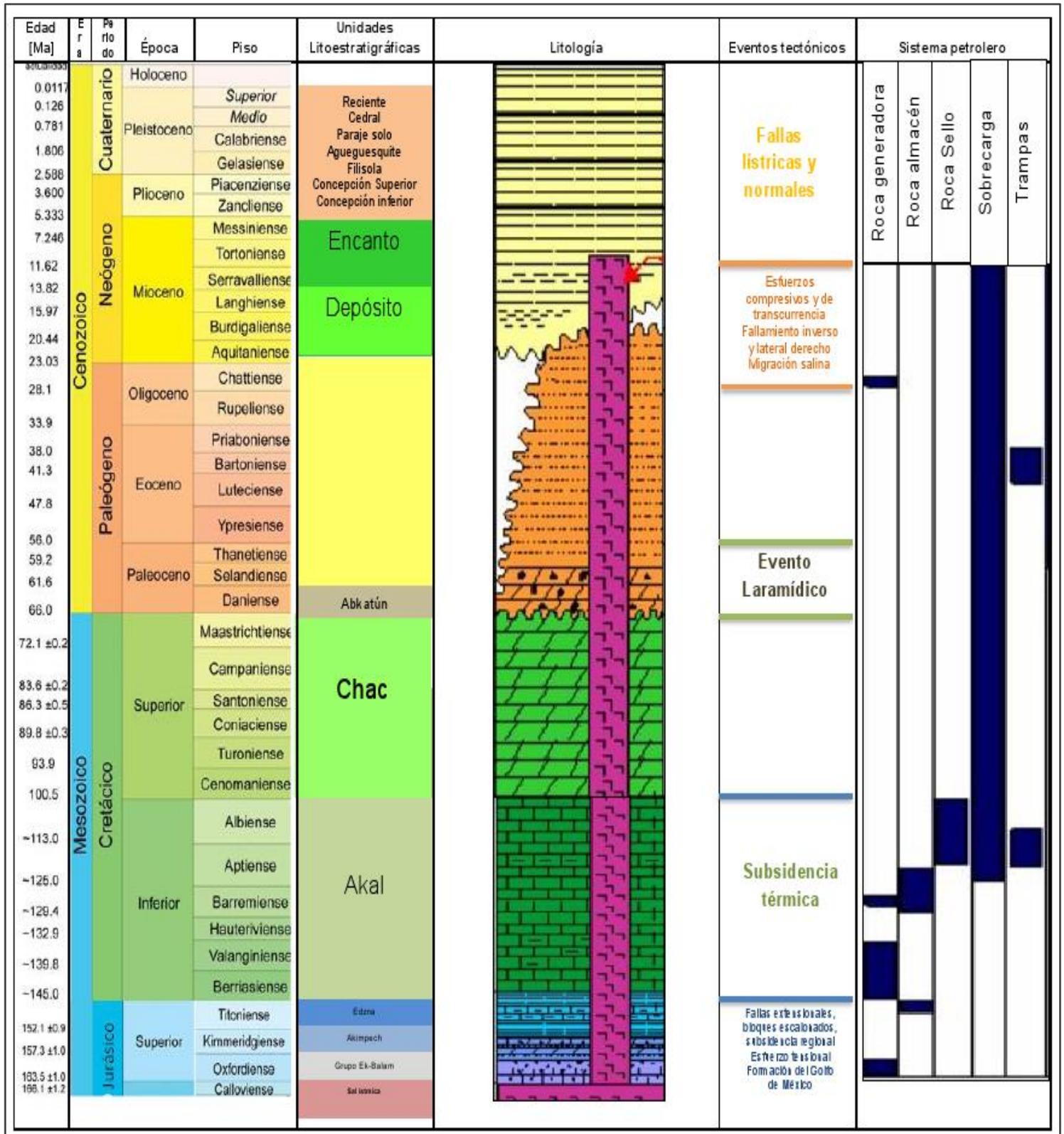


Figura 3.1 Columna estratigráfica regional que se aplica a la Sonda de Campeche, con litologías generalizadas y resumen de los principales eventos tectónicos que afectaron el área de estudio (Modificada de Santamaría, 2008).

A continuación se presenta una breve descripción de las principales Unidades Litoestratigráficas presentes en el área, con un orden que va de las unidades más antiguas a las más recientes.

3.1.1.1 Basamento

Los datos que se tienen del basamento de la zona marina por correlación son del Paleozoico, corresponden a pozos perforados en continente sobre la actual plataforma de Yucatán, los que llegaron a una serie metamórfica constituida por esquistos que se encuentran cubiertos discordantemente por lechos rojos de la probable Formación Todos Santos; las edades radiométricas indican una antigüedad de aproximada de 290 Ma (Ángeles, 1985).

3.1.1.2 Mesozoico

3.1.1.2.1 Jurásico

Está caracterizado por depósitos de sal formados a partir de un ambiente sabkha durante el evento tectónico de la apertura del Paleo Golfo de México durante el Calloviano; el Oxfordiano se caracteriza por la secuencia sedimentaria del grupo Ek-Balam; por su parte el Kimeridgiano está conformado por la Formación Akimpech y finalmente para el Tithoniano se tiene la Formación Edzna.

3.1.1.2.1.1 Calloviano

Comprende las rocas sedimentarias marinas de mayor antigüedad, que corresponden a depósitos salinos clasificados como Sal Ístmica. La depositación sucedió probablemente desde el Calloviano hasta antes del Oxfordiano Superior (Ángeles, 1996). La Sal se encuentra intrusionando a la columna hasta las secuencias del Mioceno y Plioceno, y constituye a la roca sello; y también contribuye a la formación de trampas estructurales y combinadas para el sistema petrolero del área.

3.1.1.2.1.2 Oxfordiano

Las rocas de esta edad se componen de areniscas, limolitas y bentonitas de color gris olivo, con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas, en algunos casos silicificadas; teniendo espesores promedio de 280 m. También contiene lutitas color gris oscuro, limolitas y areniscas de grano fino color gris oscuro a café y escasas calizas; de manera subordinada anhidrita, cuarzo detrítico, micas, etc.; su porosidad es de tipo primaria intergranular, con impregnación de aceite ligero. Los horizontes son considerados como parte del subsistema generador de hidrocarburos para la Sonda de Campeche (Romero, 2001). El alto contenido de arcillas y de minerales evaporíticos como la anhidrita, intercalados con lutitas y limonitas depositadas en un ambiente de sabkha también hace que donde predominan estas litologías sean consideradas como roca sello del área (Trejo, 2006).

La secuencia estratigráfica del Oxfordiano se ha subdividido en tres unidades litoestratigráficas, pertenecientes al Grupo Ek- Balam, cuyas características generales se indican a continuación:

Miembro Inferior: Compuesto por calizas grumosas arenosas con peletoides de color gris olivo en la cima, se tienen detritos finos con arcillas y lutitas bentoníticas; la base está marcada por capas de anhidrita que varían en espesor.

Miembro Medio: Se constituye de areniscas calcáreas, mudstone y lutitas bentoníticas; en la cima contiene cuerpos de areniscas que gradúan a areniscas conglomeráticas a pobremente consolidada.

Miembro Superior: Se compone por wackestone-packstone de peloides, de color verde olivo; que contiene lutitas y areniscas con cuarzo cementado e intercalaciones de evaporitas.

3.1.1.2.1.3 Kimmeridgiano

Se compone de una secuencia de carbonatos oolíticos dolomitizados de color gris claro a gris oscuro en ocasiones de estructura laminar, con un espesor de 400 m. Su textura original corresponde a grainstone de ooides que por la diagénesis se encuentran intensamente dolomitizados. Vera-Morán (1995), lo considera como subsistema generador en las unidades compuestas de lutitas y lutitas calcáreas cuya materia orgánica está compuesta de material algáceo con una mezcla de material orgánico retrabajado y oxidado. En cambio, las facies de packstone-grainstone de ooides, las zonas dolomitizadas y las secuencias sedimentarias acumuladas en la parte de la rampa interna representan secuencias con capacidad almacenadora (PEMEX, 2007). La unidad estratigráfica corresponde con la Formación Akimpech cuyas características generales se presentan a continuación:

Formación Akimpech: Secuencia sedimentaria compuesta de depósitos oolíticos dolomitizados en la paleo plataforma de Campeche. Constituye una secuencia cíclica de carbonatos y terrígenos distribuidos ampliamente en toda el área. Está cubierta concordantemente por lutitas ricas en materia orgánica y calizas arcillosas de la Formación Edzna y sobreyace a las areniscas y anhidritas de la parte Superior del Grupo Ek-Balam. Para su estudio ha sido dividida en cuatro miembros informales designados como: “B”, “C”, “D” y “E”, los que se distinguen por las siguientes características que se describen de la más antigua a la más joven:

Miembro Terrígeno Inferior “B”: Constituido por limolitas y lutitas arenosas bentoníticas, con intercalaciones de areniscas y microdolomías bentoníticas con anhidrita.

Miembro Calcáreo Inferior “C”: Lo conforman rocas carbonatadas, representadas por microdolomías a mesocristalinas, packstone de

peletoides con dolomitización incipiente e intercalaciones escasas de limolitas y lutitas.

Miembro Terrígeno Superior “D”: Se compone de terrígenos finos (lutitas) con escasas intercalaciones de carbonatos.

Miembro Calcáreo Superior “E”: Sus principales constituyentes son dolomías mesocristalinas.

3.1.1.2.1.4 Tithoniano

Esta unidad Edzna es una de las más importantes desde el punto de vista del sistema petrolero, ya que es la roca generadora más importante del área marina en la Sonda de Campeche. Tiene un espesor promedio de 265 m, se compone de calizas arcillosas bituminosas, en ocasiones dolomitizadas, de color gris oscuro a negro e intercalaciones de horizontes de lutita bituminosa gris oscuro con estructura laminar. La unidad presenta las siguientes características:

Formación Edzna: Denominada informalmente como Formación Edzna, por Ángeles y Cantú (2001), esta Formación sobreyace a la Formación Akimpech de manera abrupta, su contacto representa posiblemente el final de las condiciones de alta energía, siendo sustituidas por condiciones de baja energía, en aguas más profundas o en ambientes semirrestringidos, en los cuales se depositaron las lutitas y las calizas arcillosas ricas en materia orgánica, características de esta Formación.

3.1.1.2.2 Cretácico

La conformación de las unidades estratigráficas del Cretácico es por los carbonatos del Cretácico Inferior (Formación Akal) y por la brecha del Cretácico

Superior (Formación Chac), cuyas características generales se describen a continuación:

3.1.1.2.2.1 Cretácico Inferior

Integrado en general por micro a mesodolomías color crema, gris claro y gris oscuro, en ocasiones de estructura laminar, pertenecientes a la Formación Akal, la que tiene un espesor promedio de 500 m, con las siguientes características generales:

Formación Akal: La Formación Akal (Ángeles et al., 1996) llamada así informalmente, está constituida principalmente por carbonatos dolomitizados con intercalaciones de calizas arcillosas bentoníticas, depositadas en aguas relativamente profundas, debido a la aceleración del ciclo transgresivo. Los procesos diagenéticos más importantes son la dolomitización, silicificación y en menor grado aunque no diagenético, la estilolitización. La porosidad es pobre a regular de tipo primaria, aunque también hay secundaria; presenta impregnación de aceite ligero, pesado residual y gilsonita. Parte de esta unidad es considerada generadora, aunque su carácter principal es de roca sello.

3.1.1.2.2.2 Cretácico Superior

Se caracteriza por contener calizas de textura mudstone-wackestone de bioclastos e intraclastos de color gris a gris oscuro de estructura laminar y microdolomías de color gris claro a gris oscuro, pertenecientes a la Formación Chac, con un espesor varía desde 20 m a 70 m.

Formación Chac: Llamada informalmente Formación Chac (Ángeles et al., 1985), conforma la unidad de caliza mudstone-wackestone con estratos de brecha del Cretácico Superior. Su porosidad es pobre a regular en cavidades por disolución y tiene pobre impregnación de aceite ligero, pesado y residual.

3.1.1.3 Cenozoico

3.1.1.3.1 Paleógeno

El límite localizado entre el Cretácico y el Paleógeno está constituido por una unidad de brecha de dolomías y calizas clásticas subangulosas a subredondeadas cuyo tamaño varía de 0.2 a 15 cm, cementado en una matriz calcárea con moderada a intensa dolomitización. Su espesor varía de 225 m a 350 m y la mayor parte de la unidad se encuentra en el Cretácico Superior (Campaniano- Maastrichtiano), sin embargo, no se descarta que la porción superior pertenezca a los inicios del Paleoceno, debido a la ocurrencia de aspectos de sedimentación mezclados con un evento catastrófico.

Meneses (1980), Santiago Acevedo, et al. (1984) y Murillo Muñetón, et al, (2002), sugieren que el material que forma la brecha es material producto de la acumulación de fragmentos de rocas carbonatadas en un ambiente de pie de talud, en el margen occidental de la plataforma de Yucatán. En cuanto al origen de la brecha, ésta la relacionan con el colapso de dicho margen de la plataforma de Yucatán, como consecuencia de un gran sismo resultante del impacto meteorítico del Chicxulub, hace aproximadamente 65 millones de años (límite K/T), en lo que ahora corresponde con la parte norte de la península de Yucatán. Más tarde esta unidad de brecha se convirtió en la roca almacenadora más importantes de toda la zona marina e incluso de la República Mexicana, ya que la máxima reserva y producción de hidrocarburos proviene de este cuerpo calcáreo, el cual fue cubierto por sedimentos finos que constituyeron posteriormente la roca sello de este play (PEMEX, 2007).

3.1.1.3.1.1 Paleoceno

El Paleoceno se compone de una secuencia de fragmentos de brecha y otra de lutitas, por lo cual, se divide en dos unidades estratigráficas, cuyas características se muestran a continuación:

Paleoceno Inferior: Reconocida como Formación Abkatún está compuesta por una brecha de fragmentos de caliza dolomitizada, lutita y limolita color gris verdoso y café rojizo y en ocasiones de caliza arcillosa de color gris verdoso de estructura laminar, con un espesor de 40 a 60 m.

Paleoceno Superior: Se compone de packstone de color pardo, constituido por granos redondeados a subredondeados de bioclastos y ooides bien clasificados, diseminados en una matriz micrítica moderadamente recristalizada; también presenta intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea de color verde. que constituyen la roca sello del play Brecha Cretácico Superior (BKS).

3.1.1.3.1.2 Eoceno

En la Sonda de Campeche el Eoceno está dividido en tres secuencias sedimentarias, cuyas características generales se describen a continuación:

Eoceno Inferior: Se compone de rocas clásticas terrígenas de grano fino y rocas calcáreo-arcillosas de aspecto cretoso y bentonítico de ambientes batiales; predominando las lutitas bentónicas de color gris claro a gris verdoso, ligeramente calcáreas y con intercalaciones de calizas mudstone a wackestone.

Eoceno Medio: Se manifiesta como una unidad calcarenítica, que litológicamente puede ser descrita como una caliza con textura grainstone, consiste de intraclastos y granos esqueletoides uniformes de tamaños medios y gruesos (bioclastos). La mayoría de los clastos tienen buena redondez y esfericidad.

Eoceno Superior: Se compone de Lutitas color gris claro y gris verdoso ligeramente calcáreas y algunos estratos de lutitas con intercalaciones de mudstone y caliza arcillosa. Se acumuló en un ambiente de aguas profundas, con espesores muy variables.

3.1.1.3.1.3 Oligoceno

Consiste en lutitas bentoníticas color verde, lutitas calcáreas suaves, plásticas y ligeramente arenosas, que varían a calizas arcillosas de color gris claro y gris verdoso, con un espesor promedio de 350 m. Su ambiente de depósito se ha interpretado que corresponde a zona de talud y cuenca profunda.

3.1.1.3.2 Neógeno

3.1.1.3.2.1 Mioceno

Mioceno Inferior

Formación Depósito: Está constituida por lutitas gris verdoso a gris oscuro, ligeramente arenosa y lutita bentónica verde olivo, compacta; con intercalaciones de capas delgadas de areniscas, de grano fino a muy fino, calcárea y con alto contenido faunístico propio de aguas profundas.

Mioceno Medio-Superior

Formación Encanto: Está constituida por una alternancia de areniscas de grano medio y lutitas calcáreas, bentonitas color gris verdoso a gris oscuro, acompañadas con aislados cuerpos de arenisca calcárea.

3.1.1.3.2.2 Plioceno

Plioceno Inferior: Se divide en dos formaciones, la Concepción Inferior y la Concepción Superior, cuyas características generales se describen a continuación:

Formación Concepción Inferior: Está constituida por una alternancia de areniscas y lutitas de color gris oscuro a gris verdoso, plástica, arenosa con bioclastos, semidura y laminar, con alto contenido de microfauna.

Formación Concepción Superior: Consiste en una alternancia de arenisca arcillosa de grano fino color gris claro y lutita arenosa color gris verdoso a oscuro, con restos de micro y macrofauna y carbón (lignito).

Plioceno Medio:

Formación Filisola: Se caracteriza por un conjunto de estratos de arenisca 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.

Plioceno Superior: Se divide en las formaciones Paraje Solo y Agueguesquite, las que tienen las siguientes características generales:

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. En toda la secuencia se observan restos de carbón (lignito).

Formación Paraje Solo: Está representada por una alternancia de estratos de lutita gris verdoso además de areniscas calcáreas de grano fino y capas delgadas de carbón (lignito).

3.1.1.3.1 Cuaternario

3.1.1.3.2.1 Pleistoceno

El Pleistoceno está compuesto por dos unidades estratigráficas, los depósitos recientes y la Formación Cedral, cuyo ambiente de depósito, corresponde a ambiente transicional y de plataforma.

Formación Cedral: Está compuesta por una serie sedimentaria caracterizada por estratos de arena de color gris claro, amarillo claro, de grano fino a medio y restos de bioclastos, con intercalaciones aisladas de limos y arcillas de color gris verdoso; de probable edad reciente, de ambiente transicional; presenta poca compactación.

3.1.2 Marco tectónico estructural

El marco tectónico estructural de las provincias del sureste mexicano en el Cenozoico se caracterizan por altos y bajos estructurales separados por fallas donde se puede distinguir a la Plataforma de Yucatán, la Cuenca de Macuspana, la Cuenca Salina del Istmo, en su porción sureste conocida como la sub-cuenca de Comalcalco, y el Cinturón Calcáreo Plegado de Reforma-Akal, ubicado en un alto estructural que se encuentra entre las cuencas mencionadas y en donde se localiza la región petrolera marina conocida como Sonda de Campeche (Figura 3.2), cuya historia geológica con interés petrolero va del Calloviano al Reciente.

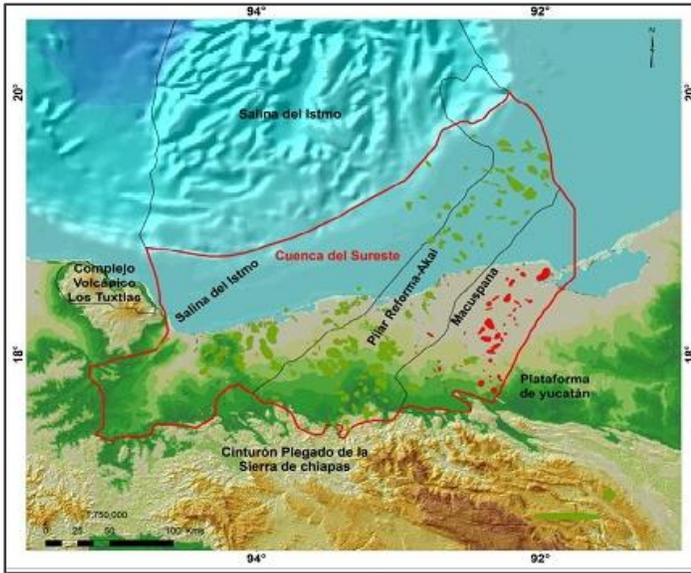
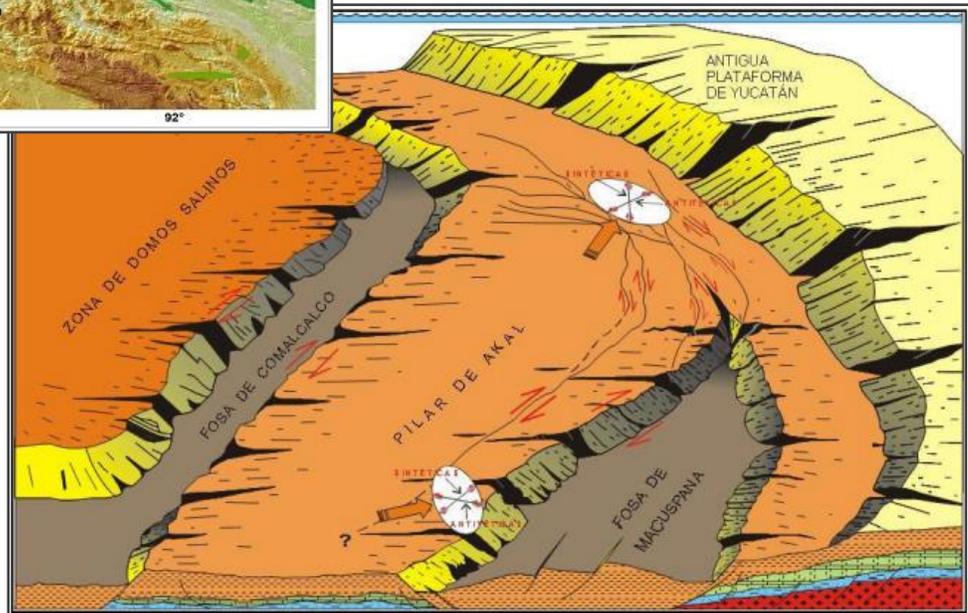


Figura 3.2 Ubicación de cuencas, límites geológicos y morfoestructura desarrollada en el Cenozoico de la Provincia Petrolera Sureste (Tomada de PEMEX, 2013; Ángeles, 1992).



El Cinturón Calcáreo Plegado de Reforma Akal está limitado al oeste-noroeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este-sureste por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento de diapiros arcillosos Amate-Barrancas y la falla Topén -Nispero; limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al sureste con la Cuenca de Macuspana y al noreste con la Plataforma de Yucatán. En el ámbito de esta provincia existen estilos estructurales sobrepuestos: el primero se caracteriza por un estilo de bloques rotados, fallados normalmente y salt rollers de edad Jurásico Tardío - Cretácico Temprano que se localiza en el borde oriental marino del pilar. El segundo está relacionado a la compresión de la

cubierta sedimentaria de edad Mioceno Medio-Tardío y se expresa como una cobijadura en el Alto de Jalpa, compresión durante la cual se activaron una serie de fallas de desplazamiento lateral derecho y son las que se consideran que desplazaron más al norte al bloque de Ku-Mallob-Zapp y Cantarell, originando por la contracción, pliegues y fallas inversas (Ángeles- Aquino, 1982). El tercero y más importante está representado por pliegues y cabalgaduras orientados noroeste-sureste con vergencia al noreste, de edad Mioceno Medio-Tardío, que despegan en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano, que afectan rocas mesozoicas, del Paleógeno y del Mioceno Temprano-Medio. El último, perteneciente al Neógeno, corresponde a un estilo de fallas lístricas con caída al noroeste, que despegan en el límite Oligoceno-Mioceno (Figura 3.3), (PEMEX 2013).

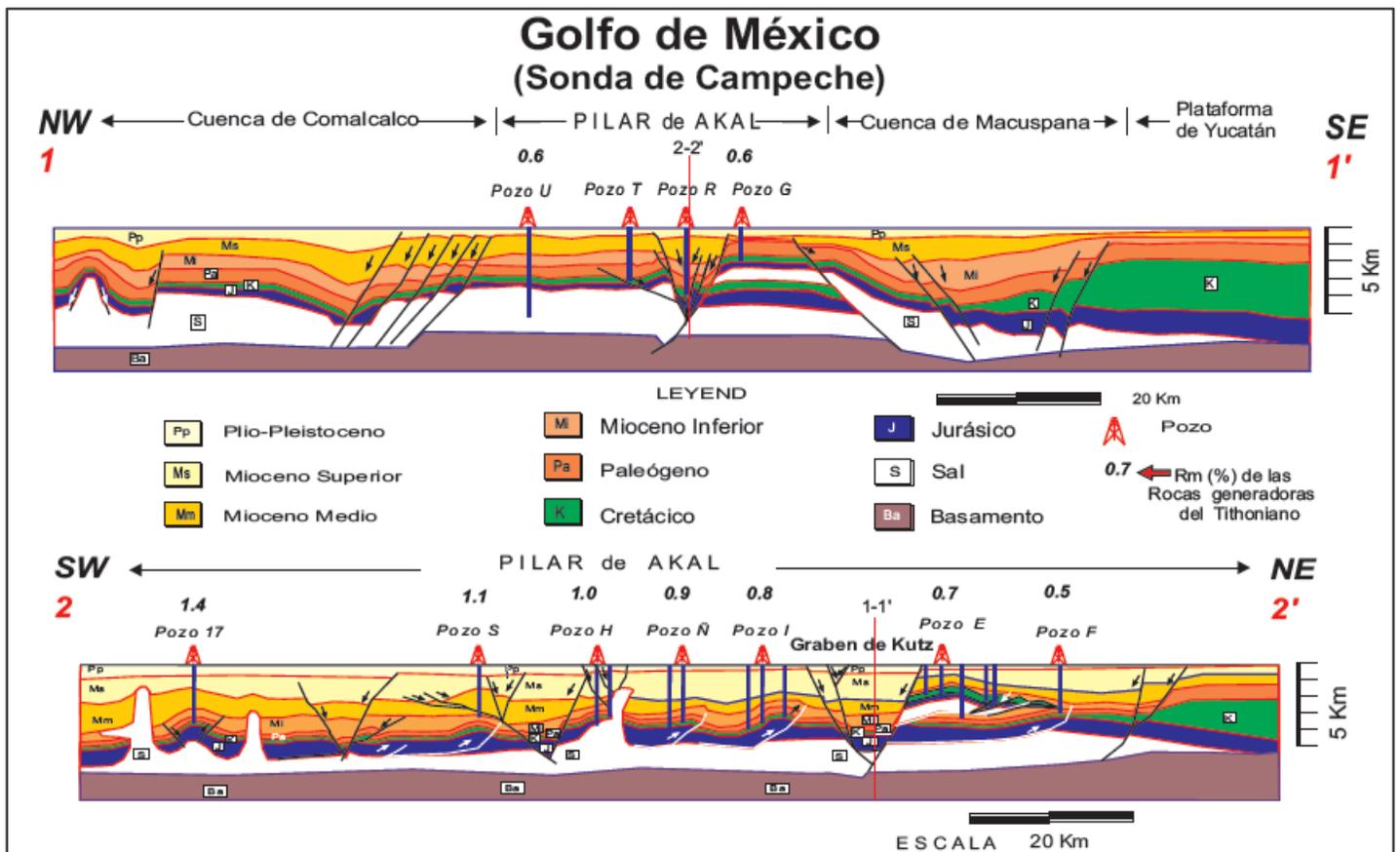


Figura 3.3 Sección estructural tipo del *Cinturón Calcáreo Plegado de Reforma Akal* (Tomada de Santamaría, 2010).

Los alineamientos estructurales de la Sonda de Campeche son de gran extensión y corresponden con fallas y fracturas. La falla de Akal-Nohoch mide 30 Km de largo y tiene 12 Km de ancho. El alineamiento Abkatun-Taratunich tiene 25 Km de largo por 12 de ancho; el de Kutz-Tabay tiene un desarrollo de 40 Km de longitud por 8 de ancho. Particularmente la estructura de Nohoch-Akal es asimétrica y muestra un echado fuerte hacia el este. Entre el Complejo Cantarell y el alineamiento Abkatun-Taratunich se presenta una faja de erosión con dirección N-S, donde se observa la ausencia de una parte del Mioceno. Por lo tanto, la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural, tanto por las trampas como por la migración, aunque también influye de manera importante la intensa dolomitización y el fracturamiento de las secuencias estratigráficas, que dan como resultado una porosidad del 8% al 12%, lo cual confirma la calidad de los yacimientos de esta área (Meneses, 1980).

3.1.3 Evolución geológica

Desde el punto de vista geológico el sureste mexicano es una de las áreas más complejas de Norteamérica. Esta complejidad se debe a que los movimientos de las placas tectónicas Norteamericana, del Caribe y de Cocos, las que convergen en esta región desde el Oligoceno Tardío (Morán et al., 2000). La Placa Norteamericana tiene un movimiento relativo hacia el oeste respecto a la del Caribe, mientras que la de Cocos se mueve hacia el noreste en dirección hacia las dos primeras. Las estructuras resultantes de esta actividad tectónica durante el Mesozoico y Cenozoico presentan tendencias estructurales diversas, así como también edades de formación diferentes (Padilla, 2007).

Para poder entender la complejidad de la región se debe estudiar desde un punto de vista tectónico la evolución geológica del sureste mexicano a través de particulares periodos de tiempos que han marcado la pauta para la configuración estructural de la provincia petrolera, cuyas características se entienden si se

analiza la historia geológica a partir de un evento global más temprano conocido como la fragmentación del supercontinente Pangea y por consecuencia la apertura del Paleo Golfo de México, cuyas características permiten entender el principio de la evolución de las cuencas que conforman el área de interés.

La evolución del Golfo de México, es la serie de eventos generados tras la interacción de elementos tectónicos en diferentes tiempos, y que dieron lugar a lo que hoy se conoce como las cuencas del Sureste mexicano, las que tienen una gran relevancia petrolera, por lo tanto, esos mismos procesos controlaron la evolución y el actual marco geológico regional de la Sonda de Campeche.

La fragmentación y dispersión del supercontinente Pangea (rift del Triásico Superior-Jurásico Medio), marcó la pauta para el inicio de la apertura del Golfo de México, proceso que cambiaría más tarde a otros dos estadios de la historia tectónica a gran escala para el sureste mexicano a partir del Mesozoico, continuando en el Cenozoico y que corresponden con:

- Periodo tectónico de margen pasiva (Jurásico Superior-Cretácico Superior)
- Periodo tectónico de compresión (Cretácico Superior - Reciente).

3.1.3.1 Período de rifting (Triásico Superior-Jurásico Medio).

La etapa de expansión en la región del Golfo de México se ha visto relacionada a la apertura del Tethys durante Triásico y a la apertura del Atlántico durante el Jurásico (Vander Voo et al., 1976), a partir de una etapa de “rifting” que desarrolló una topografía regional de horsts y grabens, que se convirtió en el evento principal de expansión del Golfo de México, junto con el desprendimiento de la microplaca Yucatán desde la margen noroccidental de la costa del Golfo hacia el sur (Figura 3.4).

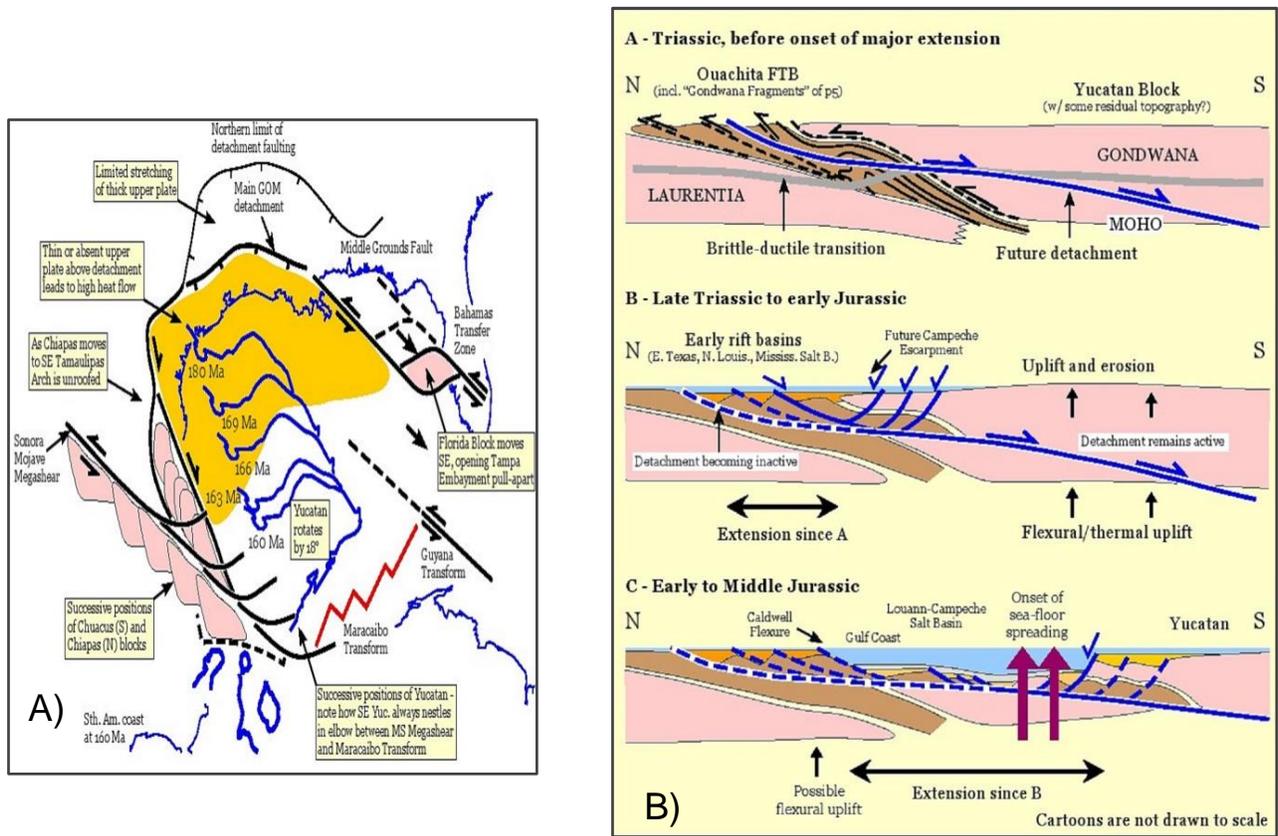


Figura 3.4. A). Reconstrucción paleotectónica de la posición a través del tiempo del Bloque de Yucatán. B). Representación esquemática que muestra la primera etapa de evolución del Golfo de México, en sección (Tomada de Pindell, 2002).

Así, durante esta etapa, el Bloque de Yucatán, el Macizo de la Sierra de Chiapas y la Cuenca de Sureste, se desplazaron rotando en contra de las manecillas del reloj (Figura 3.5), hasta alcanzar su posición actual en el

Berriasiano (129 ma); (Buffler y Sawyer, 1989; Salvador, 1987; Pindell et al., 1985, 2002, 2008).

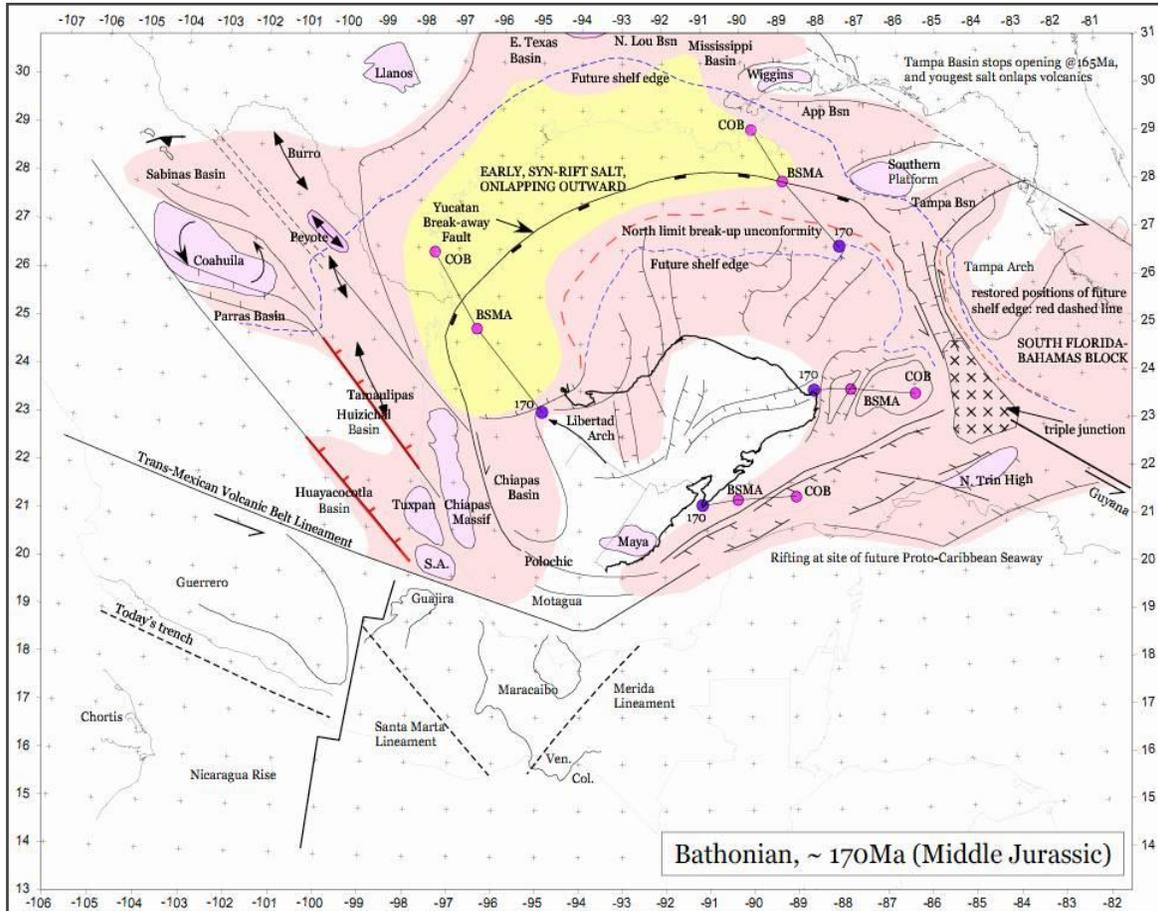


Figura 3.5 Reconstrucción de los elementos tectónicos del Golfo de México para el Jurásico Medio, Bathoniense (Tomada de Pindell, 2002).

3.1.3.2 Periodo tectónico de margen pasiva (Jurásico Superior-Cretácico Superior).

Seguido del proceso de rifting, se inició una etapa de deriva durante el Jurásico Tardío, ocurrida en la parte central del Golfo de México; en esta fase de apertura, se tuvo movimientos transcurrentes en el margen lateral del sistema (Tampico- Misantla y sur de Florida), pero al sur el margen era pasivo (Salvador, 1991).

El área comprendida por el Bloque Yucatán y la región del sureste de México, experimentaron los primeros movimientos halocinéticos, que controlaron en gran medida la sedimentación del Jurásico y representan una fase extensional que comprendió del Jurásico Tardío al Cretácico Temprano en el extremo oriental del área y es responsable de la formación de uno de los conjuntos de trampas productoras, las del Oxfordiano (PEMEX, 2013), además, se depositaron varios cientos de metros de espesor de sedimentos carbonatados en las extensas plataformas someras que bordeaban la cuenca.

A principios del Cretácico la apertura tomo su fase final, el bloque Yucatán alcanzo su posición actual (Figura 3.6), y con esto, la cuenca entró en una etapa de subsidencia térmica que influyó en el establecimiento de ambientes profundos en la misma (PEMEX, 2013).

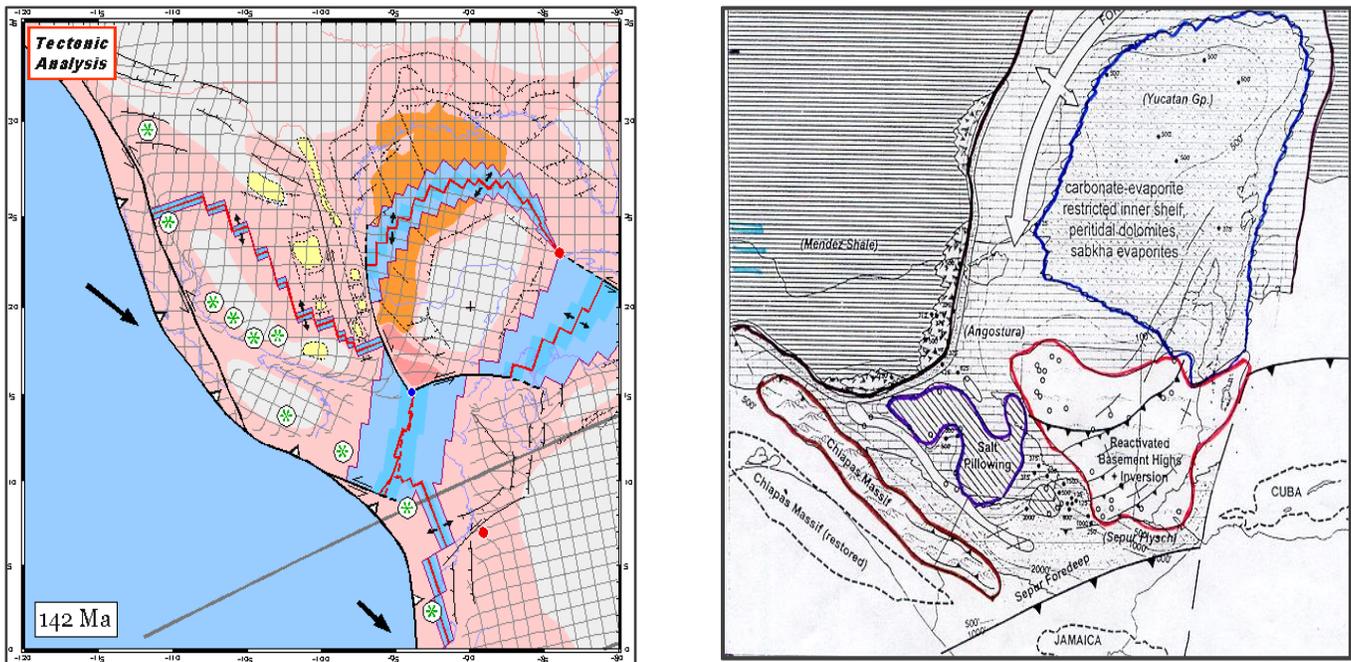


Figura 3.6 Reconstrucción de los elementos tectónicos del Golfo de México para el Cretácico Inferior, Berriasiense (Tomada de PEMEX y Pindell, 2002).

3.1.3.3 Periodo tectónico de compresión (Cretácico Superior - Reciente)

Para finales del Cretácico ocurrió un cambio en la dirección del movimiento en el margen pacífico controlado por la acción de microplacas del mismo, principalmente por el desplazamiento hacia el sureste a través del sistema de fallas Motagua-Polochic del Bloque Chortis, cuya primera colisión con Chiapas dio como resultado una deformación compresiva, cabalgamientos y levantamientos en la secuencia Mesozoica y Paleógena del Cinturón Plegado de Chiapas, áreas que hoy constituyen el Golfo de Tehuantepec y la Sierra de Chiapas, las que se levantaron causando transporte de sedimentos hacia el norte (Pindell, 2002); la llegada de estos sedimentos y cabalgamientos reactivaron la tectónica salina con la actividad de diapiros y paredes de sal que se emplazaron en o cerca del fondo marino hasta el Mioceno temprano (PEMEX,2013).

La cuenca experimentó un cambio en el régimen sedimentario de carbonatado a siliciclástico por la influencia de la Orogenia Laramide que comenzó a afectar el occidente de México y levemente el sur del área (PEMEX, 2013), desde finales del Cretácico hasta el Eoceno. A inicios del Paleógeno, la Orogenia Laramide deformó las rocas de la parte occidental del Golfo, formando los pliegues y fallas de las Sierras Madre Oriental y la de Zongolica, mientras que en el sureste mexicano continuaba la sedimentación de carbonatos sobre la parte norte del macizo de Chiapas y sobre el Bloque Yucatán (Padilla, 2007).

En el Mioceno, el Bloque Chortis empujó con mayor fuerza el macizo de Chiapas, y durante el Mioceno Medio-Superior éste continuó desplazándose y además se estableció la subducción de la Placa de Cocos en el sur-suroeste (Figura 3.7), procesos que dieron origen a la Orogenia Chiapaneca, la cual produjo mayor deformación y un término en la estructuración de la provincia geológica del Cinturón Plegado de Chiapas (PEMEX, 2013), transfiriendo acortamiento hacia el norte generando la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal, (Padilla, 2007), que abarca desde la Provincia Geológica Cinturón Plegado

Catemaco pasando por la provincia Salina del Istmo hasta el Pilar Reforma-Akal (PEMEX, 2013), a partir de un décollement a nivel de la sal calloviana, formando pliegues orientados NW-SE y con vergencia al noreste, que afectaron a las rocas del Jurásico Superior al Mioceno Temprano (Padilla, 2007). El límite oriental de este cinturón plegado lo constituyó una rampa lateral, ubicada en el borde suroccidental de la plataforma de Yucatán en su límite con la actual provincia geológica Macuspana generando transtensión dextral (Pindell et al., 2002).

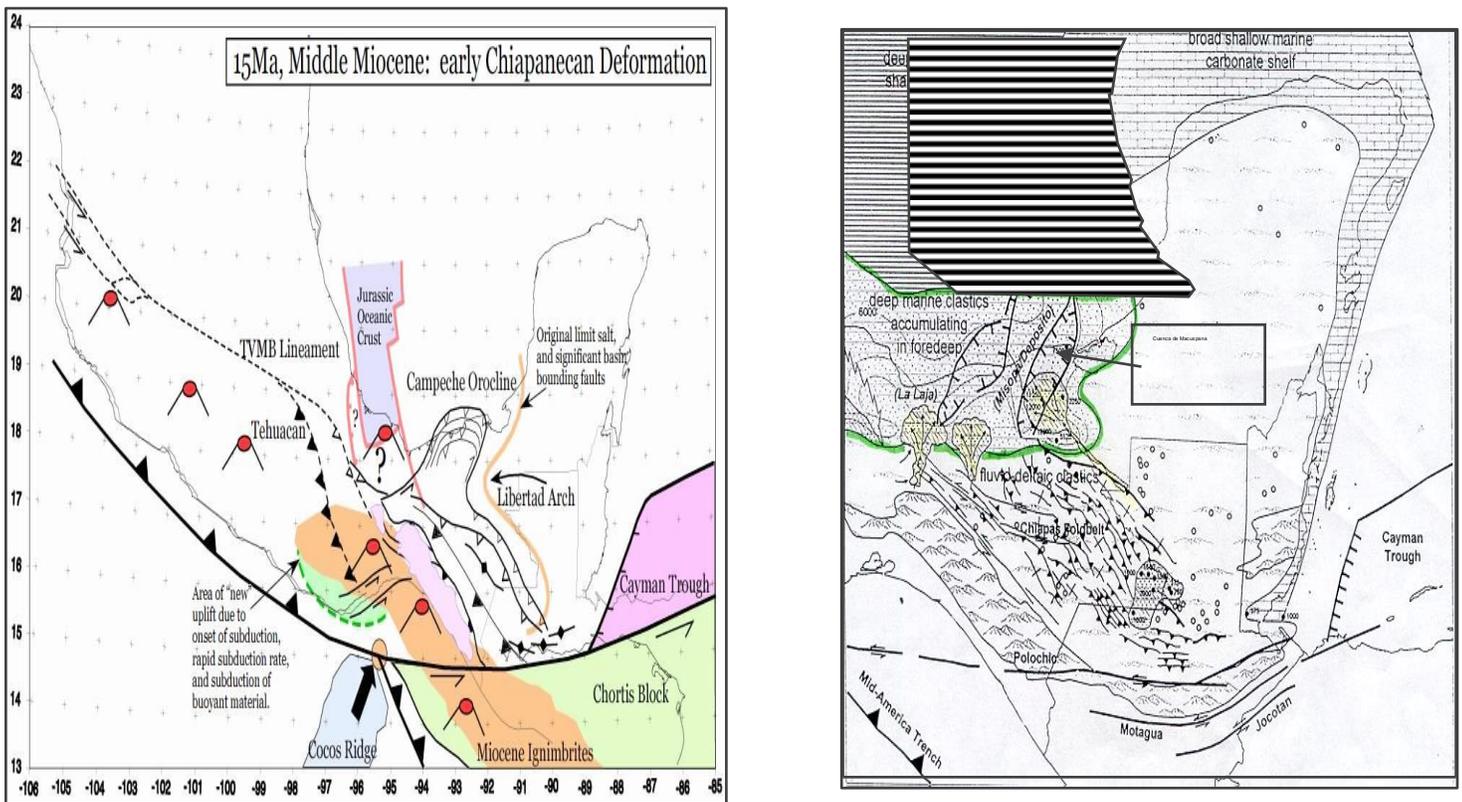


Figura 3.7 Reconstrucción de los elementos tectónicos del Golfo de México para el Mioceno Medio (Tomada de Pindell, 2002).

Para el Mioceno Superior, un volumen importante de sal se movilizó hacia el norte-noroeste, causando a su vez que las estructuras de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal se bascularan en la misma dirección y crearan así nuevos depocentros, en donde desde entonces hasta fines del Neógeno, se depositaron varios cientos de metros de espesor de sedimentos clásticos, que empezaron a deslizarse por gravedad también hacia el norte-noroeste, es decir, hacia la misma

dirección en la que se inclinaban los pliegues de la cadena Reforma-Akal (Padilla, 2007), iniciando así grandes fallas normales lítricas, orientadas WSW-ENE, en este caso, casi perpendiculares a la orientación de los pliegues de la cadena Chiapas-Reforma-Akal. La llegada de los aportes sedimentarios a la zona de fallamiento lateral (transtensional), localizado en el límite con la Plataforma de Yucatán, disparó el inicio del sistema extensional con la formación de la Provincia de Macuspana. Esta fase extensional puede ser la responsable de la formación de la Provincia Geológica Cinturón Plegado Catemaco y de los diapiros y paredes comprimidos de la Provincia Geológica Salina del Istmo, además, las fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas creadas, constituyen a su vez, los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de Macuspana (PEMEX, 2013).

Posteriormente, en el Plioceno, se magnifica la tectónica gravitacional hacia el noroeste debido a la carga sedimentaria y a la evacuación de sal, que dio lugar a la formación de la Sub-cuenca de Comalcalco y terminó por conformar la Cuenca de Macuspana. Este régimen distensivo produjo una nueva tasa de deformación que modificó los pliegues de la región de Catemaco y se formó un sistema de fallas orientadas noreste-suroeste con modificaciones producidas por el movimiento de sal producidos por el desarrollo de diapiros, domos y canopies, así como un sistema ligado extensión-contracción en el sector de aguas profundas del sur del Golfo de México (Robles et al., 2009, Cruz et al., 2010). Estos movimientos tectónicos estructuraron las secuencias del Mioceno y Plioceno, productoras en las provincias Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana (PEMEX, 2013).

Posteriormente, durante el Pleistoceno, las cuencas recién formadas bajo un régimen tectónico extensional sufren una compresión, desarrollándose en ellas pliegues propios de inversión tectónica (Padilla, 2007).

Así, la evolución tectónica y sedimentaria del Golfo de México se caracterizó por una subsidencia lenta que comenzó desde el Jurásico Medio y continúa hasta la actualidad (Padilla, 2007).

Todos estos eventos tectónicos que actuaron en la Provincia Petrolera Sureste en diferentes tiempos y con diferentes direcciones de esfuerzos, generaron estilos estructurales sobrepuestos que conformaron un complejo marco tectónico estructural en el sureste de México y el área marina somera y profunda del sur del Golfo de México los que son responsables de haber generado a las trampas petroleras de la región (Figura 3.8), (PEMEX, 2013).

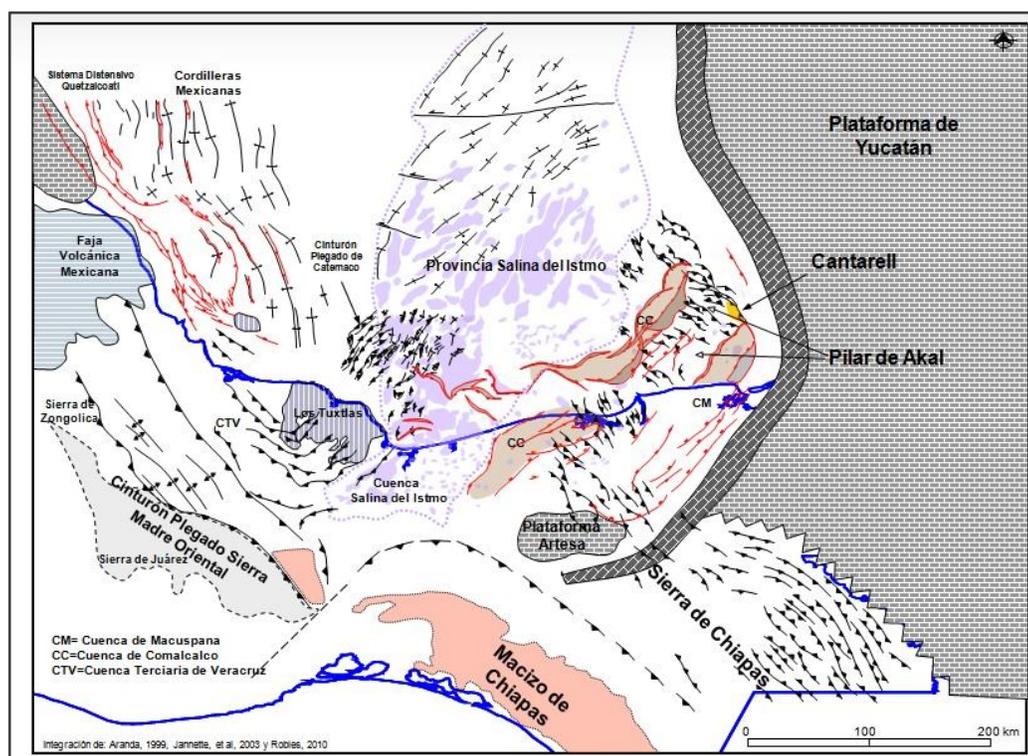


Figura 3.8 Mapa tectónico estructural del Sureste de México (Tomada de PEMEX, 2013).

3.2 Marco geológico local

Ikal es un campo productor de aceite y gas cuya ubicación corresponde a la zona noreste dentro de la Sonda de Campeche, por lo que, los procesos que dieron lugar a los aspectos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales del campo, se encuentran estrechamente relacionados a las características del mismo contexto del marco geológico regional, sin embargo, es importante hacer enfoque en ciertas características distintivas para entender mejor el funcionamiento del campo.

3.2.1 Sedimentología

La secuencia sedimentaria del campo Ikal está representada principalmente por rocas marinas correspondientes a depósitos salinos clasificados como sal Ístmica, cuya depositación sucedió probablemente desde el Calloviano hasta antes del Oxfordiano Superior, que son cubiertos por rocas carbonatadas para el resto del Mesozoico y por secuencias de rocas terrígenas del Cenozoico, siendo estas, principalmente lutitas con intercalación de algunos horizontes de areniscas.

Los ambientes sedimentarios correspondientes a dichas unidades estratigráficas fueron variantes: sabkhas (Calloviano), barras costeras oolíticas (Oxfordiano), bancos de arena (Kimmeridgiano), plataforma interna restringida (Tithoniano), plataforma interna abierta (Cretácico), brechas de impacto y sedimentarias (límite entre el Cretácico y el Terciario, K/T), sistemas deltaicos (Paleoceno-Eoceno), sistemas turbidíticos (Oligoceno-Mioceno) y abanicos submarinos (Plio-Pleistoceno),(Santamaría,2010).

El tipo de sedimentación puede dividirse a grosso modo en:

- Sedimentos principalmente de sulfatos y haluros del Jurásico Medio.
- Sedimentos principalmente carbonatados del Jurásico Superior al Cretácico

- Sedimentos principalmente siliciclásticos o terrígenos del Paleoceno al Reciente.

3.2.1.1 Jurásico

El Calloviano está caracterizado por una secuencia evaporítica formada en aguas connatas (aguas atrapadas durante la sedimentación) producidas por el evento tectónico de la apertura del Paleo Golfo de México, debido a las condiciones marinas restringidas y clima desértico.

El Jurásico Superior Oxfordiano tiene unidades que representan facies de mares epicontinentales a mixtos, donde el ambiente continental y de dunas costeras representan una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas así como depósitos de rampa interna de caliza con terrígenos y lutitas intercaladas con limolitas; por su parte los depósitos de rampa interna somera se caracterizan por una secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas ligeramente calcáreas pobremente cementadas con anhidrita y dolomía (García, 2010).

En el Kimmeridgiano se interpreta la presencia de una rampa distalmente pronunciada que presenta una pendiente ligeramente inclinada sobre el piso marino, con desarrollo de bancos oolíticos y cuya ubicación estuvo controlada por las condiciones de energía y por fluctuaciones del nivel del mar. Debido a esta suave pendiente, los carbonatos de aguas someras agitadas, cambian gradualmente a depósitos de baja energía hacia aguas más profundas y después a sedimentos de cuenca. La rampa evolucionó a una plataforma con bordes. Los tipos dominantes de granos son los esqueletales y los ooides, seguido por los peloides y los intraclastos. La acumulación de los ooides ocurrió en tres partes de la rampa (Figura 3.9), (PEMEX, 2013).

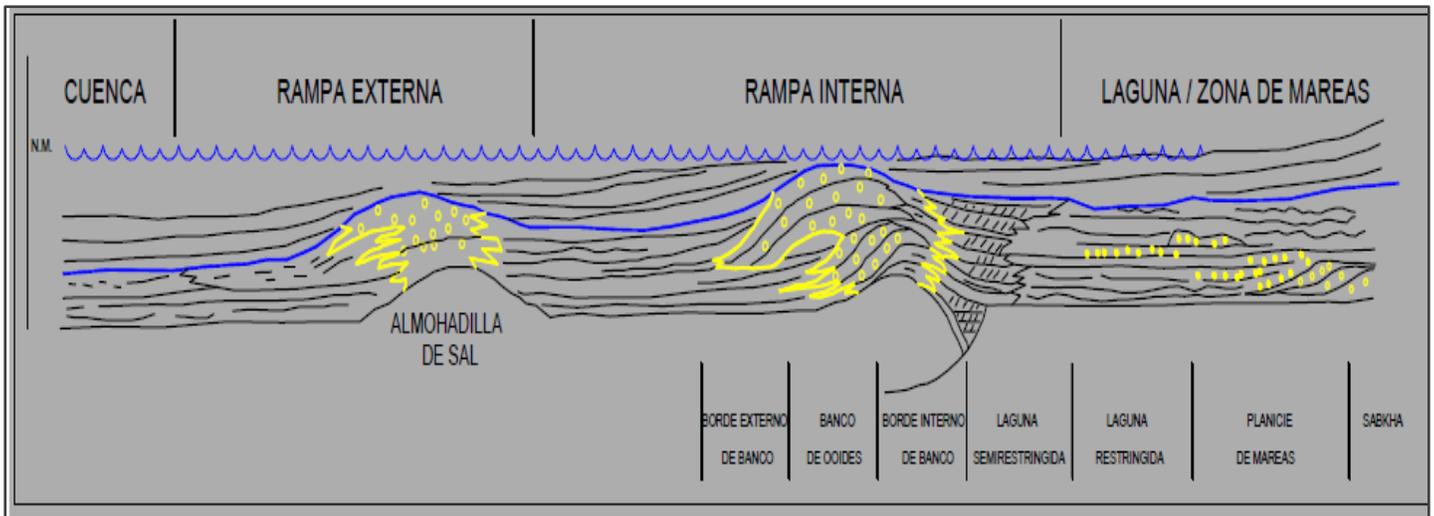


Figura 3.9 Modelo paleoambiental del Kimmeridgiano (Tomada de PEMEX, 2013).

- En la rampa interna cerca de la línea de costa.
- Formando bancos y gruesas planicies de grainstone en la rampa interna.
- Como granos producto del transporte desde los límites de la rampa interna a la rampa externa y depositada en delgados horizontes de tempestitas intercaladas con mudstone, caliza limosas, wackestone, margas, limolitas y lutitas.

Los principales desarrollos de los bancos oolíticos deben su origen al comportamiento de las estructuras salinas, donde persistieron condiciones de alta energía que permitieron la formación de cuerpos oolíticos, con sus respectivos cambios de facies (borde de banco y lagunar) (García, 2010).

Los procesos diagenéticos que alteraron y modificaron a las rocas en el área de los campos Ikal y otros circundantes fueron principalmente: cementación temprana y tardía, compactación física, dolomitización y disolución.

En el área del campo Ikal, el proceso de dolomitización es desarrollado por tectonismo y proceso de disolución, asociada la mayoría de los casos a las fracturas y pudo haberse originado mediante el modelo de flujo y reflujos, modelo de mezclado de aguas, por las condiciones de depósito que se presentaron en los

ambientes de laguna, banco oolítico y borde de banco oolítico, donde tuvieron mayor desarrollo (más espesor y mejor porosidad). En las rocas del Kimmeridgiano, la diagénesis por dolomitización incrementó los factores de porosidad y permeabilidad, que favoreció las condiciones de almacén de los hidrocarburos (Rangel, 2010).

3.2.1.2 Cretácico

Para el Cretácico Inferior (Aptiano), las plataformas carbonatadas comenzaron a desarrollarse, y junto con la formación de cañones, se tiene un aporte de sedimentos de gran magnitud que hicieron que la cuenca se hundiera rápidamente por procesos de subsidencia y carga de sedimentos; asimismo la sal entro en un proceso de desestabilización por diferencias de densidad, ocurriendo deformación. Debido al fuerte cambio de pendiente de la plataforma al talud, la gravedad funcionó como un excelente medio de transporte de todo el material erosionado hasta llegar al pie de talud y a los abanicos distales. En las zonas de mayor profundidad se depositó el material fino de baja energía (Figura 3.10), (García, 2010).

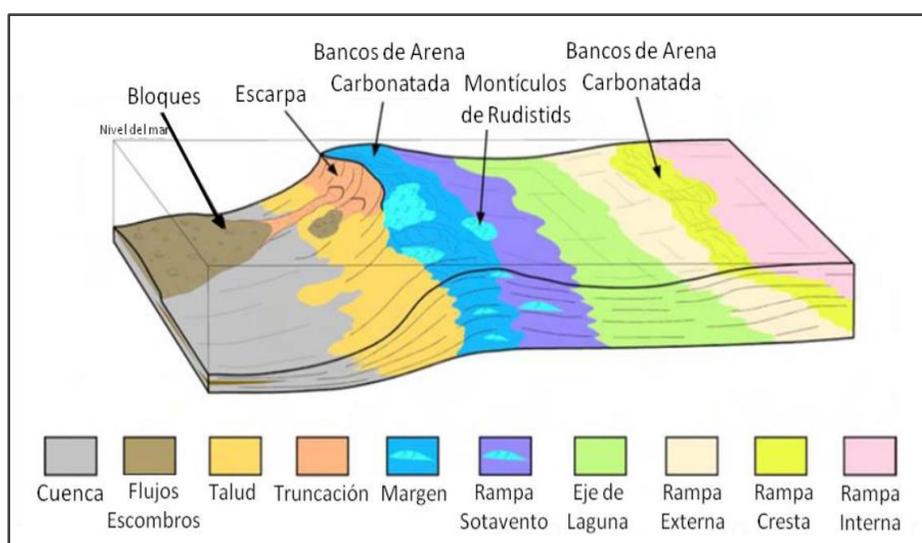


Figura 3.10 Modelo paleoambiental del Cretácico Inferior (Tomada de PEMEX, 2013).

En el Cretácico Superior (Cenomaniano), se interpreta que ocurrió un ascenso continuo del nivel del mar desarrollando potentes espesores de sedimentos carbonatados. Apparently el basamento experimentó subsidencia lo que explica los grandes espesores de rocas evaporíticas-carbonatadas. En el Turoniano-Santoniano y Campaniano-Maastrichtiano, se pueden diferenciar ambientes de plataforma, talud, pie de talud, abanico distal, piso de cuenca y cuenca con escasa sedimentación (Figura 3.11) (Cantú-Chapa y Landeros-Flores, 2001; Meneses Rocha, 2001).

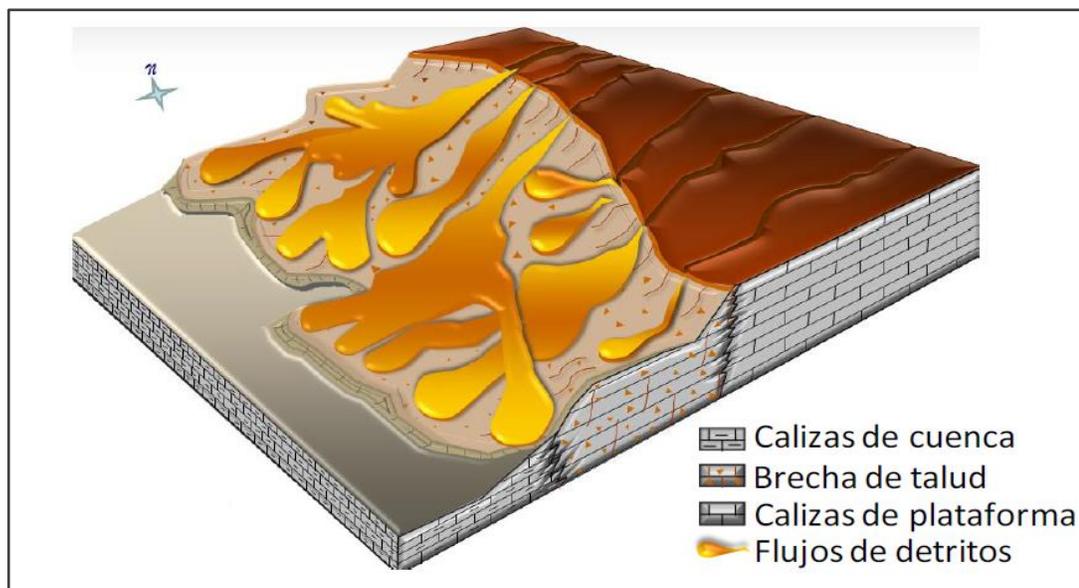


Figura 3.11 Modelo paleoambiental del Cretácico Superior (Tomada de PEMEX, 2013).

3.2.1.3 Cenozoico

En el Cenozoico la interpretación corresponde con un ambiente mixto en donde se reconoce una alternancia de terrígenos de diferente granulometría debido a transgresiones y regresiones en una margen pasiva sujeta a subsidencia; las facies son principalmente de planicie deltaica, frente de delta, pro delta y litorales (Figura 3.12). Los principales cuerpos arenosos del Cenozoico, corresponden con rocas de edad Mioceno y cuerpos de calcarenitas del Eoceno. Además en la columna Cenozoica se tiene abundante arcilla que con saturación de agua propició la formación de domos, diapiros y canopies arcillosos que

deformaron a las rocas que las cubrían al inyectarse a niveles superiores (Ángeles, 1992).

Durante el Oligoceno hubo esfuerzos de cizalla que causaron transpresión entre la placa del Caribe y la placa Norteamericana, los cuales plegaron la secuencia sedimentaria, formando anticlinales alargados orientados NW-SE en la Región Marina, dando lugar a lo que hoy se conoce como el Evento Chiapaneco (Sánchez Montes de Oca, 1975). Debido a este evento y a la carga de sedimentos siliciclasticos la sal se plegó y se inyectó a niveles superiores formando cuencas de desalojo del Paleoceno al Reciente (Ángeles, 1992).

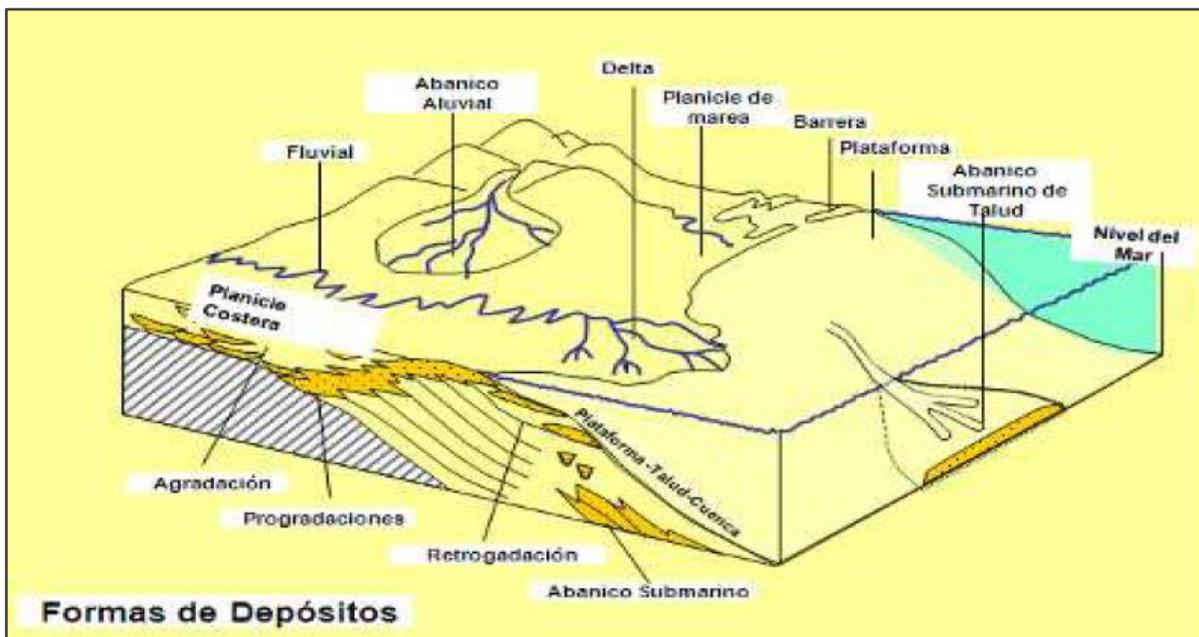


Figura 3.12 Modelo paleoambiental del Cenozoico (Tomada de PEMEX, 2008).

3.2.2 Estratigrafía

La estratigrafía del área ha sido establecida por la penetración de pozos productores, los cuales, han intersectado lo conocido como una intrusión salina que subyace bajo el Jurásico Superior, Cretácico y Cenozoico, periodos que abarcan la columna estratigráfica local del campo Ikal, como se indica en la Figura

3.13, donde se muestra la representación esquemática de la misma.

Edad (M.a.)	Unidad Estratigráfica		Espesor (m)	Litología
5.3	Rec-Pleistoceno		1951	
23	Mioceno	Superior	310	Lutitas
		Medio	290	
		Inferior	345	
34	Oligoceno	Superior	AUS	Lutitas
		Medio	AUS	
		Inferior	85	
53	Eoceno	Superior	50	Lutitas
		Medio	45	
		Inferior	150	
	Paleoceno		123	
65	Brecha (BK)	(BK0)	44	Brechas de Litoclastos
		(BK1)		
		(BK2)		
135	Cretácico	Superior	49	Calizas
		Medio	67	
		Inferior	132	
141	Jurásico Superior Tiithoniano		138	Calizas y Lutitas
	Jurásico Superior Kimmeridgiano	JSK-E1 JSK-E2 JSK-E3 JSK-E4 JSK-E5 JSK-E6 JSK-E7 JSK-E8 JSK-E9	431	Calizas y Dolomías
		JSK-D	86	Terrígenos

Figura 3.13 Columna estratigráfica local que se aplica al campo Ikal (Modificada de PEMEX, 1999).

A continuación se presenta una breve descripción de las principales unidades litoestratigráficas presentes en el área, con un orden que va de las unidades más antiguas a las más recientes.

3.2.2.1 Mesozoico

3.2.2.1.1 Jurásico

3.2.2.1.1.1 Kimmeridgiano

El espesor de la unidad se encuentra alrededor de 520 m, está representada principalmente por secuencias de calizas dolomitizadas y dolomías mesocristalinas con algunas intercalaciones de terrígenos y evaporitas. La distribución de facies sedimentarias en el área, se determinó mediante análisis de núcleos y marcas eléctricas con registros geofísicos de pozo, donde se identificaron ocho unidades litoestratigráficas en el intervalo carbonatado (Jsk-“E1” a Jsk-“E8”), una unidad para la parte transicional entre los carbonatos y terrígenos (Jsk-“E9”) y una unidad en la parte de terrígenos (Jsk-“D”). Estas unidades litológicas conforman unidades de flujo y unidades petrofísicas variables por sus características, presentando las mejores características de calidad de yacimiento las unidades JSK-E2, E4, E6 y E8 (Figura 3.14).

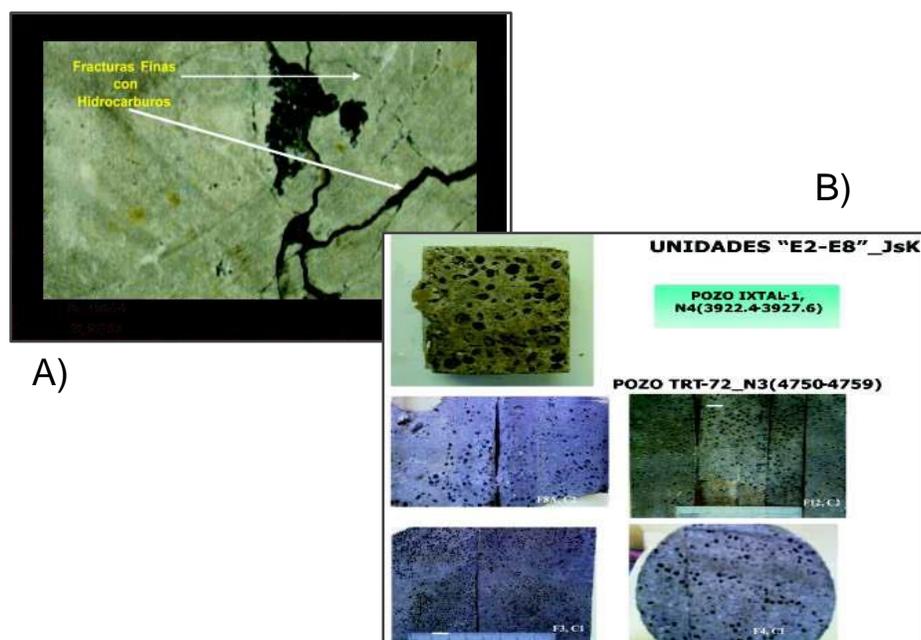


Figura 3.14 A) Dolomía sin porosidad con hidrocarburos en fracturas. B) Litología de unidades E2-E8 para el JSK. Con porosidad oomóldica por disolución (Tomada de Rangel, 2010).

3.2.2.1.1.2 Tithoniano

Con un espesor aproximado de 138 m., la unidad se compone de calizas arcillosas y bituminosas, en ocasiones dolomitizadas de color gris oscuro a negro, con estructura laminar e intercalaciones de horizontes de lutita bituminosa gris oscuro de estructura laminar.

3.2.2.1.2 Cretácico

Con un espesor aproximado de 250 m, se tiene una secuencia marina que está representada por rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas con contenido de materia orgánica y presencia de intercalaciones arcillosas hacia la cima, la cual es sobreyacida por una unidad con espesor de 44 m que se compone de brechas sedimentarias de litoclastos, y que ha sido denominada como la unidad Brecha del Paleoceno- Cretácico Superior (BPTKS).

3.2.2.1.2.1 Cretácico Inferior

Integrado en general por micro a mesodolomías color crema, gris claro y gris oscuro, en ocasiones de estructura laminar.

3.2.2.1.2.2 Cretácico Superior

Caliza de textura mudstone-wackestone de bioclastos e intraclastos de color gris a gris oscuro de estructura laminar y microdolomía gris claro a gris oscuro.

3.2.2.2 Cenozoico

Tiene el mayor espesor de la columna con un aproximado de 3,500 m. Predominan los terrígenos compuestos por intercalaciones de lutitas bentónicas, lutitas arenosas, areniscas arcillosas y escasos horizontes de mudstone

principalmente en la base, interpretados como niveles de flujos de brechas calcáreas y calcarenitas en el Paleoceno y Eoceno.

3.2.2.2.1 Paleógeno

3.2.2.2.1.1 Paleoceno

Con un espesor aproximado de 123 m, se compone de packstone de color pardo, constituido por granos redondeados a subredondeados de bioclastos y ooides bien clasificados, diseminados en una matriz micrítica moderadamente recristalizada; también presenta intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea de color verde.

3.2.2.2.1.2 Eoceno

Con un espesor total de 245 m, este se divide en las siguientes tres secuencias sedimentarias:

Eoceno Inferior: Se compone de rocas clásticas terrígenas de grano fino y rocas calcáreo- arcillosas de aspecto cretoso y bentonítico de ambientes batiales; predominando las lutitas bentónicas de color gris claro a gris verdoso, ligeramente calcáreas y con intercalaciones de mudstone a wackestone.

Eoceno Medio: Se manifiesta como una unidad calcarenítica, que litológicamente puede ser descrita como una caliza con textura grainstone, consiste de intraclastos y granos esqueletoides uniformes entre medios y gruesos (bioclastos). La mayoría de los clastos tienen buena redondez y esfericidad.

Eoceno Superior: Lutitas color gris claro y gris verdoso ligeramente calcáreas y algunos estratos de lutitas con intercalaciones de mudstone y caliza

arcillosa. Se acumuló en un ambiente de aguas profundas, con espesores muy variables.

3.2.2.2.1.3 Oligoceno

Consiste de lutitas bentoníticas color verde, lutitas calcáreas suaves, plásticas y ligeramente arenosas, que varían a calizas arcillosas de color gris claro y gris verdoso, con un espesor promedio de 200 m. Su ambiente de depósito se ha interpretado que corresponde a zona de talud y cuenca profunda.

3.2.2.2.2 Neógeno

3.2.2.2.2.1 Mioceno

Mioceno Inferior: Con un espesor de 345 m, se tiene a una secuencia de terrígenos que está constituida por lutitas gris verdoso a gris oscuro, ligeramente arenosa y lutita bentónica verde olivo, compacta, con intercalaciones de capas delgadas de areniscas, de grano fino a muy fino, calcárea y con alto contenido faunístico propio de aguas profundas.

Mioceno Medio-Superior: Con un espesor de 600 m, está constituida por una alternancia de areniscas de grano medio y lutitas calcáreas, bentonitas color gris verdoso a gris oscuro, acompañadas con aislados cuerpos de arenisca calcárea.

3.2.2.2.2.2 Plioceno

Consiste en una alternancia de arenisca arcillosa de grano fino color gris claro y lutita arenosa color gris verdoso a obscuro, con restos de micro y macrofauna y carbón (lignito).

3.2.2.2.3 Cuaternario

Con un espesor aproximado de 1951 m, está compuesto por una serie sedimentaria caracterizada por estratos de arena gris claro, amarillo claro, de grano fino a medio y restos de bioclastos, con intercalaciones aisladas de limos y arcillas de color gris verdosos, cuyo ambiente de depósito, según determinaciones paleobatimétricas corresponde a ambientes transicionales y de plataforma.

3.2.3 Geología estructural

Con relación a la estructura geológica del campo Ikal, está constituida por un anticlinal alargado doblemente buzante con orientación NW-SE, que denota la acción del estilo estructural de tipo compresivo, resultado del evento orogénico Chiapaneco. Dicha estructura está limitada por 2 fallas inversas, cuya orientación es casi paralela al eje mayor del pliegue, además está afectada por halocinesis, es decir por una intrusión salina, provocada por una intrusión salina, teniendo hacia el centro de la estructura la parte más alta; debido a lo anterior se generó un sistema secundario de fallamiento de tipo normal con rumbo NE-SW dentro del campo que separo en bloques a los yacimientos del Jurásico Superior Kimmeridgiano. En la Figura 3.15 se muestra un mapa de contornos estructurales del contacto de las rocas almacenadoras con las sello, donde se tiene el plegamiento y numerosas fallas.

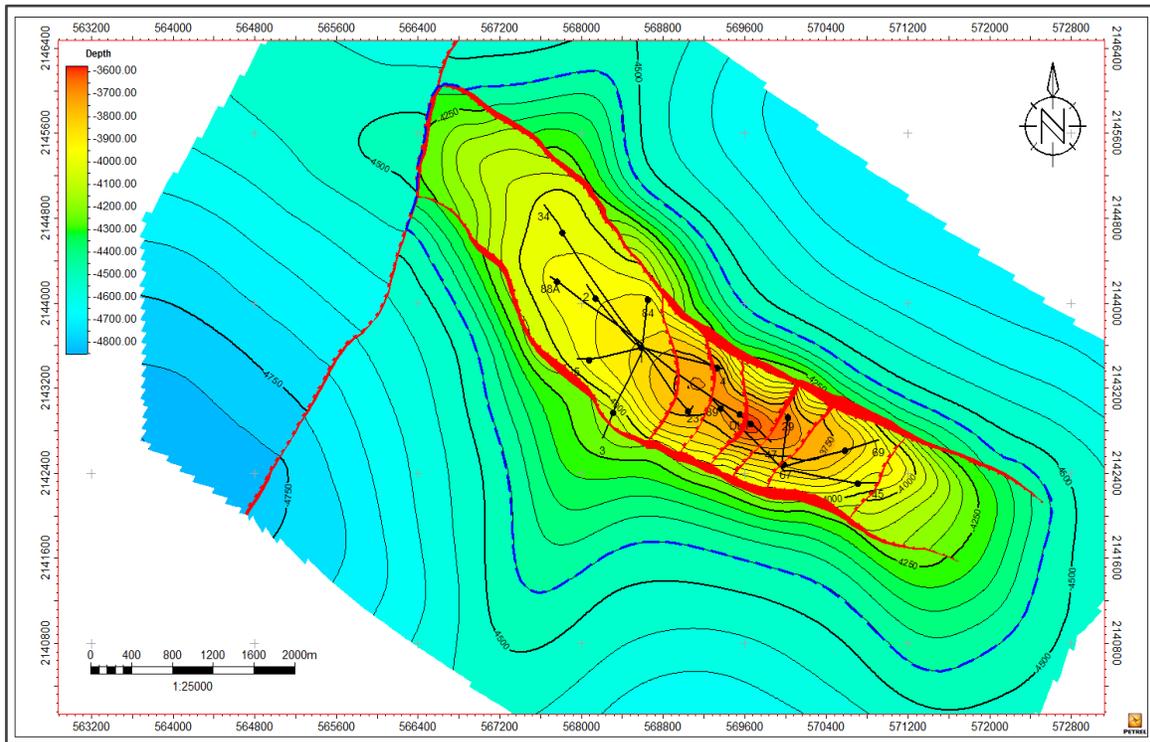


Figura 3.15 Configuración estructural del Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Ikal (Modificada de PEMEX, 1999).

Para poder construir una sección estructural longitudinal tipo representativa del campo, se tomó en cuenta la información sísmica y la obtenida por los pozos perforados en posiciones estratégicas, tal como se muestra en la Figura 3.16.

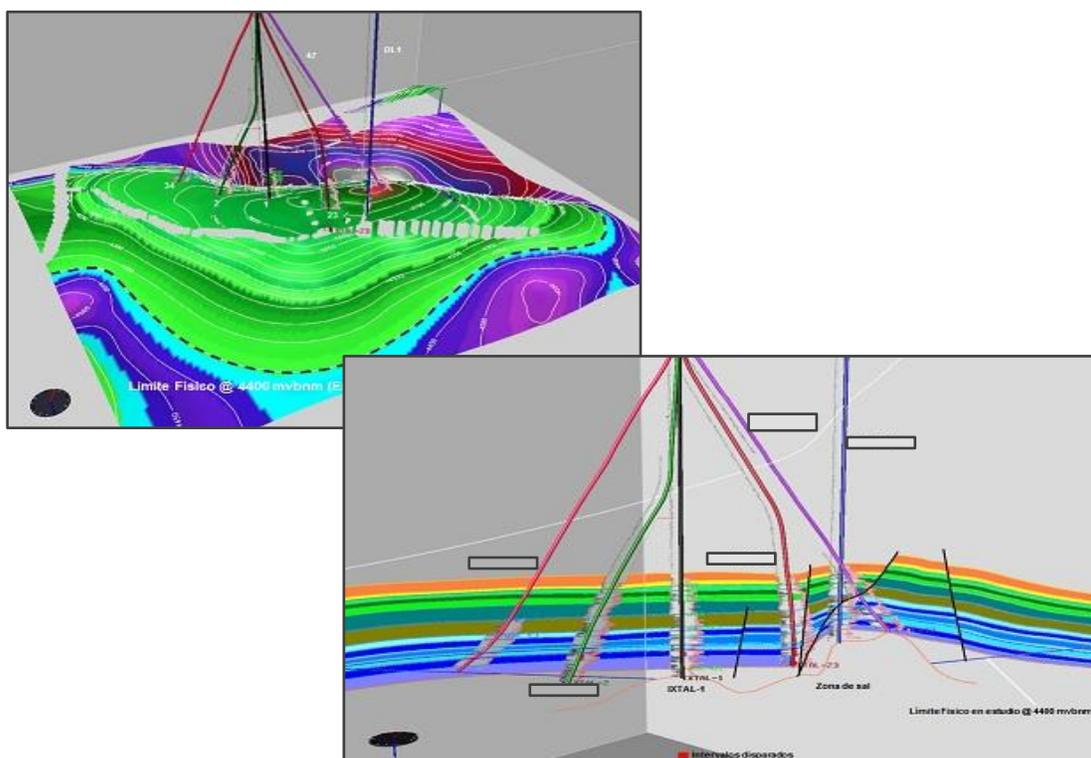


Figura 3.16 Posición de pozos penetrando estructura para determinar sección (Modificada de PEMEX, 1999).

Los resultados del análisis de datos arrojados por dichos pozos y por la interpretación de líneas sísmicas, se interpreta como es el relieve estructural (Figura 3.16) y más específicamente la distribución de las formaciones que lo conforman, teniendo así, la presencia de un cuerpo intrusivo de sal afectando al nivel Kimmeridgiano en su unidad terrígena y la denominada unidad “E” correspondiente a carbonatos, los cuales sobreyacen al Tithoniano y las unidades correspondientes al Cenozoico como se muestra en la sección tipo de la Figura 3.17. A partir de la unidad terrígena del Kimmeridgiano y hasta las unidades cenozoicas, se tiene afectación de fallas normales que tienen dirección NE-SW, con un alcance para las mismas unidades jurásicas y cretácicas que forman bloques separados por fallas formadas por el movimiento vertical de la sal. Los bloques más grandes se encuentran en la parte NW con menor presencia del cuerpo intrusivo y los bloques de menor tamaño están hacia la parte SE en donde se tiene un mayor volumen de cuerpo intrusivo, lo cual sugiere que además de

diversos eventos tectónicos, la presencia de sal influyó también para la configuración estructural del campo. Sin embargo la litología conformante de cada bloque es similar por lo cual puede inferirse que funcionan bajo un mismo sistema petrolero.

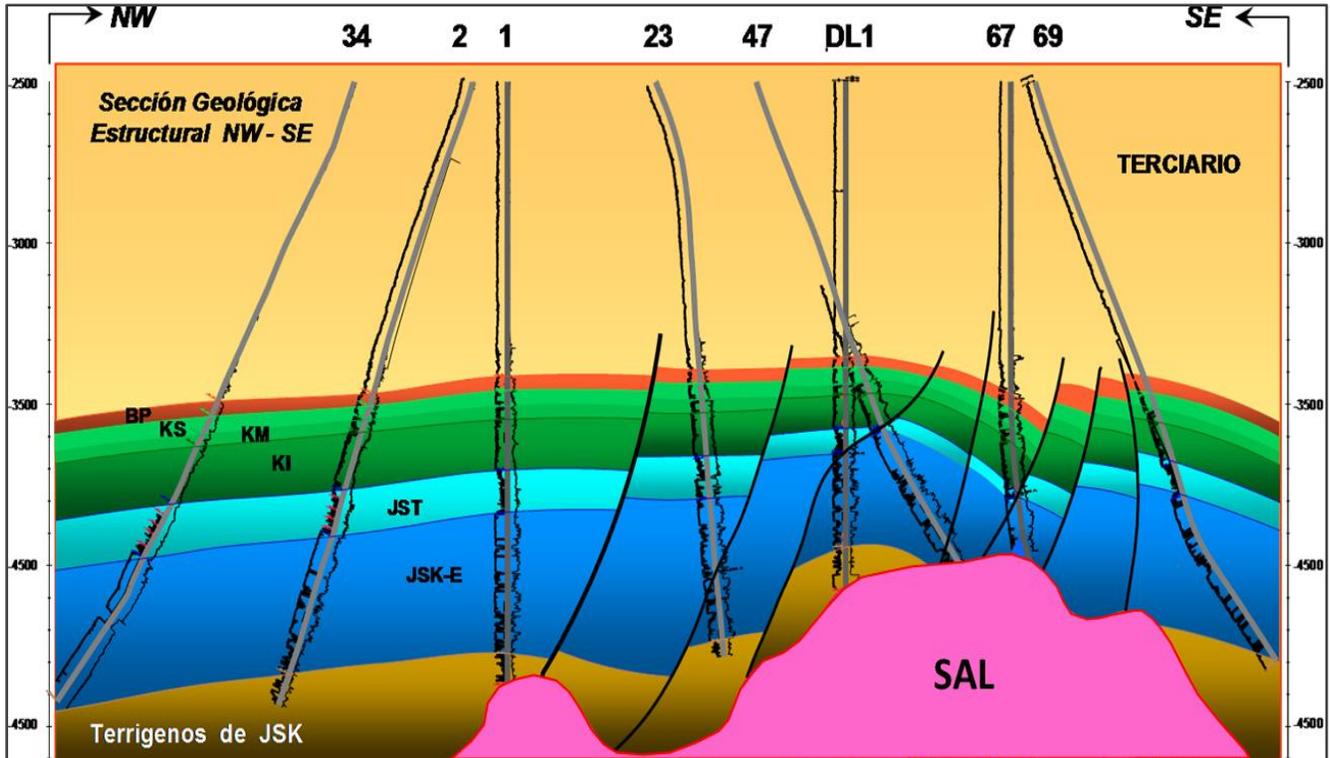


Figura 3.17 Sección estructural tipo del campo Ikal, donde se muestra la distribución de las formaciones (Modificada de PEMEX, 1999).

La Figura 3.18 complementaria a la figura anterior muestra una sección sísmica longitudinal, donde también se muestra la estructura del campo Ikal, y que tiene como referencia la falla lítrica de Comalcalco con dirección E-W y un patrón de fallas normales al eje mayor de la estructura con dirección NE-SW, que es más evidente sobre la presencia de un cuerpo salino que intrusión el centro del anticlinal afectando los horizontes de rocas almacenadoras a nivel mesozoico (BTP-KS y JSK).

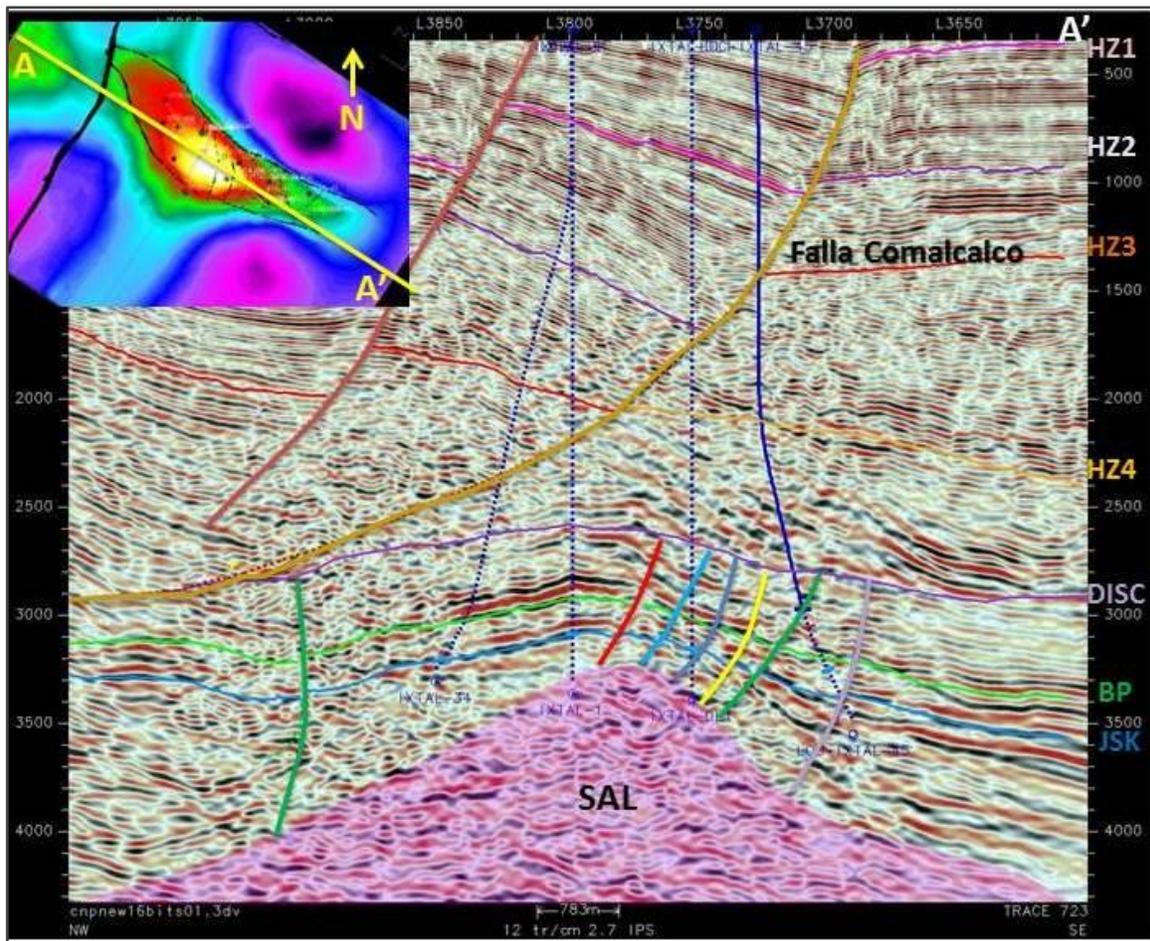


Figura 3.18 Sección sísmica tipo del campo Ikal, donde se muestra la intrusión salina y los reflectores sísmicos de las formaciones (Modificada de PEMEX, 1999).

CAPÍTULO 4

SISTEMA PETROLERO

La concatenación en espacio y tiempo de todos los elementos conformantes para un sistema petrolero hace posible la existencia del mismo, sin embargo, cada elemento debe poseer propiedades particulares y adecuadas que permitan como fin común la existencia de un yacimiento petrolero susceptible de explotarse obteniendo beneficios económicos. Ikal es un campo productor en carbonatos del Kimmeridgiano, su generación corresponde a rocas del Tithoniano, la roca sello se caracteriza por bajas permeabilidades de rocas subyacentes y sobreyacentes a los yacimientos, y corresponden a edades del Oxfordiano, Tithoniano y Cretácico. Las trampas que permiten la acumulación de hidrocarburos son combinadas y la configuración estructural del campo que se limita por fallas que constituyen también trampas estructurales. La migración ocurrió del Plioceno al Reciente. Todos estos elementos obtuvieron la sincronía necesaria para conformar a Ikal como un campo productor, cada uno de ellos con características particulares que son desarrolladas en el presente capítulo.

4.1 Roca Generadora

Las rocas generadoras de los hidrocarburos existentes en la Región Marina corresponden a diferentes niveles estratigráficos, como son el Jurásico

(Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano), el Cretácico y Cenozoico Inferior. Sin embargo, se ha documentado que las secuencias calcáreo-arcillosas de Jurásico Superior Tithoniano son las principales rocas generadoras de toda la región (PEMEX, 1999).

Por lo tanto, en el campo Ikal, al igual que para la mayoría de los campos de la Región Marina, la principal roca generadora de hidrocarburos corresponde al Tithoniano, el cual se caracteriza por la presencia de lutitas bituminosas y calizas arcillosas con laminación horizontal y abundante materia orgánica, principalmente de tipo algácea, herbácea y leñosa; cuyo contenido varía de regular a abundante, así como presencia de organismos pelágicos, como saccocomas y calpionélidos (Ángeles y Cantú, 2001).

Las litofacies están definidas por la presencia de ambientes someros donde ocurrió el depósito de carbonatos y de arcillas, que de acuerdo con los datos estratigráficos, sedimentológicos y paleontológicos, el depósito ocurrió en una rampa carbonatada, con algunos intervalos de gran aporte de terrígenos de grano fino, en la continuación occidental de la plataforma marina de Yucatán; en ella había algunas depresiones profundas (grabens) que restringían la circulación de las aguas y por tanto se facilitaban las condiciones de anoxia y reductoras (Santamaría, 2008).

Estas rocas corresponden con la Formación Edzna que fue dividida en tres miembros por Ángeles y Cantú (2001). El miembro inferior es de caliza arcillosa y lutitas bentoníticas de color gris claro a castaño oscuro. El miembro medio consiste de lutitas calcáreas gris oscuro y lutitas calcáreo arenosas negras intercaladas con calizas arcillosas de color oscuro. El miembro superior consiste de mudstone y caliza arcillosa y bentonítica con apariencia blanquecina. Las calizas mudstone están dolomitizadas en algunos sectores de la plataforma.

La riqueza orgánica de estas rocas generadoras presenta un cierto grado de variabilidad en su distribución espacial, la que depende de las variaciones en las sucesiones sedimentarias, cambios en la hidrodinámica, cambios en el ambiente de depósito local, cambios climáticos, cambios en las tasas de sedimentación, variaciones en el grado de alteración o variaciones en la madurez (Santamaría et al., 1997). Por lo cual, con base en el uso de datos paleontológicos y la respuesta de algunos registros eléctricos de pozos, se ha propuesto que dicho horizonte generador presenta siete zonas de abundancia orgánica que abarcan desde la parte Superior del Kimmeridgiano hasta el Berrasiano Inferior. Esta interpretación coincide con el trabajo de Órnelas et al., 1993, quienes se basaron en estudios de biozonificación, determinando también siete zonas de abundancia y diversidad faunística. Los contenidos faunísticos propuestos varían de lo más joven a lo más antiguo de: *Crassicollaria* (Tithoniano Superior); *Sacocoma arachnoidea*, *Parastomiophaera malmica*, y *radiolarios* (Tithoniano Medio-Inferior); *Carpistomiospheera borsai* y abundantes *radiolarios* (Kimmeridgiano Superior-Tithoniano Inferior). La variación no solo fue vertical, sino también horizontal y de esta manera se pudieron determinar los espesores de la secuencia de rocas generadoras del Tithoniano, así como la distribución de la abundancia orgánica para toda la región, con espesores que varían de 50 a 450 m con un promedio de 200 m, teniendo así, una mayor riqueza en espesor y contenido orgánico en los tres depocentros de la Sonda de Campeche, correspondientes a la formación de grabens.

En cuanto a la posición del campo Ikal, se tiene un espesor de 100-150 m de roca generadora con una baja abundancia de materia orgánica en relación con la que existe en los depocentros de la región (Figura 4.1), sin embargo está dentro de los límites aceptables como roca generadora.

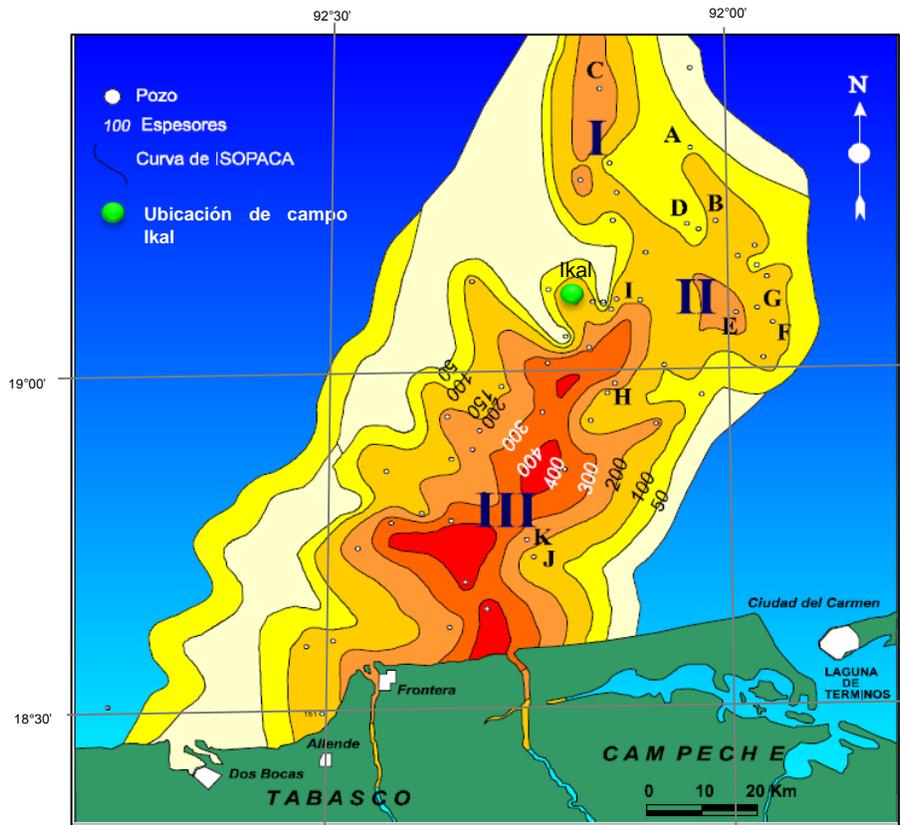


Figura 4.1 .Espesores de la secuencia de rocas generadoras del Tithoniano y ubicación del campo Ikal para dichos valores (Modificada de Santamaría, 2008).

En general las rocas del Tithoniano presentan kerógeno tipo I y II, caracterizado por ser generador tanto de aceite como de gas. Los hidrocarburos revelan una sola facies orgánica casi uniforme, correspondiente a la clase B, indicada en el mapa de la Figura 4.1, la que presenta facies marinas con un alto potencial de aceite y bajo potencial de gas; Santamaría y Horsfield, 2003, calcularon el potencial de generación de gas de estas rocas generadoras, el cual siempre es bajo respecto a la generación total de hidrocarburos, ya que en etapas de baja condición térmica son menores a 10% y en etapas de gran incremento térmico no sobrepasa el 45%. Estos gases siempre son del tipo asociado y amargo, con altos contenidos de S, H₂S, CO₂ y N₂. Además, la facies B presenta tres sub-facies o subfamilias (B1, B2 y B3); La primera sub-facies (facies B1) se encontró en la parte nororiental del área, la sub-facies B2 en la parte central y la sub-facies B3 en la parte suroeste (Figura 4.1); todas abarcan un amplio rango de

madurez (0.36-1.29% Ro) y sus aceites crudos asociados (0.49-0.92% Re) presentan los siguientes valores: °API de bajos a altos (10-50°), alto contenido de Azufre (2.0-5.63%), valores isotópicos entre un rango (26-28.7% O).

Las diferencias entre los petróleos derivados de estas rocas se deben básicamente a lo siguiente: el grado de madurez alcanzado por las rocas tithonianas, desde poco maduras (generadoras de aceite con densidades menores a 10 ° API con contenidos de azufre mayores de 4%) hasta muy maduras (generadoras de aceites con valores superiores a 45° API con contenidos de azufre menores de 0.5%); aunque también son influenciados por los ambientes de depósito que propiciaron el desarrollo y la acumulación de una gran cantidad de materia orgánica precursora (clima cálido en una plataforma calcárea de condiciones restringidas), los nutrientes de esos organismos marinos contenidos en los sedimentos tipo calcáreo evaporítico con altos contenidos de sulfatos, haluros y carbonatos del Jurásico Medio-Superior, la distribución espacial de las rocas generadoras tanto lateral (en los tres depocentros de la plataforma), como verticalmente (siete intervalos de mayor acumulación de materia orgánica), y la escasa alteración por biodegradación o lavado de agua de los aceites acumulados.

De acuerdo a esto y según la ubicación del campo de Ikal (Figura 4.2), la sub-facies corresponde a la misma unidad B1, en la cual, la materia orgánica estaba compuesta de abundantes alginitas (p. ejem. Tasmanites sp.), y material amorfo; además se tiene que la presencia de bituminita es notable, mientras que son escasas las esporinitas, y el contenido de clorofilinita en algunas muestras de núcleos de pozos, cuya presencia normalmente se restringe a sedimentos muy inmaduros depositados bajo condiciones anóxicas. Normalizando toda la materia orgánica encontrada, esta corresponde con 80% de liptinitas, 15% vitrinitas y 5% inertinitas. En cuanto al grado de madurez, se tiene un 0.8% Ro, el cual puede determinarse como un valor medio si se considera que las rocas generadoras de

la Sonda de Campeche abarcan todo el rango de madurez de la ventana de generación de aceite desde 0.36 hasta 1.29 % Ro.

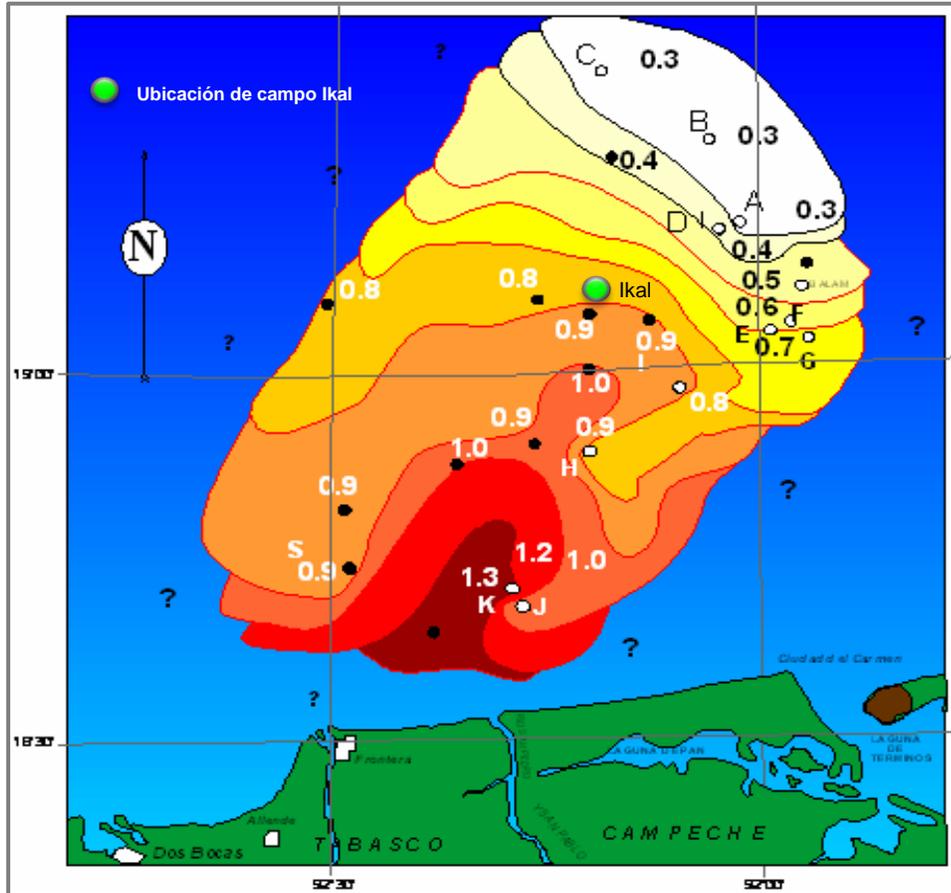


Figura 4.2 Distribución de la reflectancia de la vitrinita y su tendencia espacial que varía de NE a SW, cuyos valores cubren toda la ventana de generación del aceite. Ubicación del Campo Ikal para dichos valores (Modificada de Santamaría, 2008).

4.2 Migración

Se ha reconocido la existencia de migración en distintos niveles estratigráficos, la cual permitió el movimiento de gas y aceite hacia los yacimientos del Jurásico, Cretácico, Cenozoico y hasta la superficie. Esta migración se llevó a cabo a través de unidades porosas y permeables y más importantes aún, a través de los sistemas de fallas y fracturas asociadas al proceso orogénico chiapaneco (Jaramillo & Trejo, 2004).

En general se considera que la mayor parte de la migración de los hidrocarburos se llevó a cabo en forma vertical a través de zonas de debilidad en las proximidades de las fallas, fracturas y capas permeables; también contribuyó la flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de poros y fracturas impregnadas de fluidos o por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores que cuenten con permeabilidades altas y presiones menores a los de la roca generadora.

En la Figura 4.3 se muestra una sección sísmica representativa en la que se interpretan e indican con flechas las rutas de migración de los hidrocarburos de la roca generadora hasta la roca almacén. En la parte inferior de la sección se observa a la roca generadora del Tithoniano y al mismo tiempo se observan las rutas de migración de los hidrocarburos; al principio, el movimiento se debe por diferencias de presiones fuera de la roca generadora para posteriormente, empezar a migrar por flotación en manera vertical y sentido descendente o lateral a lo largo de fracturas, fallas y en los límites hasta llegar a la roca almacén o a la superficie (Jaramillo y Trejo, 2004).

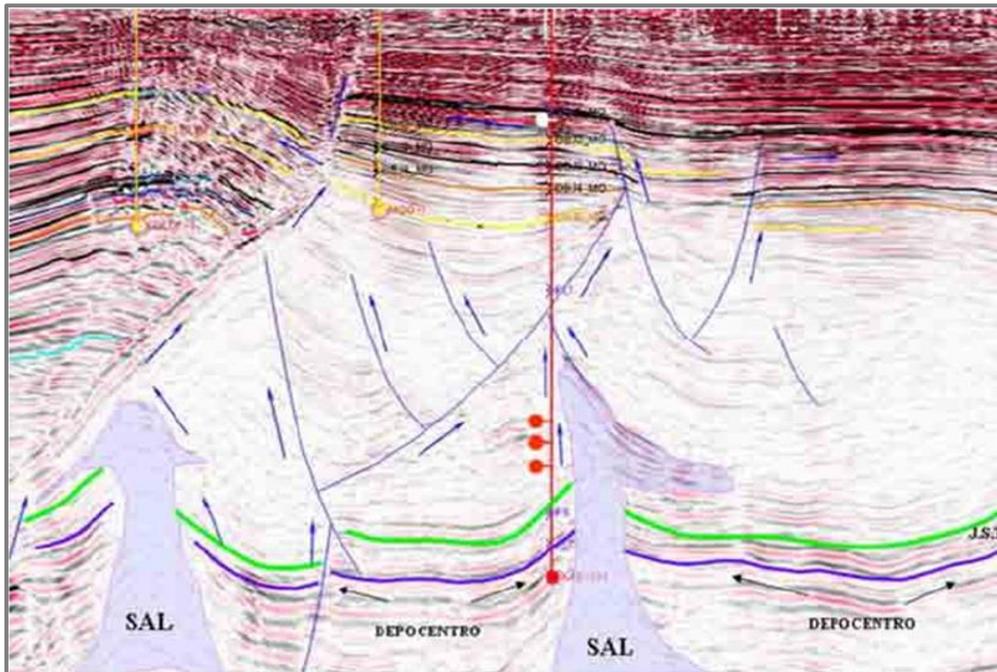


Figura 4.3 Sección sísmica que muestra con flechas las rutas de migración que siguen los hidrocarburos en el campo Ikal (Tomado de Jaramillo y Trejo, 2004).

Los estudios sedimentarios realizados por Ángeles (1996), y los geoquímicos por investigadores (Rocha-M., Guzmán-Vega, Holgín- Quiñones, Pérez-Ortiz, Tejeda-Galicia, Anunziata-Romero) permiten interpretar que la mayoría de los hidrocarburos atrapados en las rocas jurásicas, migraron por capilaridad. Es decir, los hidrocarburos a nivel molecular se disolvieron y junto con las aguas, por presión diferencial, migraron de las rocas generadoras del Tithoniano a las rocas almacenadoras del Kimmeridgiano.

4.3 Roca Almacenadora

Los yacimientos del campo Ikal se encuentran en secuencias sedimentarias carbonatadas del Kimmeridgiano, formación que tiene diferentes grados de fracturamiento y porosidad por disolución; constituida principalmente por dolomías mesocristalinas (en su origen calizas oolíticas) y calizas dolomitizadas con sombras de ooides, con algunas intercalaciones de dolomía microcristalina y bentonítica; también contiene lutitas en cuerpos intercalados con un espesor de 1 a 30 m, y en menor proporción anhidrita y sal que dividen al yacimiento en varias unidades de flujo las cuales van desde 25 a 80 metros de espesor promedio, y con porosidades entre el 4 y el 20%. La porosidad es de tipo intergranular, intercristalina, móldica vugular y por fracturamiento, por lo que se considera un yacimiento de doble porosidad. Las permeabilidades son de regulares a buenas variando de 30 hasta alrededor de 450 milidarcies (PEMEX, 1999).

Se cuenta con un estudio de análisis de fracturas en el campo Ikal, utilizando datos de núcleos, registros de imágenes y registros geofísicos convencionales, donde se concluye que la unidad almacenadora se encuentra bastante fracturada, con fracturas abiertas en sus unidades productoras E2, E4, E6 y E8, correspondientes a intervalos carbonatados. En el Campo Ikal, se encontraron tres juegos principales de fracturas sistemáticas: E-W, N-30 y N-15. Un total de 644 fracturas naturales fueron interpretadas en los registros de imágenes de los cuatro pozos de Ikal (Ikal-2, Ikal-23, Ikal-47 e Ikal 47), 441 de ellas

fueron interpretadas como abiertas, 29 como parcialmente abiertas y 174 como cementadas. Las pruebas presión-producción que consideran como espesor el de la unidad de flujo donde se encontraba el pozo disparado al momento de la prueba, reportan las siguientes permeabilidades: Unidades 4, 6 y 8: entre 160 y 420 mD (soportada en las pruebas presión producción, informe del modelo de simulación e informe del estudio de fracturas el cual indica que las unidades pares son las de mayor permeabilidad). La mayor densidad de fracturas abiertas los presenta la unidad 2 (Rangel, 2010).

La evaluación petrofísica tipo del campo se efectuó utilizando registros geofísicos en agujero abierto y registros de imágenes para la evaluación de la porosidad secundaria (Figura 4.5), los cuales junto con el análisis de mapas de distribuciones de propiedades petrofísicas, ayudaron a la determinación promedio de las mismas para el campo Ikal, las cuales se describen más adelante.

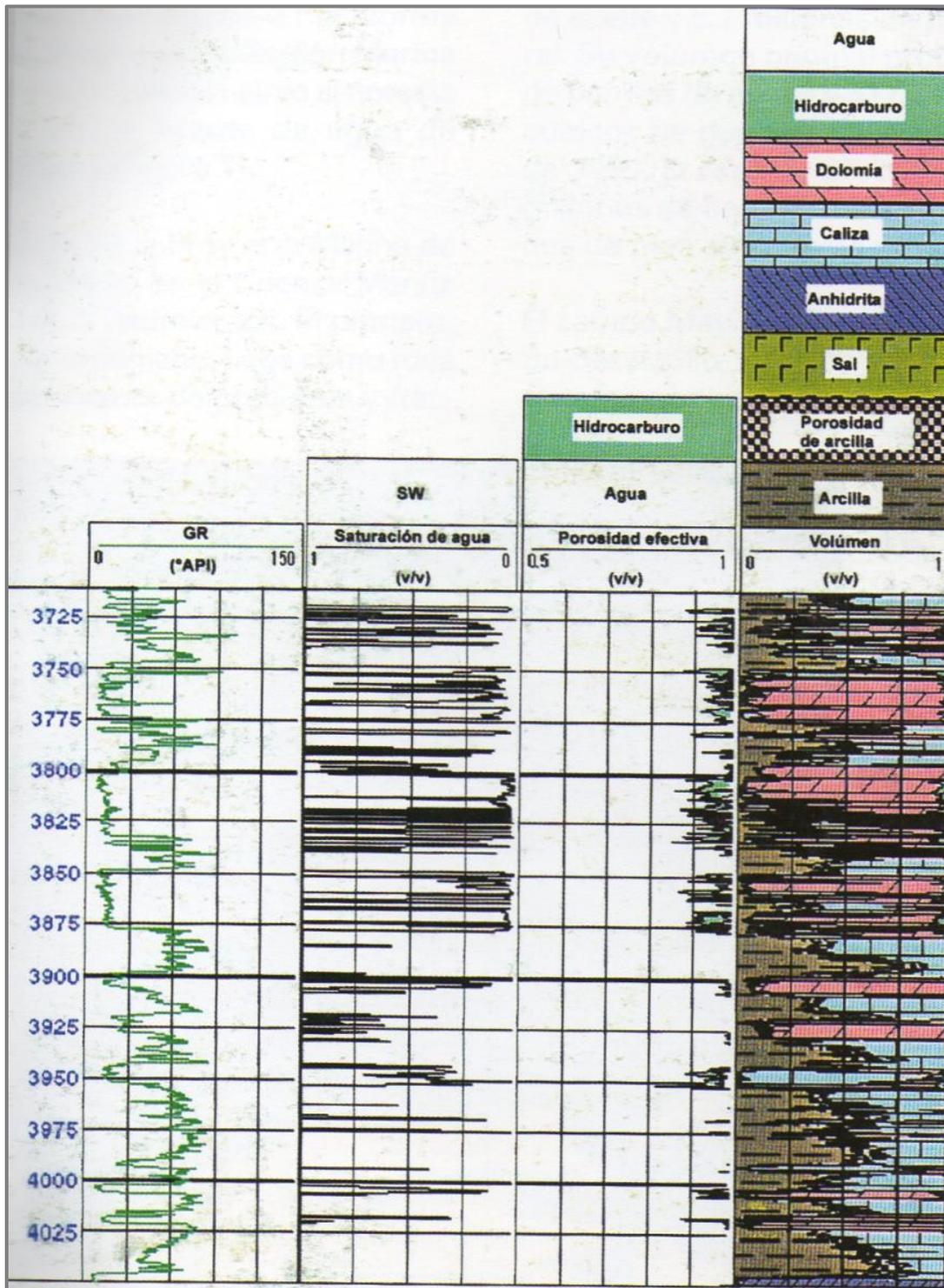


Figura 4.5 Registro interpretado tipo del campo Ikal, mostrando características como saturación de agua, saturación de hidrocarburos y litología (Tomada de PEMEX, 1999).

CAPÍTULO 4. SISTEMA PETROLERO

Las Figuras 4.6 a 4.10 muestran los mapas de distribuciones de espesores brutos, netos, porosidad, saturación de agua e índices de hidrocarburos para la unidad JSK-E6 del campo Ikal, la cual representa una de las unidades litoestratigráficas de mayor potencial del campo.

La Figura 4.6 es un mapa de espesores brutos, en donde se puede apreciar que los espesores dominantes en el área van de 10 a 40 m, con pequeñas áreas que cuentan con longitudes de hasta 80 m, lo cual indica que el campo Ikal cuenta con paquetes de rocas impregnadas de hidrocarburos en dichas magnitudes.

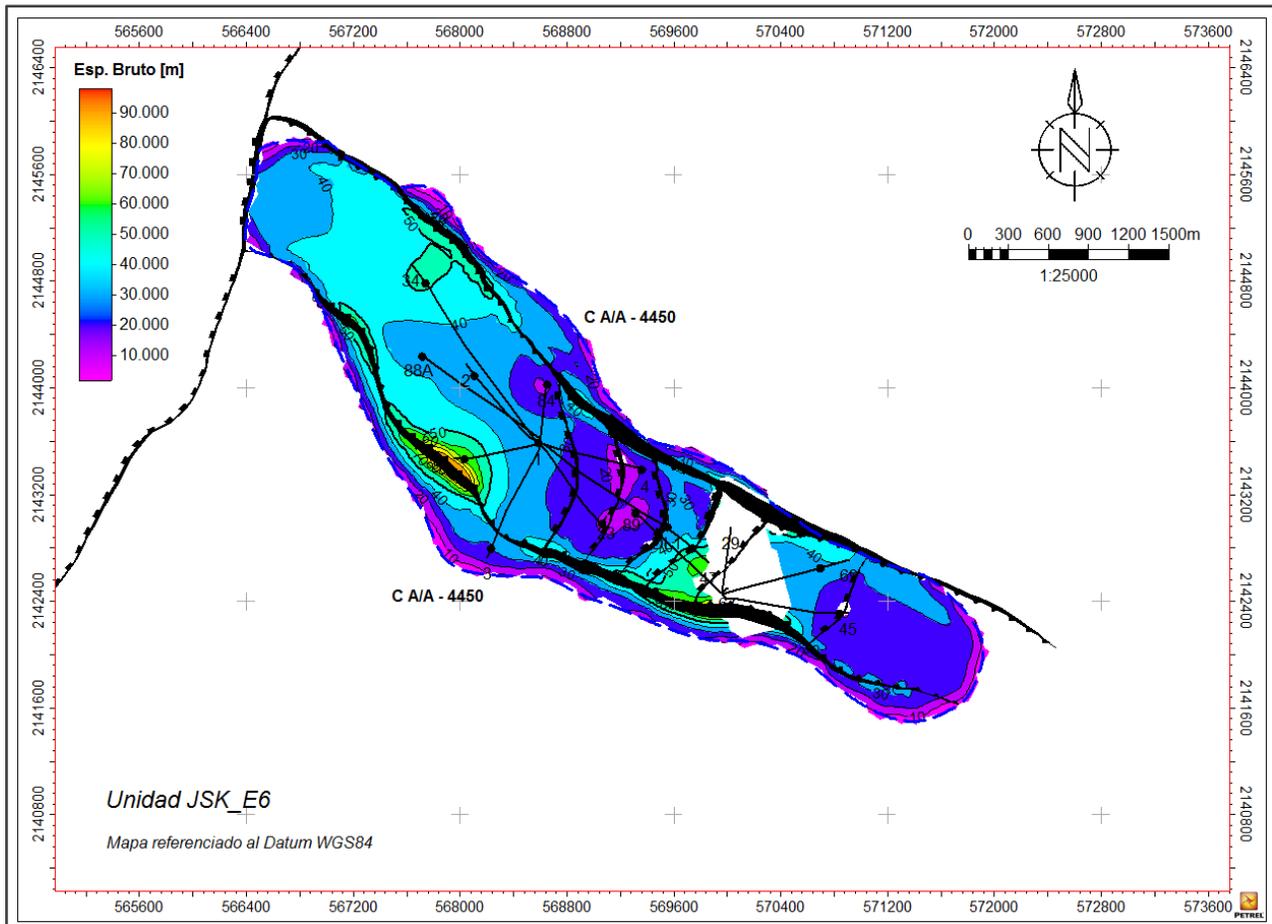


Figura 4.6 Mapa de espesores brutos en la unidad JSK_E6 del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013)

La Figura 4.7 es un mapa de espesores netos, en donde se puede apreciar que los espesores dominantes en el área van de 10 a 40 m, con pequeñas áreas que cuentan con longitudes de hasta 70 m, esto indica que el campo Ikal cuenta con dichos espesores netamente productivos.

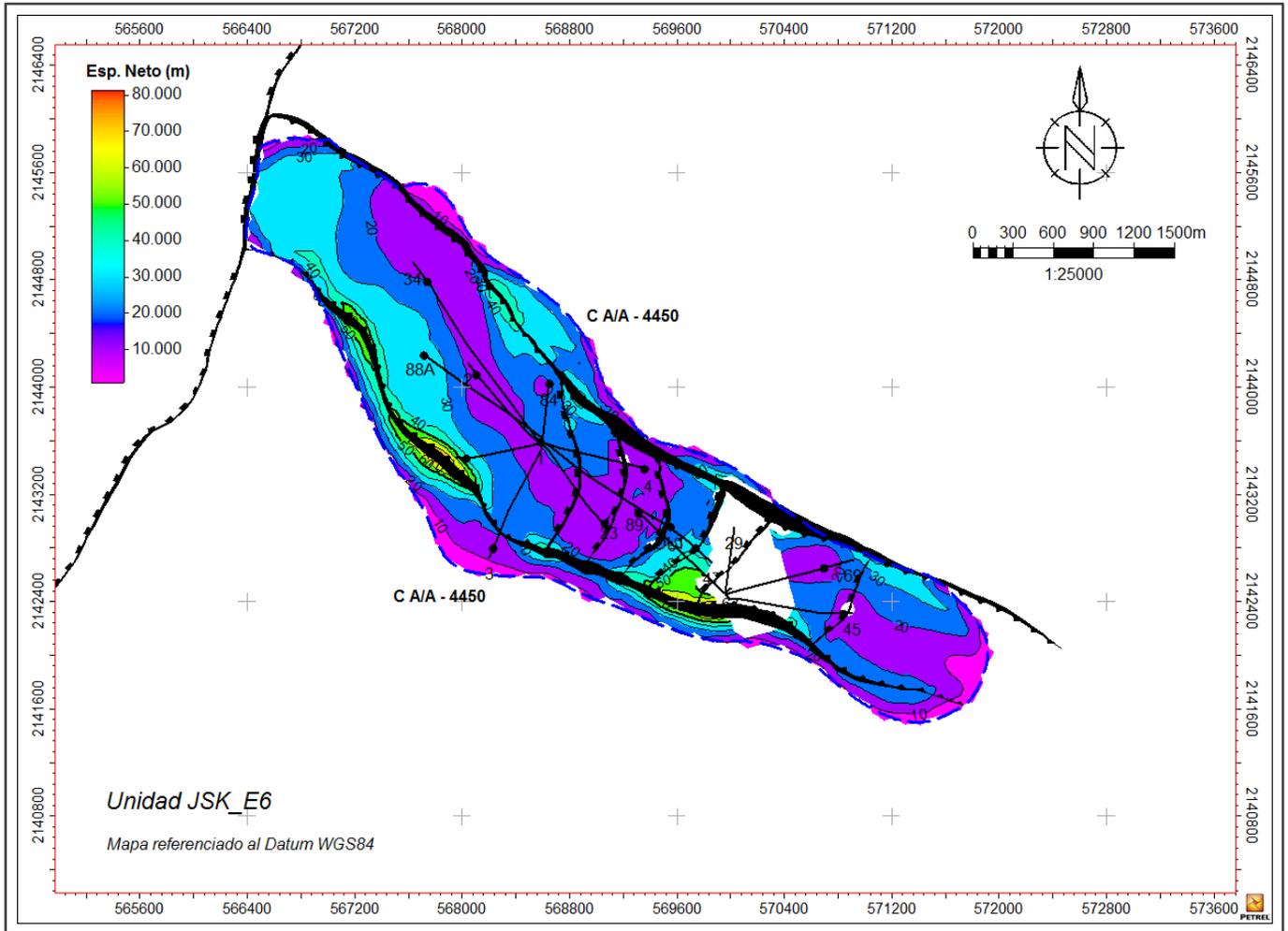


Figura 4.7 Mapa de espesores netos en la unidad JSK_E6 del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

CAPÍTULO 4. SISTEMA PETROLERO

La Figura 4.8 es un mapa que representa la distribución espacial de la porosidad efectiva del campo, en donde se observa que existe una predominancia de valores que van del 0.020 al 0.070 [m³/m³] y algunas zonas con valores del 0.080 al 0.110 [m³/m³].

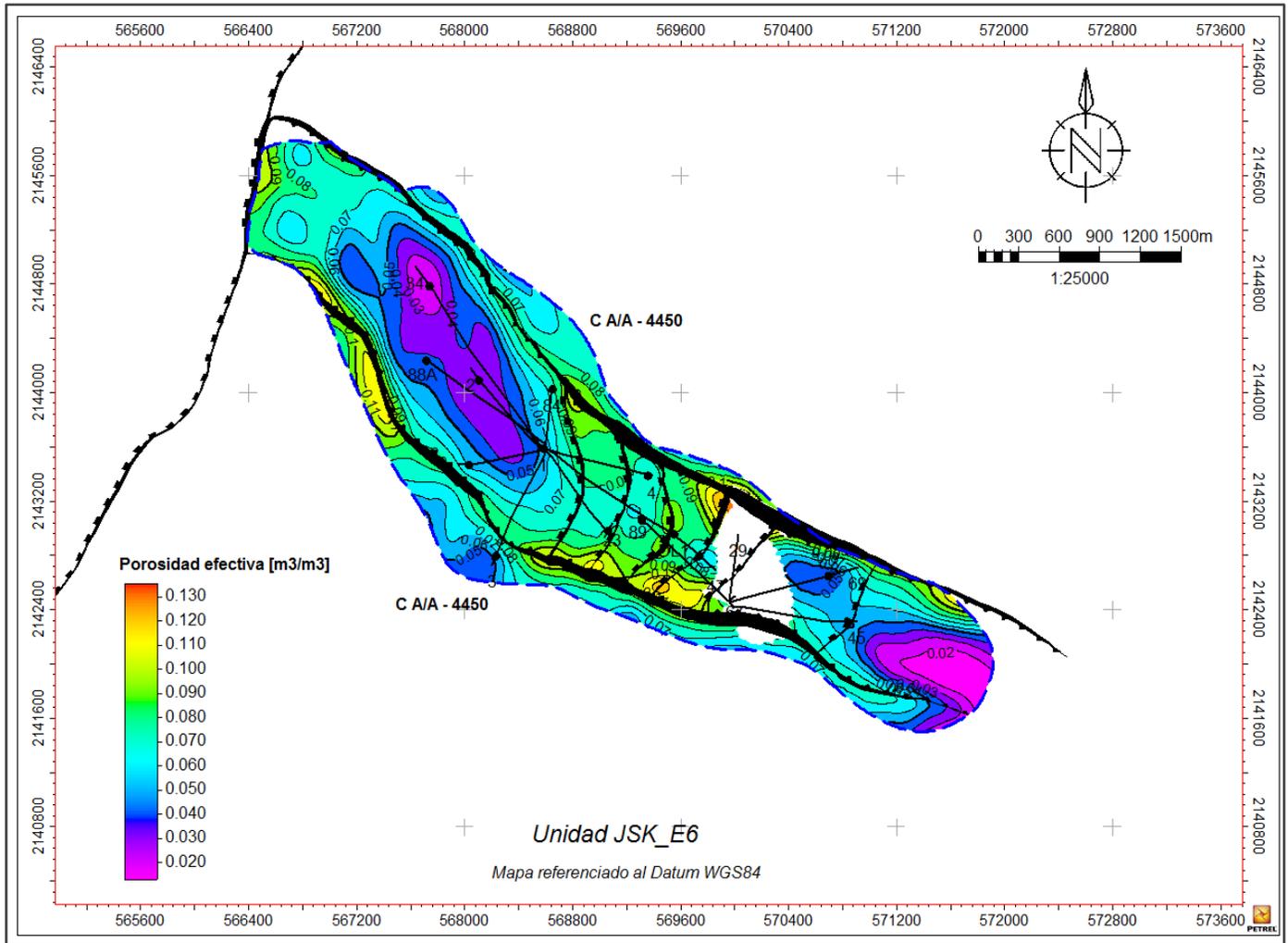


Figura 4.8 Mapa de distribución de porosidad en la unidad JSK_E6 del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

La Figura 4.9 es un mapa que representa la saturación de agua presente en el campo Ikal, el cual tiene valores bajos de saturación, al presentarse del 0.1 al 0.3% en la mayor parte del campo, aunque en pequeñas zonas se tenga un saturación más alta con el 0.4 al 0.8 %. Lo cual nos indica que en general el campo presenta zonas con baja saturación de agua, que es un buen indicador para inferir un buen volumen de hidrocarburos.

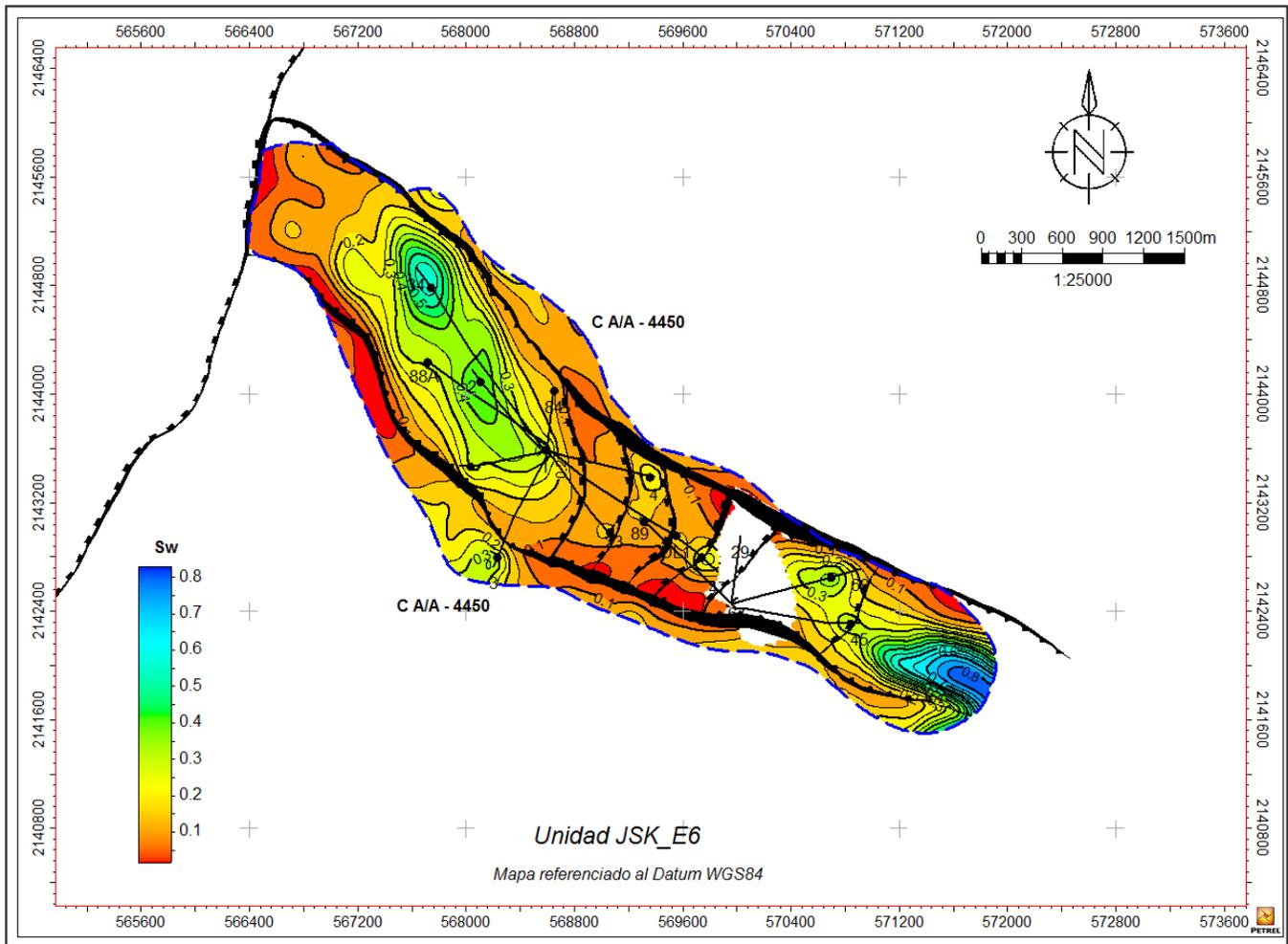


Figura 4.9 Mapa de distribución de saturación de agua en la unidad JSK_E6 del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

Finalmente, la Figura 4.10 representa la presencia de hidrocarburos en el campo, bajo la cual y apoyándose en los mapas anteriores se deduce que el índice de hidrocarburos tiene un promedio de 1, sin embargo, en las zonas de mayor espesor bruto y neto, mayor porosidad efectiva y menor saturación de agua se tienen mayores índices de hidrocarburos con valores de 6 a 7, siendo estas las más productivas, aunque el resto del campo también presentan hidrocarburos de manera variable pero significativa.

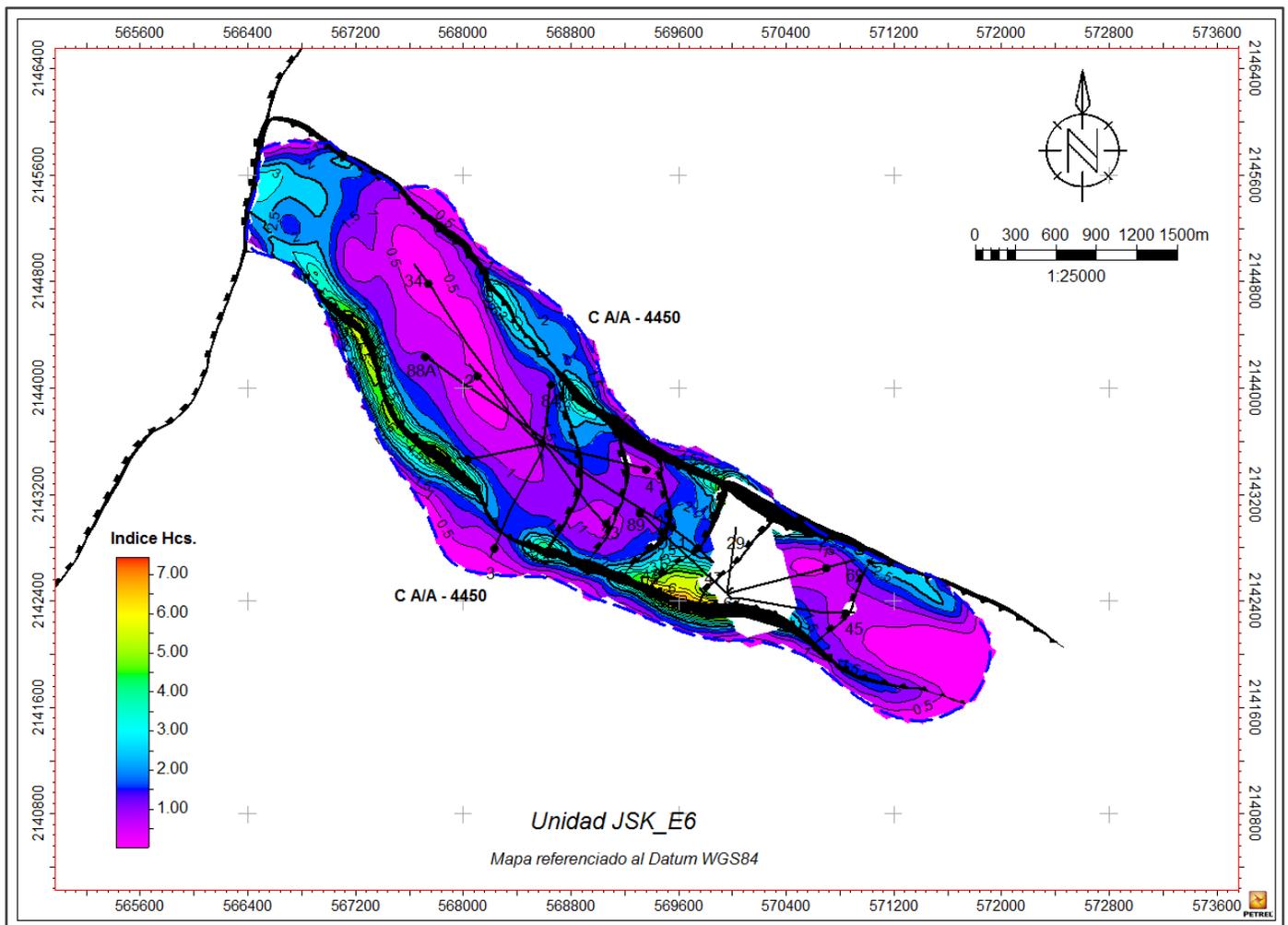


Figura 4.10 Mapa de índice de hidrocarburos en la unidad JSK_E6 del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

Para la determinación de la saturación de agua, porosidad y litología se utilizaron los parámetros indicados en la Tabla 4.1, en donde, se refieren los promedios de las propiedades petrofísicas ponderadas, distribuidas en el campo para las diferentes unidades que conforman el yacimiento JSK del campo Ikal.

Ikal - Yacimiento JSK

Hnp (m)	192.97
PhiE (%)	10.8
Sw (%)	11.4

*Hnp= Espesor neto impregnado de hidrocarburos
*PhiE = Porosidad
*Sw = Saturación de agua

Tabla 4.1 Propiedades petrofísicas promedio del yacimiento JSK.

Las rocas almacenadoras son dolomías con porosidad primaria intercrystalina y calizas dolomitizadas con fracturas y porosidad promedio del 11% y una Sw de 12%. El aceite es ligero con una densidad de 32.1° API. La presión original es de 480 kg/cm² con un límite inferior de un contacto agua-aceite convencional a 4450 mvbnm.

4.4 Roca Sello

Para estos yacimientos, el sello superior está formado por las calizas criptocristalinas del Cretácico Superior que en condiciones naturales son prácticamente impermeables; los carbonatos del Cretácico Inferior funcionan también como rocas sello cuando no están fracturadas y se componen de mudstone bentonítico de color verde-gris olivo, con un grado ligero de dolomitización. También se tienen en el Cretácico, calizas cretosas de color crema que tienen las características de roca sello. Sin embargo, las más representativas son las lutitas que pese a su alta porosidad, muestran una permeabilidad baja y las calizas arcillosas bituminosas del Tithoniano, que para el campo Ikal tienen un

espesor promedio de 138 m, y cuyo depósito ocurrió como relleno que niveló las depresiones dejadas por la paleogeografía (Trejo, 2006).

El sello inferior lo forman lutitas bentoníticas, calcáreas y limolíticas; así como lutitas y minerales evaporíticos como la anhidrita intercalados con lutitas y limonitas depositadas en un ambiente de sabkha, correspondientes al Oxfordiano (Trejo, 2006). Debajo de estos sedimentos se tiene sal, que ha intrusado la columna Jurásica tal como se ha comprobado en los pozos perforados en el campo.

4.5 Trampas

Como consecuencia de la deformación chiapaneca ocurrida en el Mioceno, se produjeron trampas de tipo estructural para los yacimientos del Kimmeridgiano, las cuales predominan en el área, aunque las hay también de tipo estratigráfico y combinado (Pacheco, 2002).

En este último contexto las trampas se combinan en aspectos estructurales y cambios litológicos, principalmente en sentido vertical, cambiando a una caliza arcillosa y lutitas. La roca almacenadora es una dolomía mesocristalina con sombras de ooides, que en su origen fue una caliza oolítica depositada en ambientes de alta energía, en una plataforma interna con espesores del orden de 25 a 80 metros aproximadamente, y cuya distribución varía lateralmente por cambios de facies.

Además de esto, las deformaciones originadas por compresión y por cizalla aunadas al diapirismo salino provocaron la mayoría de las trampas. La deformación de la sal fue muy importante en la formación de trampas mixtas (anticlinal con cambios de facies), (Pacheco, 2002).

En la Figura 4.11 se muestra un mapa de contornos estructurales en el cual se observa la geometría de la trampa del campo Ikal, la cual ha sido definida por

sismología como un anticlinal con cierre estructural del orden de los 600 metros hacia sus extremos NW y SE, y un cierre contra falla en sus flancos N y S. Las dimensiones de la trampa son de 7 Km, de largo por 1.35 Km, de ancho, aproximadamente (PEMEX, 1999); además se tiene un sistema secundario de fallamiento de tipo normal con rumbo NE-SW, las cuales constituyen límites y trampas para diferentes bloques del campo que constituyen los yacimientos.

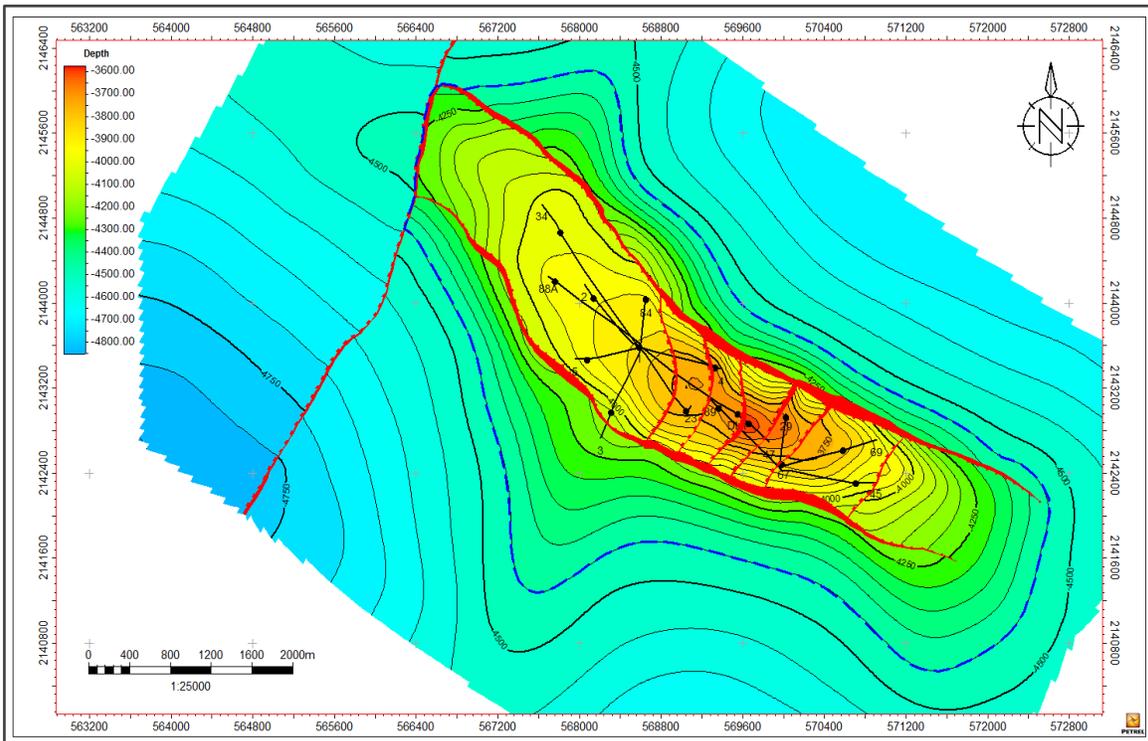


Figura 4.11 Configuración estructural del Jurásico Superior Kimmeridgiano del campo Ikal, donde se muestra un pliegue anticlinal cortado por nueve fallas. (Modificada de PEMEX, 1999).

4.6 Sincronía

Una vez que se tiene realizado el estudio de cada uno de los elementos del sistema petrolero, se observa cuáles son sus relaciones espacio-temporales, las cuales son mostradas en la Figura 4.12, de acuerdo a la cual el primer elemento del sistema del campo Ikal a analizar bajo este contexto es la formación de la roca generadora, cuya edad corresponde al Tithoniano. Después de interpretar la formación de la roca generadora, sigue la interpretación del origen de la roca

almacén, que en el caso del campo Ikal es la Formación carbonatada perteneciente al Kimmeridgiano.

La roca sello se presenta prácticamente a lo largo de toda la evolución, funcionando como sello inferior minerales evaporíticos correspondientes al Oxfordiano y como sello superior lutitas de permeabilidad baja y calizas arcillosas del Jurásico Superior, así como también carbonatos del Cretácico (Trejo, 2006).

La formación de trampas corresponde al Mioceno, como consecuencia de la deformación chiapaneca y en el momento en que actuaron esfuerzos compresivos en la Sonda de Campeche, con componentes de cizalla aunadas al diapirismo salino que provocaron la mayoría de las trampas (Pacheco, 2002).

Finalmente, es durante el Mioceno cuando se generaron los hidrocarburos y ocurrió la migración de los mismos, la cual según algunos estudios para la Sonda de Campeche esta es directamente proporcional a la madurez; considerando que las rocas generadoras del Tithoniano del SW son mucho más maduras que aquéllas de la región NE, se interpreta que la generación y migración ocurrió primero en la parte SW probablemente en el Oligoceno, y la parte NE correspondiente al campo Ikal se interpreta que ocurrió durante el Plioceno y Reciente preferentemente de manera vertical descendente (Santamaría, 2010).

Este proceso se conoce como sincronía, el cual hace que funcione el sistema petrolero ya que todos los elementos están concatenados en tiempo y espacio, y bajo el cual Ikal sustenta su factibilidad como campo productor.

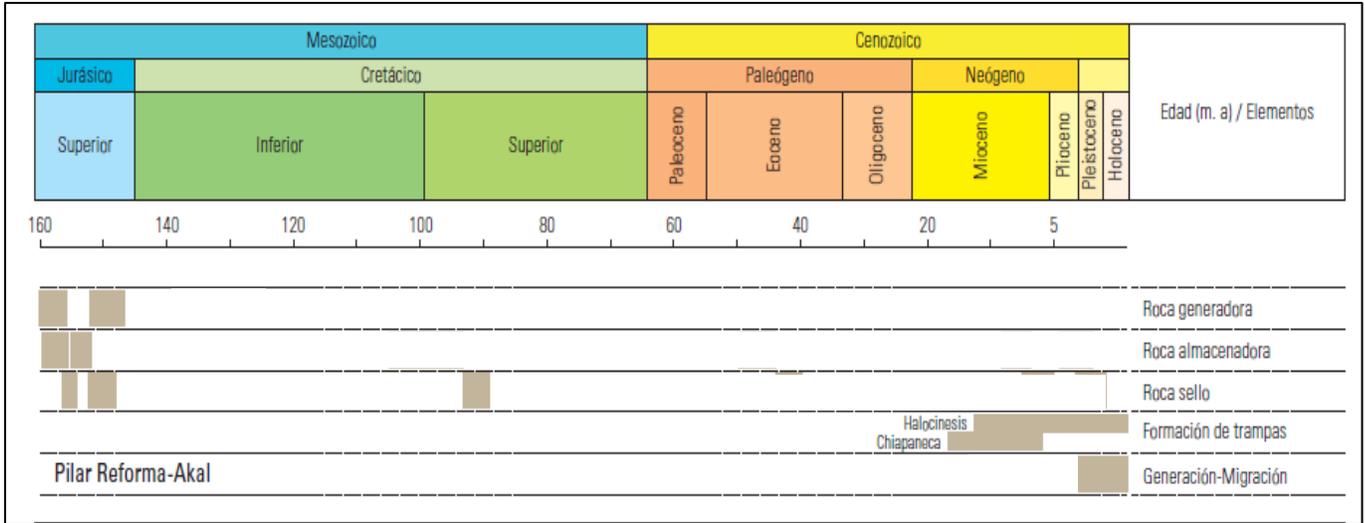


Figura 4.12 Esquema de sincronía del campo Ikal en el cual se muestran el Sistema petrolero y la relación temporal de cada uno (Modificada de Trejo, 2006).

4.7 Tipos de Fluidos

El campo Ikal es un campo productor en las rocas carbonatadas del Kimmeridgiano con una producción de aceite de 32° API, alto contenido de Azufre (2.0 - 5.63%), valores isotópicos entre un rango (26 - 28.7% O).

El potencial de generación de gas es bajo respecto a la generación total de hidrocarburos. En etapas de bajo gradiente térmico son menores a 10% y en etapas de mayor gradiente térmico no sobrepasa el 45%. Estos gases siempre son del tipo asociado y amargo, con altos contenidos de S, H₂S, CO₂ y N₂.

Respecto al comportamiento fisicoquímico de los hidrocarburos, se han realizado 6 análisis PVT efectuados por laboratorios. Para el campo Ikal, el PVT del pozo Ikal-DL1 fue seleccionado como representativo del campo en la secuencia del Kimmeridgiano; las principales características del fluido son:

- Presión de saturación de 318 kg/cm² @ 3680mvbnm
- Factor de volumen inicial del aceite (Boi) de 1.97 m³/m³

- Relación de solubilidad inicial del gas en el aceite (Rsi) de $295.03 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Factor de volumen del gas (Bgi) de $4.455 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Densidad del aceite @ Pb: $0.5916 \text{ gr}/\text{cm}^3$.
- Viscosidad del aceite @ Pb: 0.3014 cp .
- Densidad del aceite 32°API .

CAPÍTULO 5

MODELO DEL YACIMIENTO

5.1 Fundamentos

Un estudio completo de desarrollo de un yacimiento de gas o aceite (o ambos) que cuenta con un desarrollo parcial y que tiene cierta historia de producción de sus pozos, debe disponer de información fundamental que involucre los siguientes aspectos:

1. Interpretación y revisión geofísica.
2. Modelado geológico.
3. Descripción y caracterización de yacimientos.
4. Reconocimiento y definición de las condiciones originales de los yacimientos.
5. Caracterización de los fluidos de yacimientos.
6. Hidrocarburos originales in situ (OHCIP).
7. Análisis de funcionamientos de pozo.
8. Interpretación de la historia de producción de cada yacimiento.
9. Recuperación asistida de hidrocarburos.
10. Pronósticos de producción.
11. Análisis de riesgos.

Para cumplir uno de los objetivos de este trabajo, se realizó el modelo geológico del campo Ikal, consistente en un mapa de contornos estructurales de la cima del yacimiento, que es de utilidad para la estimación de recursos y la base para mejorar el estudio e interpretación del campo.

5.1.1 Modelado Geológico

Un modelo geológico consiste en la representación bidimensional o tridimensional de un volumen de rocas. Este puede representar la litología u otras características geológicas del área, como son las estructuras geológicas, las facies sedimentarias, los tipos de fluidos, etc.

En el ámbito petrolero, los modelos geológicos son siempre necesarios para una mejor comprensión de las formas generales y detalladas de los cuerpos de rocas sedimentarias, sus características estructurales y la variación espacial de sus propiedades petrofísicas principales. Una representación adecuada de todas estas características es esencial en el proceso de comprensión de la génesis de las condiciones estáticas del yacimiento imperantes al momento del descubrimiento, las cuales luego deberán sustentar cualquier interpretación dinámica de la historia de producción.

Los modelos geológicos se construyen tanto con métodos clásicos como modernos. Típicamente, los métodos clásicos utilizan: (i) la sísmica 2D, (ii) geología de superficie, (iii) perfiles de pozo para definir correlaciones laterales de los yacimientos así como de sus propiedades petrofísicas, (iv) análisis de núcleos o muestras de canal para la descripción del ambiente sedimentario, (v) identificación de tipos de roca para calibrar propiedades petrofísicas de los perfiles, y (vi) ensayos selectivos de pozos para ubicar contactos originales de fluidos. Los modelos construidos de esta manera son totalmente determinísticos (un sistema de hipótesis dadas con un resultado).

Los métodos modernos utilizan preferentemente: (i) sísmica 3D, (ii) perfiles de pozo más específicos y modernos, (iii) análisis de núcleos y muestras de canal, (iv) ensayos selectivos de pozo y (v) análisis geoestadístico. La principal diferencia con los métodos clásicos, es que el uso de la variación espacial de cada parámetro, lo que contribuye a estimar propiedades en zonas donde no existen muestras (zonas sin pozos perforados). Dichos modelos tienden a ser más realistas y capturan estadísticamente la alta heterogeneidad presente en la naturaleza, proporcionando un modelo que, apoyando los datos duros, tiene soluciones múltiples para un sistema de hipótesis dado (Modelo Estocástico). Este segundo tipo de modelos es más útil en la mayoría de las situaciones. Sin embargo, para yacimientos con disponibilidad de información muy elemental, los métodos clásicos proveen las soluciones más rápidas y efectivas en costo.

Es muy importante recordar que cualquier modelado geológico para yacimientos petroleros colecta información de varias disciplinas, y este es el motivo por el cual debe participar un equipo de geocientíficos e ingenieros, tanto en el manejo de los parámetros básicos como en la etapa de construcción, para asegurar la consistencia y representatividad del modelo.

5.2 Modelo

5.2.1 Datos Iniciales

Para lograr la realización de un modelo generalmente se necesitan una serie de datos topográficos, geológicos y geofísicos, dependiendo del alcance que se quiera lograr con el mismo, como se mencionó en el apartado anterior, sin embargo, aquí solo se contó con la configuración estructural 2D del campo, de la cual se obtuvieron las coordenadas correspondientes a un aproximado de 800 puntos, que permitieron crear un archivo .grd e interpolar los mismos bajo métodos geoestadísticos en Surfer para obtener un mapa de contornos estructurales (Figura 5.1) y posteriormente un modelo geológico 3D del área.

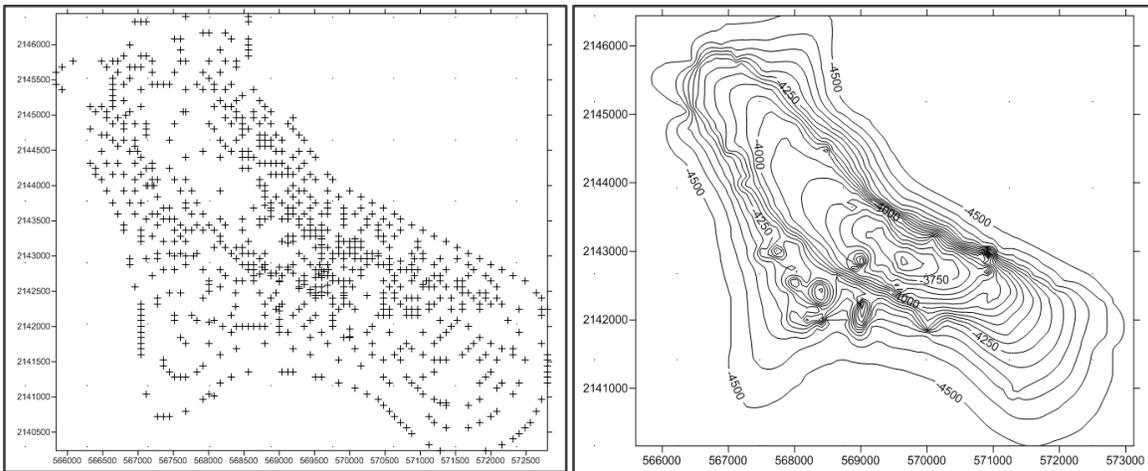


Figura 5.1 Interpolación inicial de datos.

5.2.2 Descripción

El área y volumen correspondientes a los mapas generados tienen un total aproximado de 47 Km² y 205 Km³ respectivamente, aunque la delimitación de la estructura corresponde a un aproximado de 22 Km² de área, la cual en su parte central está delimitada por fallas que denotan un anticlinal como estructura principal del yacimiento y cuya área se reduce a 19 Km². Esta estructura corresponde con la principal trampa petrolera del campo.

5.2.2.1 Pliegue

La estructura principal del yacimiento es un anticlinal alargado con dirección NW 55, como se muestra en la Figura 5.2, y cuyas dimensiones son 7980.5 m y 1690.6 m de largo y ancho respectivamente.

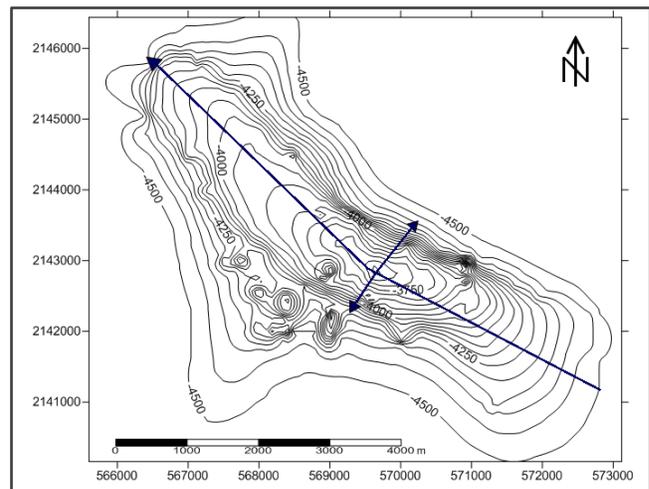


Figura 5.2 Contorno estructural Campo Ikal.

La orientación de sus flancos corresponde a un plano de dirección N60W,40NE para el flanco noreste, y S65E,24SW para el flanco suroeste; la superficie axial corresponde a N62W,81NE; la línea de charnela tiene una dirección de buzamiento S62E y buzamiento 02°. Estos datos fueron representados en la Figura 5.3 en donde puede observarse la proyección estereográfica de los planos correspondientes a los flancos del anticlinal modelado y su correspondiente plano axial, los polos de los mismos y la línea de charnela del pliegue.

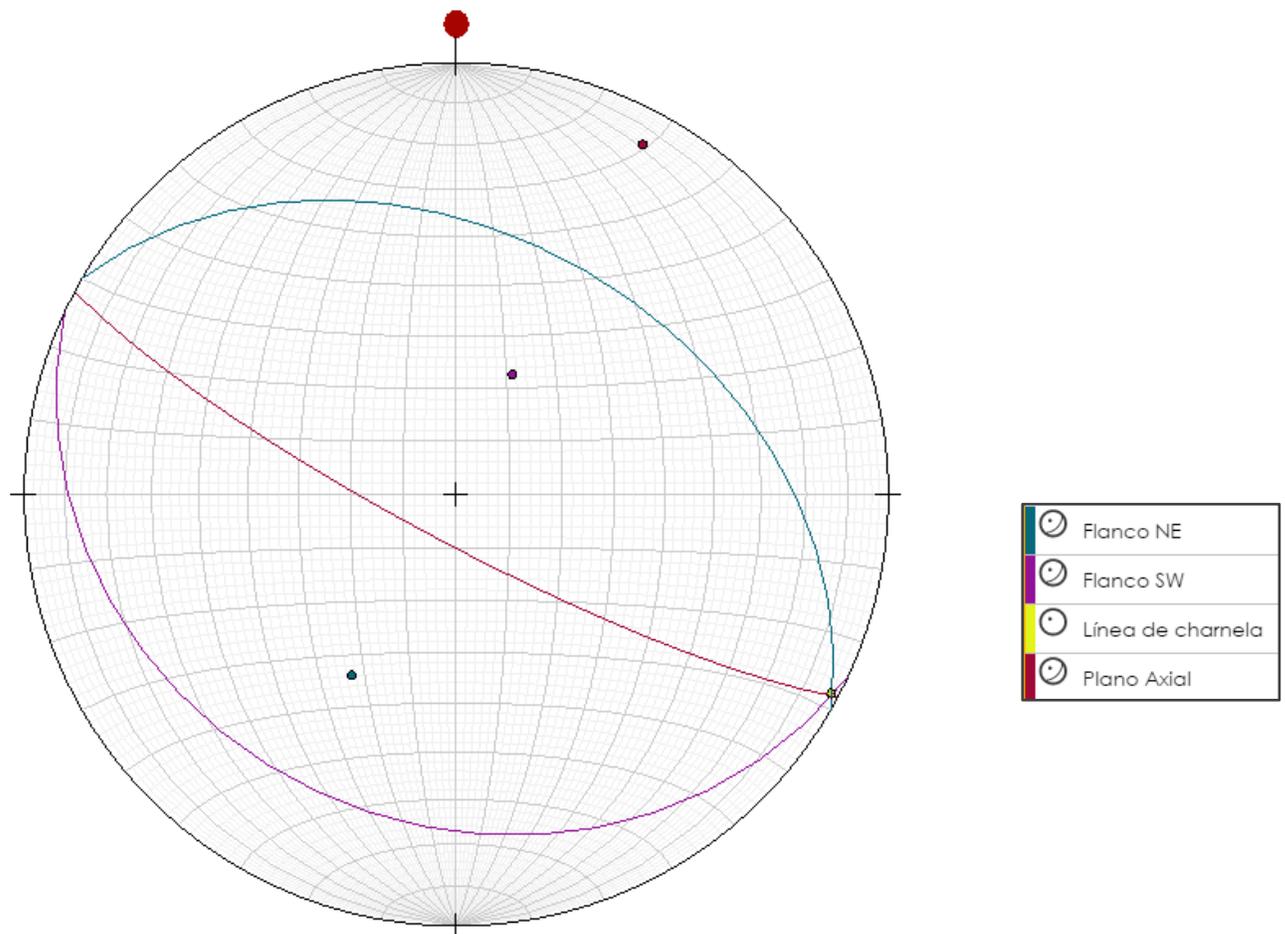


Figura 5.3 Proyección estereográfica de los componentes del anticlinal del campo Ikal.

Una vez proyectados dichos planos, se pudieron obtener los datos necesarios para obtener una clasificación del pliegue de acuerdo a dos criterios: por las características de su charnela y por su ángulo inter flancos.

5.2.2.1.1 Clasificación

- **Con base en el echado del plano de charnela y el buzamiento de la línea de charnela**

Considerando que el echado del plano de charnela y el buzamiento de la línea de charnela pueden variar de 0° a 90°, los pliegues se clasifican con diferentes nombres, como se muestra en la Figura 5.4 (Arellano et al.,2002), de acuerdo a la cual se puede clasificar el pliegue del campo Ikal, considerando que en él se tiene un echado del plano de charnela de 81° y un buzamiento de la línea de charnela de 02°, se puede decir que se tiene un pliegue normal.

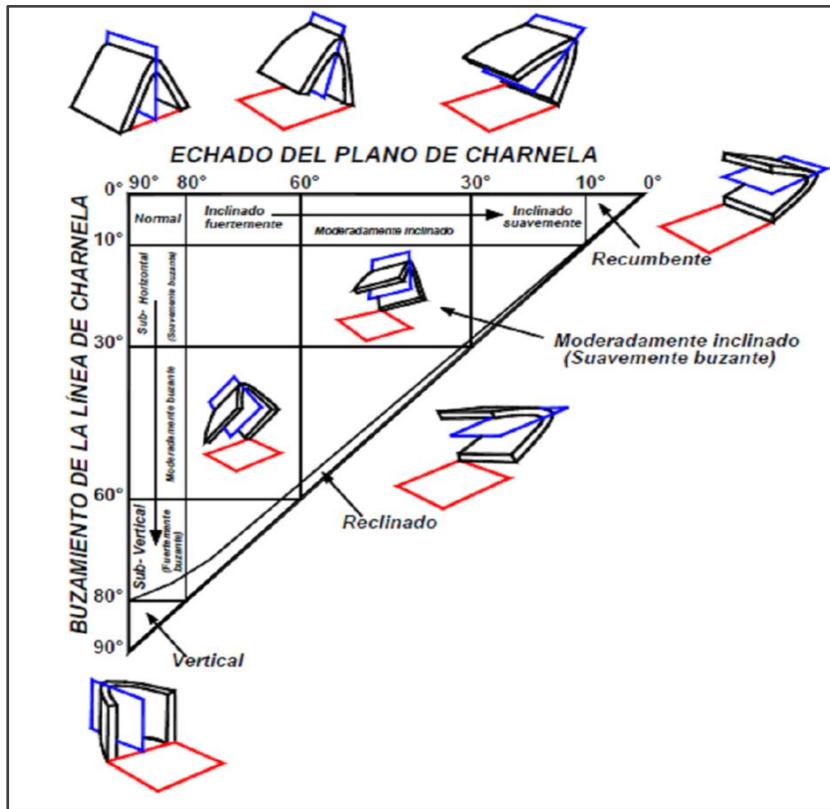


Figura 5.4 Clasificación de pliegues de acuerdo al echado del plano de charnela y buzamiento de la línea de charnela (Tomada de Arellano et al., 2002).

- **Con base al ángulo entre sus flancos**

Esta clasificación incluye como elemento descriptivo el ángulo entre los flancos de un pliegue para describir lo “apretado” o lo “abierto” de la estructura, esto se logra pasando una línea tangente a los puntos de inflexión, formando por lo tanto el ángulo interflancos, y tomando como criterio la Tabla 5.1 (Arellano et al., 2002); en el pliegue del campo Ikal se tiene un ángulo interflancos de 115°, lo que corresponde a un pliegue abierto.

ÁNGULO INTERFLANCOS	TIPO DE PLIEGUE
179°--- 120°	SUAVE
119°--- 70°	ABIERTO
69° --- 30°	CERRADO
29° --- 0°	APRETADO
0°	ISOCLINAL
ÁNGULOS NEGATIVOS	DE HONGO O ABANICO

Tabla 5.1 Clasificación de pliegues en base al ángulo interflancos (Tomada de Arellano et al.,2002).

5.2.2.2 Fallas

La estructura anticlinal se encuentra limitada por dos fallas inversas, las cuales tienen una orientación NW 60°SE y cuyas dimensiones van de 7425 m para la correspondiente al flanco suroeste, mientras que la correspondiente al flanco noroeste tiene una longitud de 7770 m. Al NW la estructura se limita por una falla normal con orientación NE-SW y una longitud de 3495 m. Dentro del campo se tiene una serie de fallas normales con dirección NE-SW y con longitudes que van desde 1150 m para las fallas de menor longitud y 2200 m para las más largas, mismas que delimitan los yacimientos del campo, como se muestra en la Figura

5.5, en donde se observa el contorno estructural del campo y la presencia de fallas en el mismo.

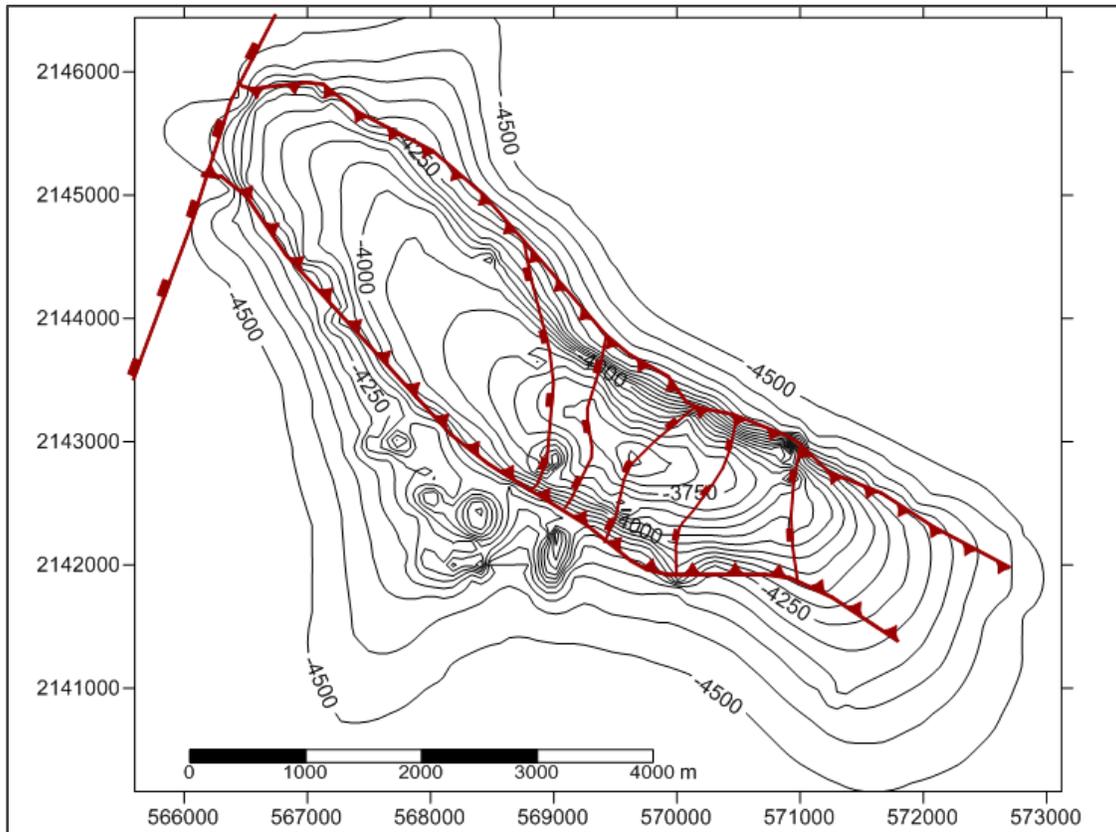


Figura 5.5 Mapa de contornos estructurales con fallas del campo Ikal.

5.2.3 Representación 3D

Finalmente, el modelo creado es una representación tridimensional de la configuración estructural de la cima del yacimiento del campo Ikal, asociado de manera genérica a las litologías del área según su profundidad, estando por debajo del límite indicado por las isolíneas del mapa las rocas almacenadoras y por arriba las rocas sello.

La configuración estructural en tres dimensiones con sus elementos anteriormente descritos, se pueden apreciar en las Figuras 5.6 a 5.10, las cuales permiten tener diferentes perspectivas de la estructura tridimensional del campo y

cuya importancia radica en tener una mejor visión tridimensional de las trampas con sus respectivos yacimientos petroleros.

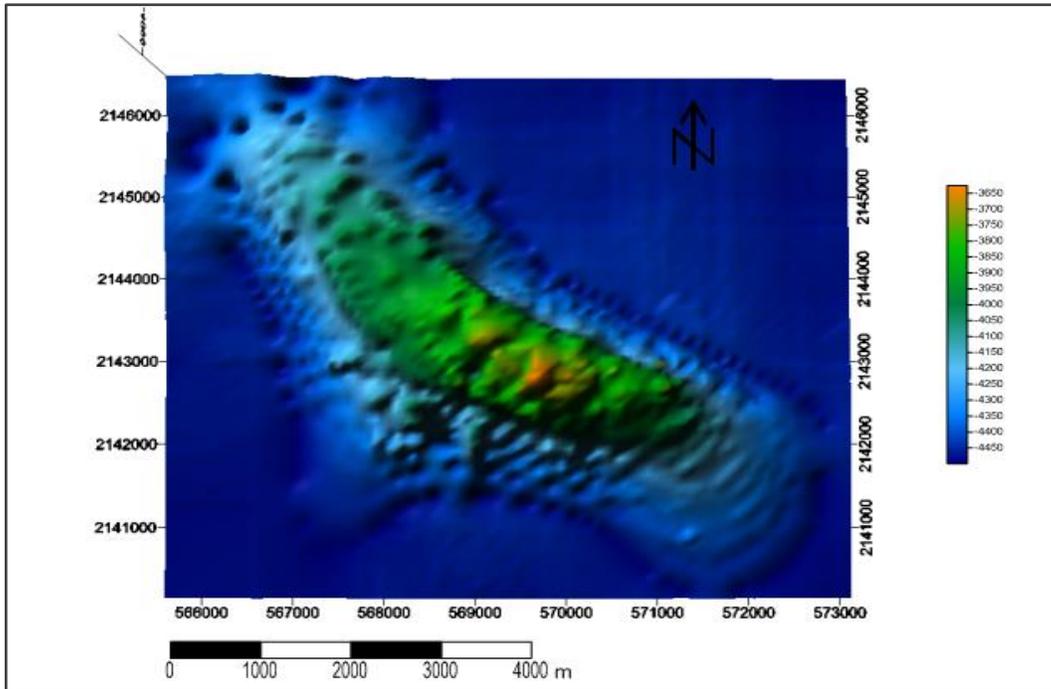


Figura 5.6 Modelo 3D campo Ikal vista en planta

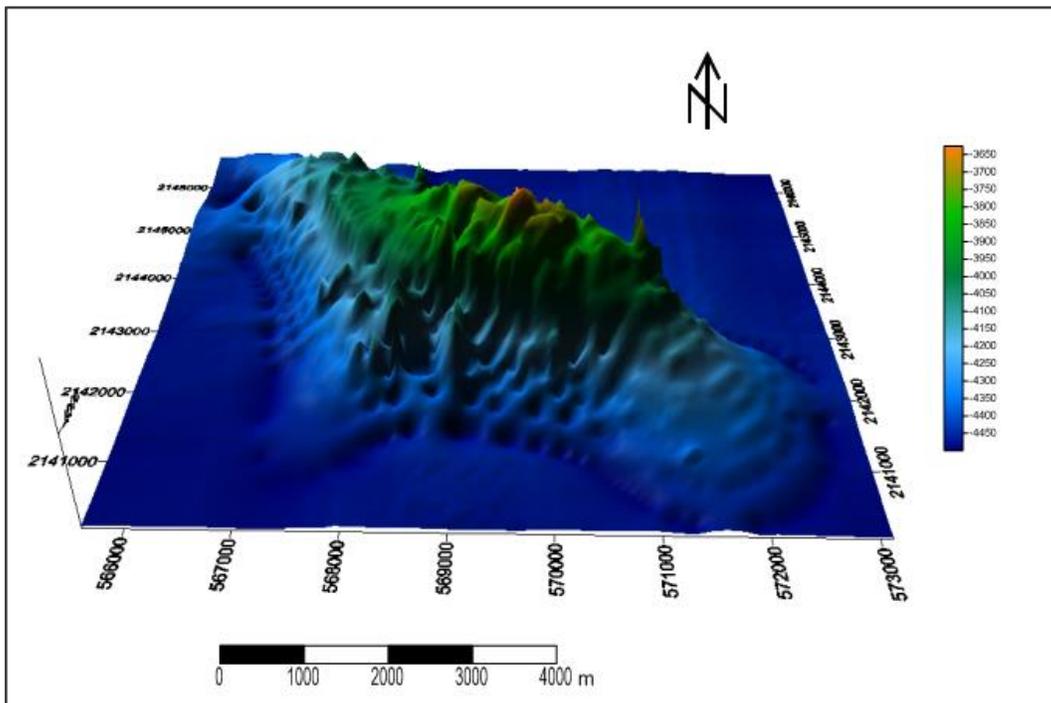


Figura 5.7 Perspectiva tridimensional del campo Ikal.

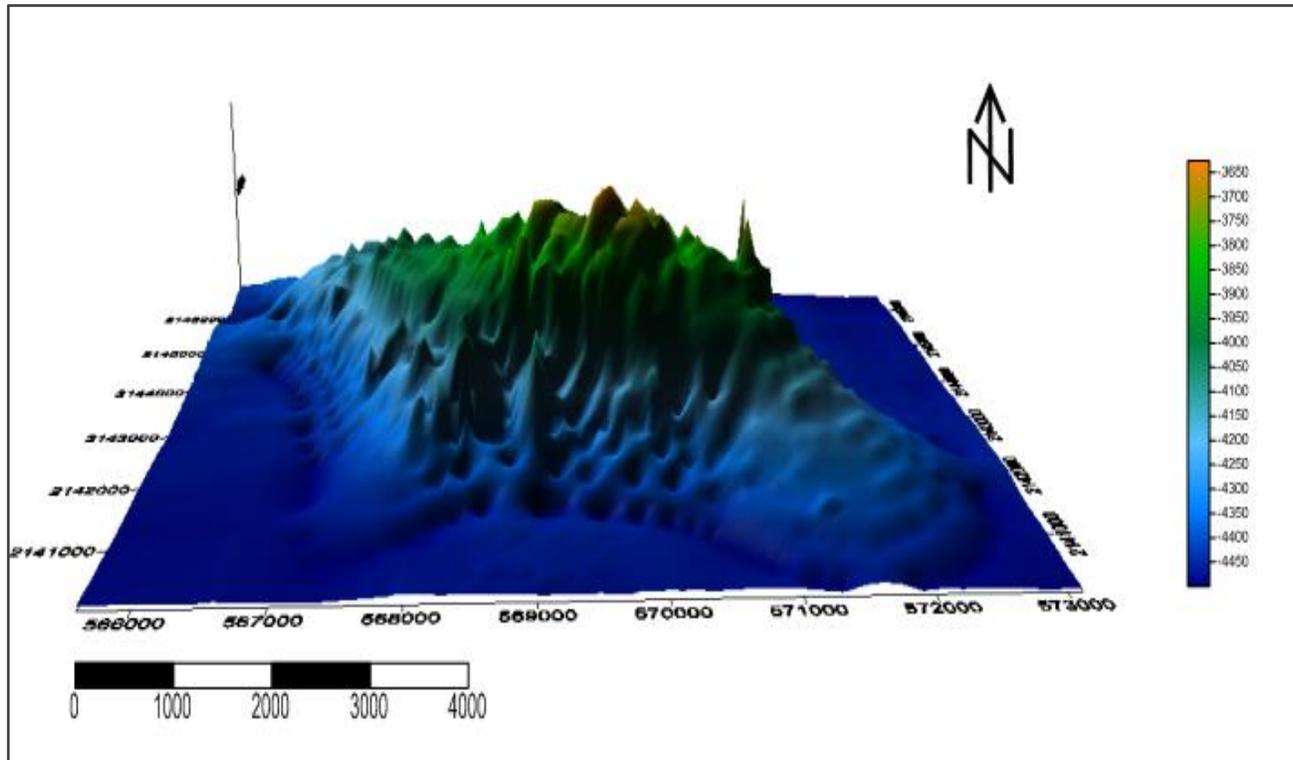


Figura 5.8 Perspectiva tridimensional del campo Ikal vista desde el Sur.

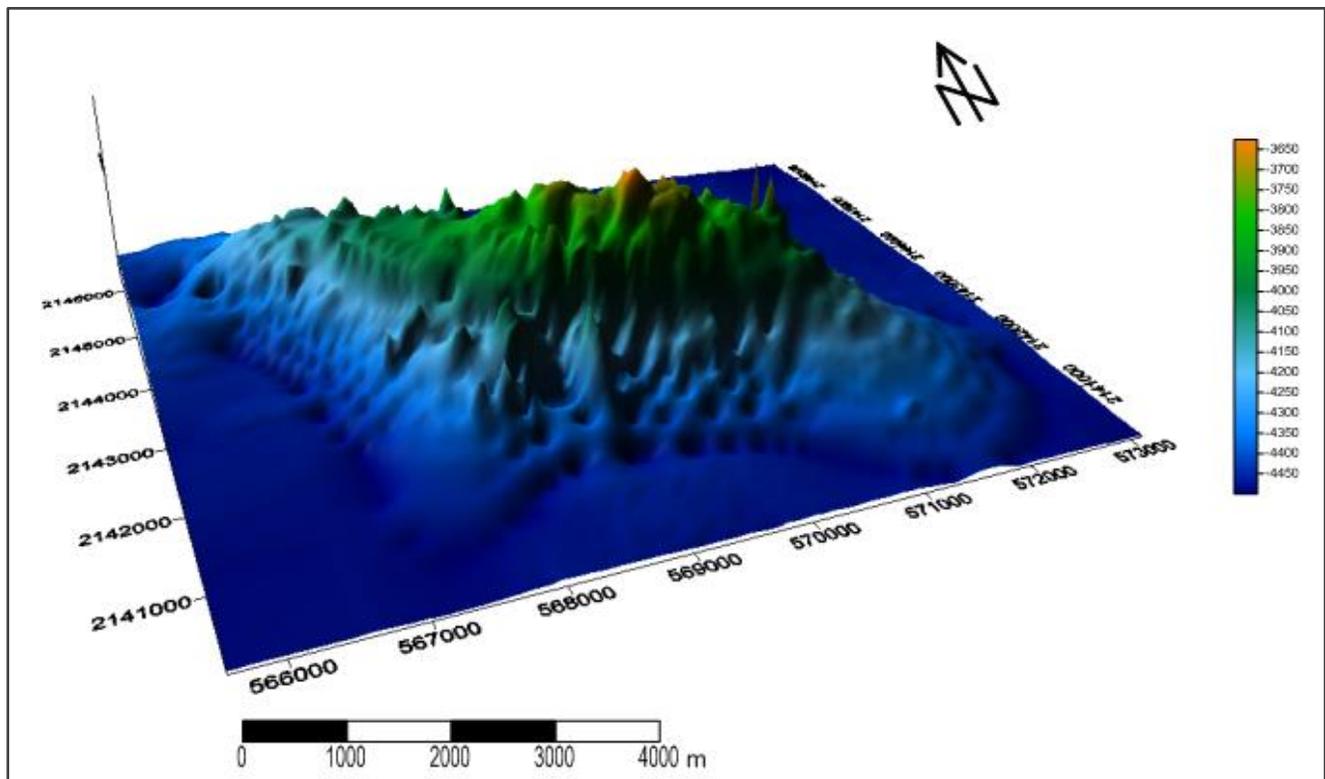


Figura 5.9 Perspectiva tridimensional del campo Ikal vista desde el Suroeste.

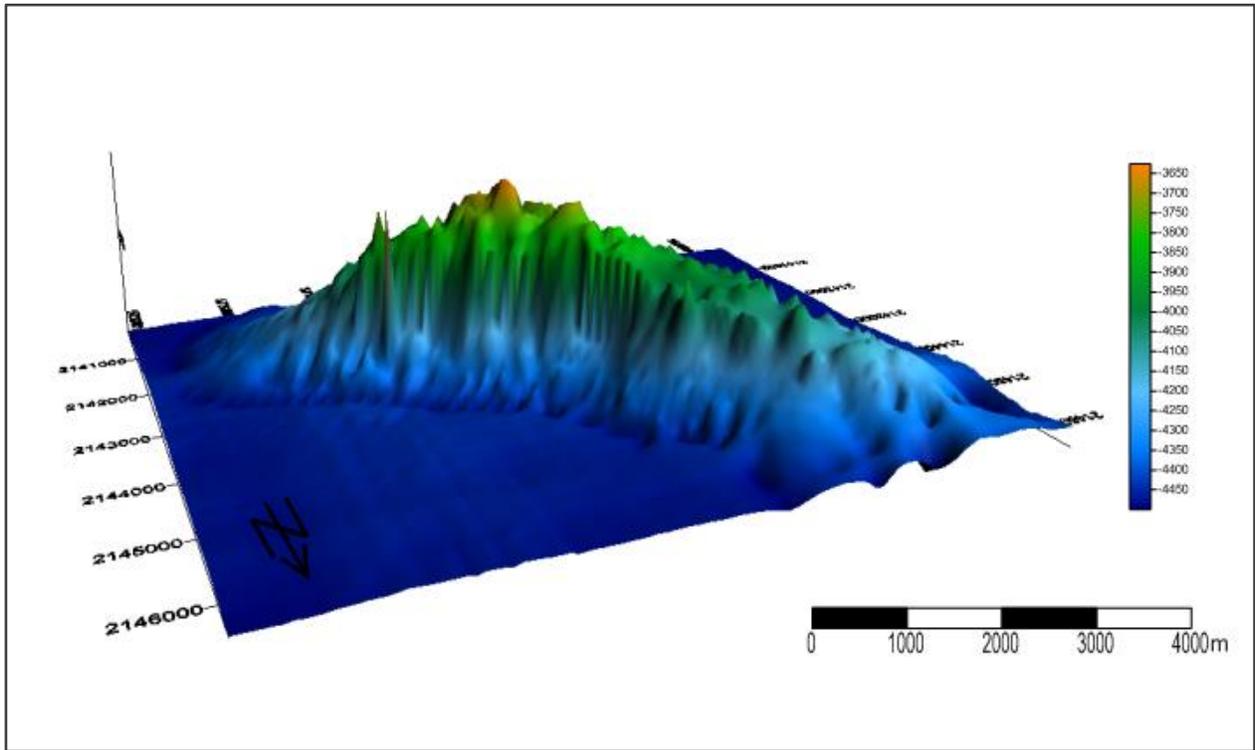


Figura 5.10 Perspectiva tridimensional del campo Ikal vista desde el Noroeste.

La escala de color esta ajustada a los niveles estratigraficos presentes en el área, como se muestra en la Figura 5.11, en donde puede observarse que los colores azules que son los predominates en el modelo, corresponden a niveles estratigráficos del Jurásico, los que son de importancia en el sistema petrolero, ya que el Kimmeridgiano es considerado el yacimiento del campo Ikal y corresponde a una formación carbonatada con diferentes grados de fracturamiento y porosidad por disolución; el Tithoniano correspondiente a la roca generadora del sistema con predominancia de calizas y lutitas; los colores en tonalidades verdes representan las rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas con presencia de horizontes arcillosos del Cretácico, y por último los colores naranjas asociados a profundidades menores indican la presencia de terrígenos con algunos niveles de flujos de brechas calcáreas y calcarenitas en el Paleoceno.

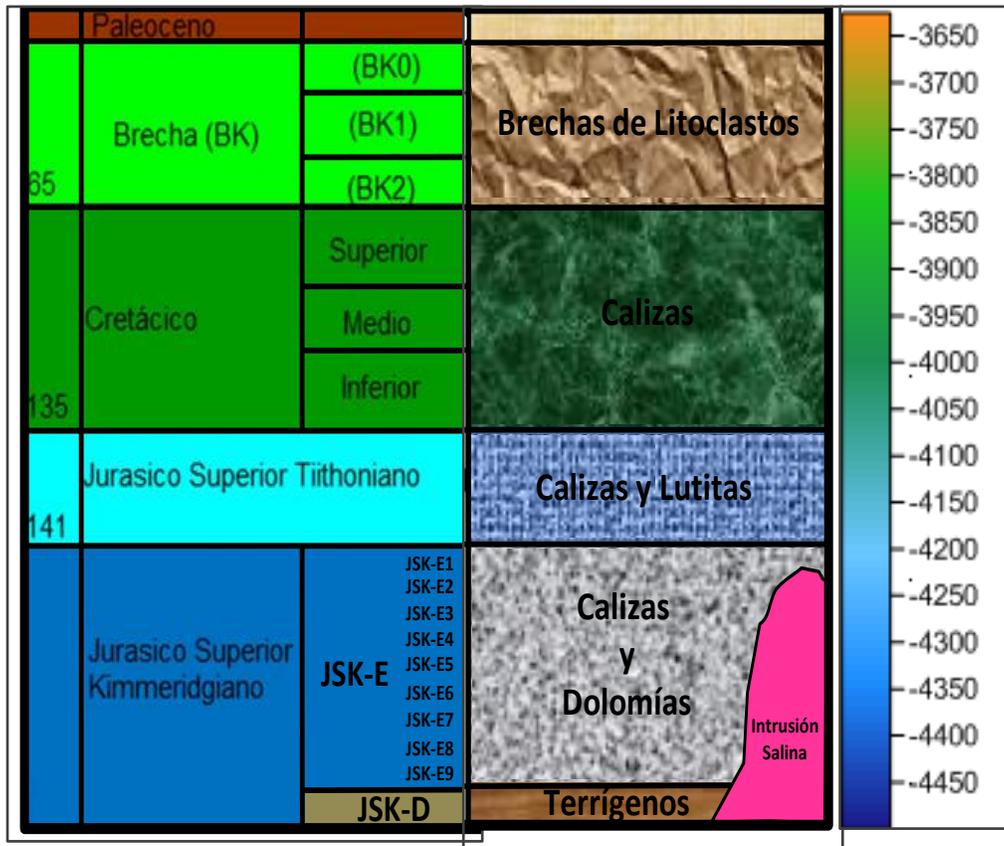


Figura 5.11 Correlación de niveles estratigráficos del campo Ikal y escala de color utilizada en él.

CAPÍTULO 6

GEOLOGÍA ECONÓMICA

El descubrimiento del campo Ikal se realizó en 1993 al ser confirmada una producción de 8.5 Mb de aceite ligero de 32 °API y 9.7 MMpc de gas, sin embargo, de manera formal su explotación dio inicio en el 2005. En Marzo de 2010, alcanzó su producción máxima con 127 Mbd y actualmente cuenta con 10 pozos y una producción de 63.4 Mbpd de aceite y 153.3 MMpcd. La relación costo – beneficio del campo es positiva, aunque esta se verá afectada por el pronóstico de un declive en la producción, por lo cual es necesario la aplicación de mejores técnicas de producción que ayuden a mantener la sustentabilidad del campo.

6.1 Historia y desarrollo

El primer pozo perforado en la estructura de Ikal fue el pozo Ikal-101, se terminó en Junio de 1989 y se probaron el Jurásico Superior Kimmeridgiano, el Cretácico Inferior y el Cretácico Superior como productores; de los cuales desafortunadamente, los dos últimos intervalos resultaron invadidos con agua salada. Posteriormente se reinterpreto la información existente incluyendo a los datos aportados por los pozos perforados en estructuras vecinas, principalmente la de los pozos productores en Caan, Abkatún y Taratunich y se concluyó que había características favorables para contener hidrocarburos en zonas con una

posición estructural más alta. Por ello, en 1992 se aprobó la localización del pozo Ikal-1, con objetivo 700 metros estructuralmente más alto que el Ikal-101 (PEMEX, 1999).

La perforación de Ikal-1 se realizó en Agosto de 1993, resultando este productor en las rocas carbonatadas del Kimmeridgiano, con una producción de 8.5 Mb de aceite ligero de 32 °API y 9.7 MMpc de gas, hecho con el cual quedó confirmado el descubrimiento del campo Ikal (Rangel et al., 2010).

Con el propósito de establecer la extensión del yacimiento y determinar la profundidad del contacto agua-aceite, así como evaluar las reservas y diseñar el plan de desarrollo del campo, se perforó en 1997 el pozo Ikal-DL1, resultando productor de aceite y gas en el mismo objetivo, con una producción de 5.6 Mb de aceite y 6 MMpc de gas. La reserva remanente probada al 1 de Enero de 1999 fue de 106.9 MMb de aceite y 117.1 MMMpc de gas natural (PEMEX, 1999).

De manera formal, en Junio de 2005 el campo inició su explotación en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano y para Abril de 2009 ya se contaba con la producción de seis pozos (1,2, 3, 5, 23, y 47), un pozo en reparación (34), así como dos pozos que se encontraban taponados temporalmente (69 y 67) en espera de instalaciones superficiales de producción. En Marzo de 2010 se alcanzó la producción máxima de 127 Mbd.

Hoy en día, es el campo petrolero con los pozos de mayor productividad de la Sonda de Campeche con flujo natural en la formación del Kimmeridgiano; cuenta con 17 pozos perforados, de los cuales 11 son productores, 4 cerrados con posibilidades y 2 cerrados sin posibilidades (Tabla 6.1).

Pozos	Ikal JSK
Productores	11
Cerrado con posibilidades	4
Cerrado sin Posibilidades	2

Tabla 6.1 Estado de pozos del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

Un resumen de las condiciones actuales de explotación para 7 pozos representativos de los 11 en operación se muestra en la Tabla 6.2.

Pozo	Q _L bpd	IP bpd/(kg/cm ²)	Unidad de flujo	ΔP _f kg/cm ²	Øe pg	Aparejo
2	17,500	800	JSK	22	1 ½"	4 ½" @ 3766m
47	25,000	800	JSK	31	2 ½"	4 ½"-5 ½"-4 ½" @ 3322m
23	5,500	60	JSK	262	1"	4 ½"-5 ½"-4 ½" @ 3251m
1	17,200	250	JSK	69	2 ½"	4 ½" @ 2605m
34	16,800	500	JSK	34	1 ¼"	4 ½"-5 ½"-4 ½" @ 3470m
3	18,500	230	JSK	80	1 ½"	4 ½"-5 ½"-4 ½" @ 1800m
5	30,000	550	JSK	106	2 ¾"	4 ½"-7" @ 1800m

Tabla 6.2 Resumen de las condiciones actuales de explotación, Campo Ikal (Tomada de Rangel et al., 2010)

La capacidad de aportación de los pozos, con índices de productividad que van de 200 a 1600 BPD/(kg/cm²), con baja caída de presión de fondo ($p_{ws} - p_{wf}$), coloca a los pozos de Ikal entre los mejores pozos costa afuera mexicanos, como se indica en la Tabla 6.3, donde se muestran las características de los mejores pozos de la región, identificados históricamente por tener una alta productividad.

POZO	Q _L (BPD)	IP BPD/(kg/cm ²)	Formación	P _{ws} (kg/cm ²)	Tubería producción
Pol 73	41,400	5,900	BTP-KS	405	4 ½ - 7 - 4 ½ @ 1485 m
Abk 74	33,600	5,600	BTP-KS	386	4 ½ - 7 - 4 ½ @ 1485 m
Chuc 1	36,800	3,100	KI	399	4 ½ - 7 - 4 ½ @ 1485 m
Ikal 47	28,500	1,600	JSK	550	4 ½ - 5 ½ - 4 ½ @ 3355 m
Caan 54	20,200	10,000	BTP-KS	435	4 ½ - 7 - 4 ½ @ 1795 m
Tarat 12	16,300	2,800	JSK	550	4 ½ - 3 ½ @ 3337 m

Tabla 6.3 Pozos de mayores gastos de la Región Marina Suroeste y sus principales características (Modificada de Rangel et al., 2010)

6.2 Volumen original

Las cantidades estimadas del volumen original tanto de aceite como de gas para el campo Ikal se muestran en la Tabla 6.4.

Categoría	Volumen Original de Aceite	Volumen Original de Gas
	mmb	mmmpc
1P	1,053	1,745
2P	1,109	1,752
3P	1,165	1,760

Tabla 6.4 Volúmenes originales de aceite y gas al 1 de enero de 2014, campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

6.3 Producción actual

La producción obtenida del año 2005 al 2014 se indican en la Tabla 6.5

Ikal	2005-2009	2010	2011	2012	2013	*2014	Fr (%)
Qo (Mbpd)		116	106	89	71	58	26
Np (MMb)	115	157	196	229	255	276	
Qg (MMpcd)		238	215	190	164	110	32
Gp (MMMpc)	224	311	389	458	518	558	
Qw (Mbpd)		4	14	16	14	9	
Wp (MMb)	1	2	7	13	18	26	

Tabla 6.5 Producción promedio anualizada de aceite, gas y agua, volúmenes acumulados y Fr campo Ikal (2010-2014) (Tomada de PEMEX, 2013).

6.3.1 Aceite

Actualmente se explota la formación JSK con 11 pozos productores: Ikal-1, Ikal-2, 4, 5, 23, 34, 47, 88A, 45, 69 y 89, aportando a marzo de 2014 un total de 63.4 Mbpd de producción de aceite como se muestra en la Figura 6.1, donde se puede apreciar las variaciones y la declinación del Campo.

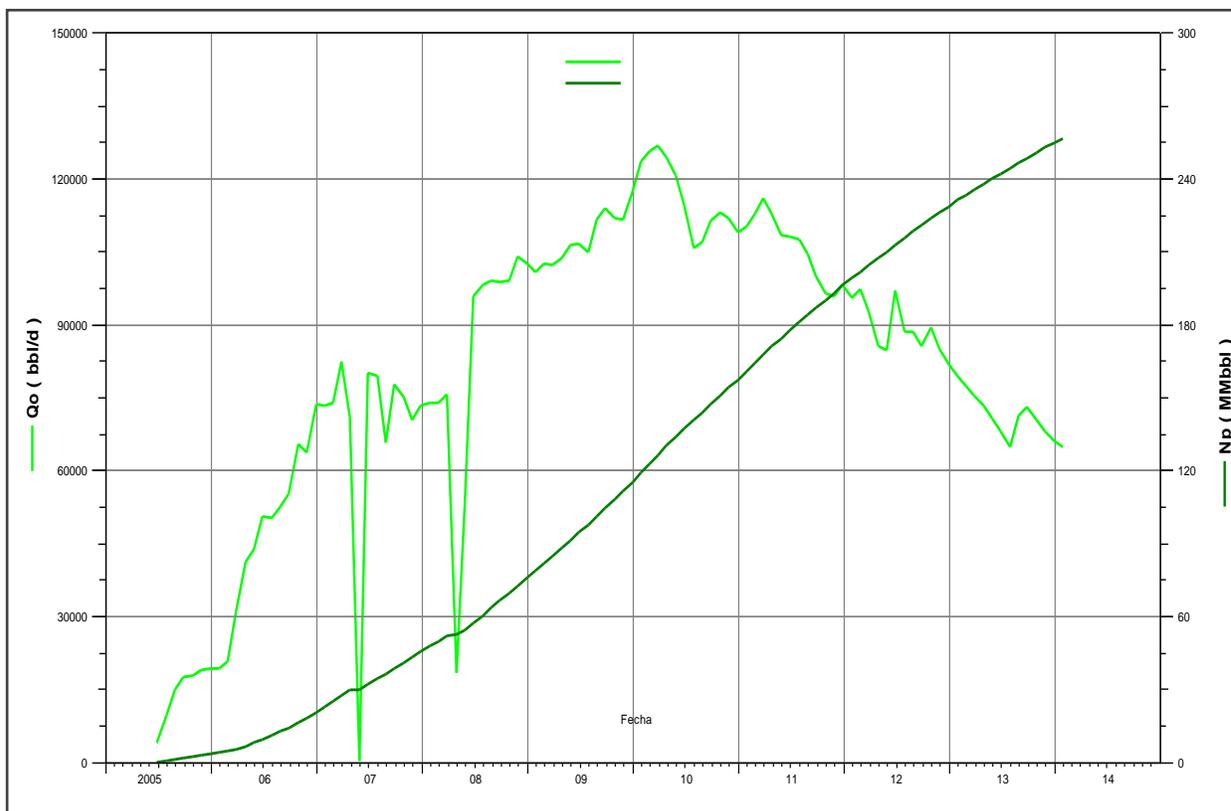


Figura 6.1 Historia de producción de aceite, campo Ikal-JSK (Tomada de PEMEX, 2013).

6.3.2 Gas

Actualmente se explota la formación JSK con 11 pozos productores: Ikal-1, Ikal-2, 4, 5, 23, 34, 47, 88A, 45, 69 y 89 aportando a marzo de 2014 un total de 153.3 MMpcd de gas, como se muestra en la Figura 6.2, donde también se puede apreciar las variaciones y la declinación del campo.

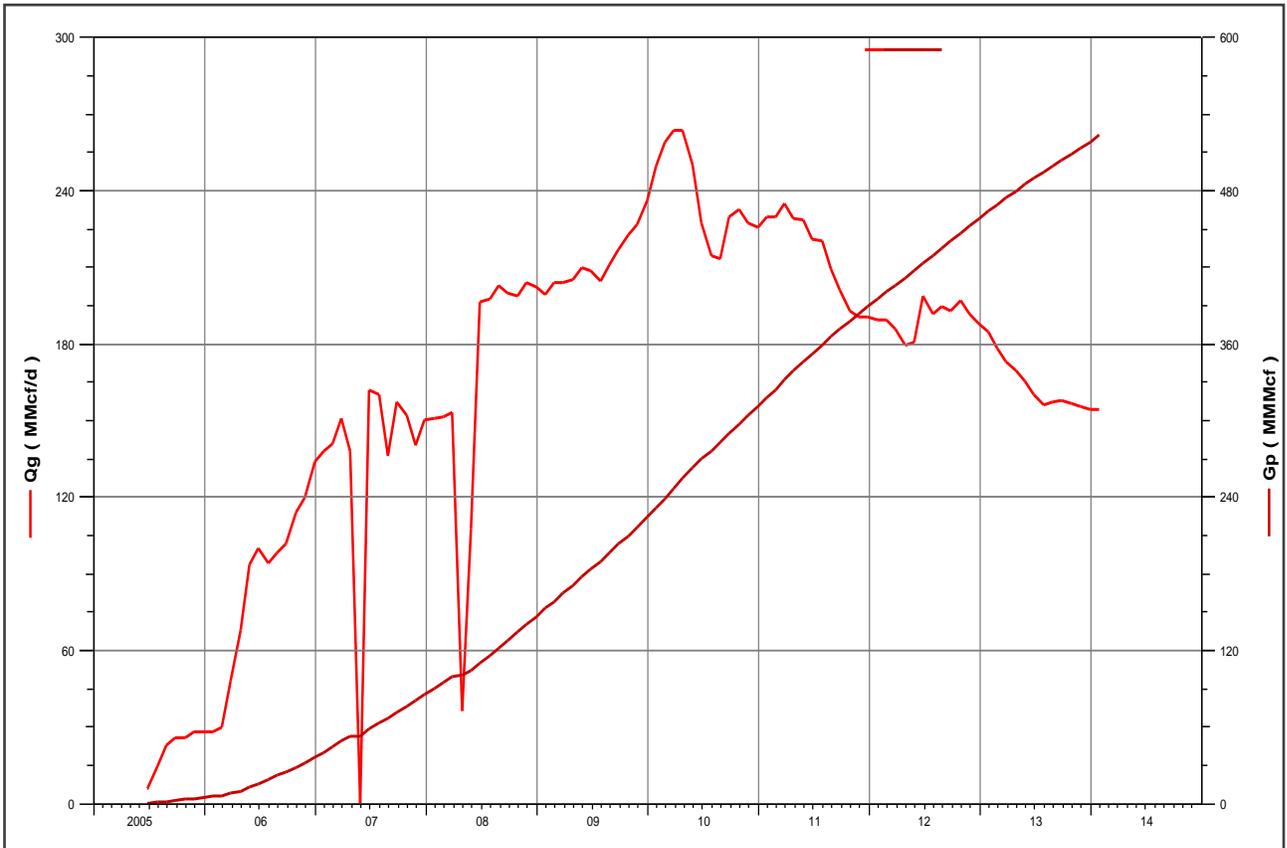


Figura 6.2 Historia de producción de gas, campo Ikal-JSK (Tomada de PEMEX, 2013).

6.3.3 Producción acumulada

La producción acumulada al 1 de enero de 2014 es de 255 MMb de aceite y 518 MMMpc de gas.

6.4 Reservas

El campo cuenta con una reserva original de 290.6 MMb y 536.4 MMMpc; la reserva recuperada, es 84.7 MMb de aceite y 164.4 MMpc de gas.

Las reservas estimadas al 1 de enero del 2013 y 2014 se muestran en la Tabla 6.6 y 6.7 respectivamente, así como sus factores de recuperación en la Tabla 6.8.

Categoría	Aceite	Gas	PCE
	mmb	mmmpc	mmb
1P	112.11	238.26	157.59
2P	159.81	345.74	225.8
3P	201.81	351.22	268.85

Tabla 6.6 Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2013, campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

Categoría	Aceite	Gas	PCE
	mmb	mmmpc	mmb
1P	121.2	250.6	167.8
2P	176.0	346.2	240.4
3P	202.5	349.6	267.5

Tabla 6.7 Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2014, campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

	1P		2P		3P	
	Fro	Frg	Fro	Frg	Fro	Frg
	%	%	%	%	%	%
Actual	24.1	29.7	22.9	29.6	21.9	29.5
Final	35.7	44.1	38.9	49.4	39.3	49.3

Tabla 6.8 Factores de recuperación al 1 de enero de 2014, campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

6.5 Factor costo – beneficio

De acuerdo a la Secretaría de Economía y PEMEX, el costo de producción por barril de petróleo crudo equivalente para el año 2013 fue de \$ 7.91 (USD) y el precio de compra/venta promedio del mismo para el 2013 de \$ 98.79 (USD).

Considerando las producciones de barriles diarios ya mostradas para Marzo de 2014, así como las acumuladas y pronosticadas, se pudo hacer un cálculo en relación costo-beneficio que se obtiene de la explotación del campo Ikal, y cuyos resultados se muestran en la Tabla 6.9.

		Producción					Costo de producción		Precio compra/venta		Beneficio	
		Aceite		Gas		PCE						
mar-14	63.4	mbpd	153.3	mmpcd	88950	bd	703594.5	dls	8787370.5	dls	8083776	dls/d
Acumulada	255	mmb	518	mmmpcd	341333333.3	bd	2699946667	dls	33720320000	dls	31020373333	dls al 1 Ene 2014
2015	44	mbpd	90	mmpcd	59000	bd	466690	dls	5828610	dls	5361920	dls/d
2016	32	mbpd	66	mmpcd	43000	bd	340130	dls	4247970	dls	3907840	dls/d
2017	25	mbpd	49	mmpcd	33166.66667	bd	262348.3333	dls	3276535	dls	3014186.667	dls/d
2018	21	mbpd	41	mmpcd	27833.33333	bd	220161.6667	dls	2749655	dls	2529493.333	dls/d
2019	18	mbpd	36	mmpcd	24000	bd	189840	dls	2370960	dls	2181120	dls/d
2020	12	mbpd	25	mmpcd	16166.66667	bd	127878.3333	dls	1597105	dls	1469226.667	dls/d
2021	10	mbpd	22	mmpcd	13666.66667	bd	108103.3333	dls	1350130	dls	1242026.667	dls/d
2022	9	mbpd	20	mmpcd	12333.33333	bd	97556.66667	dls	1218410	dls	1120853.333	dls/d
2023	6	mbpd	13	mmpcd	8166.66667	bd	64598.33333	dls	806785	dls	742186.6667	dls/d
2024	3	mbpd	6	mmpcd	4000	bd	31640	dls	395160	dls	363520	dls/d
2025	4	mbpd	9	mmpcd	5500	bd	43505	dls	543345	dls	499840	dls/d
6000		pc=1b*		*Consideraciones								
7.91	dls= Costo x barril *											
98.79	dls= precio x barril *											
dls/d =	dolares por día											

Tabla 6.9 Cálculos costo-beneficio para la explotación del campo Ikal.

De acuerdo a los datos obtenidos, las ganancias de la producción para el mes de Marzo de 2014 ascendieron a \$8,083,776.00 dls; respecto a la producción acumulada la ganancia que en este caso es igualmente acumulada y que se estima para el 1 de Enero del 2014, es de \$31,020,373,333.00 dls. En cuanto a la ganancia pronosticada, para el 2015 se estima que se tenga un aproximado de \$5,361,920.00 dls, y para el 2025, \$499,840.00 dls, lo cual indica que tanto la producción como la ganancia irán en declive considerable en los próximos 10 años; además el costo de producción puede aumentar por la aplicación de estrategias para la misma, disminuyendo aún más la cantidad posiblemente ganada. Aunado a esto, también se debe tener en consideración que durante el

2015 ha bajado el precio de venta a más de la mitad del valor establecido para el último periodo del 2014.

Los datos generados por PEMEX para el 2014, 2015 y de producción acumulada, sustentan la viabilidad económica que la explotación del campo Ikal ha generado, sin embargo, al tener una producción y como consecuencia una ganancia en declive, se infiere un riesgo para la sustentabilidad del mismo, lo cual sugiere una búsqueda de nuevas técnicas para tener un mayor factor de recuperación que incremente las ganancias económicas y por lo tanto las posibilidades de seguir explotando Ikal de manera sustentable por un mayor intervalo de tiempo.

6.6 Estrategia de recuperación

Con el objetivo de propiciar el mantenimiento de la presión del yacimiento del campo Ikal y por lo tanto maximizar el factor de recuperación del mismo, se han evaluado distintas alternativas de recuperación secundaria como inyección de gas natural, nitrógeno y agua. Dado el abatimiento de la presión de yacimiento se concluyó que por su viabilidad técnica la inyección de agua tratada fuera del área de producción, es la más conveniente, por lo cual se tiene planeada la implantación de un programa de mantenimiento de presión a través de esta técnica, con la finalidad de generar un barrido de aceite más uniforme desde la zona más alejada de los pozos productores y reducir el ritmo de las caídas de presión, con lo cual se espera cumplir los objetivos planteados. Esta consideración también es soportada con los resultados obtenidos del programa de inyección de agua en el campo Abkatun, el cual muestra características petrofísicas y del fluido análogas.

Sin embargo, considerando que la mojabilidad es una característica heterogénea adicional de los carbonatos y que por tanto la mayoría de los yacimientos carbonatados posee mojabilidad mixta o por petróleo, simulaciones recientes indican que a los yacimientos de este tipo sometidos a procesos de

recuperación secundaria por inyección de agua sólo se les puede recuperar cantidades limitadas de petróleo de las capas mojadas por petróleo, porque el agua tiende a fluir principalmente a través de las capas mojadas por agua. De hecho, los factores de recuperación pueden ser inferiores al 10 % (Schlumberger, 2008).

Considerando esto y otra serie de características que hacen evidente la diferencia de propiedades entre yacimientos en areniscas y carbonatos, se entiende que la idea de aplicar las mismas técnicas para la caracterización y desarrollo de ambos tipos de yacimientos es errónea, ya que el tratado de carbonatos plantea grandes desafíos y la necesidad de estudiar estos campos desde otra perspectiva, para desarrollar y aplicar tecnologías de producción adecuadas para un tratamiento y recuperación más eficiente. Estas tecnologías han empezado a ser desarrolladas tras el interés que los yacimientos carbonatados ya presentan, algunas de las cuales se muestran a continuación.

6.6.1 Tecnologías de producción

Los yacimientos de calizas y dolomías plantean enormes desafíos en lo que respecta a terminación, estimulación y producción de pozos, porque normalmente contienen intervalos de terminación de gran espesor con rangos de permeabilidad variables. Suelen ser vertical y lateralmente heterogéneos con barreras de permeabilidad, fracturas naturales y con una amplia gama de tipos de porosidad.

6.6.1.1 Estimulación de yacimientos

Los yacimientos carbonatados son estimulados utilizando ácido clorhídrico (HCl) para crear vías conductoras desde el yacimiento hasta el pozo y atravesar la región circundante al pozo que ha sido dañada durante la perforación y la cementación. Las técnicas de fracturamiento con ácido también se utilizan en aquellas áreas donde la permeabilidad natural de los yacimientos carbonatados es insuficiente para promover estimulaciones ácidas efectivas de la matriz. El objetivo

de la estimulación de yacimientos carbonatados es tratar en forma efectiva todas las zonas productivas potenciales, reduciendo el daño de formación y mejorando la productividad o inyectividad de los pozos.

La estimulación de la matriz resulta aún más compleja cuando existen intervalos múltiples con permeabilidades sustancialmente diferentes. El ácido es admitido preferentemente por las zonas de alta permeabilidad, quedando sin tratar las zonas de menor permeabilidad. Estos intervalos no tratados implican menos producción y pérdida de reservas, donde la estimulación no uniforme también puede generar una gran caída de presión, lo que se traduce en la producción temprana e indeseable de gas y agua. Por estas razones, las técnicas de divergencia del ácido, tanto mecánicas como químicas, han sido desarrolladas y recomendadas para asegurar la estimulación uniforme de yacimientos carbonatados.

No obstante, muchos problemas de colocación del ácido y desempeño del tratamiento complican el proceso de acidificación, por lo cual se ha desarrollado la utilización de un nuevo sistema de ácido autodivergente basado en tecnología de surfactantes viscoelásticos (VES) que no producen daño (Schlumberger, 2004).

6.6.1.1.1 Sistema de surfactantes viscoelásticos (VES).

El Sistema VES, es una de las técnicas de divergencia más avanzadas en las Intervenciones de pozos con altos cortes de agua o con permeabilidades heterogéneas en carbonatos naturalmente fracturados. En zonas invadidas de agua, el sistema genera un diferencial de presión que permite la divergencia del ácido hacia las zonas saturadas de aceite. Como resultado, se estimula principalmente la zona de más alta saturación en aceite, sin aumentar la capacidad de flujo de la zona de alta saturación de agua. Mientras que en intervalos con características petrofísicas muy heterogéneas, permite la realización de una acidificación matricial uniforme en todo el intervalo de interés.

Consiste de una salmuera viscosificada con un surfactante viscoelástico, que se mantiene viscoso en presencia de agua, mientras rompe su viscosidad al contacto con el aceite, creando un taponamiento temporal de la zona saturada de agua sin causar restricción alguna en la zona de aceite. No causa daño a la formación por sólidos, porque su composición no tiene sólidos ni polímeros que pudiesen comprometer la capacidad de flujo de la formación; además ha mostrado buena compatibilidad fluido-fluido con la mayoría de los aceites presentes en la Región Marina.

Este sistema no es un fluido reactivo; por lo que su capacidad de divergencia no depende del tipo de roca del yacimiento, sino de la saturación de agua en el medio poroso o canal conductivo. Mientras mayor sea la relación de agua y aceite, mayor desempeño tendrá el Sistema (Torres et al., 2012).

6.6.1.2 Modelado de fracturas discretas (DFN).

El estudio de los yacimientos fracturados requiere una caracterización geométrica y dinámica completa de la red de fracturas, para lo cual una de las herramientas preferidas utilizadas en la industria es el modelado de redes de fracturas discretas (DFN), el cual modela en forma realista la conectividad de las fracturas y las diaclasas que generan un comportamiento de flujo irregular. El modelo se realiza combinando una amplia diversidad de datos de mapas, afloramientos, geomecánica de yacimientos, sísmica 2D y 3D, registros de pozos, pruebas de pozos y registros de flujo, además de modelos conceptuales estructurales o depositacionales. El modelo de yacimientos combina esta metodología y los corredores de fracturas que son directamente representados por imágenes sísmicas mediante un procedimiento matemático que se conoce como seguimiento de las huellas de hormigas (ant tracking).

6.6.1.3 Logging while drilling (LWD).

La evaluación de los hidrocarburos en sitio se basa en gran medida en la determinación precisa de la saturación de fluidos y de la porosidad total. Estas características exhiben una gran variabilidad debido a la heterogeneidad de la roca y la influencia de la mojabilidad. Las mediciones precisas de porosidad en los carbonatos requieren una caracterización mineralógica completa. En este ámbito se ha introducido el servicio LWD que ha permitido obtener registros más precisos de saturación y porosidad en los carbonatos. Esto se debe a que esta evaluación utiliza una medición de los neutrones termales que permite estimar la saturación de agua independientemente del método tradicional basado en la resistividad.

La caracterización de yacimientos consiste en evaluar cualitativa y cuantitativamente una formación de acuerdo a modelos determinados. Para llevar a cabo esta evaluación, se requiere necesariamente de un trabajo multidisciplinario sustentado en un proceso sistemático e integral, en donde la integración y la conjugación de resultados y flujo de información son fundamentales.

La problemática asociada a los yacimientos fracturados hace necesario llevar a cabo estudios integrales sistemáticos sobre una estricta y efectiva conjugación de información estática y dinámica, y es inminente que un estudio aislado soportado incluso en las metodologías más novedosas, bases de información óptimas y herramientas de análisis de punta, reflejen un alto grado de incertidumbre. El proceso de evaluación integral de yacimientos debe conjugar, distribuciones de permeabilidades, heterogeneidades y zonas preferenciales de flujo; información litológico- petrofísica validada con modelos sedimentarios, de fracturas en núcleos y datos sísmicos, datos de producción, etcétera.

Por lo cual es inherente el uso de bases teóricas, procesos de observación y aplicación de software adecuado, que permita una integración completa de datos

para la obtención de modelos que ayuden a entender el comportamiento y por tanto a mejorar la producción de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

6.7 Producción esperada

Las Tablas 6.10 y 6.11 muestran los valores pronósticos (base e incremental) de la producción de aceite y gas respectivamente, dentro de los próximos 16 años para el campo Ikal, valores que son representados en las Figuras 6.3 y 6.4

Ikal	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Qo Base (Mbpd)	44	32	25	21	18	12	10	9	6	3	4	1	0	0	0	0	0
Qo Inc. (Mbpd)	0	0	3	9	23	27	21	20	19	18	17	16	14	13	13	13	6

Tabla 6.10 Pronóstico de producción anualizada de aceite (Base e incremental) del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

Ikal	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Qg Base (MMpcd)	90	66	49	41	36	25	22	20	13	6	9	2	0	0	0	0	0
Qg Inc. (MMMpc)	0	0	4	18	47	53	41	43	47	49	33	27	21	19	19	19	6

Tabla 6.11 Pronóstico de producción anualizada de gas (Base e incremental) del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

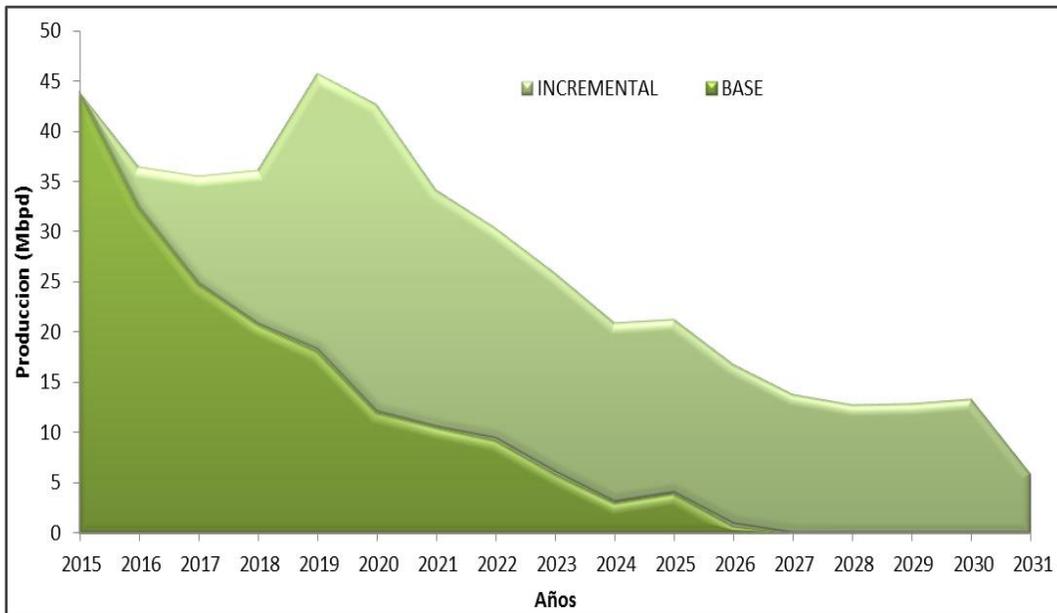


Figura 6.3 Pronóstico de producción de aceite del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

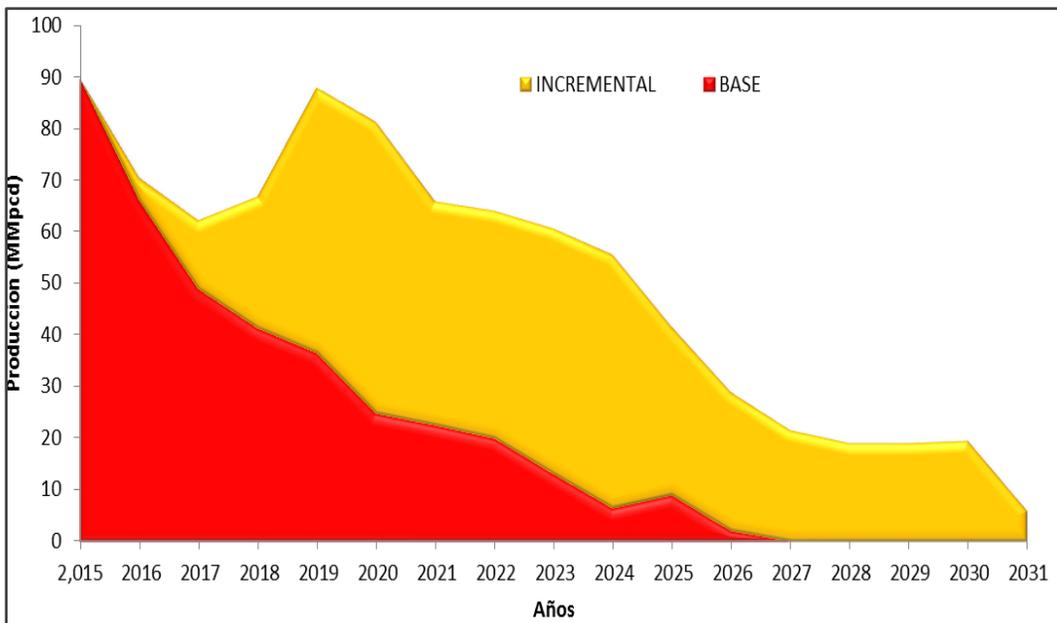


Figura 6.4 Pronóstico de producción de gas del campo Ikal (Tomada de PEMEX, 2013).

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es aquel cuyo sistema petrolero está asociado a una estratigrafía conformada por rocas carbonatadas, calizas y dolomías, y cuya producción está influenciada por la presencia de macro y micro fracturas como ocurre con el campo Ikal.
- Los yacimientos naturalmente fracturados como los del campo Ikal son altamente heterogéneos y anisotrópicos, considerando que los sistemas de fracturas están asociados a fallamiento y otras a plegamiento, resultando yacimientos de doble porosidad.
- Las características de producción típicas de los yacimientos como los del campo Ikal son: pérdidas importantes de fluidos durante su perforación, su producción inicial es muy alta, las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad, se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular, tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

- En México, la mayor parte de la producción (94.5%) y de las reservas (67%) de hidrocarburos provienen de las campos localizados en la región sureste del país, en donde predominan los yacimientos asociados a rocas carbonatadas, como lo es el campo Ikal, el cual se encuentra dentro de la Sonda de Campeche.
- El campo Ikal, está clasificado como un yacimiento naturalmente fracturado, al ser productor de aceite ligero de 32° API y de gas en dolomías del Kimmeridgiano, que cuentan con porosidad por fracturas, intergranular, intercrystalina, y móldica vugular; con rangos entre el 4 y el 20% y permeabilidades de 30 hasta 450 milidarcies.
- La unidad almacenadora de Ikal son principalmente carbonatos fracturados, con tres sistemas principales de fracturas con las siguientes orientaciones: E-W, N-30 y N-15; y como ejemplo en un yacimiento se estudiaron 644 fracturas naturales de las cuales 441 son abiertas, 29 parcialmente abiertas y 174 se presentan cementadas.
- La formación almacén tiene un índice de hidrocarburos promedio de 1, sin embargo, en las zonas de mayor espesor bruto y neto, mayor porosidad efectiva y menor saturación de agua se tienen mayores índices de hidrocarburos con valores de 6 a 7, siendo estas las más productivas, aunque el resto del campo también presentan hidrocarburos de manera variable pero significativa.
- La principal roca generadora de hidrocarburos corresponde al Tithoniano, con espesores de 100-150 m, la que se caracteriza por la presencia de lutitas bituminosas y calizas arcillosas, presentando kerógeno tipo I y II.
- La migración ocurrió del Plioceno al Reciente iniciando por diferencias de presiones fuera de la roca generadora para posteriormente, empezar a

migrar por flotación en manera vertical y sentido descendente o lateral a lo largo de fracturas, fallas y en los límites estratigráficos hasta llegar a la roca almacén o a la superficie.

- La roca sello son lutitas, calizas arcillosas y evaporitas con bajas permeabilidades encontrándose subyacentes y sobreyacentes a los yacimientos; corresponden a edades del Oxfordiano, Tithoniano y Cretácico.
- Las trampas que permiten la acumulación de hidrocarburos son mixtas, sin embargo el control es fundamentalmente estructural.
- La configuración estructural del campo está caracterizada por un anticlinal de orientación NW 55 SE y cuyas dimensiones son 7980.5 m y 1690.6 m de largo y ancho respectivamente
- La orientación de sus flancos corresponden a N60W, 40NE para el flanco noreste, y S65E, 24SW para el flanco suroeste; la superficie axial corresponde a N62W, 81NE; la línea de charnela tiene una dirección de buzamiento S62E y buzamiento 02°.
- Con base al echado del plano de charnela que es de 81° y un buzamiento de la línea de charnela de 02°, se puede clasificar al pliegue como un pliegue normal.
- Con base al ángulo interflancos correspondiente a 115°, se puede clasificar como un pliegue abierto.
- La estructura anticlinal se encuentra limitada por dos fallas inversas, las cuales tienen una orientación NW 60SE y cuyas dimensiones corresponden a 7425 m y 7770 m respectivamente.

- Al NW la estructura se limita por una falla normal con orientación NE20SW y una longitud de 3495 m.
- Dentro del campo se tiene una serie de fallas normales con dirección aproximada NE15SW y con longitudes que van de 1150 m a 2200 m, las cuales constituyen límites para las distintas trampas que separan bloques del campo; cada bloque constituye un yacimiento.
- Actualmente el campo Ikal cuenta con 11 pozos productores que aportaron un total de 63.3 Mbpd de aceite y 153.3 MMpcd de gas, una reserva 3P de 268.65 MMbpce de aceite y gas, con un factor de recuperación del 49.3%, cifras que van en descenso.
- Según cálculos costo-beneficio, tanto la producción como las ganancias van en declive, lo que constituye un riesgo para la sustentabilidad del campo, lo cual sugiere la búsqueda y aplicación de nuevas técnicas para mejorar el factor de recuperación.

7.2 Recomendaciones

- Los modelos geológicos tridimensionales son la base para el entendimiento de la estructura que constituye un trampa petrolera en un área de interés, por lo que se recomienda la realización de los mismos para fines de mejorar los resultados en la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Es indispensable que se cuente con la mayor cantidad de información para que se esté en posibilidad de generar un modelo estático y posteriormente dinámico confiable para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, se recomienda que, se establezca un programa de adquisición de información adecuado, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos, petrofísicos y de caracterización estática y dinámica.

- La obtención de “Modelos de Fracturas” en donde se integre toda la información disponible, es necesaria con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo eficiente de los yacimientos en rocas naturalmente fracturadas.
- Debido a la complejidad de los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario que se desarrollen modelos de doble porosidad y permeabilidad.
- Para la recuperación secundaria y mejorada es importante tener el control y seguimiento de los frentes de inyección y/o movimiento de fluidos, ya que existe un riesgo alto de canalización de agua de formación a través de fracturas en los yacimientos naturalmente fracturados.

BIBLIOGRAFÍA

A

- Ángeles, A., F., Reyes, N., J., Quezada, M., J.M., (1992), *Evolución tectónica de la Sonda de Campeche, estilos estructurales resultantes y su implicación en la generación y acumulación de hidrocarburos*, II Simposio de Exploración Petrolera, Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
- Ángeles, A., F., (1996), *Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche (Golfo de México)*, Tesis de posgrado, ESIA, IPN, México.
- Ángeles, A., F., (1986), *Prospecto Jurásico Área Marina. Superintendencia de Paleosedimentación Zona Marina*, Petróleos Mexicanos, 48 p., inédito.
- Angeles A., F., Cantú, C., A., (2001), *Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico*, en C. Bartolini, R.T. Buffler, y Abelardo Cantú Chapa (Eds), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems*, AAPG Memoir 75, 343-352 p.
- Ángeles, A., F., (1985), *Monografía Petrolera de la Zona Marina*, AMGP, Vol. Especial, 77p.
- Aquino, L., J., A., (2004), *Sureste Basin, México and Associated Sub-basins: An Update and Future Potential*, AAPG International Conference: October 24-27; Cancun, Mexico.
- Arche, A., (1992), *Sedimentología: del proceso físico a la cuenca sedimentaria*, CSIC, España.
- Arellano, G., J., De la Ilata, R., R., Carreón, M., M.A., Morales, B., V.W., Villareal, M., J.C., (2002), *Ejercicios de Geología Estructural*, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 166 p.

BIBLIOGRAFÍA

- Avendaño, G., A., (2010), *Estudio de núcleos de roca del activo integral Cantarell de la Sonda de Campeche*, Tesis de Licenciatura, FI., UNAM, México.

B

- Boogs y Sam, (2006), *Principles of sedimentology and stratigraphy*, Pearson Prentice Hall, New Jersey.
- Buffler, R.T., Sawyer, D.S., (1985), *Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin*, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 35, 333-344 p.

C

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, (2010), *Ficha de proyecto dictaminado Ixtal*, CNH, México.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, (2012), *Dictamen del proyecto desarrollo de campo Ixtal*, México.

F

- Flügel, E., (2004), *Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application*, Springer-Verlag, Germany, 976p.

H

- Hernández, G., J., González, C., M., Zavaleta, R., J., (2005), *Estructura del complejo Cantarell del Golfo de México*, PEMEX, Cd. Del Carmen, México.
- Hernández, R., J., (2010), *Unidades de flujo en yacimientos petroleros*, Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Hunt, D., Tucker, M.E., (1992), *Stranded parasequence and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base-level fall*, *Sedimentary Geology*, 81 p.

J

- Jenkyns, H.C., (1986), *Pelagic environments*, en Reading, H.G. (ed.), *Sedimentary environments and Facies*, Oxford, Blackwell Scientific Publications, 343–397.

L

-
- Lugo, R., M., (2010), *Discretización de la porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados*, Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

M

-
- Mackenzie, W.S., (1997), *Atlas de rocas sedimentarias*, Adams A. E., Guilford C. Edit. Masson, 34-71 p.
 - Menéndez, S., (2005), *First biobuilder organisms of the History of life on Earth: those little-known ones*, IGME, Madrid, España.
 - Meneses de G.J., (1980), *Geología de la Sonda de Campeche*, Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 32, No.1, pp. 1-26.
 - Mitra, S., Correa, F., G., Hernández, G., J., Murillo A., A., (2005), *Modelo estructural tridimensional de la estructura de Cantarell y Sihil, bahía Campeche, México*, AAPG Bulletin, Vol. 89, no. 1, pp. 1–26.
 - Montijo, G., A., et al., (2005) *Calizas bajo el microscopio* (en línea), Universidad de Sonora, Departamento de Geología, disponible en [<http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/carbonatadas/Introduccion.htm>], consultado 16 de Marzo de 2015.
 - Morán, Z., D., J., Martiny, B., Tolson, G., Solís, P., G., Alba A., L., Hernández, B., M. del S., Macías, R., C., Martínez, S., R.G., Schaaf, P., Silva, R., G., (2000), *Geocronología y características geoquímicas de las rocas magmáticas terciarias de la Sierra Madre del Sur*, Bol. de la Sociedad Geológica Mexicana, T. LIII, No. 1, p. 27-58.
 - Mullins, H.T. (1983) *Modern carbonate slopes and basins of the Bahamas*, en: Cook, H.E., Hine, A.C., Mullins, H.T. (eds.), *Platform Margin and Deepwater Carbonates: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Short Course 12, Chapter 4*
 - Murillo M., G., Martínez, I., R., Tritla, J., Cedillo, Pardo., E., Grajales, N., J.M., (2003), *Salmuera y evolución de hidrocarburos durante el llenado del campo petrolero de Cantarell (Golfo de México)*, Journal of Geochemical Exploration.

- Ortiz P., C. A., (2010), *Secuencias estratigráficas en la Sonda de Campeche*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Oviedo, P., A., (1998), *New Exploration Concept in the Salina Basin, Southeast Mexico*, AAPG Annual Convention, Abstract.

- Pacheco, G.A.C., (2002), *Deformación Transpresiva Miocénica y el Desarrollo de Sistemas de Fractura en la Porción Nororiental de la Sonda de Campeche*, Tesis Maestría, Posgrado de Ciencias de la Tierra, UNAM, 98 p. (inédita).
- Padilla y Sanchez R.J., (2007), *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Tomo LIX, No.1, p. 19-42.
- Peláez, Z., R., (2008), *Cantarell Ayer y Hoy*, Petroquimex, Vol.36, México.
- PEMEX Exploración y Producción, (2013), *Provincia Petrolera Golfo de México Profundo*.
- PEMEX Exploración y Producción, (2013), *Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana)*.
- PEMEX, (2007), *Las reservas de hidrocarburos de México: Evaluación al 1 de enero de 2007* (en línea), disponible en http://www.pemex.com/files/content/Reservas_hidrocarburos_2007_full.pdf, consultado 30 de Marzo 2015.
- PEMEX, (1999), *Las reservas de hidrocarburos de México*, inédito.
- PEMEX, (2008), Archivo técnico inédito.
- PEMEX, (2013), *Los campos petroleros de la Sonda de Campeche*, Inédito.
- Peñaloza, R., R., (2003), *Geometría Del Fracturamiento y Procesos Diagenéticos Que Condicionan Las Propiedades Petrofísicas De La Brecha Calcárea En El Campo Cantarell*, Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Pindell, J., Watts, A., Kennan, L., (2008), *Refinement of Jurassic tectonic evolution model using new magnetic data, and 2D process-oriented gravity modeling of rifting, subsidence, and heat flow history, East Mexican margin/western Gulf of México*, PEMEX, México.

-
- Pindell, J., Kennan, L., (2002), *Exploration Framework Atlas Series: Mexico and Gulf of Mexico*, Volume 4, Tectonic Analysis Ltd. 47 p.
 - Pindell, J., L. Kennan, J. Rosenfeld, J. Granath, Miranda-Canseco, E., Patiño, R., J., Alvarado, C., A., Marino, C., A., Hernández B., J., Espinosa, N., M., Ramírez, E., A., Maldonado, L., M., Marín, T., A., Alor, O., I., Darío, G., R., Vera, M., A., Reyes, B., G., Hernández, M., J., Alzaga, R., H., Méndez, V., J., Jacobo, A., J. y Hernández, Á., L., (2002), *Análisis paleogeográfico Mesozoico-Cenozoico y dinámica de cuencas en el Golfo de México profundo y márgenes La relación entre evolución tectonosedimentaria y sistemas petroleros*, PEP, PEMEX, 328 p.
 - Pindell, J.L., (1985), *Alleghanian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean*, *Tectonics*, v. 4, p. 1-39

R

-
- Rangel, G., J.C., Vazquez, M., J., Villarruel, G., J., Miguel, H., N., Lárez, P., Y., (2010), *Campo Ixtal, primeros super pozos en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano*, Ingeniería petrolera, Vol.5, pp. 43-53
 - Reyes, H., J.C., Hernández, D. A., E., (2012), *Yacimientos petroleros en calizas de plataforma*, Tesis de licenciatura, FI, UNAM, México.
 - Ridding, R., (2001), *Structure and composition of organic reefs and carbonate mud mounds: concepts and categories*, Department of Earth Sciences, Cardiff University, Cardiff CF103YE, United Kingdom.
 - Robles-Nolasco, J.; Pliego-Vidal, E., Toledo-Bante, C., Pimienta-Lugo, M., Ortega-González, V., Martínez-Peña, B. y Heredia-Cervantes, E., (2004), *Offshore Neogene Plays, Salina del Istmo Basin, Southeast of Mexico*, Resumen extendido, AAPG International Conference, Cancún, México.
 - Romero I. M. A, Medrano M. L. y Maldonado V. R., (2001), *Subsistemas generadores del Área Marina de Campeche, México*, Boletín AMGP. V. 49, p.105-114.

S

-
- Salvador, A., (1987), *Later Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin*, AAPG Bulletin, v. 71, p. 419-451.

- Salvador, A., (1991), *Origin and development of The Gulf of Mexico Basin*, A. Salvador, ed., *The Gulf of Mexico Basin*, Geology of North America, V.J., p. 389-444.
- Santamaría, O., D., (2008), *La formación del petróleo en el sur del Golfo de México: predicción de su calidad*, México.
- Santamaría, O., D., Horsfield B., (2003), *Gas generation potential of UpperJurassic (Tithonian) source rocks in the Sonda de Campeche*, Mexico, in AAPG.
- Santamaría, O.D. Horsfield, B., (2010), *Predicción de la Calidad de Los aceites en la Sonda de Campeche*, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., México, Volumen 55, No. 1, pp. 22-39.
- Santamaría, O., D, di Primio, R, Pickel, W., Hoguín, N., Horsfield B., (1995), *Organic facies and maturity of Tithonian source rocks from the Sonda de Campeche, Mexico*, *Organic Geochemistry, Development and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History*, 17th International Meeting of Organic Geochemistry, EGOA, San Sebastián España. Abstracts p.152-154. Memoir 79, Chap. 15, pp. 156-163. ISBN 0-89181-360-8, Ed. By Bartolini C, Buffler, C. y Cantu C. A.
- Schlumberger, (1984), *Evaluación de Formaciones en México*.
- Schlumberger, (2001), *Evaluación de yacimientos carbonatados*.
- Schlumberger, (2004), *Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados*.
- Schlumberger, (2007), *Caracterización de los yacimientos fracturados*.
- Schlumberger, (2008), *Yacimientos carbonatados*.
- Schlumberger, (2009), *Provincias petroleras de México*, WEC, Capitulo 2, México.
- Schlumberger, glossary (en línea), disponible en [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dolomitization.aspx>], consultado Mzo.15
- Stow, D.A.V. (1992), *Deep-Water Turbidites Systems*, Oxford, the International Association of Sedimentologists, Blackwell Scientific Publications, 473 p.

T

-
- Tarbuck, E.J., Lutgens, F.K., Tasa, D., (2005), *Ciencias de la tierra*, Pearson, Madrid, 736 p.

- Torres, F., M., González, V., M. A., García, M., B., Cortes, C., M.A., Álvarez, C., G., Martin, F., Miquilena, E., (2012), *Tecnología de divergencia para estimular pozos con corte de agua en Carbonatos Naturalmente Fracturados*, AIPM, CMP, Distrito Federal, México.
- Trejo, V., (2006), *Presentación de los campos de la Región Marina*, inédito.
- Tucker, M., E., (1990), *Carbonate sedimentology*, Blackwell science Ltd, Cap.2.
- Tucker, M., E., (1991), *Sedimentary petrology*, Blackwell science.

V

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

W

- Wilson, J.L., (1974), *Characteristics of carbonate platform margins*, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 5815, 810–824.
- Winker, D., C., Buffler., T., R., (1988), *Evolución paleogeográfica de aguas profundas y márgenes del Golfo de México del Jurásico al Cretácico Medio*, *Boletín de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros*, Vol. 72, No.3, 318-346 p.
- Wooster, W.S., (1978), *Upwelling Research and Ocean Affairs*, Bojey, R., Tomczak, M. (Eds.), *Upwelling Ecosystems*: Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 291–300 p.