



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**EVALUACIÓN DE LA ROCA ALMACÉN, DEL PLAY
BANCOS OOLÍTICOS DEL JURÁSICO SUPERIOR
KIMMERIDGIANO Y ROCA SELLO.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS, Y GAS NATURAL

P R E S E N T A :
ING. MANUEL CAMARGO ROJAS

DIRECTOR DE TESIS
DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SANCHEZ

2008



Jurado asignado:

Presidente: DR. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

Secretario: M.C. Noel Holguín Quiñones

Vocal: DR. José Ricardo Padilla y Sánchez

1er. Suplente: M.A. Miguel Juarez Casas

2do. Suplente: ING. Felipe Jaime Leon Islas

*Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.
Facultad de Ingeniería. División de Estudios de Postgrado*

*Tutor de tesis:
DR. Ricardo José Padilla y Sánchez*

DEDICATORIA

Con especial cariño a mi esposa Estelita e hijos Jeremi Victoria, José Manuel y Juan Luís, que siempre han sido mi motivación y un gran apoyo para alcanzar nuevos logros en todos los aspectos de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Luis H. Ferrán Arroyo dueño de la empresa The Mudlogging, Company México, S.A. de C.V., y al Lic. José Manuel de la Parra representante legal de la misma; por su importante visión empresarial.

A los ingenieros Fernando Anaya y Aurelio Vázquez Bañuelos, Director General y Gerente de Operación de la empresa The Mudlogging Company respectivamente, por sus grandes esfuerzos para hacer de esta compañía una empresa competitiva dentro de la industria petrolera nacional.

A mis padres Josefina y Manuel por haberme dado el regalo más hermoso que se le da a alguien “la vida”. Por sus consejos y buenos ejemplos; ya que siempre me han guiado a través de los difíciles caminos que hay que cruzar para alcanzar el éxito.

Al Ing. Marco Antonio Flores Flores y su grupo de colaboradores de la Coordinación de Plays Establecidos del Activo Regional de Exploración de la Región Marina Suroeste, PEMEX, en Cd. Del Carmen, Cam., por la información proporcionada, y el substancial apoyo desinteresado recibido, para la elaboración del trabajo de tesis.

Mi más sincero agradecimiento al Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez por sus sugerencias para tratar de comprender los temas expuestos en el presente trabajo de tesis.

A los miembros del comité de tesis, el Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, M.C. Noel Holguín Quiñones, M.I. Miguel Juárez Casas y al Ing. Felipe Jaime Leon Islas, por sus constructivos comentarios y valiosas sugerencias.

A todos mis profesores del postgrado, tanto de la Universidad Nacional Autónoma de México, así como a los del Instituto Mexicano del Petróleo, por su dedicación y esmero en la enseñanza.

Por su profunda amistad, y ayuda desinteresada, a los Ingenieros Enrique Trejo Vázquez y Jorge González Rincón, y a todos mis compañeros de generación por su gran generosidad y estima.

A mis compañeros que laboran en las cabinas de registro de hidrocarburos dentro de los pozos terrestres y plataformas marinas de PEMEX por los conocimientos otorgados desde mi llegada a la empresa Mudlogging. Y con los cuales me abrieron las puertas para llegar a esta maestría.

<i>Resumen</i>	I
<i>Introducción</i>	III
<i>1. Generalidades</i>	1
<i>1.1. Ubicación del área de estudio</i>	1
<i>1.2. Antecedentes</i>	2
<i>1.3. Historia y datos de producción</i>	4
<i>1.4. Infraestructura e instalaciones</i>	4
<i>1.5. Datos disponibles</i>	4
<i>2. Marco teórico y metodología</i>	4
<i>2.1. Planteamiento del problema</i>	7
<i>2.2. Justificación del problema</i>	7
<i>2.3. Objetivos</i>	8
<i>2.3.1. Objetivo general</i>	8
<i>2.3.2. Objetivo particular</i>	8
<i>2.4. Metodología</i>	8
<i>2.4.1. Metodología Play Fairway para la caracterización de los elementos del play del sistema petrolero</i>	8
<i>2.4.1.1. Análisis del play</i>	11
<i>2.4.1.2. Análisis del riesgo</i>	14
<i>2.4.1.3. Análisis de Play Fairway</i>	17
<i>2.4.1.4. Mapa de Play Fairway</i>	17
<i>2.4.1.5. Mapa de riesgo</i>	20
<i>2.4.2. Metodología para la evaluación del play</i>	20
<i>2.4.2.1. Evaluación volumétrica del play</i>	21
<i>2.4.2.2. Evaluación económica del play</i>	23
<i>3. Caracterización del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano y roca sello</i>	26
<i>3.1. Marco geológico</i>	26
<i>3.1.1. Tectónico-sedimentario</i>	26
<i>3.1.2. Estratigrafía</i>	34
<i>3.1.3. Secciones estratigráficas</i>	39
<i>3.1.4. Bioestratigrafía</i>	45
<i>3.1.4.1. Zonificación</i>	45

3.1.4.2. Bioeventos.....	45
3.1.5. Sedimentología.....	47
3.1.6. Componentes de las facies oolíticas.....	50
3.1.7. Petrología.....	54
3.1.8. Descripción de facies.....	55
3.1.9. Paleoambientes de depósito.....	60
3.1.10. Modelo geológico.....	63
3.1.11. Geología estructural.....	68
3.2. Elementos del play bancos oolíticos Jurásico Superior-Kimmeridgiano.....	74
3.2.1. Roca generadora.....	75
3.2.2. Roca almacén.....	78
3.2.3. Roca sello.....	79
3.2.4. Migración.....	81
3.2.1. Trampa.....	82
3.2.2. Edad de la generación, trampa y migración (sincronía).....	82
4. Desarrollo de la metodología y análisis de resultados del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano y roca sello.....	83
4.1. Análisis de riesgo.....	84
4.1.1. Análisis del riesgo de la roca generadora.....	84
4.1.1.1. Presencia.....	85
4.1.1.1.1. Paleoambiente de depósito.....	86
4.1.1.1.2. Mapa de isopacas.....	88
4.1.1.1.3. Mapa de presencia de la roca generadora (CRS).....	89
4.1.1.2. Efectividad.....	90
4.1.1.2.1. Mapa de efectividad de la roca generadora (CRS).....	93
4.1.2. Análisis del riesgo de la roca almacén.....	95
4.1.2.1. Presencia.....	95
4.1.2.1.1. Paleoambientes de depósito.....	95
4.1.2.1.2. Mapa de isopacas.....	96
4.1.2.1.3. Mapa de presencia de la roca almacén (CRS).....	98
4.1.2.2. Efectividad.....	99
4.1.2.2.1. Mapa de isoporosidad.....	99
4.1.2.2.2. Mapa de efectividad de la roca almacén (CRS).....	101
4.1.3. Análisis del riesgo de la roca sello.....	103
4.1.3.1. Presencia.....	104

4.1.3.1.1.	<i>Paleoambientes de depósito.....</i>	104
4.1.3.1.2.	<i>Mapa de isopacas.....</i>	106
4.1.3.1.3.	<i>Mapa de presencia de la roca sello (CRS).....</i>	107
4.1.3.2.	<i>Efectividad.....</i>	108
4.1.3.2.1.	<i>Mapa de isoporosidad.....</i>	108
4.1.3.2.2.	<i>Mapa de efectividad de la roca Sello (CRS).....</i>	108
4.1.4.	<i>Riesgo exploratorio del play bancos oolíticos.....</i>	109
4.1.4.1.	<i>Mapa de riesgo combinado (CCRS).....</i>	109
4.1.5.	<i>Evolución estructural de transectos.....</i>	110
4.1.6.	<i>Trampa.....</i>	116
4.1.7.	<i>Madurez.....</i>	118
4.1.8.	<i>Migración.....</i>	118
4.1.9.	<i>Sincronía.....</i>	119
4.1.10.	<i>Edad de generación, trampa, migración y sincronía.....</i>	120
4.2.	<i>Evaluación del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano....</i>	121
4.2.1.	<i>Oportunidades exploratorias del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.....</i>	122
4.2.2.	<i>Evaluación volumétrica de las oportunidades del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.....</i>	123
4.2.3.	<i>Evaluación económica del play.....</i>	127
4.2.3.1.	<i>Evaluación de los recursos del play bancos oolíticos.....</i>	128
4.2.3.1.1.	<i>Delineación del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.....</i>	128
4.2.3.1.1.1.	<i>Mapa de riesgo común combinado (CCRS) del play..</i>	128
4.2.3.1.1.2.	<i>Mapas resumen de play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.....</i>	129
4.2.3.1.2.	<i>Evaluación del riesgo geológico del play bancos oolíticos del Kimmeridgiano.....</i>	132
4.2.3.1.3.	<i>Tolerancia de pozos secos.....</i>	133
4.2.3.1.4.	<i>Estimación del nivel de actividad en caso de éxito y valor mínimo de recursos en trampas.....</i>	134
4.2.3.1.5.	<i>Distribución de tamaños de campo.....</i>	135
4.2.3.2.	<i>Valor monetario esperado de la evaluación del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.....</i>	136
4.2.3.3.	<i>Integración de resultados de la evaluación volumétrica.....</i>	137
5.	<i>Conclusiones.....</i>	138
6.	<i>Recomendaciones.....</i>	141
7.	<i>Referencias bibliográficas.</i>	

RESUMEN

Este proyecto comprende la evaluación del play bancos oolíticos del Kimmeridgiano en el área de KU-TU y está basado en el análisis e interpretación de información litológica, paleontológica, geoquímica, petrográfica y de registros geofísicos de pozos. La cima del play Kimmeridgiano por la ausencia de fósiles se definió con microfósiles y superficies de máxima inundación que delimitaron la base del Tithoniano; así mismo, en los pozos carentes de buena información, se delimitó el Kimmeridgiano por marca eléctrica.

Se realizaron 4 secciones estratigráficas que comprenden 8 pozos; dichas secciones se correlacionaron a partir de la cima del Tithoniano que se ajustó con el registro de rayos gamma y la presencia de *Crassicolaria* que es el datum de correlación a los 144.2 Ma.

En la zona de cobertura de KU-TU, se interpretó para el Kimmeridgiano un ambiente de rampa distalmente profundizada, con el desarrollo de bancos de ooides depositados sobre paleo-altos estructurales, formados por esfuerzos tectónicos y los movimientos de sal autóctona de edad Calloviano. Las trampas petroleras se presentan en los anticlinales y fallas de anticlinales que se desarrollan a partir del Oxfordiano y que tienen su máxima expresión para el Kimmeridgiano. Estas estructuras asociadas a las características paleotopográficas del Pre-Jurásico, presentan en la zona marina de Campeche, un entrapamiento de aceite en los altos estructurales y representan el nivel almacenador.

Para el Kimmeridgiano, las condiciones de sedimentación originadas por los paleo-altos estructurales desarrollados sobre la rampa, permitieron una distribución variada de litofacies a partir de la región central, y depositado hacia la parte occidental se presentan las partes más abiertas de rampa interna y externa que se profundizan pasando lateralmente a litofacies de mar abierto.

Con base en la integración petrográfica y al análisis de registros eléctricos, se diferenciaron tres facies principales de banco representadas por 1) packstone-grainstone de ooides dolomitizados, (banco oolítico), 2) wackestone-packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados con intercalaciones de lutitas (frente de banco) y 3) wackestone-packstone de ooides con intercalaciones de lutitas, areniscas y limolitas (banco interno), éstas últimas correspondiendo a los flancos internos de los bancos de ooides.

Las facies almacenadoras con (facies de bancos oolíticos) están representadas por packstone-grainstone de ooides y dolomías con trazas de ooides. La intensa dolomitización en éstas, sugiere exposición a diagénesis subaérea. Las segunda facies del frente de banco, corresponde a wackestone-packstone de pellets e intraclastos en ocasiones ligeramente dolomitizado e incipientemente brechadas, con posibilidades de presentar un potencial almacenador. Se interpretó una relación directa entre los sistemas de fallamiento y tectónica local salina, con el desarrollo de bancos oolíticos y barras de ooides.

Con base en el análisis del play fairway, se identificaron las zonas de alto, mediano y bajo riesgo. Las zonas de bajo riesgo, para el play bancos oolíticos, están representadas en la parte centro-sur del área KU-TU, en tanto que hacia el norte, a partir del pozo KC-1 y al nor-oriental del pozo PC-101B, se presenta un alto riesgo.

La calidad y efectividad de carga corresponde a las rocas del Tithoniano, se encuentran ampliamente distribuidas en la totalidad del área, en donde en general es

buena, excepto por una reducida porción localizada al extremo noroeste del área. Tomando en cuenta los datos de producción, así como los datos de pruebas de producción, los hidrocarburos de los campos PC, AR, MY, YX, y XN corresponden a aceites ligeros que van de 35 a 38°API distribuidos en rocas del Kimmeridgiano y del Cretácico.

De acuerdo a los mapas de riesgo, de presencia y efectividad de la roca almacén, así como de la roca sello, la tasa de éxito en la zona de alto riesgo es de 0.36% y corresponde a las zonas donde la información es escasa o se carece de la misma, mientras que hacia la parte centro-sur la probabilidad de éxito es de 0.48%. Por último, para la zona de bajo riesgo, el éxito es de 0.57%. Se espera un total de 4 descubrimientos comerciales, con un tamaño mínimo de 11 mmbpce, que suman un volumen total de 49 mmbpce en el play, con un valor monetario esperado (EV) de \$108.580 MMUSD, una factor de eficiencia de inversión de 3.0 y un costo de descubrimiento de 6.38 \$/bpce.

ABSTRACT

This project involves the assessment of Kimmeridgiano oolíticos banks play in the area of KU-TU and is based on analysis and interpretation of information lithological, paleontology, geochemistry, petrography and geophysical logs from wells. The top of Kimmeridgiano play by the absence of fossils was defined with microfossils and surfaces maximum flood delineated the basis of Tithoniano; likewise, in wells without good information, was protected by the Kimmeridgiano brand electric.

4 stratigraphic sections were performed involving 8 wells, and these sections were correlated from the top of Tithoniano that was adjusted to the registration of gamma rays and the presence of Crassicolaria which is the datum correlation to 144.2 Ma.

In the area of coverage of KU-TU, was interpreted for Kimmeridgiano an atmosphere of ramp distalmente pronounced, with the development of banks ooides deposited on paleo-high structural efforts formed by tectonic movements and salt-old native Calloviano. The oil traps are presented in anticlinal anticlinal and failures that are developed from Oxfordiano and have their maximum expression for Kimmeridgiano. These structures associated with the characteristics of paleotopográficas Pre-Jurassic, presented in the sea area of Campeche, an oil entrapment in the high structural and represent the level storage.

For Kimmeridgiano, conditions of sedimentation caused by the paleo-high structural developed on the ramp, gave a varied distribution of sulfur from the central region, and deposited into the western part presents the most open of internal and external ramp that is going sideways to deepen litofacies of open sea.

Based on the integration and petrographic analysis of electric logs, differed three main facies bank represented by 1) packstone-grainstone of ooides dolomitizados, (oolítico bank), 2) wackestones-packstone of peloides and intraclastos slightly with intercalations of dolomitizados shale (opposite bank) and 3) wackestones-packstone of ooides with interbedded shale, sandstone and siltstones (internal bank), the latter corresponding to the flanks of domestic banks ooides.

The storage with facies (facies oolíticos banks) are represented by packstone-grainstone of ooides and dolomites with traces of ooides. The intense dolomitización in them, suggesting exposure to diagénesis subaérea. The second facies of the front bench,

corresponds to wackestones-packestone pellet intraclastos and sometimes slightly dolomitización and emerging divide, with the possibility of presenting a potential stockholder. We played a direct link between the systems of local faulting and tectonic saline, with the development of banks and bars oolíticos ooides.

Based on the analysis of the play fairway, identified areas of high, medium and low risk. Areas of low risk, for the play oolíticos banks are represented in the central-southern area of the KU-TU, while northward from the pit KC-1 and the north-east of the pit PC-101B, is presented a high risk.

The quality and effectiveness of burden rests with rocks Tithoniano are widely distributed across the whole area, which is generally good, except for a small portion located at the northwestern edge of the area. Taking into account the production data and test data production, the oil fields of computer, AR, MY, YX, and XN correspond to light oil ranging from 35 to 38 ° API distributed in rocks and Cretaceous Kimmeridgiano.

According to the maps of risk, presence and effectiveness of the rock store, as well as the rock label, the success rate in high-risk area is 0.36% and corresponds to areas where information is scarce or lacks the same, while toward the center-south probability of success is 0.48%. Finally, for low-risk area, success is 0.57%. It is expected a total of 4 commercial discoveries, with a minimum size of 11 mmbpce, amounting to a total volume of 49 mmbpce in play, with an expected monetary value (EV) of \$ 108,580 MMUSD, a factor efficiency of investment and 3.0 discovery of a cost of \$ 6.38 / bpce.

INTRODUCCIÓN

Dentro de la industria petrolera mundial actual la actividad más importante es la detección e incorporación de reservas de hidrocarburos, la evaluación del potencial petrolero, así como la predicción del riesgo geológico con el propósito de incrementar los recursos para cumplir con las metas de producción y distribución que satisfagan la demanda internacional. Por esta razón, en la exploración y producción, es notorio que cada día se incorporan nuevas herramientas, procedimientos y conocimientos en la industria, con la finalidad de alcanzar los objetivos deseados; los alcances y limitaciones de éstos, estarán reflejados en éxitos y fracasos obtenidos al momento de perforar un pozo exploratorio. Una correcta evaluación del riesgo geológico es de suma importancia para el éxito exploratorio, por lo que el entendimiento del comportamiento de las cuencas petroleras dentro del concepto de play's es fundamental. La evaluación de un play consiste en identificar, delimitar y definir de manera cualitativa un grupo de rocas genéticamente relacionadas, es decir que muestren una historia geológica sincrónica (depositación, generación, acumulación y entrapamiento), y que contengan además un potencial de acumulación de hidrocarburos económicamente explotables.

En el presente estudio se muestra la evaluación de la roca almacén del Play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano (PBOJSK) del área de estudio KU-TU y de la roca sello mediante el uso de la metodología análisis de Plays Fairway, con el fin de cuantificar los riesgos principales y, con base en lo anterior, tener una herramienta que apoye en la toma de decisiones y de esta manea contribuir en la prospección de nuevas áreas dentro de la zona de estudio.

El trabajo estuvo estrechamente relacionado, con la generación del modelo sedimentario, que delimitó la geometría de la roca potencialmente almacenadora; y que corresponde a barras y bancos oolíticos de edad Kimmeridgiano, que de acuerdo a las características litológicas y paleontológicas, fueron depositados en un ambiente de plataforma carbonatada tipo rampa distalmente profundizada, bajo un régimen de sedimentación en la rampa interna de alta y media energía, asociados a una topografía conformada por montículos (bajíos o altos estructurales), que dieron forma a anticlinales alineados en sentido NW-SE, formados por esfuerzos compresivos y extensivos, asociados a tectónica salina de edad Callovianse, que indujo el movimiento de los diapiros de sal autóctona que plegó a las rocas del Oxfordiano y Kimmeridgiano, y que

ha seguido afectando a la columna geológica hasta la actualidad; por lo que es evidente, la migración y los procesos geológicos y diagenéticos dieron lugar a barras y bancos oolíticos que afectaron la acumulación de hidrocarburos en estos cuerpos sedimentarios.

Como se mencionó, también se evaluó a la roca sello dentro del área de estudio, la cual es un mudstone arcilloso de edad Tithoniense, depositado en un ambiente de rampa externa que se extiende hacia la cuenca a mar abierto con espesores que van desde los 120m hasta 200m. El estudio Play Fairway, se complementó con datos resultantes del análisis de la roca generadora del Tithoniano, por parte de AREM/CPE en el año 2006 y varios autores en la Sonda de Campeche, incluido el análisis estructural elaborado por Trejo-Vázquez, (2008), con lo que se construyó el mapa de play, y se definieron las oportunidades exploratorias para evaluar finalmente el potencial petrolero del área KUTU.

1. GENERALIDADES

1.1. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra ubicada en la porción meridional del Golfo de México, al sureste de la República Mexicana, dentro de los límites territoriales que comprende el Estado de Tabasco, entre las coordenadas geográficas 18° 21' latitud norte y 93° 31' longitud oeste a 18° 47' latitud norte a 93° 02' longitud oeste, cubriendo una superficie de 2241 km².

Comprende una franja terrestre paralela a la línea de costa de aproximadamente 10 Km., y 40Km. mar adentro teniendo un tirante de agua que varía de 0m a 70m (Figura 1.1). En el área de estudio hay 9 campos, 5 de ellos son campos terrestres (PC, ARR, MY, TU y TA) y 4 marinos (XN, YX, KC y KN). Se ubica dentro de la Provincia Geológica de Coatzacoalcos, y estructuralmente sobre la porción suroeste del Pilar de Akal.



Figura 1.1 Ubicación del área de estudio KH-TU en la porción meridional del Golfo de México, en aguas territoriales del estado mexicano de Tabasco.

1.2. ANTECEDENTES

Frente a la porción sur de los estados de Veracruz y Tabasco, en el año 1949 se exploró la plataforma continental del golfo de México, definiéndose varias estructuras asociadas a levantamientos salinos, lo que hizo posible en el año 1950 la perforación del primer pozo en la plataforma continental, el Tortuguero-1. Para 1969 y 1970 se efectuó un levantamiento sísmológico de reflexión cubriendo el área antes mencionada, desde Coatzacoalcos, Ver., hasta Frontera, Tab., y como límite costa afuera la isobata de 40 m., donde se definieron las estructuras Marbella, Gaviota, Ánade, Almeja y Cisne.

Se emplearon mapas paleogeográficos elaborados con la información geológica recopilada de los pozos perforados de 1955 a 1966 en la península de Yucatán, Norte de Campeche y áreas mesozoicas de Chiapas-Tabasco; información geofísica en la parte continental adyacente al área, así como manifestaciones de hidrocarburos confirmadas en 1971 y los trabajos sísmológicos que se efectuaron frente a Frontera, Tab. en 1972 que se extendieron hacia la costa occidental de Yucatán, cubriendo a detalle una superficie de 8000 km². Se delimitaron 30 estructuras, siendo la de Chac la que mejores características de definición y cierre presentaba. En 1974 se perforó el pozo Chac-1, que alcanzó sedimentos del Oxfordiano, siendo el primer pozo perforado en la sonda de Campeche. Posteriormente vinieron otros descubrimientos, de los cuales los campos Bacab, Abkatún, Ku, Maloob, Ek, Pol, Caan y Batab son productores en el Kimmeridgiano, por mencionar algunos.

Para el año 1980, al sur del área de estudio, en lo que corresponde a la cuenca de Comalcalco, se efectuó una reinterpretación sísmológica en el prospecto ARR, con lo que se identificaron una serie de estructuras. Se seleccionó la mejor de ellas, sobre la que se perforó el pozo PC-101B después de varios intentos fallidos, con la perforación de los pozos PC-1, PC-101 y PC-101A.

El pozo PC-101B perforado dentro del cubo PC Transicional, alcanzó el Kimmeridgiano en el año 1985, resultando productor y descubridor del campo PC en rocas correspondientes a facies de oolíticas.

Las facies oolíticas del Kimmeridgiano, son uno de los plays más productivos que han permitido el entrapamiento de hidrocarburos en la región, lo que ha dado lugar a numerosos estudios de tipo estratigráfico y sedimentológico por diversos autores como: Ángeles Aquino, 1988, 1996a y b; Ángeles Aquino *et. al.*, 1994; Araujo *et al* 1986; Basañez Loyola y Brito

Arias 1998; Cantu Chapa 1977, 1982, 1989, y 1994; Flores Varga 1982; Landeros Flores y Neri León 1984; Lugo Rivera et al 1976 y Órnelas y Sánchez et al 2007, Aguayo, 2005.

Referente al área de estudio KU-TU, corresponde a la unión formada con los cubos sísmicos marinos NCH-KN, KU-TU y el cubo sísmico PC Transicional, localizado en la costa litoral del estado de Tabasco frente a la Terminal Marítima de Dos Boca, cubre un área que se extiende desde la población TU hasta 40km costa afuera en aguas del Golfo de México. En 1988 se hizo el levantamiento sísmico KU-TU cubriendo un área de 584 km²; para el año 2002 el del PC Transicional que cubrió 377 km², y finalmente el levantamiento sísmico NCH-KN con un área de 1280 km². Con la unión de los cubos (Figura 1.2) se logró obtener una interpretación geológica más regional del área.

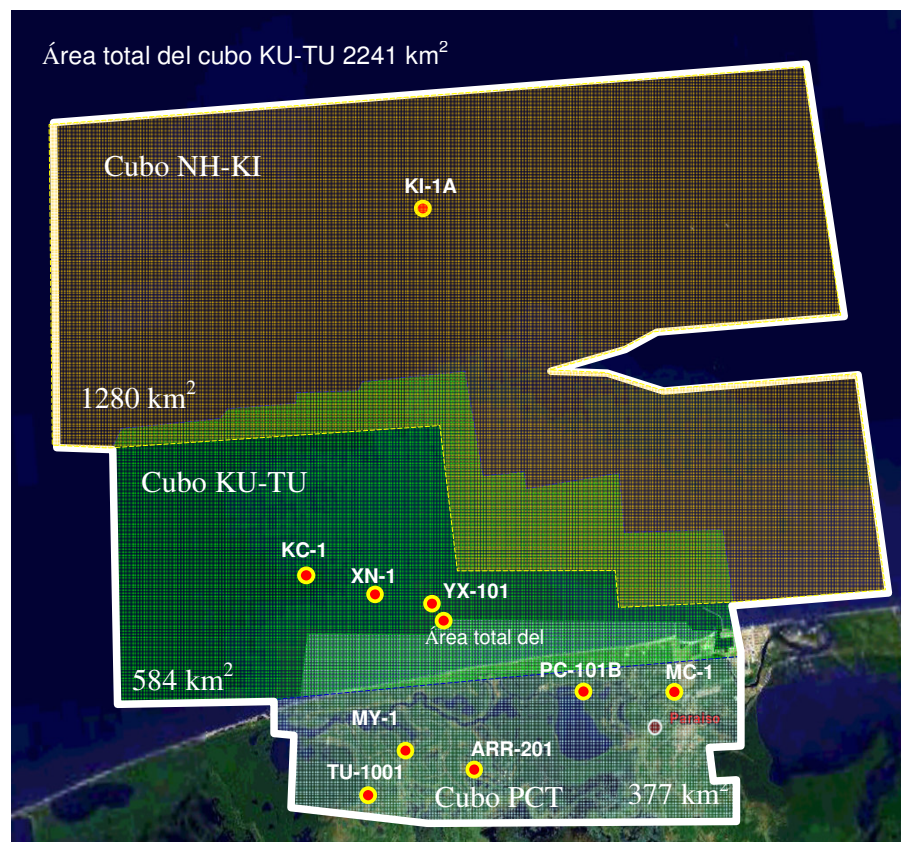


Figura 1.2 Merge del Cubo NH-KN, KH-TU y PC, mostrando la extensión, cubrimiento y traslape de cada uno de los cubos que integran el área de estudio KH-TU.

1.3. *HISTORIA Y DATOS DE PRODUCCIÓN*

La producción de hidrocarburos en el área de la Cuenca del Sureste inicia en los años 50's, y continua hasta hoy día, siendo la mayor productora de hidrocarburos del país; los horizontes productores de aceite y gas corresponden a rocas calcáreas del Mesozoico (Jurásico Superior y Cretácico), así como importantes yacimientos de edad Terciaria. Actualmente se tienen 31 campos productores en bancos oolíticos del Kimmeridgiano, con explotación de aceite pesado y ligero, un volumen de Hidrocarburos de 5552 mmbpce, reservas 3P de 1647 mmbpce, en una área de 404 Km², Volumen/Área 13 mmbpce/Km², Reservas/Área 4 mmbpce/Km²).

En el área de KC-TU la producción de hidrocarburos se inició en el año 1985 en sedimentos del Jurásico Superior con el descubrimiento del campo PC. De ese tiempo a la fecha, se han perforado los pozos KN-1A, KH-1, XN-1, YX-1 y YX101 en la zona litoral de Tabasco, resultando productores de aceite ligero de 25 a 36 °API en horizontes litológicos del Cretácico, y se ha continuado con la explotación de los campos PC, ARR y MY, con una producción de aceite de 36 °API en horizontes de dolomías y bancos oolíticos del Kimmeridgiano en la porción terrestre del área de estudio.

1.4. *INFRAESTRUCTURA E INSTALACIONES*

El área de estudio se encuentra en las inmediaciones de la Terminal Marítima de Dos Bocas. En el área marina se encuentran 2 equipos de perforación en el desarrollo de los campos YX y XN, mientras que en la parte terrestre se encuentra la infraestructura de los campos TU, MY, TA, PC y ARR (Figura 1.2).

1.5. *DATOS DISPONIBLES*

Los datos con los que se dispuso para la realización del trabajo de evaluación de la roca almacén, PBOJSK, están integrados por la información de ocho pozos, de los cuales únicamente cinco de ellos; el XN-1, YX-101, PC-101B, ARR-201y MY-1 cortaron el Kimmeridgiano (Figura 1.3), pero no lo atravesaron por completo, considerándose aceptable la información disponible. De éstos, solo los pozos perforados en los campos PC y MY son productores en el Kimmeridgiano.

Para la evaluación de la roca sello, se contó con información de los pozos que alcanzaron el Kimmeridgiano (Figura 1.4), así como de los pozos KN-1A improductivo y YX-1 productor en el Cretácico Superior, que cortaron unos cuantos metros de rocas del Tithoniano, consideradas por sus características litológicas y petrofísicas un buen sello; y del pozo improductivo KC-1.

También se contó con un cubo sísmico, integrado por los levantamientos NI-KN, KU-TU y PC-Transicional (Figura 1.2), y estudios integrales anteriores, realizados a nivel regional dentro de la Cuenca del Sureste para la evaluación de los plays del Mesozoico, y del PBOJSK.

2. *Marco teórico y metodología*

2.1. *Planteamiento del problema*

La exploración geológica requiere del análisis de múltiples variables con el fin de encontrar áreas de interés económico para la explotación de hidrocarburos destacando entre ellas el volumen de reservas a incorporar, el riesgo geológico-técnico-económico ligado a la perforación de un nuevo pozo, el tipo de hidrocarburos que se van a encontrar y la infraestructura disponible para la explotación en caso de éxito.

Para poder llevar a cabo el análisis de dichas variables es necesario realizar una serie de estudios exploratorios complejos y multidisciplinarios, lo cual requiere un análisis temporal y espacial de los elementos físicos-químicos-termodinámicos que unidos constituyen el “Sistema Petrolero” (Oviedo, A, 1998), mismos que deben ser estudiados en ciclos iterativos conforme se integran nuevos datos y nuevas tecnologías.

2.2. *Justificación del problema*

Con la recopilación de la información de pozos perforados dentro del área KU-TU, se podrá analizar e interpretar el modelo geológico que más se ajuste a las características de los elementos del sistema petrolero para el Kimmeridgiano y la roca sello. Con base en datos geológicos, de espesores netos, de espesores de roca sello, de saturación y porosidad y de distribución de los bancos oolíticos complementados con datos geoquímicos de roca generadora, sincronía y migración y datos de ingeniería de yacimientos, se podrán elaborar planos de riesgo que permitirán jerarquizar áreas de bajo riesgo exploratorio. En éstos se podrán ubicar las zonas con más altas probabilidades de éxito geológico en el play Kimmeridgiano del Jurásico Superior. .

De este modo se pretende dar el soporte técnico que contribuya en la toma de decisiones en los trabajos exploratorios encaminados a la búsqueda de oportunidades hacia los mejores sectores de los plays evaluados.

2.3. *Objetivos*

El objetivo de la evaluación de plays, se orienta a suministrar una cartera de plays-prospectos que guíen la toma de decisiones en materia de inversiones, mediante la elaboración del análisis y la evaluación económico petrolera de prospectos o campos

relacionados genéticamente en generación, acumulación, formación de trampas, migración y preservación de hidrocarburos.

2.3.1. *Objetivo.- general*

Integrar e interpretar la información en el área de la unión del cubo sísmico KU-TU, para evaluar las características geológicas, volumétricas y económicas del PBOJSK.

2.3.2. *Objetivo.- particular*

Determinar las áreas con mejores perspectivas de presentar desarrollo de bancos oolíticos en el Jurásico Superior-Kimmeridgiano y la roca sello, para evaluar su presencia y efectividad, con los resultados del Estudio de Play Fairway y Análisis de Riesgo, obtenidos mediante la integración y análisis de la información geológica del subsuelo cubierto por la superficie del proyecto KU-TU.

Así como también, para visualizar áreas potenciales a explorar y como un apoyo al estudio de plays establecidos, para optimizar el conocimiento geológico petrolero.

2.4. *Metodología*

La metodología que se empleó en la caracterización de los elementos del play correspondió al método *Play Fairway* de la *British Petroleum (BP)*. Esta metodología contempla también el mapeo de campos productores, pozos de exploración y los pozos secos por intervalo del play para entender los éxitos y los fracasos de estos.

2.4.1. *Metodología play fairway para la caracterización de los elementos del play del sistema petrolero*

En esta parte del proceso previo al análisis Play Fairway, se identificaron los aspectos fundamentales para determinar las principales características de la roca generadora, roca almacén y sello (Figura 2.1).

La distribución espacial de la roca almacén, roca generadora y los sellos se puede derivar de los datos de pozos, datos sísmicos y de producción. Esta información es exhibida lo mejor posible en la construcción de mapas paleogeográficos (GDE mapas

deposicionales del ambiente general en la terminología de BP, Dolson & Bakuev, 2004).

Los diversos ambientes deposicionales que abarca el mapa de GDE, tendrán diversos niveles del riesgo para la presencia de la roca almacén, de la generadora y del sello. Por ejemplo, los mudstone arcillosos de aguas profundas costa afuera, son sellos excelentes, pero las rocas de areniscas gruesas no lo son.

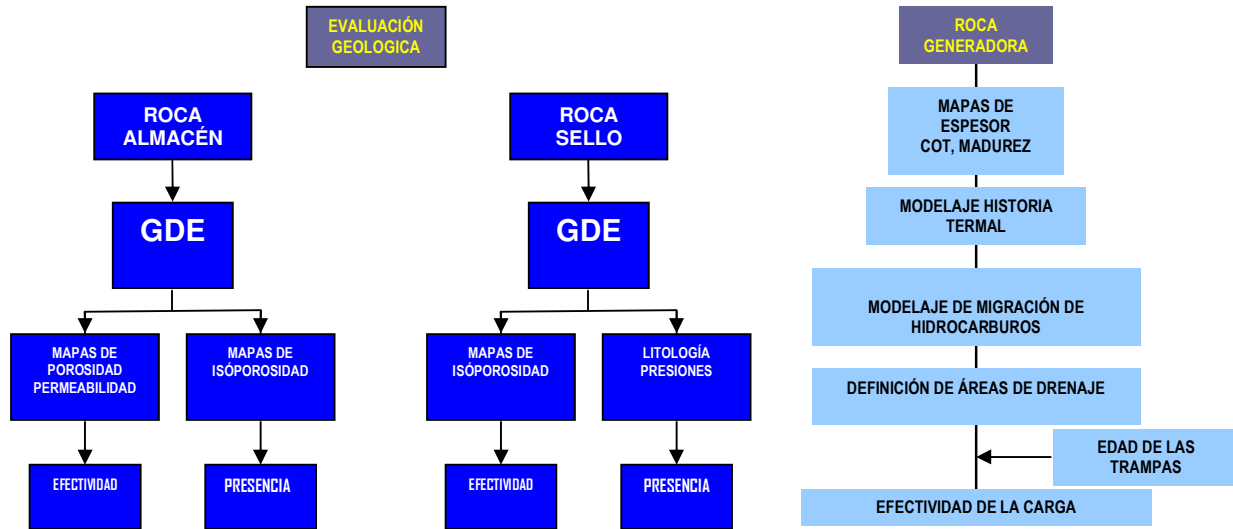


Figura 2.1. Flujograma que se sigue para evaluar la Roca Almacén, la Roca Sello y la carga de acuerdo al Análisis Play Fairway.

Aspectos como la identificación de ambientes sedimentarios y paleoambientes permiten elaborar modelos de depósito y de distribución de facies. A partir de lo anterior se define la procedencia y origen del material, con lo cual se identificará la geometría y distribución espacial del paquete de roca considerada como roca generadora, roca almacén y sello.

Esta técnica utiliza el conocimiento de la distribución de sellos, roca generadora y depósito para predecir las mejores localizaciones o “Play Fairways” de la cuenca (Dolson & Bakuev, 2004).

Para cada combinación de la roca almacén, sello o generadora, se superponen las capas en pila mostrando las mejores tendencias multi-historia de la cuenca.

Para la caracterización del play, se elaboraron los mapas que definen al modelo geológico siguiendo un análisis sistemático, basado en la recopilación y validación de la información: datos generales del área KU-TU, columnas geológicas (litología), información de núcleos, secciones sísmicas, datos paleontológicos y geoquímicos, datos

de producción, manifestaciones, informes de pozo; todo esto con el apoyo y el análisis de los datos de registros geofísicos y estudios petrofísicos.

Para identificar la calidad de la roca almacén y sello, posteriormente se interpretó la información bioestratigráfica, petrográfica y sedimentológica, con los que se elaboraron los modelos de depósito a partir de datos litológicos, paleontológicos, y registros eléctricos (Figura 2.2).

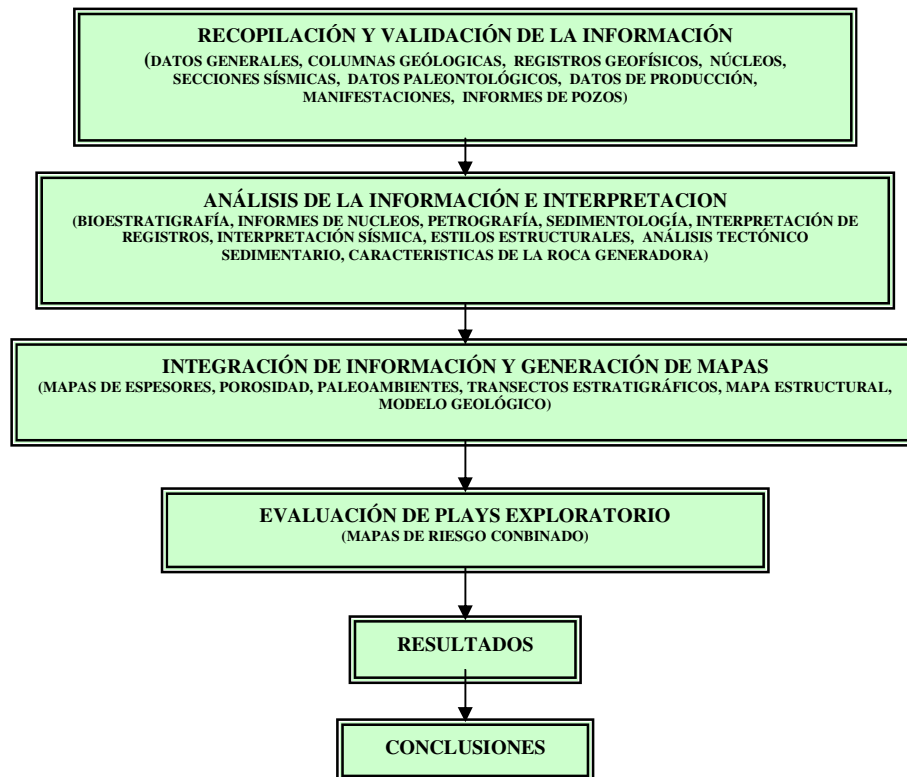


Figura 2.2. Metodología general empleada para la caracterización de la roca almacén y roca sello.

Con esta acción, se comprendieron y establecieron la presencia y efectividad de la roca almacén y la roca que funciona como sello. Este proceso nos llevó, por lo tanto, a la generación de mapas de presencia y efectividad de la roca almacén y sello, que se emplearon en el análisis del “Play Fairway”.

Para ello se elaboró el mapa de isopacas, tomando en cuenta principalmente los espesores encontrados en los informes de pozos ubicados en el área de estudio; el mapa de porosidad efectiva, obtenido a partir de los datos de registros geofísicos; el mapa de paleoambientes construido con la reconstrucción bioestratigráfica y de facies, y secciones estratigráficas, para elaborar finalmente el mapa del modelo geológico que se empleó en la evaluación del play con el análisis de resultados y las conclusiones a las que se llegó con la evaluación del PBOJSK.

2.4.1.1. *Análisis del play*

La disminución de la incertidumbre en la búsqueda de nuevos yacimientos requiere de la aplicación de nuevas metodologías y herramientas tecnológicas, así como de estrategias que permitan evaluar el potencial petrolero.

Para poder definir un play, varios autores han postulado este término tomando en cuenta las siguientes condiciones: Un play esta determinado como el conjunto de prospectos o campos genéticamente relacionados que comparten características similares de roca generadora y procesos de carga (generación, migración, acumulación, sincronía y preservación) y tipo de hidrocarburos, de roca almacén, geometría de la trampa y sello. Donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas (PEMEX, 2003), por lo que; “Un play puede tener más de un nivel almacenador y se define en gran parte por un sello maestro” (Mobil, 2000).

Por lo que respecta a los plays, estos se pueden valorar como Hipotéticos y Establecidos:

- Play Hipotético, es aquel cuya existencia no se ha comprobado, mediante la perforación de un pozo.
- Play Establecido, es aquel cuya existencia ya ha sido corroborada con un pozo, sin importar si el pozo resultó productor o improductivo.

El análisis de Plays, es una herramienta muy importante para estimar volúmenes de hidrocarburos de una serie de prospectos, el riesgo asociado, la evaluación de la cuenca, y de una región (White, 1992). Un play puede contener gran cantidad de prospectos, cuyos volúmenes a encontrar convergen a la media, evaluándose al mismo tiempo el porcentaje de éxito de las oportunidades, permitiendo establecer estrategias exploratorias de largo plazo (Navarro Baca, 2007).

Pero tiene sus limitantes, mientras que la evaluación volumétrica del potencial de los play's geológicos es significativa, es muy difícil calcular el valor económico ponderado con probabilidad para todo un play.

Para la evaluación de un play, es necesario partir del concepto de Sistema Petrolero (Figura 2.3), debido a que este nos permite integrar de modo sistemático los datos e identificar los puntos críticos en la cadena de probabilidad; lo que nos facilita aclarar dilemas. De ahí que esta visualización en el tiempo puede conducir a nuevos conceptos de Plays.

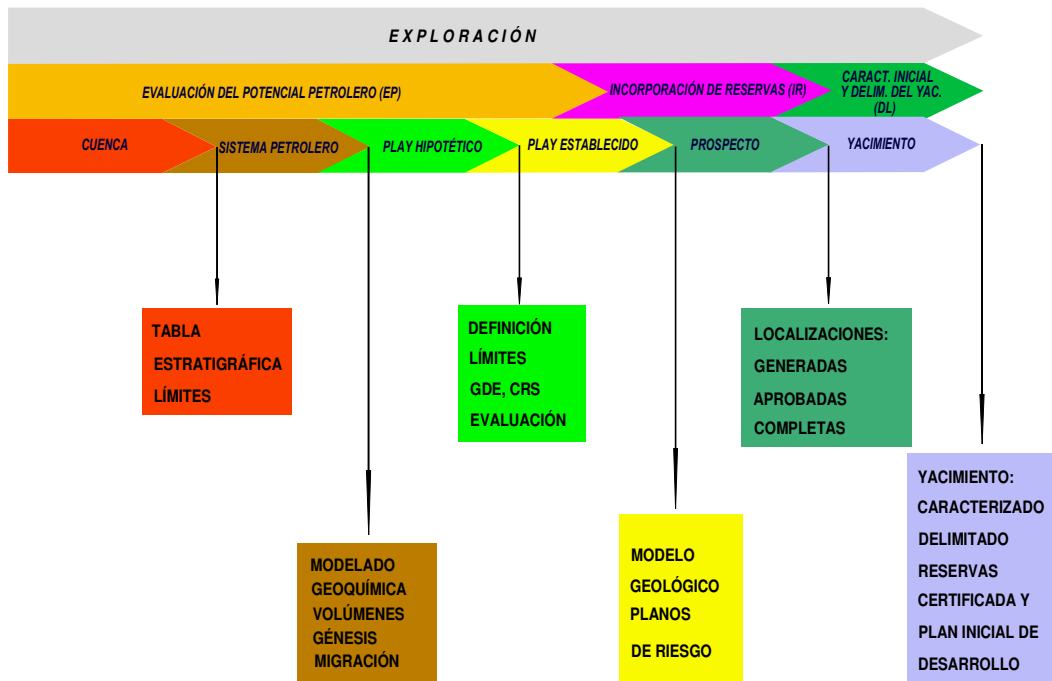


Figura 2.3. Diagrama que precisa el proceso exploratorio PEMEX, 2007; para la evaluación de un yacimiento.

Como ya se mencionó, el análisis de plays esta sustentado en la noción de sistema petrolero con la diferencia de que el sistema petrolero esta estrechamente relacionado con la roca generadora, y el play, con la roca almacén, (Magoon, 1987); esto permite que un mismo Sistema Petrolero pueda contener más de un play (Figura 2.4).

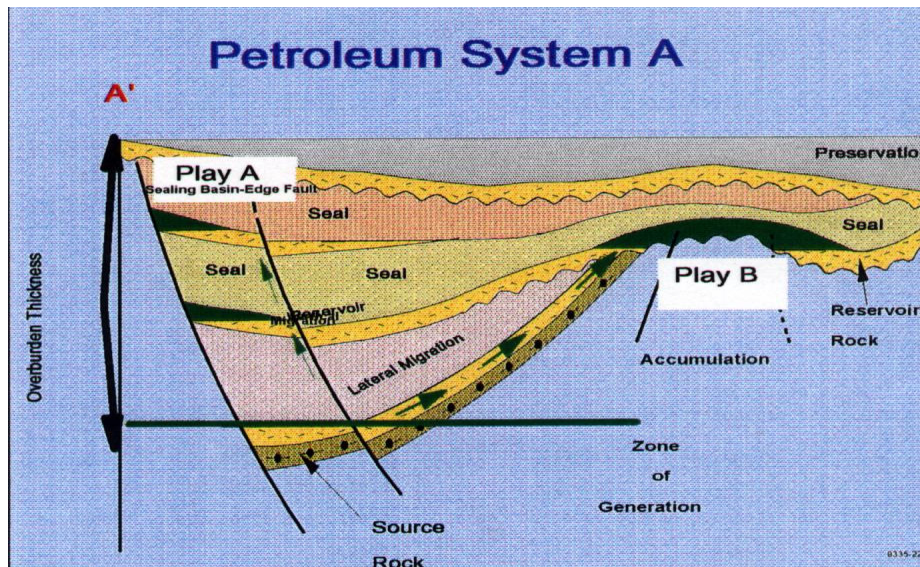


Figura 2.4. Elementos del sistema petrolero, roca generadora común/roca almacén/sello y diferentes Rutas de Migración que dan origen a los play's A Y B. tomado de De Magoon y Dow, 1994.

Las herramientas principales para el análisis de un play, mediante el enfoque del sistema petrolero son:

- *Los Mapas de “Play Fairway”*
- *Cronología de eventos*

Los mapas del play (Figura 2.5) integran cada aspecto crítico de la roca almacén, roca sello, roca generadora, migración, trampa y preservación (White, 1988), y son esenciales para determinar la probabilidad de éxito relativo. El “Play Fairway” se define como el área máxima actual donde se tiene presencia de la roca almacenadora potencial efectiva, la cual ha sido cargada con hidrocarburos y tiene un sello regional efectivo (García-Esparza, 1999).

La principal característica de los mapas de “Play Fairway” es que con ellos se definen gráficamente con base en los mapas de riesgo: la máxima extensión que cubre la roca almacén; la carga efectiva de petróleo que involucra la existencia de roca generadora, la expulsión del petróleo y la presencia de patrones de migración de hidrocarburos de la roca generadora hacia el play; y el sello regional efectivo de una roca con propiedades de baja permeabilidad que impide la migración de los hidrocarburos.

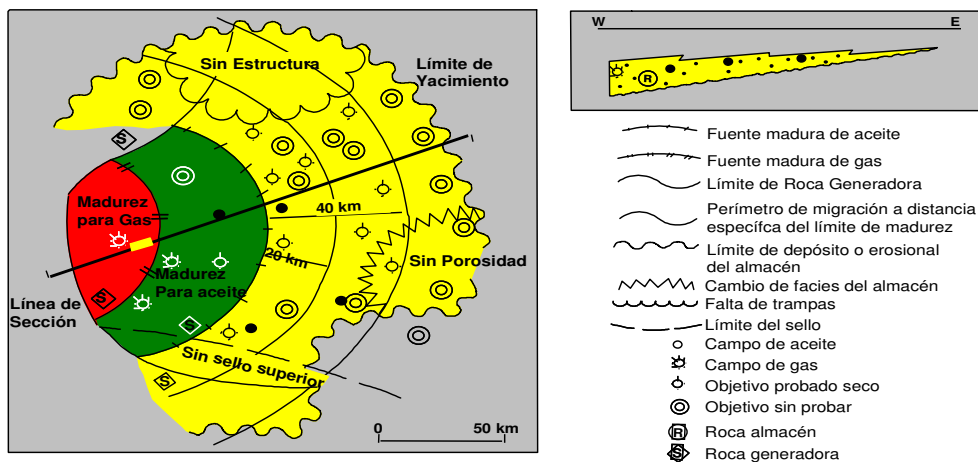


Figura 2.5. Mapa de play donde se muestra el análisis del método Play Fairway.

En tanto que los diagramas de eventos (Figura 2.6), nos indican con precisión, la edad y alcance en que van sucediendo los elementos que conforman el sistema petrolero, los eventos tectónicos, roca generadora, almacén, sello, trampa, migración, y preservación.

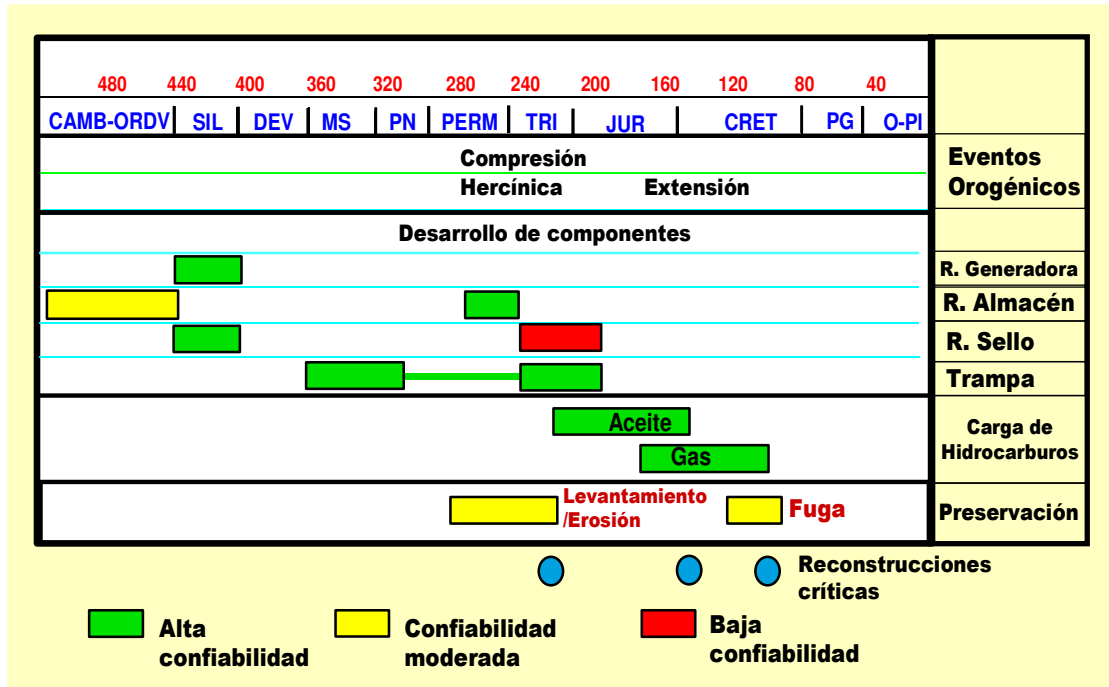


Figura 2.6. Mapa cronológico de eventos del norte de África que muestra los elementos del Sistema Petrolero tomado de (CPE, 2006).

2.4.1.2. Análisis del riesgo

El Riesgo puede expresar desde la mera posibilidad, a diversos grados de probabilidad (Treviño, 2007). En exploración, no se emplea el riesgo, se mide la probabilidad de éxito geológico; para ello, se califica la probabilidad de ocurrencia de los cinco elementos del riesgo geológico (Tabla 1), de acuerdo al proceso exploratorio para un play; carga, almacén, sello, trampa, sincronía y migración, con los cuales se podrá reducir la incertidumbre.

La incertidumbre siempre va asociada con el riesgo exploratorio, en cuyo caso ésta, se refiere a: la duda, vacilación, irresolución, indecisión, o perplejidad del problema. La incertidumbre proviene de la falta o escasez de conocimientos. La duda, es la escasez o insuficiencia de las razones o pruebas en las que se funda una opinión o un hecho (Treviño, 2007). La incertidumbre en exploración, puede ser representada por una serie de resultados o datos, que en tal caso, para su medida se hace uso de un rango de valores P_{90} y P_{10} ; lo que convierte el cálculo de la incertidumbre en un valor netamente probabilístico, y si por el contrario se empleará P_{100} y P_0 la vuelve totalmente determinística, al tomar como referencia el 100% de certeza de tener éxito y el polo opuesto 0% o ausencia de tener éxito en la exploración.

PROBABILIDAD DE ÉXITO (RIESGO)		PROSPECTO Pg	DELIMITACIÓN Pdl	DESARROLLO (FACTORES) Pd
ROCA GENERADORA	Capacidad de Carga Inicial Madurez de la Roca Generadora	1	1	1
ROCA ALMACENADORA	Presencia Características del Sistema Poroso	1	?	?
SELLO	Sello Superior Sello Lateral/Falla Sello Base / Otro	1	?	?
GEOMETRÍA DE LA TRAMPA (CIERRE)	Características / Presencia Confianza del mapa y Control de los datos	1	?	?
SINCRONÍA Y MIGRACIÓN	Sincronía Rutas de Migración Preservación	1	1	1

Tabla 1. Se observa los cinco elementos del riesgo geológico (Pg), y la manera de evaluar la probabilidad de éxito en la delimitación (Pdl) y de Desarrollo (Pd), de acuerdo al método empleado por PEMEX en el proceso de evaluación de un play, (tomado de Treviño, 2007).

Esto permite definir las incertidumbres en los modelos de los datos geológicos, y examinar los efectos que estas incertidumbres tienen sobre los resultados. Una de las características importantes es que estos análisis se realizan de forma independiente para la carga, los procesos de generación, almacén, sello, trampa y migración, correspondientes para cada play definido en el sistema petrolero.

Lo contrario del éxito es el riesgo, y éste se mide en función de la probabilidad. Los rangos de escala de la probabilidad van de 0.0 a 1.0 donde el extremo de la escala; P = 1.0 significan 100% certeza y P = 0.0 significa 0% de certeza. La teoría de probabilidad proporciona cuatro reglas fundamentales (Tabla 2), que deben ser consideradas para su estimación.

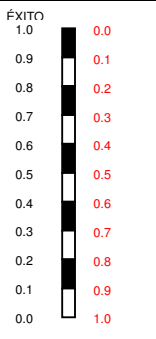
PROBABILIDAD		CÁLCULO DE PROBABILIDAD
	Probabilidad de éxito de una ocurrencia dada o evento	1 menos el riesgo por el evento a ocurrir.
	Probabilidad de la ocurrencia simultánea de varios eventos independientes	Producto de sus probabilidades individuales (la regla de la multiplicación).
	Probabilidad de ocurrencia de por lo menos un evento, dado la ocurrencia de varios eventos mutuamente exclusivos	Suma de las probabilidades de cada evento individual (la regla de suma).
	Probabilidad de cualquiera de los dos o los dos de dos eventos independientes	Riesgo de que ninguno de los eventos ocurrirá (la regla de combinación).

Tabla 2. Modificada de Treviño, 2007, donde se muestra las reglas fundamentales, que rigen los eventos en función de la probabilidad.

No existe un único o mejor método para el análisis “Play Fairway”, aunque por su claridad y eficacia casi siempre se usa el sistema de “Mapas Semáforo” o mapas de “Riesgo Relativo” (Figura 2.7), los mismos que describen las características de cada uno de los elementos y se muestra un ejemplo a continuación:

RIESGO RELATIVO	DATOS	
ALTO	Datos que demuestran o implican duda de la presencia o efectividad del elemento del play dentro del segmento de riesgo de play.	100%
MEDIO	Datos que son ambiguos como la presencia o efectividad del elemento del play dentro del segmento de riesgo del play, ausencia de datos	45%
BAJO	Datos que demuestran claramente la presencia o efectividad del elemento del play dentro del segmento de riesgo del play	20%
AUSENCIA DE INFORMACIÓN	Cuando hay evidencia de ausencia de algún elemento	0%

Figura 2.7. Rangos de Riesgo divididos en 3 niveles, alto de 45 a 100%, moderado de 20 a 45 y de bajo riesgo de 0 a 20%. Cuando hay evidencia de ausencia de algún elemento, se utiliza el color blanco. (Modificada de Pemex-CPE, 2007).

El concepto simple del “semáforo” de rojo, verde y amarillo, demuestra exactamente donde concentrar todos los recursos exploratorios. La metodología define la predominancia del color amarillo sobre el color verde y la predominancia del color rojo sobre el amarillo y el verde para definir y evaluar un área. La técnica es de gran alcance, simple, y documentada fácilmente, y reanalizada por un equipo, puesto que los números pueden ser cambiados y diversos panoramas ser examinados rápidamente. Los mapas representan la evaluación del riesgo relativo de cada uno de los elementos del play, como se observa en el mapa final del Play Fairway después de su evaluación (Figura 2.8).

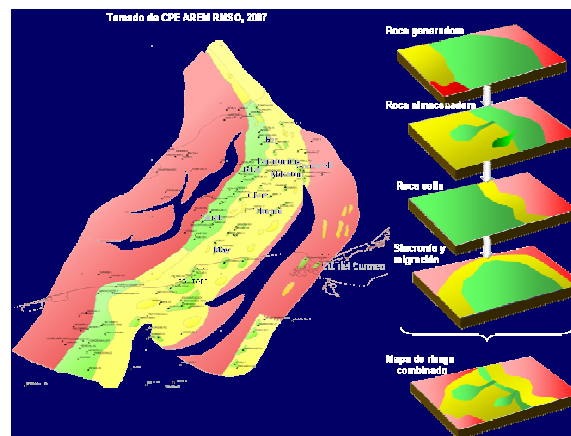


Figura 2.8. Resultado del análisis Play Fairway, es el mapa final de Play Fairway, el cual se obtiene, sobreponiendo todos los mapas de efectividad y presencia para cada elemento, como se indica en el mapa de semáforo. Tomado de CPE_ASREM_RMSO_2007.

2.4.1.3. *Análisis de Play Fairway*

El análisis “Play Fairway” representa el enlace entre el análisis geológico y el plan de negocios exploratorio, y su estudio se puede trabajar desde una escala regional hasta un nivel de prospecto.

El “Play Fairway” esta definido como la máxima extensión actual de una potencial roca almacén. El análisis de “Play Fairway”, incluye además los sellos y la carga de hidrocarburos, como parte integral de un sistema efectivo.

La aplicación de la metodología Play Fairway, se basa en trabajo multidisciplinario, lo que evita que se consideren zonas demasiado optimistas en áreas que por sus características geológicas no lo son; al mismo tiempo que aumenta las posibilidades de definir los mejores prospectos en áreas con mejores probabilidades, la cual en forma metódica y ordenada, analiza los elementos geológicos del sistema petrolero en forma conjunta.

2.4.1.4. *Mapa de Play Fairway*

El mapeo del Play Fairway se basa en una metodología consistente que requiere de la construcción de mapas geológicos estándar para la Roca Almacén, la Roca Sello, la Roca Generadora y la Carga de Hidrocarburos, conjuntamente con sus Mapas de Riesgo asociados, mismos que pasan por tres fases de análisis:

1. Análisis histórico de la exploración del área.
2. La percepción geológica actual
3. El potencial futuro

Las fases descritas aseguran que los estudios multidisciplinarios y las decisiones de negocios se tomen en cuenta y de ese modo se obtenga una mayor certidumbre en el proceso exploratorio.

Para estandarizar la generación de mapas de Play Fairway que permitan facilitar la “Toma de Decisiones”, se ha implementado la metodología en cinco etapas (figura 2.9):

1. Como parte inicial, se analiza detalladamente la información disponible en las bases de datos, a fin de determinar, la cantidad y la calidad de la información

aprovechable, que está asociada a los elementos y los procesos del Sistema Petrolero (roca generadora, roca almacén, geometría de la trampa-sello, sincronía y migración). La evaluación de la información, es altamente recomendable e importante al comienzo de un proyecto, pues dependiendo de la información con que se cuente, se puede estimar la fortaleza y/o debilidad de los datos que soportan el desarrollo del estudio.

2. Una vez identificadas las fortalezas y debilidades de la información, el Análisis Play Fairway se enfoca en dos aspectos críticos para cada elemento del play:

- La Presencia: Es la identificación del componente.
- La Efectividad: define la viabilidad del componente versus el conjunto de criterios evaluados y definidos por el explorador.

Los productos de esta etapa son: Mapas de Riesgo de presencia y efectividad por elemento del Play. En su análisis se identifica la probabilidad relativa de la Presencia y Efectividad de los elementos y procesos del sistema petrolero asociado a un play. Este proceso debe actualizarse permanentemente y es clave para estimar el potencial no descubierto de los plays a nivel regional.

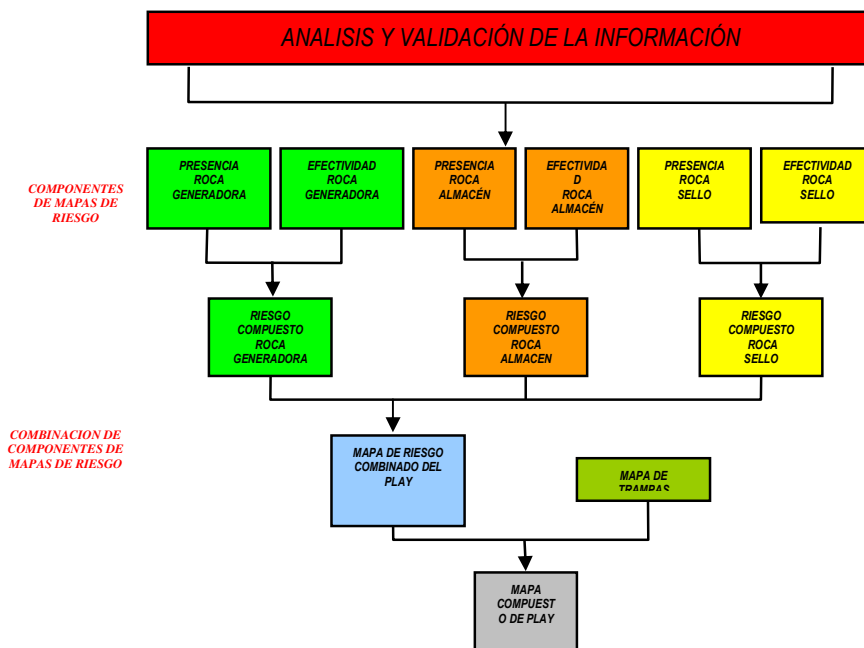


Figura 2.9. "Evaluación de los elementos del sistema petrolero para el PBOJSK en el área de estudio KU-TU, mediante el uso de la metodología de Play Fairway"

3. En la tercera etapa, la combinación de la presencia y la efectividad forman el Segmento “común” del riesgo (CRS por sus siglas en inglés), para la roca almacén, carga y sello.
 - El análisis de los mapas de CRS, debe definir claramente Play fairways favorables.
 - Los mapas de Riesgo Compuesto para cada elemento del play, son el producto final de los estudios de exploración y son de mucha utilidad en el apoyo para tomar decisiones técnicas y económicas.

4. En esta etapa se combinan los mapas de riesgo compuestos de cada elemento, dando como resultado el mapa de Segmento Común del Riesgo Compuesto (CCRS por sus siglas en inglés). El proceso fue desarrollado dentro de BP hacia finales de los años 80’s y ha sido adaptado ampliamente por la industria. De manera notable en ExxonMobil y ChevronTexaco (Dolson & Bakuev, 2004).

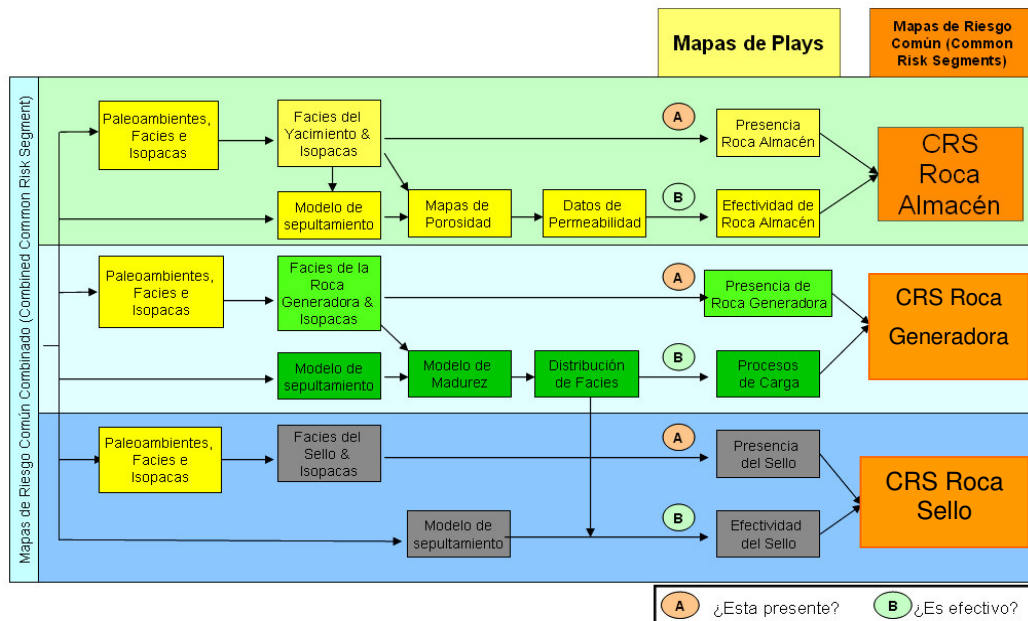


Figura 2.10. Proceso para la generación de mapas de plays de riesgo común combinado (CCRS). (Modificado de Tooby, 2006), tomado de Trejo-Vázquez, 2008.

Estas tendencias se pueden colorear y mapear con computadoras para representar niveles de riesgo. Los colores blancos denotan la ausencia de la formación, áreas en color rojo zonas de riesgo elevado, amarillas riesgo incierto y tendencias verdes

de poco arriesgado. El mapa final de riesgo (Figura 2.10) se obtiene sobreponiendo los mapas de riesgo de presencia y efectividad de cada elemento para formar el mapa (CCRS).

El aprovechamiento de los CCRS, es una técnica simple y de gran alcance, para hacer problemas complejos fáciles de entender. Permite que los intérpretes demuestren muy claramente, el trabajo más importante que se necesita hacer para reducir el riesgo y para tener un alto rango de éxito en la evaluación del play y al perforar. Esta técnica es también independiente de la escala y se puede aplicar dentro de campos productores (Dolson & Bakuev, 2004) para ilustrar los riesgos relacionados con el drenaje, fallas de corte u otros atributos.

Cuando se mezclan los mapas del Segmento “común” del riesgo (CRS) de la roca almacén, carga y sello el resultado es el mapa final “compuesto” o “CCRS”, el cual define el fairway para esta combinación de roca almacén y generadora.

5. Y en la etapa final se agrega el componente estructural, que permite determinar las áreas prospectivas, obteniéndose así el mapa de Play Fairway para el Kimmeridgiano.

2.4.1.5. *Mapas de riesgo*

Para la elaboración de los mapas de riesgo, se hizo uso de los mapas de presencia y efectividad de la roca almacén, la roca sello y la carga, basada en mapas de litofacies, paleoambientes e interpretación sísmica. Esta metodología contempla también el mapeo de campos productores, pozos de exploración y los pozos secos por intervalo del play para entender los éxitos y los fracasos de estos. Así mismo, se analizan los prospectos y oportunidades y se comparan con los datos estadísticos de los volúmenes ya descubiertos y se predice que puede ser lo esperado.

2.4.2. *Metodología para la evaluación del play*

La evaluación del Riesgo Geológico es la actividad en la que se calcula el porcentaje de éxito de los elementos del Play del sistema petrolero para cada prospecto interpretado. Esto se obtiene con la determinación de la presencia y efectividad de la

roca almacén, roca sello, y roca generadora; mientras que la geometría de la trampa se obtiene de la interpretación de la información sísmica disponible; y concluye con la evaluación de las rutas de migración y sincronía. El resultado de este análisis es un valor en porcentaje, que representa el grado de certidumbre en el funcionamiento del sistema petrolero.

Los valores extremos evaluados para cada elemento del sistema petrolero, proporcionarían los límites para definir la distribución de probabilidades de éxito de cada elemento del play (Trejo-Vázquez, 2008).

La tolerancia de pozos secos, está regida por un margen de error en la perforación de pozos exploratorios que resulten improductivos, para que con esta información se tome la decisión de abandonar o continuar perforando dentro del play por no haber descubrimientos que sean de interés económico, y aplica tanto en plays hipotéticos como en plays probados. En PEMEX Exploración y Producción la Tolerancia de pozos secos más comúnmente usada es 4 (Navarro Baca, 2007).

La estimación volumétrica del Play, es el resultado obtenido mediante el empleo del método de simulación Montecarlo, que nos asiste en el análisis del comportamiento de las actividades que involucran riesgo, y se calcula sumando los recursos petroleros calculados para cada prospecto.

2.4.2.1. *Evaluación Volumétrica del play*

La evaluación volumétrica se inicia con la delimitación del play, mediante el empleo de los planos y secciones generadas (García-Esparza, 1999); con la interpretación sísmica (Trejo-Vázquez, 2008), se mide el área de todos los prospectos en las secciones estructurales; se mide el cierre y extensión de las trampas; y finalmente en las secciones estratigráficas se mide el espesor de la roca almacén.

La evaluación volumétrica del Play, se obtiene de la suma de los recursos petroleros calculados para cada prospecto (Figura 2.11), mediante el uso de la simulación Montecarlo, la cual es un método para analizar el comportamiento de alguna actividad que incluya riesgo.

El Recurso Petrolero es la cantidad de hidrocarburos estimada inicialmente en el subsuelo a condiciones de superficie; pueden asociarse a gas o a aceite, como el caso del presente estudio; a la parte recuperable se le denomina recurso prospectivo, recursos contingentes o reservas. Para calcularlo se utilizará la herramienta CEROE's (Cedula de

Evaluación de Riesgo Exploratorio, ©PEMEX), y se hace a partir de las siguientes fórmulas (Treviño, 2007):

$$R_{\text{recursos potenciales de aceite}} = \frac{\text{área} \times h \times F_G \times \phi_e \times S_{\text{Hidrocarburos}}}{B_{oi}} \dots \dots \dots (2.1)$$

$$R_{\text{reservas prospecto}} = R_{\text{recursos potenciales de aceite}} \times F_R \dots \dots \dots (2.2)$$

$$R_{\text{reservas Play}} = \sum_{i=1}^n [R_{\text{reservas Prospectos}_i} \times R_{\text{riesgo}_i}] \dots \dots \dots (2.3)$$

Donde: *área* es la extensión en planta del yacimiento; *h* es el espesor neto; F_G es el factor geométrico, y se trata de un factor de corrección, debido a que la geometría real de la trampa solo se aproxima a formas cilíndricas o esféricas; ϕ_e es la porosidad efectiva; S_H es la saturación de hidrocarburos; B_{oi} es el Factor de Volumen del Aceite, que se define como la relación del volumen de aceite en el yacimiento con respecto al que se medirá en la superficie; y F_R es el Factor de recuperación.

Recurso del Play= Suma de Recursos de cada Prospecto

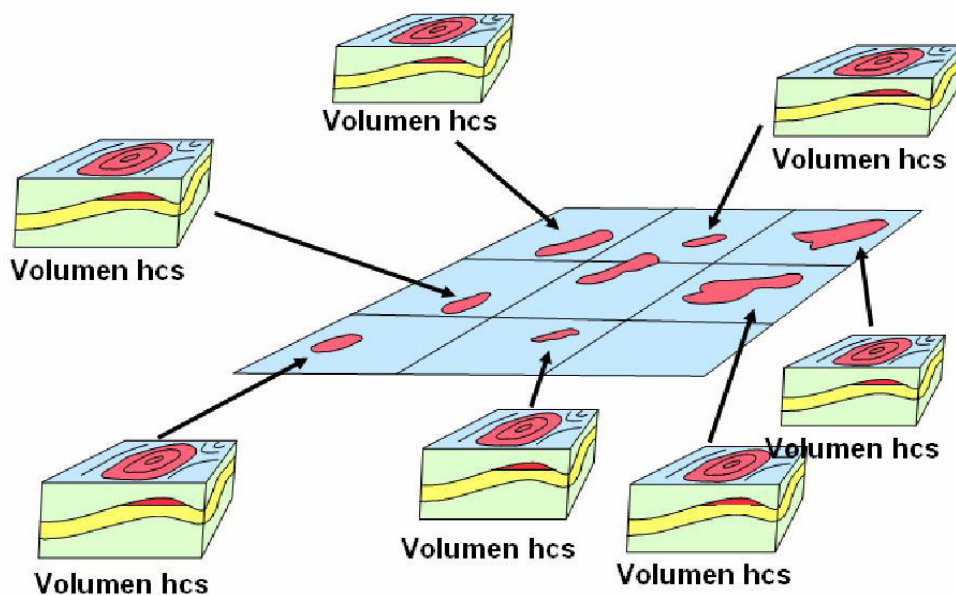


Figura 2.11 Suma de oportunidades para obtener la evaluación volumétrica del play, una vez hecho el cálculo de volumen para cada oportunidad, tomado de Treviño, 2007.

La determinación de las reservas es un proceso probabilístico (García Esparza, 1999). Es decir que los valores de cada uno de los factores que intervienen en la ecuación (2.1), se manejan en función de rangos obtenidos por medio de una distribución lognormal, a los cuales se les han asignado valores de probabilidad que van de P_1 a P_{99} , y que se describen en la Tabla 4.

2.4.2.2. *Evaluación Económica del play*

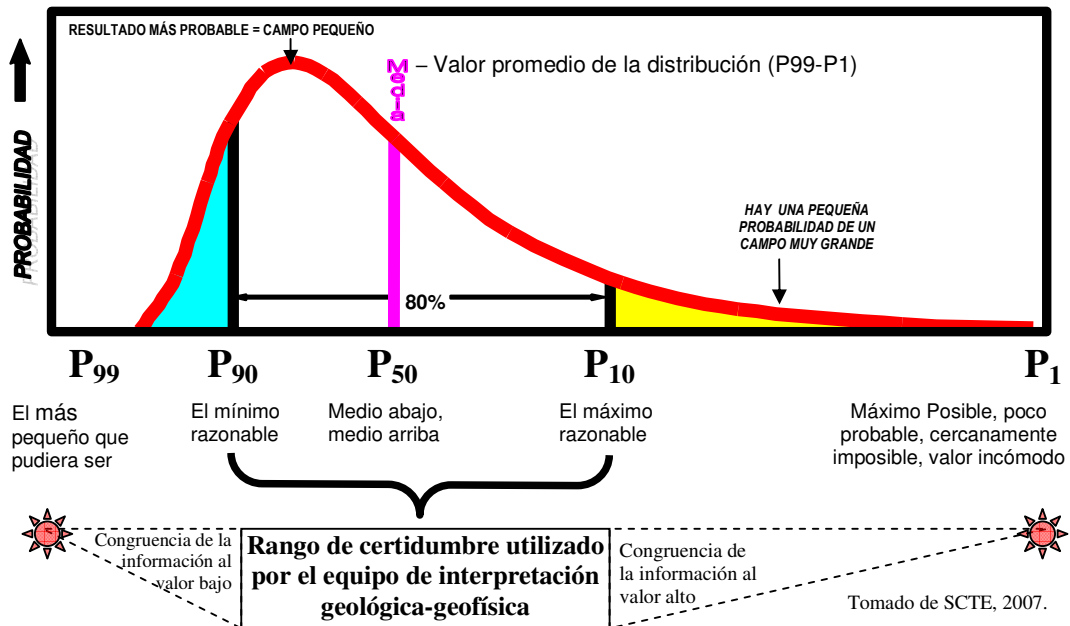
Es de vital importancia durante el proceso de Exploración y Producción, el recopilar información geológica, geoquímica y geofísica necesaria, a fin de contar con una cartera de oportunidades que guíen la toma de decisiones en materia de inversiones para exploración e incorporación de reservas nuevas y/o remanentes (IMP, 2008).

La estimación de las reservas contempla, además de lo que técnicamente puede extraerse del subsuelo, producto de la estrategia de explotación, aspectos económicos que tienen que ver con el precio de venta de los hidrocarburos a producir y los costos asociados a la extracción y transporte de ellos (SPE-PEMEX, 2004).

Recordemos que de las reservas sólo una porción del volumen original de hidrocarburos descubierto será recuperada comercialmente. La premisa fundamental es que los ingresos superen a los egresos, y así las operaciones de producción y venta de los hidrocarburos sean rentables.

La evaluación económica de un pozo, campo, activo o región, constituye una medida de su rentabilidad asociada. Esta rentabilidad depende del desarrollo en la extracción de las reservas de hidrocarburos reportadas y sus precios de venta.

Con los ingresos obtenidos por venta de los hidrocarburos y sus costos variables por pozo y por producción, en el caso de pozos, es posible obtener los flujos de efectivo descontados a una tasa de descuento que corresponde al costo de capital de la empresa (SPE-PEMEX, 2004). Este indicador de rentabilidad, valor presente neto, indica qué tan rentable es el pozo, campo, activo o región. Asimismo otros de los principales indicadores de rentabilidad que son obtenidos a través del análisis económico son: la tasa interna del retorno, relación beneficio/costo, y periodo de recuperación de la inversión.



PROBABILIDAD	VALORES DE PROBABILIDAD
P ₁	Máximo valor Posible, refleja el mejor de los escenarios pero es extremadamente improbable, probabilidad de 1 en 100.
P ₁₀	Máximo valor Razonable, cuya Probabilidad es de 10 en 100.
P ₅₀	Valor que tiene la mitad de valores por abajo y mitad por arriba.
P ₉₀	Mínimo razonable, su Probabilidad es de 90 en 100.
P ₉₉	Tan pequeño como pudiera ser, y refleja el peor de los escenarios posibles y cuenta con gran probabilidad de ocurrir, su probabilidad es de 99 en 100.
P _m	Media es el valor esperado (promedio), truncada en P ₁ , es el valor que mejor representa la distribución.
Distribución Lognormal	Estimación Volumétrica del play: Es el resultado de multiplicar variables aleatorias independientes. Posteriormente, las reservas calculadas para cada prospecto se multiplican por el riesgo asignado (compartido y local), y se suman cada uno de estos valores.

Tabla 4. Se presenta los valores de probabilidad de P1 a P99 que se emplean para el cálculo de la estimación volumétrica representados en una gráfica lognormal.

La evaluación económica del play se realizará mediante la hoja de calculo CERPLAY empleada por la Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración (SCTE-PEMEX), con la que se obtendrá el valor presente neto esperado (EV) y la eficiencia de inversión del play (EIP) con las ecuaciones 2.4 y 2.5; para ello son necesarios los datos de la distribución de tamaños de las diferentes oportunidades, la estimación de los costos en caso de fracaso durante el proceso exploratorio, los costos incrementales en caso

de éxito, la cantidad de pozos secos que se van a tolerar aunados a cuantos prospectos se perforaran en caso de éxito, adicionando el valor ponderado neto (VPN) por bpce, el volumen mínimo para abrir el play, y el volumen comercial del campo. Todo esto tomando en consideración como máximo 5 años, que son de acuerdo a la experiencia, el tiempo necesario para determinar la tasa de éxito, los precios de la materia prima y la inflación.

$$EV = (\text{Programa mínimo } Pe \times VPN) - ((1 - Pe) \times \text{Costo del fracaso del play}) \dots\dots 2.4$$

$$EIP = \frac{(\text{Programa mínimo } Pe \times VPN)}{((1 - Pe) \times \text{Costo del fracaso del play})} \dots\dots\dots 2.5$$

3. Caracterización del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano y roca sello

3.1. Marco Geológico

3.1.1. Tectónico-sedimentario

El área de estudio está estrechamente relacionada con los múltiples eventos tectónicos que dieron origen al Golfo de México, el cual inició su apertura (Figura 3.1) con la fragmentación y dispersión de la Pangea (Salvador, 1987, Pindell, 2001, Aguayo, 2005, Padilla y Sánchez, 2007). Los sistemas tectónicos que afectaron principalmente al Golfo de México y dejaron su huella en el Sureste de México corresponde a tres fases: a) una fase de margen pasiva durante la apertura del golfo de México; b) una prolongada fase de margen convergente del Pacífico (Aquino-López, 2004); y c) una fase transcurrente asociada con el principal sistema Walter Megashear (Pessagno and Martín, 2003).

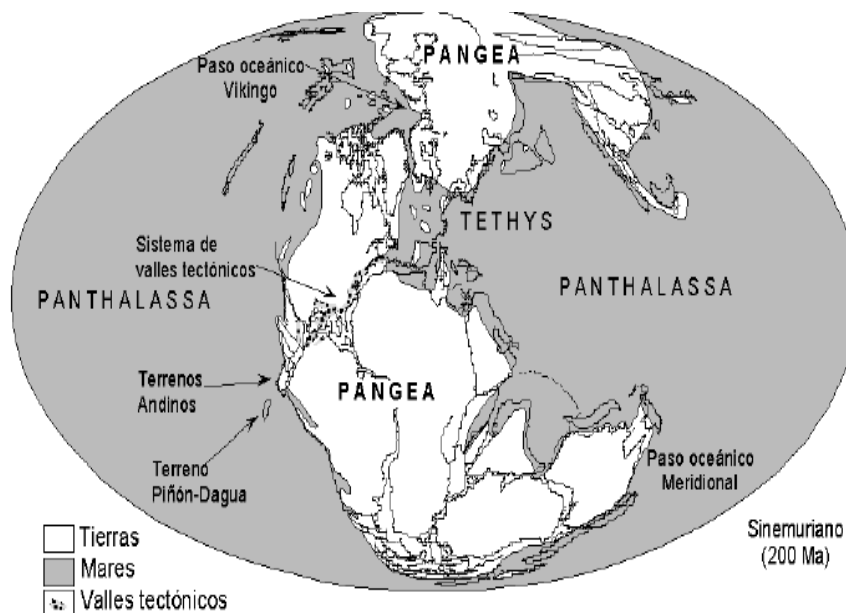


Figura 3.1. Mapa mundial del Jurásico Inferior en el cual se aprecia la paleogeografía que prevalecía durante la separación del supercontinente Pangea, lo que permitió la apertura del Golfo de México (Tomado de Iturralde-Vinent, 2004b)

La reconstrucción de la formación y desarrollo del golfo de México ha sido motivo de controversias Tabla 5, ya que a los procesos tectónicos distensivos y evolutivos de la cuenca circum-atlántica marginal, a partir del Triásico Tardío-Jurásico

Temprano, se les han asociado con los movimientos geodinámicos del bloque de Yucatán ocurridos en relación con el cratón de Norte América durante el Jurásico Tardío y que en síntesis entre otros se mencionan los siguientes: (1) Movimiento del bloque de Yucatán, paralelamente a la dirección de “generación de corteza oceánica” de la placa norteamericana; (2) Movimiento del bloque de Yucatán en forma oblicua a la dirección de generación de corteza oceánica” de la placa norteamericana: por el norte o bien por el occidente; (3) Movimiento dextrógiro del bloque de Yucatán; (4) Movimiento sinistral del bloque de Yucatán; (5) Inmovilidad del bloque de Yucatán (Aguayo, 2005).

COMIENZO DEL RIFTING	COMIENZO DE SEPARACIÓN DEL PISO OCEÁNICO	COMIENZO DE LA ROTACIÓN DE YUCATÁN	DEPÓSITO DE LA SAL	FINALIZACIÓN DE SEPARACIÓN DEL PISO OCEÁNICO	FUENTE
<i>Triásico Tardío, 210 Ma</i>	<i>Calloviano Tardío, 160 Ma</i>		<i>Calloviano Tardío, por 160 Ma</i>	<i>Berriasiano, 140 Ma</i>	<i>Pindell, 1985</i>
<i>Triásico Tardío a fines del Jurásico Medio</i>	<i>Jurásico Tardío</i>		<i>Jurásico Medio Tardío</i>	<i>Jurásico temprano y parte del Tardío</i>	<i>Salvador, 1987</i>
<i>Triásico Tardío</i>	<i>Oxfordiano temprano, 160 Ma</i>		<i>Calloviano de ~ 160 a 160 Ma</i>	<i>Berriasiano, 140 Ma</i>	<i>Winker and Buffler, 1988</i>
<i>Triásico Tardío a Jurásico Temprano</i>	<i>Calloviano Tardío a Oxfordiano Temprano</i>		<i>Jurásico Medio Tardío a Jurásico Superior Temprano</i>	<i>Jurásico Temprano Tardío pero no mas alla del Oxfordiano Medio</i>	<i>Salvador, 1991</i>
<i>Triásico Tardío a Jurásico Temprano</i>	<i>Calloviano, 166 Ma</i>	<i>Jurásico Medio Tardío (Calloviano)</i>	<i>Terminó para el Oxfordiano, 160 Ma</i>	<i>Berriasiano, 140 Ma</i>	<i>Marton and Buffler, 1994</i>
<i>Triásico Tardío, 200 Ma</i>	<i>Oxfordiano temprano, 160 Ma</i>		<i>Calloviano (o Temprano) a Oxfordiano Medio por 160 Ma</i>	<i>Berriasiano, 137.85 Ma (M16)</i>	<i>Pindell, 1994</i>
<i>Triásico Medio a Tardío 230 Ma</i>	<i>Kimmeridgiano 150 Ma</i>	<i>Calloviano Tardío a Oxfordiano Temprano, 160 Ma</i>	<i>Calloviano Tardío-Oxfordiano Temprano a Kimmeridgiano 160-150 Ma</i>	<i>Berriasiano, 140 Ma</i>	<i>Dale, et.al., 2005</i>

Tabla 5. Resumen de eventos geológicos y tectónicos del Mesozoico que ocurrieron en la historia de formación del Golfo de México de acuerdo a diferentes autores, (tomado de Dale et.al., 2005).

El movimiento izquierdo del bloque de Yucatán, propuesto por Humphris, 1978 y Pindell, 1985 (Figura 3.2), es el que más corresponde con la geometría del borde norte del cratón de América del Sur, durante el rompimiento cortical y antes del desplazamiento de los bloques tectónicos continentales (Aguayo, 2005).

Los múltiples eventos tectónicos Aquino-López, (2004), dejaron su huella en el área del estudio. Los procesos tectónicos y eustáticos según Gómez-Cabrera, (2004), (Figura 3.2) surgidos a finales del Triásico y durante el Jurásico, fueron un factor determinante en la evolución de los ambientes sedimentarios. La sedimentación estuvo controlada por la actividad tectónica relacionada con la apertura del Golfo de México (Salvador, 1987, Pindel, 2001, Ornelas, 1997).

De esto se deduce que cualquier interpretación de la ancestral cuenca del Golfo de México, debe considerar una historia de deformación polifásica compleja de por lo menos siete etapas (Figura 3.2) Aquino-López, (2004) y Gómez-Cabrera, (2004).

ERA	EPOCA	EVENTOS TECTONICOS Y EUSTATICOS	TECTONO-SECUENCIAS	Ma.
P L E I S T O C E N O	PLIO-PLEISTOCENO	Aislamiento de Sal (sal Alóctona)	LIFT MARGIN	5.5
	MIOCENO	Sepultamiento y Desarrollo de Canopies	FOLD BELT	12.5
		Estructuras compresivas	STRUCTURED FOREDEEP	21
OLIGOCENO	Compresión Deformación por carga Sal Alóctona	68		
EOCENO				
PALEOCENO				
C R E T Á C I C O	SUPERIOR	Cambió de sedimentación Inicio de Compresión Inundación de plataformas	FLOODING	94
	MEDIO-INFERIOR	Subsidencia térmica Desarrollo de plataformas	MARGEN PASIVA II	134
J U R Á S I C O	SUPERIOR	Margenes continentales (Drift). Inicio movimiento de sal (autóctona)	MARGEN PASIVA I (TRANSICIÓN DE RIFT)	144
	MEDIO	Extensión Intracontinental (Rift) Proto-oceano Deposito de sal	SYN-RIFT	166
	INFERIOR	Dislocamiento de Pangea (Rifting) Fosas y pilares (Horst-Graben y medios grabenes) Sedimentación continental (Lechos rojos)		180
T R I Á S I C O	SUPERIOR		205	
				230

Figura 3.2. Principales eventos tectónicos y eustáticos en el sureste de México y las tectono-secuencias desarrolladas tomado de Gómez-Cabrera, 2003.

Etapa de Rifting Asimétrico.- Triásico Medio-Jurásico Medio (230-144Ma). Inicio con la formación de (fosas tectónicas) horst, grabenes y medios grabenes en las etapas tempranas de rompimiento y disgregación del supercontinente Pangea (López-Infanzón, 1986) y la deriva hacia el sur y rotación en contra de las manecillas del reloj del bloque de Yucatán (Figura 3.2.) al separarse de la placa de Norteamérica como consecuencia de la expansión del piso oceánico en la parte central del Golfo Gómez-Cabrera, (2003). Sobre las fosas se depositó posteriormente a partir del límite Triásico Tardío-Jurásico Temprano (Figura 3.4B), sedimentos continentales (fluviales) provenientes de la erosión de éstos pilares que fueron las fuentes del relleno de las fosas (Rosenfeld, 2005), y derrames volcánicos de tipo andesítico (Limón-González, 1986) conocidos como lechos rojos (Formación Todos Santos). Mas tarde, durante el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico (Iturralde-Vinent, 2004) que cubrieron una extensa zona con poca circulación y poco tirante de agua asociado aun clima árido, que provocó alta evaporación con condiciones que favorecieron el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca (Ornelas, 1997; Padilla y Sánchez, 2007) y una amplia distribución regional (Aquino-López, 2004) conocidas como Louann y Sal Campeche (Salvador, 1987; López-Ramos, 1989). Este proceso fue contemporáneo con el magmatismo de arco volcánico asociado a procesos de subducción en el pacifico (López-Infanzón, 1986).

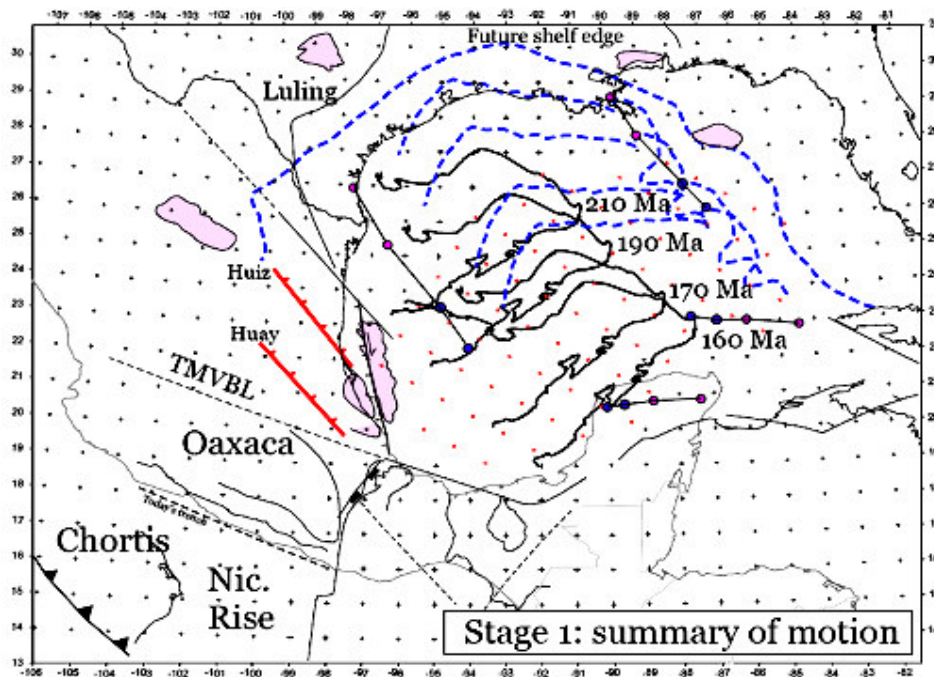


Figura 3.3. Resumen del movimiento y giro en contra del sentido de las manecillas del reloj (sinextrógiro) del bloque de Yucatán, de acuerdo a Humphris, 1978 y Pindell, 1985. Tomado de Pindell, 2001.

Etapa de Margen Pasiva.- Jurásico Tardío (144-130Ma). Durante este tiempo los bordes del Golfo de México actuaron como márgenes pasivos (Aquino-López, 2004) dentro de un contexto netamente transgresivo ocasionado por la generación de piso oceánico en la región central del Golfo de México Manzini, (2005.)

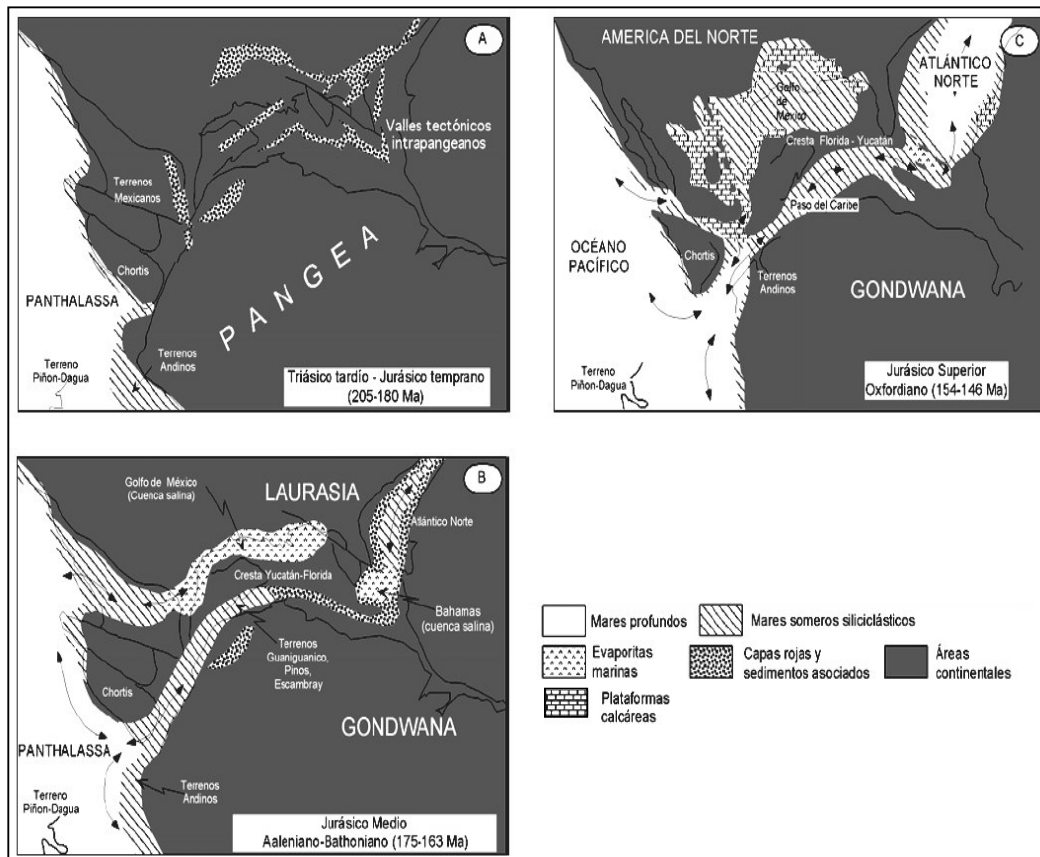


Figura 3.4. Mapas paleogeográficos del Triásico Tardío al Jurásico Superior de la Pangea centro occidental. Las flechas sugieren las rutas de dispersión de las biotas marinas, que confirman la procedencia del agua marina del Pacífico hacia el Paleo Golfo de México, (Tomado de Iturralde-Vinent, 2004b).

En el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras a todo lo largo de los bordes del proto-golfo de México (Figura 3.4C) sobre los que se depositaron importantes volúmenes terrígeno-calcareos y evaporíticos (López-Infanzón, 1986, Padilla y Sánchez, 1996), depósitos clásticos en las zonas litorales, depósitos de menor espesor de lutitas y carbonatos con intercalaciones delgadas de calizas arcillosas en las zonas de cuenca (Salvador, 1991b), extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma (Padilla y Sánchez, 2007), y areniscas eólicas (Rosenfeld, 2002), posteriormente, durante el Kimmeridgiano los bloques del basamento emergidos que formaban paleo-islas en el occidente del proto-golfo de México continuaron afectando la sedimentación de la región con una sedimentación marina de plataforma interna carbonatada con ambientes que variaron de continentales con palinofórmicos a ambientes

de plataforma interna y externa (Ornelas, 2004). Mientras que la región sureste del golfo con algunas tierras emergidas originadas por un basculamiento de poniente a oriente, dieron lugar a regresiones locales entre el Oxfordiano y el Kimmeridgiano, todo esto dentro de un marco regional transgresivo Ángeles, (2003).

Del Tithoniano Tardío (Figura 3.5) al Cretácico Temprano (Aptiano) los ambientes variaron de plataforma abierta a litoral (Ornelas, 1997) la velocidad de subsidencia se hizo más lenta y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos-arcillosos, en las cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos, probablemente favorecido por un clima templado (Padilla y Sánchez, 2007), dando lugar a cuencas con condiciones anóxicas, que posteriormente serían las fuentes de generación de petróleo (Viniegra, 1992).

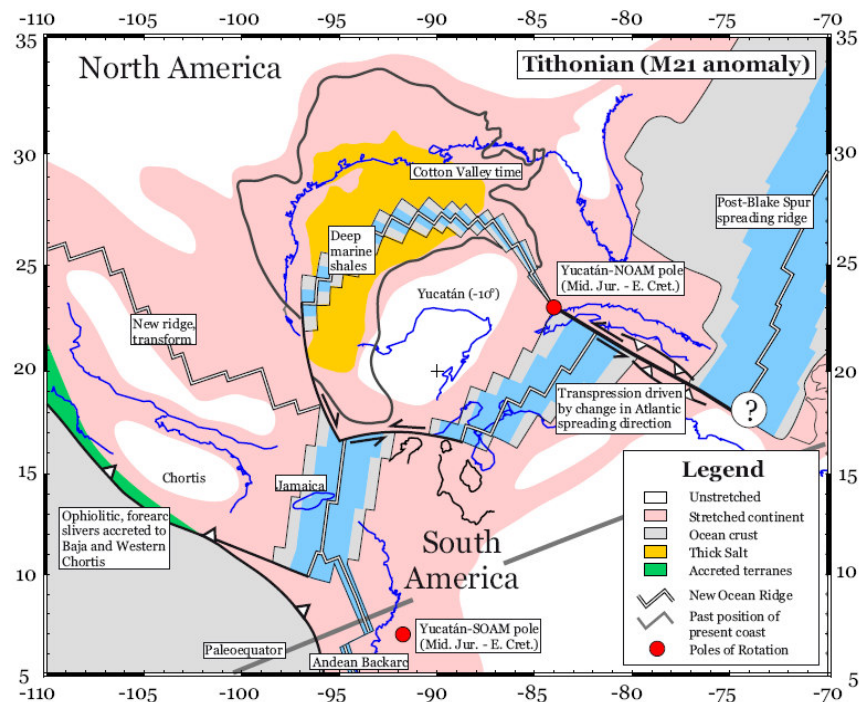


Figura 3.5 Reconstrucción de la evolución tectónica del golfo de México para el Tithoniano Superior de acuerdo a Pindell et. al. (2001).

Etapa de Subsidencia termal.- Cretácico Temprano (130-98m.a.). Después del cese de generación de corteza oceánica del Golfo de México un período de subsidencia pasivo sobrevino a lo largo de la parte meridional del Golfo de México.

La fase de subsidencia termal duró cerca de 30M.a. (Cretácico Tardío a Cenomaniano) con la formación de extensas plataformas carbonatadas a lo largo de las márgenes pasivas del Golfo de México (Ornelas, 2004 y Aquino-López, 2004), con

depósitos de facies de plataforma interna semi-restringida con abundante presencia de foraminíferos bentónicos y facies pelágicas de rampa externa bordeada por arrecifes de rudistas.

Este patrón depositacional fue interrumpido por un tiempo de actividad ígnea a nivel mundial y el descenso del nivel del mar permitiendo la exposición a la superficie de las márgenes de plataforma cretácicas que bordean el golfo de México Mancini, (2005) permitiendo el crecimiento de extensos arrecifes casi todo el golfo Gómez-Cabrera, (2003).

Etapas de Colisión de arco de islas y plegamiento de corteza.- Cretácico Tardío (98-66.5M.a.). La fase de margen pasiva finalizó con la destrucción de la margen pasiva meridional de Yucatán en el Senoniano debido a la colisión del arco de islas (bloque de Chortis) con el continente al sur de Chiapas el margen pacífico de México, seguida de una transcurrancia izquierda ocasionada por el desplazamiento del bloque Chortis hacia el este a lo largo de la región sur de México, y al cierre de la cuenca post-arco localizada en la región central de México, Pindell, (2002).

Esta colisión causó, levantamiento, plegamiento y erosión de los sedimentos carbonatados más antiguos del sureste de México, incrementando la porosidad de los estratos. El acontecimiento también permitió el crecimiento continuo de la plataforma de Chiapas y Yucatán, y el ahogamiento de otras plataformas Aquino-López, (2004).

La sedimentación cambió rápidamente a facies de plataforma que graduaron lateralmente de facies hemipelágicas de rampa externa somera a profunda a partir de Turoniano y hasta el Santoniano. Por otra parte las condiciones pelágicas variaron diferencialmente durante el Campaniano-Maastrichtiano a facies someras de rampa interna con macroforaminíferos según Ornelas, (2004).

El mayor aporte de clásticos en el área provino del bloque Yucatán y el Macizo de Chiapas, en condiciones de subsidencia lenta que prevalecieron durante todo el periodo (Salvador, 1987, 1991b, 1991c).

La colisión del arco de islas con el continente, marca el inicio de la fase convergente Aquino-López, (2004).

Etapas de Orogénesis Transcurrente.- Paleoceno-Eoceno (66.5-49.5m.a.). Continuó su movimiento el bloque de Chortis hacia el este; los efectos de la convergencia continuaron manifestándose en la parte sur del bloque de Yucatán

causando plegamiento, cabalgamiento y erosión. Se depositan principalmente sedimentos siliciclásticos, caracterizados por potentes unidades arcillosas en el área de Reforma Aquino-López, (2004). Localmente ocurrió la maduración temprana de la roca generadora y en el área de Campeche fue notable una continua sedimentación carbonatada en un ambiente de cuenca antepais. En este mismo tiempo el área respondió a la compresión a través de la cuenca de antepais sobre una indiferente sal jurásica Gómez-Cabrera, 2003.

Etapa de Transcurrencia convergente (Transpresión).- Del Eoceno al Mioceno Medio (49.5Ma. – Reciente). La Transpresión hacia el este, ocasionada la placa de Caribe causó el movimiento de Transcurrencia lateral izquierda a lo largo del borde meridional de Yucatán (sistema Polochic-Motagua) y el levantamiento del macizo de Chiapas quedando expuesto el basamento y su cubierta sediementaria, dando lugar a la erosión y suministro de brechas y conglomerados hacia la parte distal y turbiditas arcillosas hacia la parte profunda de la cuenca (Foredeep) del Golfo de México.

La afluencia de clásticos, progradando hacia la parte distal de la plataforma, dio lugar a la producción de las brechas de talud del Paleoceno en el área de la Sonda de Campeche y a las brechas productoras similares a las del Eoceno en el área de Reforma.

La nueva configuración de los sedimentos y estructuras provocado por la sal expulsada permitieron la creación de extensos canopies de sal en el fondo marino .

Etapa de Orogenia Cascadiana (Evento Chiapaneco).- Mioceno (11.7 Ma.– Presente). Finalmente, el desarrollo del cinturón plegado de Chiapas provocó una entrada masiva de clásticos neógenos en el área Reforma-Campeche, causando la principal movilización de sal, grandes volúmenes de sedimentos arcillosos, y formación de trampas en el subsuelo en un ambiente antepais. Drásticos cambios tuvieron lugar en el área Reforma durante el Mioceno Medio y Tardío, donde se desarrollaron plataformas clásticas cuya fuente fue el sistema fluvial Grijalva-Usumacinta y el ancestral Mezcalapa.

Los efectos compresivos de la orogenia en el cinturón plegado de Chiapas desencadenaron un efecto extensional en el área antepais, dando lugar a las subcuencas de Comalcalco (Plioceno Temprano) y Macuspana (Mioceno Tardío), ambos rellenos con gruesas columnas de detritos siliciclásticos.

El fenómeno extensivo que dio lugar a las cuencas de Comalcalco y Macuspana, está relacionado con grandes sistemas de fallas lítricas. Las fallas propiciaron la generación de trampas estructurales de tipo “roll-over”, permitiendo la movilización de grandes volúmenes de sedimentos arcillosos, rompimiento de los sellos de los campos Mesozoicos, y la formación de las rutas de migración para la suprayacente columna sedimentaria siliciclástica terciaria (incluyendo al Neógeno).

Esos eventos tectónicos actuaron de tal manera para hacer de la cuenca del sureste una rica provincia de hidrocarburos donde cada elemento del sistema petrolero estuvo en sincronía perfecta. La acumulación de hidrocarburos en esta prolífica cuenca fue controlada primero por los elementos del play creados durante la fase de margen pasiva del sureste del golfo de México, para ser complementados más tarde por los elementos del play, realizados o catalizados a través de la fase de margen activa Pacífica, y los sistemas transcurrentes.

3.1.2. *Estratigrafía*

Las unidades que integran la zona meridional del golfo de México, desde el basamento hasta el Jurásico Superior no son del todo conocidas y han sido descritas apoyadas en datos indirectos. Es a partir del Oxfordiano que se tienen datos precisos cualitativos y cuantitativos (Ángeles-Aquino, 2006).

Hasta el año 2006 se tenían perforados 25 pozos en la zona que es también conocida como la sonda de Campeche, de los cuales seis alcanzaron el Oxfordiano y 19 el Kimmeridgiano. Con los datos de estos pozos, se elaboraron secciones para hacer correlaciones estratigráficas que permitieron reconstruir la historia geológica de la zona, dando como resultado la columna geológica tipo para la región sureste de la República Mexicana, que está constituida de la siguiente manera:

Los depósitos más antiguos que constituyen la columna estratigráfica de la Sonda de Campeche, corresponden a evaporitas de edad Callovianse, sobre las que descansan sedimentos carbonatados y terrígenos, los primeros están presentes principalmente en el Mesozoico y los segundos en el Terciario.

A continuación se hace una breve descripción de las unidades que conforman la columna estratigráfica de la Sonda de Campeche y que se extienden hasta el área de KU-TU, de la más antigua a la más reciente.

Basamento.- El basamento que no ha sido alcanzado hasta el momento por ningún pozo perforado en la región marina, se ha determinado por los trabajos de magnetometría efectuados por PEMEX, que sugieren la presencia de un basamento magnético a la profundidad de 12, 000 m frente a las costas de Frontera, Tabasco.

Y por trabajos de sismología que indican la existencia de un basamento fracturado que parece formar pequeñas cuencas en algunas partes (Ángeles, 2006). Anomalías gravimétricas alineadas en Yucatán reportadas por López Ramos en 1983, sugieren que el zócalo cristalino fue afectado en la etapa de *rifting* por fallas normales formando así un terreno caracterizado por pilares y fosas (Rosenfeld, 2002).

En la plataforma de Yucatán el pozo Yucatán-1, cortó rocas metamórficas constituidas por esquistos cristaloblásticos fechados radiométricamente con una edad de 230+/- 30 Ma (Ángeles, 2006). Perforaciones en México y Belice, y afloramientos en las Montañas Maya indican que la corteza cristalina de Yucatán consiste de rocas graníticas, metasedimentarias y metavolcánicas pre-pensilvánicas (Rosenfeld, 2002). La referencia directa más cercana del basamento en el área de KU-TU, son las rocas de carácter esquistoso del Paleozoico que cortó el pozo Cobo 301 que alcanzó granitos del carbonífero (Albarrán, *et. al.*, 2002).

Buffler, (1984), postuló la existencia de una corteza transicional delgada y agrietada. En algunos lugares en la parte superior de esta corteza contiene cuencas formadas a partir de agrietamiento (rift-basins). Y que una capa de corteza oceánica subyace en la parte central del golfo de México.

Calloviano.- La constituyen depósitos de sal cristalina translúcida y blanquizca que suprayace en forma concordante a los depósitos del Oxfordiano.

Oxfordiano.- Grupo Ek-Balam; Consiste de areniscas, arenas, limolitas y bentonitas de color gris olivo. Generalmente esta serie sedimentaria está acompañada con intercalaciones delgadas y aisladas de calizas arcillosas y silicificadas, con presencia de fauna planctónica tal como *Caucasella oxfordiana* (Ornelas-Sánchez *et al.*, 1993).

Kimmeridgiano.- El Kimmeridgiano está representado por una secuencia de rocas carbonatadas y terrígenas caracterizadas por calizas oolíticas parcialmente dolomitizadas, lutitas algales y mudstones bentoníticos, así como horizontes de areniscas y limolitas. El Kimmeridgiano se distribuye en toda el área de estudio. Ángeles-Aquino y Cantú-Chapa (2001), llaman a esta secuencia Formación Akimpech,

en la que han diferenciado cuatro miembros informales llamados **B**, **C**, **D** y **E** (Figura 3.6).

Cronoestratigráficamente, la edad del miembro **B** es el más antiguo ya que se encuentra sobreyaciendo a rocas de edad oxfordiense, mientras que el miembro más joven es el **E** ya que se encuentra infrayaciendo a sedimentos del Tithoniano Inferior. Los miembros **B** y **D** son esencialmente terrígenos en tanto que los miembros **C** y **E** son más carbonatados.

a) Miembro Terrígeno Inferior B.- Se localiza en la porción oriental de la Sonda de Campeche y consiste de mudstone y lutitas arenosas bentoníticas esporádicamente con delgadas intercalaciones de areniscas y dolomías bentoníticas con anhidrita. Este miembro parece cambiar hacia el oeste a rocas más carbonatadas. Su espesor comprende de 75 m a 408m y es más común en la parte oriental. La edad de este miembro es del Kimmeridgiano inferior con base en la presencia de amonites de los géneros *Nebrodités* y *Taramelliceras* y la presencia de algas *dasycladáceas* con *dinoflagelados*.

b) Miembro Calcáreo Inferior C.- Se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche y consiste de dolomías micro a mesocristalinas, packstone con incipiente dolomitización, aisladas intercalaciones de mudstone y lutitas arenosas verde olivo y su espesor varía de 37 m a 267 m. La edad de este miembro es Kimmeridgiano Inferior, con base en la presencia de los géneros de amonites *Nebrodités* y *Taramelliceras*, así como a la presencia de *Rhaxella sorbyana* y la Biozona de *Pseudocyclammina lituus-Acicularia elongata elongata* del Kimmeridgiano (Ornelas-Sánchez *et al.*, 1992 y 1993).

c) El Miembro Terrígeno Superior D.- Está caracterizado por lutitas calcáreas, mudstones y lutitas arenosas intercaladas con calizas y abundante material algáceo. Se presentan mudstone rojizos intercalados con rocas más terrígenas. Se infiere un origen continental para los mudstones rojos en la porción oriental de la Plataforma. La cima de la unidad está marcada por capas de anhidrita que van de 5 m a 200 m de espesor. Su espesor varía de 23 m a 387 m y está mejor desarrollado hacia la porción oriental de la Sonda de Campeche.

d) Miembro Calcáreo Superior E.- Está caracterizado por dolomías micro y mesocristalinas con textura original de packstone a grainstone de ooides y peloides y mudstone o wackestone peloidales localmente dolomíticos. No se han encontrado

fósiles índice por lo que la edad se ha asignado por posición estratigráfica a la parte superior del Kimmeridgiano. La mayoría de la producción de aceite en la Sonda de Campeche está concentrada en este miembro, por lo que es considerado el más importante de este piso.

Su espesor varía de 52 m a 373 m con un espesor promedio de 225 m.

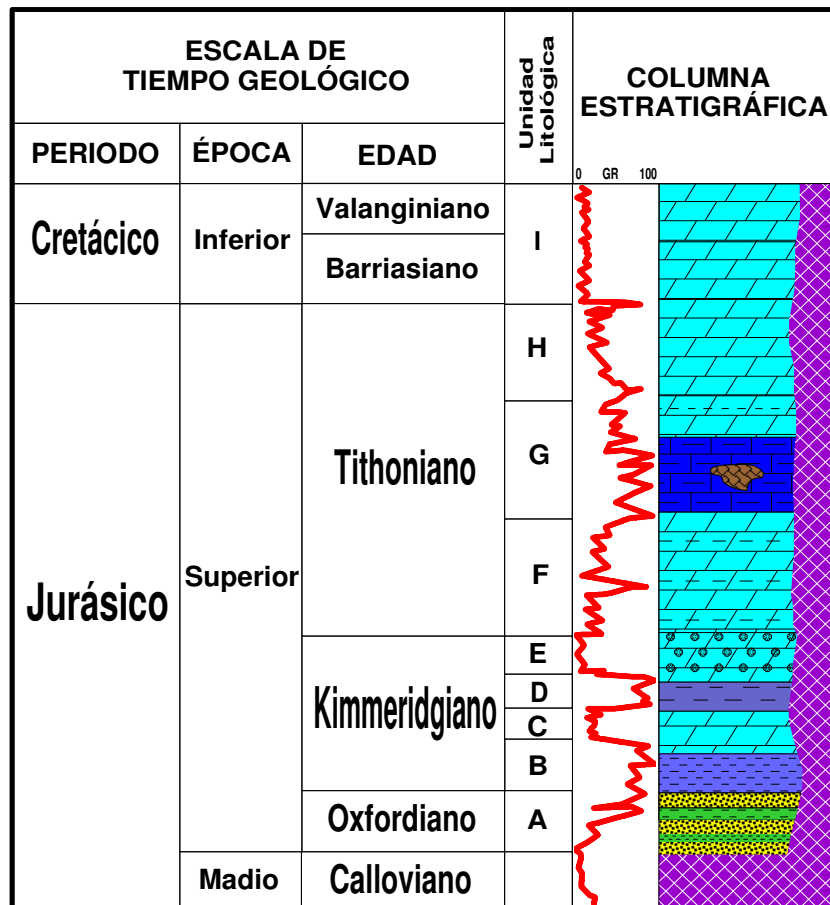


Figura 3.6 Columna estratigráfica tipo de la región marina, que también se encuentra presente en el área de trabajo. Tomado de AREM/CPE, 2007.

Tithoniano.- Estratigráficamente el Tithoniano fue llamado Formación Edzná y dividido en las unidades litoestratigráficas F, G y H, por Ángeles Aquino en 1986 (Figura 3.6); tomando como base su litología, marca eléctrica en los registros geofísicos y a su contenido de microfósiles.

a) **Miembro F.-** Tiene influencia carbonatada del horizonte “E” del Kimmeridgiano. La unidad “F” niveló irregularidades topográficas en el horizonte del Kimmeridgiano; conforma la parte basal del Tithoniano y generalmente consta de mudstone arcilloso recristalizado y dolomías micro a mesocristalinas ligeramente

arcillosas con porosidad efectiva secundaria intercrystalina, en fracturas y en cavidades de disolución del orden del 3 al 12%

b) Miembro G.- Su extensión es muy amplia constituyendo la parte media del Tithoniano, y está primordialmente formado por lutitas calcáreas bituminosas, con abundante contenido de materia orgánica dispersa y concentrada, intercaladas con capas delgadas de mudstone arcilloso, por lo que se considera como la principal roca generadora de la Sonda de Campeche.

c) Miembro H.- Representa la parte superior del Tithoniano, y es el más ampliamente distribuido, consta de mudstone arcilloso (bentonítico) algunas veces de aspecto cretoso, recristalizado y dolomías micro y mesocrystalinas en partes arenosas y ligeramente arcillosas

Cretácico.- El Cretácico está caracterizado en la Sonda de Campeche principalmente por carbonatos propios de aguas profundas en ambientes de baja energía, es decir son calizas con baja porosidad. Representado hacia la base por mudstone bentonítico ligeramente dolomitizado y silicificado y en la parte media mudstone arcilloso con intercalaciones de cuerpos de dolomía microcrystalina que producen principalmente en condiciones fracturadas, y en la parte superior esta constituida predominantemente por mudstone a wackestone de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos.

Terciario Temprano.- El Paleoceno está constituido principalmente por bentonitas verde olivo, grisáceo y lutitas bentoníticas a las que se intercalan en la porción oriental de la Sonda, brechas intraformacionales en forma esporádica.

El Eoceno es completamente arcilloso, sin embargo, es importante mencionar algunos flujos aislados de clastos que constituyen rocas turbidíticas de origen calcáreo conocidas como “Calcarenitas del Eoceno”.

El Oligoceno se presenta como un cuerpo arcilloso, su distribución es irregular ya que es discordante como reflejo del máximo paroxismo del evento Chiapaneco.

Terciario Tardío.- Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, está constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de arenas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos.

Respecto a las columnas estratigráficas (Tabla 4) atravesadas por los 8 pozos localizados dentro del el área de KU-TU; estas comprenden rocas cuyas edades geológicas van desde el Cuaternario al Jurásico Superior-Kimmeridgiano. Las edades fueron determinadas con fósiles índices, asociación fáunística y cambios litológicos, ajustados por correlación de marcas eléctricas de registros de pozos; lo que permitió definir la columna estratigráfica del área de estudio; la cual es muy parecida a la que esta presente en la Zona Marina, y cuyo deposito estuvo regido por la evolución tectónica que prevaleció durante la apertura del Golfo de México, desde el Jurásico Medio hasta el Reciente.

La columna geológica que cubre el área de KU-TU esta constituida en general por una potente secuencia de rocas siliciclásticas con algunas intercalaciones de carbonatos de edad terciaria; para el Cretácico, las rocas corresponden a mudstone-wackestone con foraminíferos y de intraclastos, con intercalaciones de mudstone arcillosos y margas, nódulos de pedernal, con delgados horizontes inter-estratificados de lutita; el Tithoniano esta representado por mudstone y wackestone arcillosos y lutitas carbonosas y bituminosas; en el Kimmeridgiano, la estratificación corresponde a mudstone-wackestone arcilloso, ligeramente dolomitizado, wackestone-packestone de ooides y oolitos en partes recristalizado, y dolomías microcristalinas con relictos de oolitos y ooides que sugieren que la roca origen fue un packestone-grainstone.

3.1.3. Secciones estratigráficas

Con base a la información de litología, núcleos, petrografía y registros geofísicos, de todos los pozos disponible que cortaron el Kimmeridgiano así como los que no lo alcanzaron, se elaboraron tres secciones estratigráficas A-A', B-B' y C-C' (Figuras 3.a, b y c) dentro de KU-TU; El criterio empleado para determinar la cima de las edades: Tithoniano y Kimmeridgiano, se basó primeramente, en los establecidos en las columnas geológicas reportadas en los informes finales. Las cimas se ajustaron apoyadas en la correlación de electrofacies y datos paleontológicos.

El Kimmeridgiano, fue penetrado por los pozos PC-101B, ARR-201, MY-1, XN-1 y YX-101 cuyas columnas estratigráficas se enlistan en la Tabla 6, de las cuales el campo PC, localizado en la parte centro-sur de KH-TU, es en el que más pozos se han perforado dentro de esta unidad litológica, cortando sedimentos conformados por bancos y barras oolíticas, en parte ligeramente dolomitizados, intercalados con

intervalos de dolomías micro y mesocristalinas con relictos de oolitas que al parecer se extienden hacia los campos ARR y MY situados al sur y suroeste del campo PC.

A continuación se describen las características estratigráficas para los pozos con los que se cuenta con información AR-201, PC-101B, YX-101 y XN-1.

TABLA DE COLUMNAS GEOLOGICAS DE LOS POZOS CON INFORMACIÓN DEL KIMMERIDGIANO Y TITHONIANO EN EL ÁREA DE KU-TU							
COLUMNA	CAMPO MY	CAMPO AR	CAMPO PC	CAMPO YX		CAMPO XN	
	MY-1	AR-201	PC-101B	YX-1	YX-101	XN-1	XN-DL1
M.R.	13.15	13.118	11.24	27.74	30.3	30.77	30.7
RECIENTE	AFLORA	AFLORA	AFLORA	AFLORA	AFLORA	AFLORA	AFLORA
MIOCENO	3135	2720	2660	3570	3180	3345	3265
OLIGOCENO	AUSENTE	AUSENTE	5179	5040	AUSENTE	5105	4880
EOCENO	4939	4410	5204	5400	5445	5400	5150
PALEOCENO	5090	4850	5251	5950	5517	5725	AUSENTE
CRETACICO SUP.	5385	5050	5287	6125	5603	5765	5320
CRETACICO MEDIO	5748	5519	AUSENTE	6185	5620	5920	5355
CRETACICO INF.	6102	5692	5337	6222	5668	5955	5375
J.S. TITHONIANO	6440	6110	5366	6420	5700	6090	5440
J.S.KIMMERIDGIANO	6742	6530	5495	S/PERF.	5890	6320	5637
SAL	4883-4939		5239-5251	3708-5040	4440-4812		
PT	6903	6668	5815	6550	6480	6476	*

* al inicio del estudio continuaba en perforación

Tabla 6. Columnas estratigráficas de los pozos empleados para definir las cimas y espesores en la evaluación del play Bancos Oolíticos del Kimmeridgiano en el área de KU-TU. Fuente informes finales y registros eléctricos de pozo, AREM/CPE, 2006.

Las secciones fueron correlacionadas con el horizonte estratigráfico del Tithoniano Superior. El Tithoniano Superior representa un nivel de correlación regional y global ya que es donde se tiene una de las mayores transgresiones caracterizada por una Superficie de Máxima Inundación (MFS). Cabe mencionar que este nivel es perfectamente caracterizado en la mayoría de los pozos, tanto con fósiles como con el registro de rayos gamma.

Pozo AR-201.- La cima del Kimmeridgiano [6530 m] se determinó mediante estudios paleontológicos y litológicos, ajustándose eléctricamente. Se penetraron 138 m (Tabla 3) del intervalo de (6530 a 6668 m). Litología: 110 m. están constituidos de mudstone incipientemente dolomitizado con bioclastos de equinodermos, arcillolimoso, en ocasiones grueso y Rhaxella sp. con impregnación de aceite, wackestone

de peloides y fragmentos de algas con escasos fragmentos de moluscos y placas de equinodermos, incipientemente dolomitizado; esporádicas intercalaciones de mudstone; los últimos 28 m., corresponden a un mudstone.

Paleoambiente: Plataforma externa-cuenca, por la fauna: *Rhaxella sp.*, *Stomiosphaera moreti*, radiolarios, fragmentos de equinodermos y algas, espículas de esponja, placas de equinodermos y moluscos.

Tithoniano (6107-6530m) espesor 423m se caracteriza por contener principalmente mudstone arcilloso, la cima se fijó por el contenido faunístico y litológico, ajustando eléctricamente con los pozos aledaños.

Paleoambiente: plataforma abierta

Estructuralmente (Figura 3.9) tomando como referencia la cima del Tithoniano, el pozo AR-201 se encuentra 310m más arriba que el Pozo YX-1 y 410m mas abajo que los pozos YX-101; respecto a la cima del Kimmeridgiano esta 640m mas bajo que el pozo YX-101 y 110m más alto que el YX-1.

Pozo PC-101B.- La cima del Kimmeridgiano [5495 m] se determinó mediante estudios paleontológicos y litológicos, ajustándose eléctricamente. Se penetraron 320 m (Tabla 3). Litología: integrada por mudstone arcilloso (138 m) incipientemente dolomitizado con radiolarios piritizados, wackestone, packestone y grainstone de bioclastos., con impregnación de aceite, parcialmente arcillosa, con pirita diseminada, dolomías arcillosas, dolomías micro-mesocristalinas wackestone, packestone.

Núcleo-1, (5613-5622 m). *Parte superior:* Packstone de peletoides y bioclastos parcialmente dolomitizados. Impregnación de aceite ligero en fracturas.

Parte media inferior: Dolomía micro-mesocristalina, porosidad intergranular y en fracturas con dolomitización incipiente.

Paleoambiente: Corresponde solo al núcleo que pertenece a un ambiente de mayor energía que la del resto del intervalo. *Ambiente de plataforma con desarrollo de bancos de packstone-grainstone de bioclastos.* El paleoambiente en general durante el Kimmeridgiano es de plataforma interna-media.

Pozo YX-101.- La cima del Kimmeridgiano [5890 m] fue determinada por marca eléctrica. Se penetró 590 m (Tabla 3). Litología: mudstone gris oscuro ligeramente arcilloso y ligeramente dolomitizado, con porosidad secundaria pobre; 10-40% de mudstone arcilloso y 10-20% de lutita, 10% de dolomía microcristalina (5920-5985 m);

mudstone gris oscuro, arcilloso, en partes gris claro ligeramente dolomitizado, con algunas microfracturas rellenas por calcita y aceite residual. (5985- 6000 m); mudstone gris a gris claro semiduro, con algunas microfracturas rellenas por calcita y aceite residual; con esporádicos fragmentos de cuarzo, de escasa a 10% de lutita, trazas de mudstone-wackestone (6000-6163 m); mudstone-wackestone gris verdoso con trazas de mudstone, de lutita, de calcita.

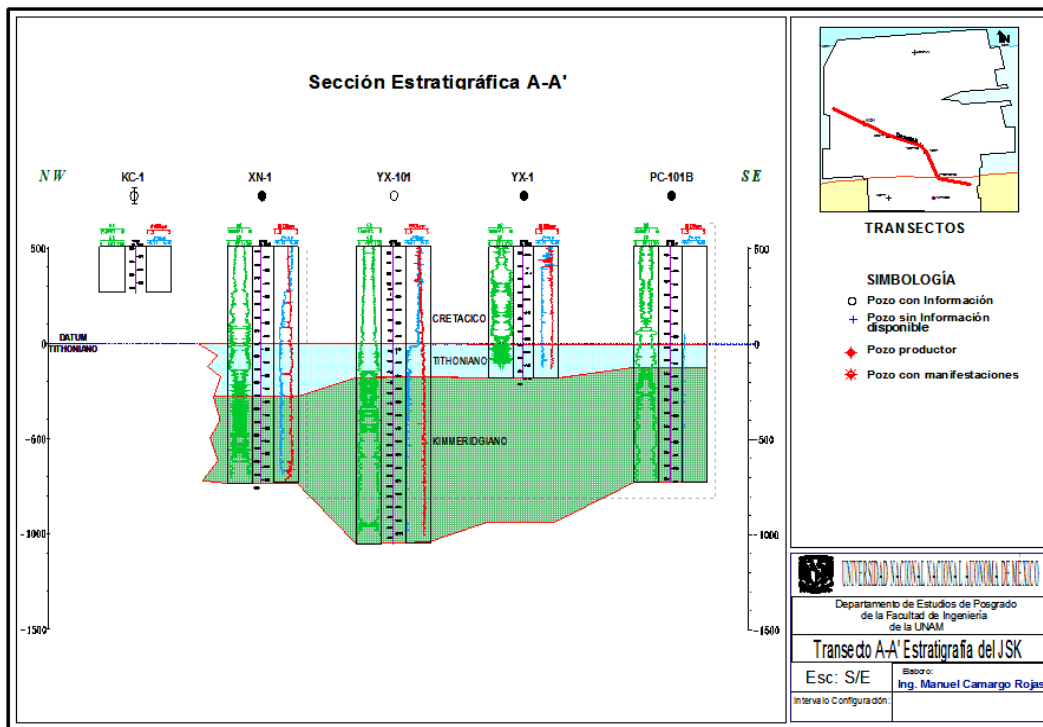


Figura 3.7 Muestra la sección estratigráfica de la sección A - A' con rumbo NW-SE, en el que se puede apreciar que el pozo YX-101 fue el que penetro la mayoría de metros en los pozos evaluados para la caracterización del modelo sedimentario del Kimmeridgiano para los bancos oolíticos.

En la base mudstone gris claro en partes ligeramente recristalizado y ligeramente arcilloso, con porosidad secundaria pobre en microfracturas, algunas selladas por calcita, y esporádico material bituminoso; trazas a 10% de wackestone café claro de intraclastos y pellets, sin porosidad.

Núcleo-2, (5940-5949 m). (Kimmeridgiano). Mudstone, en parte con flujos arcillosos, bentoníticos y limolíticos. Porosidad secundaria en microfracturas, escaso aceite residual. Se observa laminación, flujos, estilolitas y fracturas (fuerte, principalmente vertical) presenta procesos diagenéticos: compactación, estilolitización, cementación, disolución, recristalización y fracturamiento.

Paleoambiente: Plataforma interna-media, por la fauna: Rhaxella sorbyana, radiolarios calcificados (escasos piritizados) ostrácodos, pelecípodos y restos de peces.

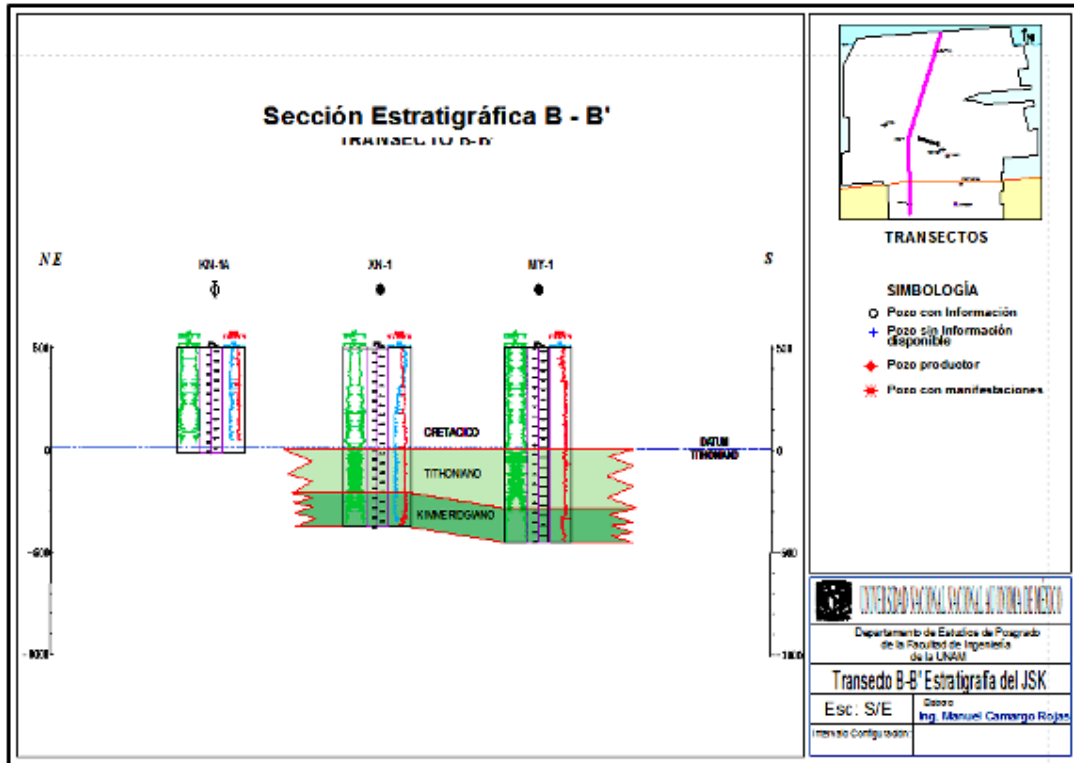


Figura 3.8 que muestra la sección estratigráfica B - B' con rumbo NNW-S, en el que el espesor del Tithoniano nos puede indicar que probablemente en esta zona la subsidencia fue mas fuerte que hacia los pozos XN-1 y tal vez lo mismo sucedió en la zona del pozo KN-1A.

Pozo XN-1.- La cima del Kimmeridgiano [6319 m] se asigno por marca eléctrica. Se penetró 157 m (Tabla3). Litología: Hacia la cima esta representado por mudstone a wackestone arcilloso, parcialmente recristalizado, compacto con algunas microfracturas: 10-20 % de esporádicas microlaminaciones de wackestone a packstone de intraclastos, ooides y oolítas recristalizado. La base de este paquete sedimentario esta representado por: mudstone a wackestone compacto con microfracturas selladas por aceite residual, con intercalaciones de delgados horizontes de wackestone packstone de intraclastos.

No se encontraron fósiles índices para determinar la cima, la única fauna contenida en los sedimentos del Kimmeridgiano, corresponde a algas *Dacycladacea* y *Cayeuxia piae* a la profundidad de 6475m., la edad de estas rocas se determinó con base al análisis paleontológico y se afinó con la correlación de la marca eléctrica de los registros geofísicos de los pozos aledaños.

Paleoambiente: Plataforma interna con escasos parches de bancos de packstone.

La cima del Tithoniano (6090 m) espesor 230 m; Está representado por una

alternancia de mudstone a wackestone de bioclásticos, con microfracturas rellenas por calcita y aceite residual: en alternancia con delgados horizontes de mudstone con microfracturas selladas por aceite residual y lutita negra, bituminosa, ligeramente calcárea.

La cima se determinó con base al estudio paleontológico con la aparición del fósil índice *Crassicolaria massutiniana* asociada con *Calpionella alpina* y *Calpionella elíptica*. Y corroborada con la respuesta de la marca eléctrica de los registros de correlación.

Estructuralmente (Figura 3.7) tomando como referencia la cima del Tithoniano, el pozo XN-1 se encuentra 330m más arriba que el Pozo YX-1: 390 m y 724m mas abajo que los pozos YX-101 y PC-101B respectivamente; respecto a la cima del Kimmeridgiano está 430m mas bajo que el pozo YX-1 y 101m Más alto que el YX-1.

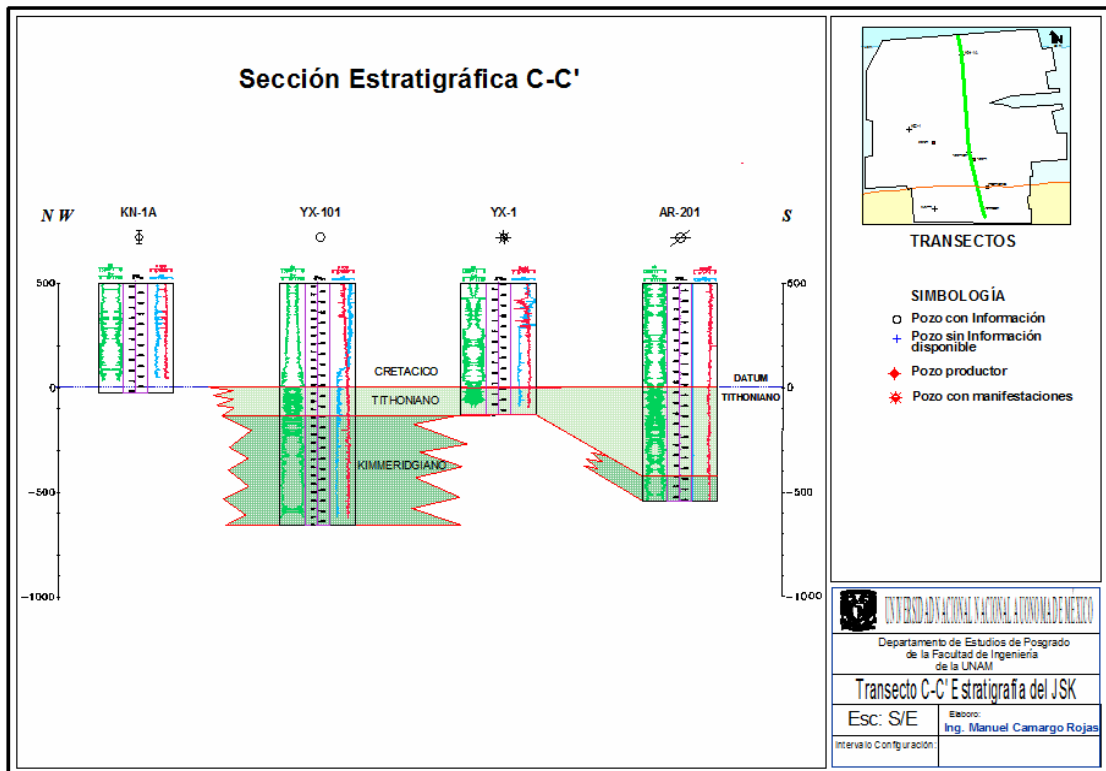


Figura 3.9 Sección Estratigráfica C-C' en la que se muestra que en el pozo AR-201, el espesor del Tithoniano es el más grueso dentro del área de estudio, mientras que hacia el norte del área el espesor disminuye considerablemente, posiblemente por la presencia de altos estructurales conjugados con fallas de crecimiento.

3.1.4. *Bioestratigrafía*

El objetivo de la Bioestratigrafía es establecer el marco temporal y espacial, la interpretación del medio de depósito, así como el apoyo a las interpretaciones y el análisis estratigráfico. Además de lo anterior es importante mencionar que la edad de las rocas almacenadoras y la interpretación de los sistemas de depósito son dos de los parámetros importantes en la nomenclatura de los plays.

La clasificación se basa en la determinación de las unidades bioestratigráficas, estas a su vez, están en función de las características paleontológicas que presentan las rocas estratificadas. Son bastante precisas pues se fundamentan en la presencia de fósiles, los cuales al estar regidos por la evolución, son irrepetibles y pueden aparecer en toda la superficie terrestre (Quilen, 2006).

3.1.4.1. *Zonificación*

La edad de los sedimentos del Kimmeridgiano se tomó con base a la Tabla Cronoestratigráfica de la Figura 3.10 y como resultado del análisis microfaunístico de muestras de canal y de los reportes de núcleos de 2 pozos del área; se determinaron dos bioeventos que sustentaron *Stomiosphaera moluccana* y *Carpistomiosphaera borzal* la determinación del marco regional cronoestratigráfico; mediante la primera aparición del fósil índice *Raxshela sp* en sentido de la perforación de los pozos.

Este análisis fue sustentado con la construcción de 3 secciones regionales de correlación estratigráfica a lo largo de los cuales se correlacionaron ocho unidades cronoestratigráficas lo cual facilitó la realización del mapa de paleoambientes.

3.1.4.2. *Bioeventos*

Un bioevento se define como aquellos cambios de corta duración provocados por fenómenos de origen tectónico, oceanográfico, climático, sedimentológico y/o biológico (de horas a 100Ma), (AREM/CPE_02, 2006).

De acuerdo con la información existente, se identificaron los microfósiles del Kimmeridgiano. Se observó que algunos bioeventos como picos de abundancia y diversidad del conjunto orgánico están asociados a secciones condesadas y superficies de máxima inundación, que son elementos claves para establecer límites cronoestratigráficos con mayor precisión.

Para el intervalo del Kimmeridgiano, se tomó como base la zonificación propuesta por diferentes autores como Trejo, M. (1980), Aguilera, F. (1997) y Ornelas *et al.* (2002). La escala en millones de años de las zonificación, corresponden al Standard Compuesto del Banco de datos del IMP y PEP (CPE, 2006), mientras que la escala en millones de años para la distribución de bioeventos, corresponde a Gradstein *et al.* (1995).

Cromatografía				
Gradstein et. al., 1995 SEPM M.a.			Trejo, M., 1980, Aguilera, N., Francisco S., 1997, Ornelas, et. al., 2002	
M.a.	PERIODO	PISO	ZONAS	
145	TITHONIANO	SUPERIOR	Crassicolaria	144.4
146				145.4
147		MEDIO	Saccocoma arachnoidea	148.8
148				148.8
149		INFERIOR	Parastomiosphaera malmica	150.4
150				150.4
151	KIMMERIDGIANO	SUPERIOR	Carpistomiosphaera borzai	151.8
152				151.8
153		INFERIOR	Stomiosphaera moluccana	154.1
154				154.1

Figura 3.10. Escala cronoestratigráfica y Biozonas del Jurásico Superior-Kimmeridgiano y Tithoniano tomado de (AREM/CPE_02, 2006).

Los bioeventos pueden ser ligados desde un sitio a otro por una superficie a través de la roca de tal manera que puede considerarse como algo físico dentro de la roca, entonces, tiene un volumen y forma, es decir, tres dimensiones. Los bioeventos deben tener una amplia distribución, que sean fácilmente mapeables; que sean superficies isócronas o cercanamente isócronas de corta duración y con un valor local, regional y global. Los bioeventos con valor de correlación regional son las primeras y

últimas apariciones de fósiles índices, picos de abundancia fáunística o extinciones masivas, (AREM/CPE_02, 2006).

Con base en los datos bioestratigráficos obtenidos en el estudio de la roca almacén, fue posible subdividir al PBOJSK en dos unidades, y al Tithoniano en tres unidades; las cuales fueron determinadas por la identificación de bioeventos tales como primeras y últimas apariciones de fósiles índices, así como patrones de abundancia y diversidad del conjunto orgánico, que nos permiten establecer correlaciones cronoestratigráficas con mayor precisión.

3.1.5. *Sedimentología*

La sedimentología implica parámetros texturales, composicionales, estructuras sedimentarias primarias y diagénesis, cuyas facies definen a los diversos ambientes sedimentarios.

Para poder comprender los mecanismos de depósito, que permitieron la acumulación de sedimentos en barras y bancos de arenas calcáreas, conformados por ooides, pellets, intraclastos y bioclastos que fueron cortados en los pozos PC-101B, MY-1, XN-1 y YX-101, dentro del área de estudio, y además; que nos pueda explicar las condiciones sedimentarias, que prevalecieron durante el Kimmeridgiano. Una de las primeras etapas de este trabajo, consistió en la construcción de las secciones cronoestratigráficas para establecer los cambios laterales y verticales de facies para su posterior interpretación ambiental.

La posición de los bancos oolíticos a aquellos lugares en donde la producción de sedimentos carbonatados en las zonas de oleaje, determina la arquitectura del ambiente de depósito.

Las plataformas someras de aguas poco profundas y bien comunicadas, localizadas en las zonas tropicales y subtropicales, son los lugares en los que se presentan las condiciones óptimas para la producción de carbonatos. Por esta razón, a las zonas de plataforma somera bien comunicadas se las ha denominado la “fábrica de carbonato” (*airlunnitc factory*) (Aurell, 1999).

La alta producción de carbonatos en las plataformas, son las responsables de la acreción de las zonas más internas de la plataforma, tales como playas y llanuras de marea, donde los sedimentos son transportados por tormentas, corrientes y oleaje. Mientras que el sedimento que se produce en la zona submareal, puede ser transportado

hacia la zona más externa, ya sea al pie del talud o hasta las zonas abisales de la cuenca.

Por lo general, en el registro estratigráfico se observa que las plataformas tipo rampas, evolucionan con el transcurso del tiempo a plataformas de barrera. El transporte y depósito de sedimentos sobre las rampas están controlados por el oleaje en tiempo de tormentas y de buenas condiciones climatológicas (nivel base del oleaje en tiempo de tormentas y nivel base del oleaje en buen tiempo) y las corrientes (Figura 3.11).

La rampa define una superficie de depósito suavemente inclinada (generalmente de 1°), que pasa gradualmente hacia la cuenca sin ruptura de pendiente, desde ambientes someros agitados a ambientes profundos de baja energía. Las rampas presentan analogías con las plataformas siliciclásticas, ya que en ambos casos el régimen hidrodinámico marino produce una superficie de depósito suavemente inclinada mar adentro, controlada por la interacción entre el fondo marino y el nivel de base del oleaje. Por tanto, una rampa carbonatada podría ser definida como un dominio de sedimentación carbonatado, en la que los depósitos de alta energía se restringen a las zonas litorales, y que desarrolla una superficie suavemente inclinada, en equilibrio con el nivel de base del oleaje.

La mayor parte de las subdivisiones ambientales de las rampas diferencian dos interfases críticas: el nivel de base de oleaje de buen tiempo y el nivel de base de oleaje de tormentas, en función de este criterio las rampas se subdividen en rampa interna, media y externa.

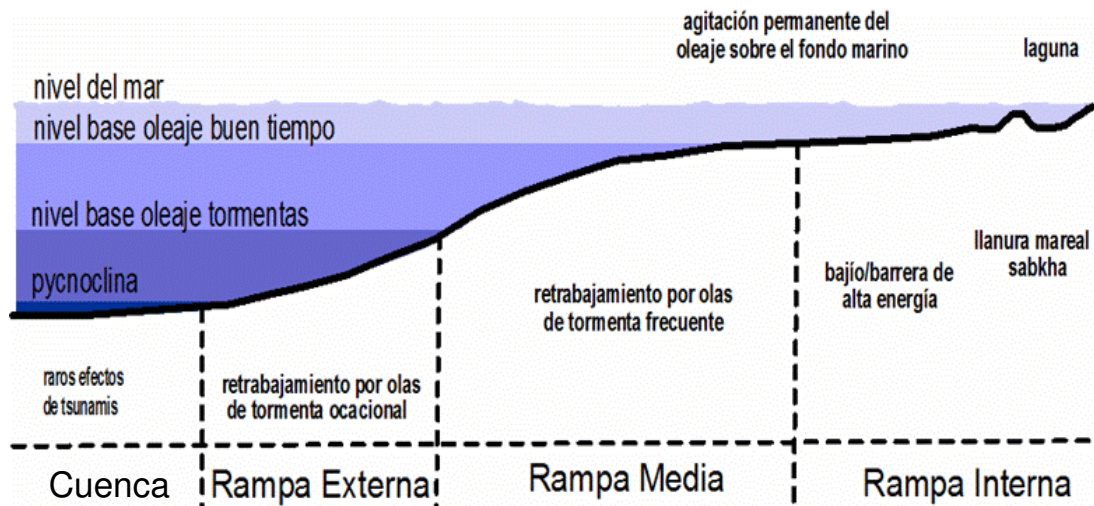


Figura 3.11. Plataforma tipo rampa carbonatada, que describe los procesos sedimentarios más característicos en función de; a) Nivel base de oleaje de buen tiempo y b) el Nivel base de oleaje de tormentas tomado de Burchette & Writh (1992).

Rampa interna: Se sitúa sobre el nivel de base de oleaje de buen tiempo y en ella la actividad del oleaje y de las corrientes es casi continua. Como ocurre en las líneas de costa siliciclásticas, se pueden identificar los ambientes de bajío o barrera de alta energía, lagunas y llanura mareal. En las rampas de alta energía, la zona interna está caracterizada por la presencia de bajíos arenosos y en menor medida por crecimientos arrecifales.

Rampa media: Se sitúa entre el nivel de base de oleaje de buen tiempo y el nivel de base de oleaje de tormentas. Por lo tanto, el fondo marino en este dominio está afectado por las olas de tormenta pero no por las olas de buen tiempo. En la rampa media parecen depósitos y estructuras relacionadas con la acción de tormentas, como capas gradadas originadas a partir de flujos densos, y estratificación cruzada hummocky. Las facies de buen tiempo consisten en sedimentos depositados por caída de material en suspensión, generalmente fango carbonatado o terrígeno, que suelen encontrarse bioturbados.

Rampa externa: Se extiende desde el nivel de base de oleaje de tormentas hasta la pycnoclina. La pycnoclina es la superficie que define el límite superior de las aguas estratificadas y pobres en oxígeno. Por debajo de esta superficie se encuentra la cuenca. Los sedimentos de la rampa externa muestran pocas evidencias del retrabajamiento directo por olas de tormenta. Sin embargo, pueden presentar depósitos relacionados con éstas, como son las tempestitas distales. En la rampa externa predomina la sedimentación de carbonatos y materiales terrígenos finos que se encuentran en suspensión. En algunas cuencas de escasa circulación marina, las aguas del fondo de la zona de rampa externa pueden ser anóxicas. En estos casos, predominan las laminitas con alto contenido de materia orgánica, que tienen mayor desarrollo durante etapas transgresivas.

Las rampas fueron muy comunes en el Fanerozoico, particularmente en tiempos cuando los organismos constructores de arrecifes eran raros o no existían. La mayoría de las rampas estudiadas han sido descritas en el Cámbrico, Ordovícico Temprano, Devónico Temprano, Carbonífero Temprano, Triásico Temprano y Medio, Jurásico Medio y Tardío, Cretácico Temprano y Terciario Temprano.

3.1.6. *Componentes de las facies Oolíticas.*

Los minerales de carbonato en los ambientes marinos someros modernos son aragonito o bien calcita rica en Mg, que en presencia de aguas meteóricas superficiales son reemplazados por calcita y/o dolomía en el registro fósil. Por el contrario las rocas calcáreas antiguas se caracterizan por estar compuestas de dolomita y calcita.

Las facies oolíticas están constituidas principalmente por granos, con algo de matriz (generalmente micrita) de origen diverso y cemento en las plataformas marinas someras; el cemento más característico es la espatita para el crecimiento entre cristales y la microsparita cuando los cristales rellenan cavidades.

Los tipos de granos más comunes encontrados junto con los ooides son las algas, que se clasifican en función de sus diferencias en pigmentos, en verde-azuladas (Cianofitas), verdes (Clorofilas), rojas (Rodófitas) y amarillas-verdes (Crisófitas). En la Figura 3.12 se muestran los subambientes dentro de una plataforma somera, donde predominan uno u otro tipo de algas en orden, hacia zonas más distales a la línea de costa.

Las algas verdes (Clorofilas), se subdividen en tres grupos: *Codiaceas*, *Dasycladaceas* y *Charofitas*, donde los dos primeros grupos están limitados a las aguas tropicales y subtropicales, encontrándose generalmente en zonas someras inferiores a pocas decenas de metros. Las algas verdes (Codiaceas) contribuyen en la sedimentación en los mares someros.

Otros granos que abundan en los sedimentos de aguas someras son los moluscos, constituidos por los bivalvos, gasterópodos y cefalópodos. Estos organismos contribuyen con sus conchas a la fábrica de sedimentos gruesos que permiten definir diferentes subambientes dentro de las plataformas someras.

Los foraminíferos constituyen la fracción arena o limo grueso del sedimento por el gran aporte de sus conchas y se subdividen en dos familias: Miliolidos y Peneroplidae. Los anélidos son abundantes en los ambientes de plataforma abierta y contribuyen a la sedimentación produciendo granos micríticos de origen fecal (pellets) a escasa profundidad y en medios generalmente de baja energía.

Otro grupo de bioclastos observado en las láminas delgadas, representativo por su gran variedad de formas en los sedimentos de plataformas de aguas someras incluye a los artrópodos, que desafortunadamente desde el punto de vista geológico solo algunos son de interés debido a que sus esqueletos tienen muy poca capacidad de

preservación, siendo su marca más notable la producción de galerías que son utilizadas para definir condiciones de energía del medio y ambientes de depósito.

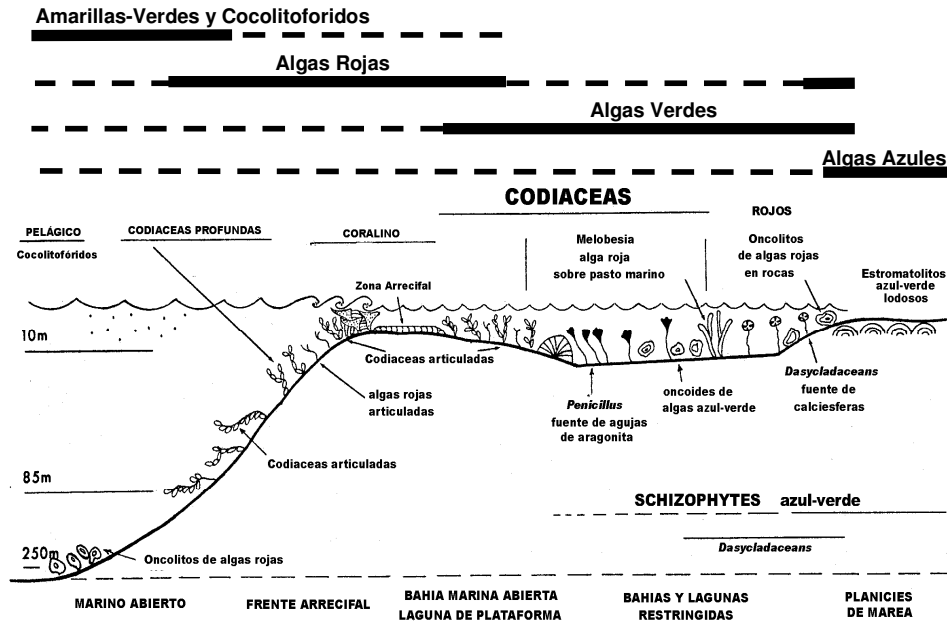


Figura 3.12. Ecología de las algas marinas calcáreas. Se presentan los ambientes de depósito a lo largo de un perfil ideal de un margen de plataforma carbonatada. Modificada de Wilson (1975).

Los granos no esqueléticos, (Coated-grains) son granos compuestos por un núcleo de diversa naturaleza, y por una corteza constituida por una o más capas de carbonato concéntrico formados por mecanismos diversos. Se subdividen en *ooides* y *oncooides*, en el primer caso son regulares y concéntricos de tamaño inferior a los 2 mm y a los de tamaño mayor se les clasifica como *pisoides*, estos últimos son de origen químico, de modo que se forman en la zona vadosa por precipitación de carbonato de calcio en climas semiáridos. Los *pisoides* son de forma irregular, con capas que se cortan o se sobreponen entre sí.

Los ooides se pueden formar en ambientes desde marinos someros a restringidos, en lagos, cavernas, ríos e incluso en suelos. Sin embargo, la gran mayoría de los ooides fósiles y actuales se forman en medios marinos someros.

En la Figura 3.13 se muestran los diferentes tipos de ooides y su relación respecto a la energía del medio, la salinidad y el ambiente sedimentario, factores que nos ayudaran a definir el mapa de facies y paleoambientes.



Figura 3.13. Geometría, tamaño y tipos de corteza más comunes en los ooides, en relación con la mineralogía inicial primaria, el ambiente de sedimentación, la salinidad y la energía del agua marina, tomado de Aurell, (1999).

Tipo1: Ooides micríticos esféricos con revestimientos laminados (laminas concéntricas finas), inferiores a 2mm de diámetro, corresponden a medios marinos agitados (barras arenosas).

Tipo 2: Ooides micríticos irregulares con revestimientos de capas algáceas que pueden tener hasta 3mm de diámetro, se encuentran en medios marinos de salinidad normal de baja energía (laguna).

Tipo 3: Ooides redondeados con revestimiento de laminas finas y radiales (de 3 a 40 capas, con estructuras radiales), de 0.2 a 2mm de diámetro, corresponden a medios marinos con alta energía intermitente.

Tipo 4: Ooides redondeados de diámetros inferiores a los 0.6mm, con 1-4 laminas con estructuras radiales por recristalización. Medios marinos restringidos a salobres, con alta energía intermitente.

Tipo 5: Ooides de 0.1 a 0.5mm de diámetro, con una sola lámina que presenta una estructura radial burda. Medios restringidos a hipersalinos.

Los oncoides tienen origen biogénico y tallas mayores a los 2mm. Las capas son el resultado de la actividad de diversos organismos incrustantes: briozoos, corales, foraminíferos, serpúlidos y algas. Los oncoides generados por cianofitas y los rodolitos son muy comunes en calizas antiguas formadas en ambientes marinos antiguos.

Los peloides es el segundo tipo de granos no esqueléticos que también están presentes en los sedimentos de aguas poco profundas. Son granos de tamaño medio entre 0.1 y 0.5mm, compuestos por carbonato microcristalino o micrita de forma esférica o elíptica, redondeada o subredondeada y sin estructura interna; abarca granos de distinto origen difíciles de determinar en el registro fósil. En muchos casos se trata de ooides, intraclastos o bioclastos que han sido redondeados y micritizados por la acción de las algas.

Los peloides pueden ser de origen fecal, que en este caso es cuando se emplea el termino *pellet*.

Un tercer tipo son los *Granos agregados* denominados *Lumps o grapestones* formados por la adhesión de distintas partículas carbonatadas. La morfología es irregular y las tallas oscilan entre 0.5 y 3 mm.

El cuarto y último agregado no esquelético son los *clástos*; fragmentos retrabajados de sedimento carbonatado que se encuentran parcialmente consolidados, y se distinguen dos grupos: los *intraclastos* que han sido retrabajados en el medio de sedimentación y los *litoclastos (o exoclastos)* que son generados fuera de la cuenca de depósito.

Para la clasificación litológica, se empleo la clasificación textural para las rocas carbonatadas de Dunham, (1962) y modificada por Embry y Klovan (1972), ya que es la clasificación en la que se distinguen las fábricas sostenidas por la matriz (mudstone-wackestone); sostenidas por granos (packestone-grainstone) y las ligadas por organismos (bounstone).

3.1.7. Petrología

Se examinó la descripción litológica de los informes finales de los pozos XN-1, YX-1, YX-101, PC-101B, KC-1 Y KN-1A, perforados dentro del área KH-TU, y se

comparó con los registros geofísicos de pozos, modificándose con trabajos adicionales existentes, También se analizaron las descripciones microscópicas, petrográficas, paleontológicas y de núcleos (Figura 3.14). Se identificaron patrones litológicos con la curva de rayos gamma con el fin de identificar paquetes de oolitas genéticamente relacionados, así como eventos clave, tales como superficies de máxima inundación que puedan utilizarse en la interpretación geológica.

La presencia de bancos de ooides en los altos estructurales o bloques cabalgados en los pozos exhiben una diagénesis de severa a debil en los pozos PC-101B, XN-1 y YX-101 (Figura 3.14). Los pozos bajo estas condiciones presentan porosidades promedio entre 3% y 6%. Texturalmente, las facies almacenadoras están representadas por packstone a grainstone de ooides y dolomías con sombras de ooides. La intensa dolomitización en éstas, sugiere exposición a diagénesis subaérea. La litofacies representada por wackestone a packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados con intercalaciones de lutitas se ha llamado la facies de frente de banco y que corresponde a flujos de escombros que posiblemente presentan un alto potencial almacenador.

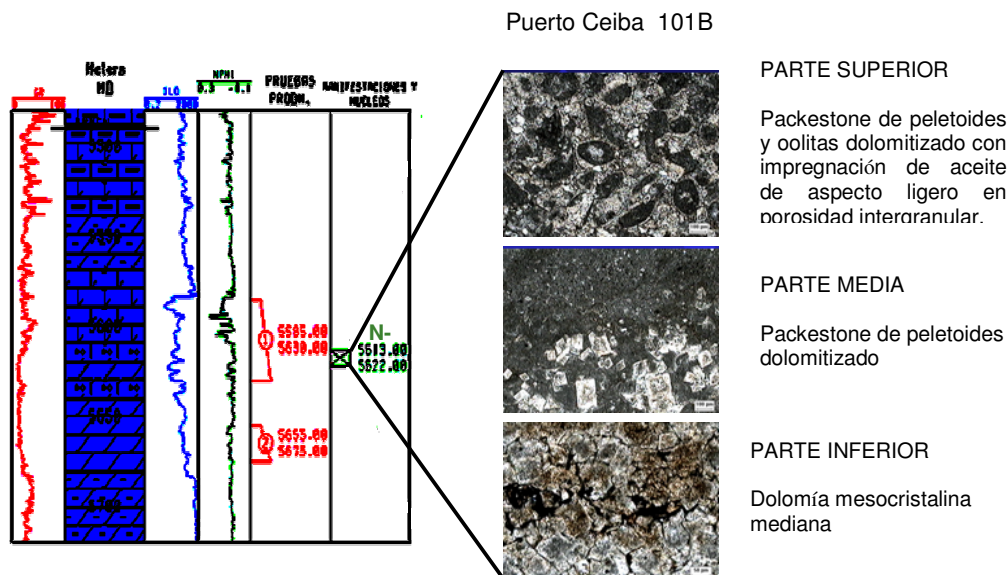


Figura 3.14 registro geofísico del pozo PC-101B, en el que se describe la litología del núcleo N-1 de (5613 a 5622m) correspondiente al intervalo productor en este campo.

3.1.8. Descripción de facies

El término facies es definido como un cuerpo de roca tridimensional y discreto, portador de un conjunto de atributos susceptibles de interpretación genética en función de sus procesos formadores. La mineralogía, la fuente sedimentaria, el contenido fósil,

las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra dentro de un sistema de depósito contemporáneo. Debido a que las facies se interpretan bajo el concepto de las geometrías del paquete sedimentario, es posible extrapolarlos a la sísmica (CPE, 2006).

La distribución vertical y horizontal de las facies sedimentarias, determinó las facies de depósito regionalmente, en la Cuenca del Sureste. Las litofacies litorales, y de plataforma somera de textura gruesa, cambian a sedimentos finos pelágicos, calcáreos y arcillosos, de ambientes de plataforma externa, talud y de cuenca, cuyo rango estratigráfico comprende desde el Jurásico Superior al Cretácico Superior.

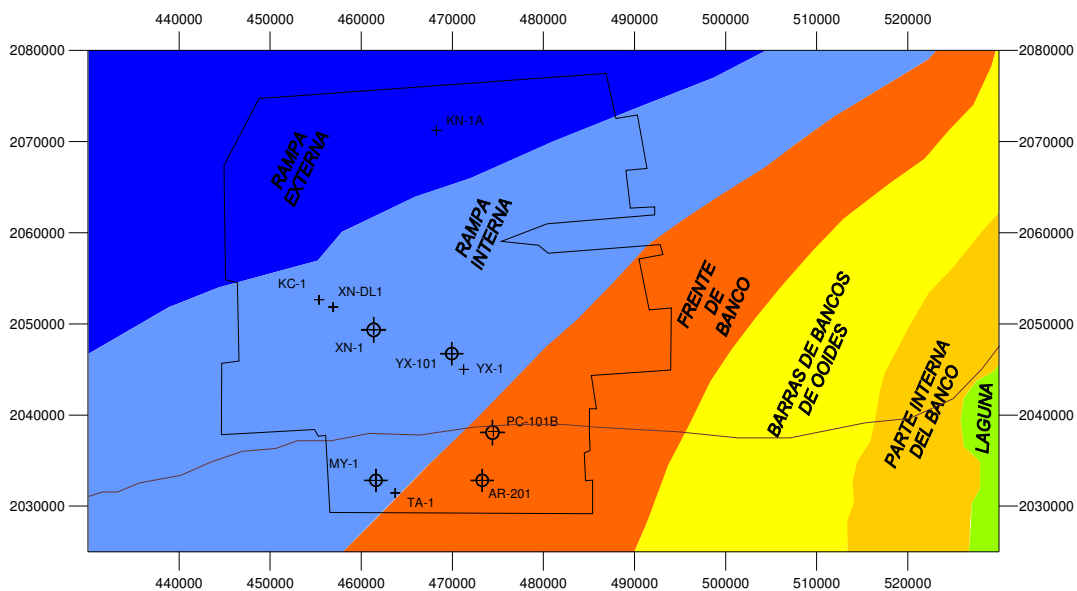


Figura 3.15 Modificado de CPE, 2006 en el que se muestra la distribución regional de facies para el estudio de plays del Kimmeridgiano de la Cuenca del Sureste.

Regionalmente durante el Kimmeridgiano, las condiciones de sedimentación de la cuenca permitieron una distribución variada de litofacies (Figura 3.15). Existe una zona lagunar bien definida al SE de la cuenca y el desarrollo de ambientes más someros y restringidos hacia la porción oriental, representados por la planicie de mareas y de laguna restringida; bordeada por el crecimiento de bancos de ooides hacia el occidente que cambian lateralmente a sedimentos de rampa interna y rampa externa (CPE, 2006).

Para definir las facies del Kimmeridgiano en KH-TU, se realizó mediante análisis y cotejo de la información disponible de los pozos que cortaron al Kimmeridgiano tales como: reportes de núcleos, descripción de muestras de canal en los

informes finales, así como los registros geofísicos, para llevar a cabo la correlación entre los pozos con los registros de rayos gamma en la búsqueda de patrones que indiquen la presencia de secciones condensadas (cs) y superficies de máxima inundación (SFM), para definir los cambios de facies y por consiguiente establecen la columna estratigráfica del área.

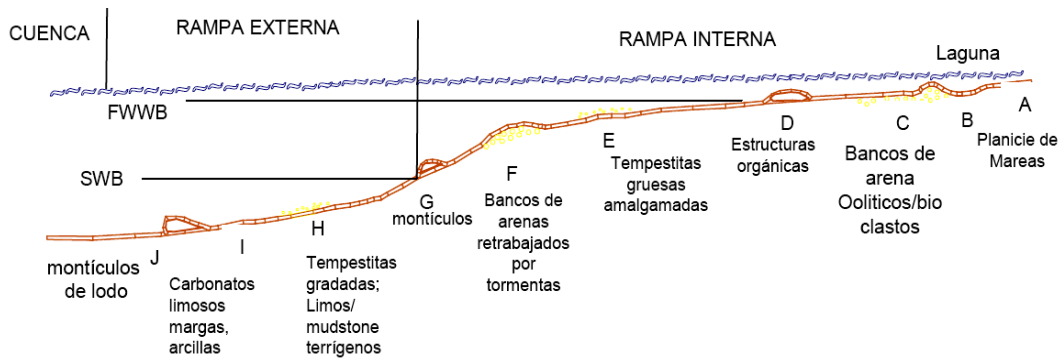
Pozo	Espesor	Productor	Porosidad	P.T. (m)	Cima del Kimmeridgiano	Ambiente Kimmeridgiano
XN-1	157	KS-KM	3.0	6476	6320 m	Plataforma Interna
YX-101	590	KM	5.0	6480	5890 m	Plataforma Interna Media
PC-101B	320	JSK	4.0	5815	5495 m	Plataforma Interna Media
ARR-201	138	JSK-KM	6.0	6668	6530 m	Plataforma Interna
MY-1	161	KI	6.0	6903	6742 m	Plataforma Interna

Tabla 7, Se muestra los espesores cortados por los pozos en el Kimmeridgiano dentro de KH-TU, y que no penetraron por completo esta unidad litológica.

Dentro de la zona de estudio, el Kimmeridgiano fue cortado por los pozos ARR-201, MY-1, PC-101B, XN-1 y YX-101. Como se observa en la (Tabla 7), la información de espesores referente al Kimmeridgiano no esta completa, porque ningún pozo cortó completamente esta unidad litológica.

El modelo de distribución de litofacies para el Kimmeridgiano en KH-TU, se construyó en un contexto general, tomando como referencia el modelo de facies de Flugüel (2005) (Figura 3.16), como una rampa suavemente inclinada.

Las facies (A-J), en este tipo de rampa, están controladas primeramente por los niveles de energía, (FWWB y SWB), las variaciones en la topografía y el material transportado por las tormentas, las olas y las mareas. El gradiente del talud de depósito desde la línea de costa de agua somera o laguna hasta el piso de la cuenca es del orden de un par de metros por kilómetro usualmente de menos de 1°.



tomada de Flugüel, 2005.

Figura 3.16. Perfil diagramático de la distribución de facies en una rampa carbonatada distalmente pronunciada. Según Flugüel, (2005) tomado de AREM/CPE/PLAY_JSK/002, (2006).

Debido a esta suave pendiente, los carbonatos de aguas someras agitadas (facies de la A a la F), pasan gradualmente a depósitos de baja energía hacia aguas más profundas y después a sedimentos de cuenca (Facies de la G a la J). Generalmente las rampas evolucionan a plataformas con bordes.

Para la descripción de las facies depositadas en la zona de KU-TU, se tomó la sección esquemática de una rampa distalmente pronunciada (Figura 3.14) y la Tabla 8 de facies interpretada para el Kimmeridgiano por AREM/CPE_JSK, 2006 para la región marina. Las facies de acuerdo a la descripción de muestras de canal de pozo consisten de sedimentos característicos de plataforma de aguas someras para el Kimmeridgiano, sobre las que se desarrollaron paleo-altos estructurales, que daban forma a paleo-islas debidas a diapirismo de sal del Calloviano, alineadas en sentido NE-SW, siguiendo una tendencia paralela a la dirección del fallamiento provocado por la distensión que dio origen al golfo de México, formando fosas y pilares hacia el extremo SW del Pilar de Akal.

En la parte centro NW del área de estudio, las facies están representadas de mudstone y mudstone arcilloso correspondientes a ambientes de depósito de cuenca; al borde de las paleoplataformas externas por la facies de wackestone-packstone dolomitizado, quedando una pequeña porción en las facies de wackestone-packstone, con menor proporción de packstone-grainstone dolomitizado de oolitas y pellets los cuales se consideran son depósitos de frente de bancos oolíticos.

DESCRIPCION	BIOTA	AMBIENTE
1.- Mudstone a wackestone arcilloso con radiolarios calcificados, estomiosféridos, espículas de esponja (<i>Rhaxella sorbyana</i>), escasos sacocómidos y amonoides. 2.- Lutitas calcáreas con radiolarios calcificados, Estomiosféridos, espículas de esponja (<i>Rhaxella sorbyana</i>), escasos sacocómidos y amonoideos.	<i>Parastomiosfera malmica</i> ; <i>Rhaxella sorbyana</i> ; <i>Stomiosphaera moreti</i> ; <i>Radiolarios calcificados y silicificados</i> , <i>equinodermos</i> , <i>espículas de esponja</i> , <i>restos de ammonites</i> , <i>bivalvos</i> , <i>gasterópodos y ostracodos</i> .	Rampa externa
3.- Lutitas con intercalaciones de areniscas y limolitas. 4.- Mudstone a packstone con peloides y escasos ooides. 5.- Dolomía microcristalina con escasa anhidrita	<i>Acicularia jurasica</i> , <i>sp.</i> , <i>elongata elongata</i> ; <i>Acroporella sp.</i> ; <i>Arabicodium sp.</i> , <i>Arabicodium cf. Aegrapiloides</i> ; <i>Bouenia sp.</i> ; <i>Cayeuxia piae</i> , <i>kurdistanensis</i> , <i>moldavica</i> ; <i>Cylindroporella sp.</i> ; <i>Charentia cuvillieri</i> ; <i>Carpistomiosphaera sp.</i> ; <i>Cyclagelosphaera margerelii</i> ; <i>Ellipsagellophaera communis</i> ; <i>Everticyclammina virguliana</i> , <i>sp.</i> ; <i>Glomospira sp.</i> ; <i>Gemeridella minuta</i> ; <i>Hemistomiosphaera parvula</i> ; <i>Lenticulina sp.</i> ; <i>Lithophylum sp.</i> ; <i>Macroporella praturloni</i> ; <i>Mesoendothyra cf. croatica</i> ; <i>Parastomiosphaera malmica</i> ; <i>Pseudocyclammina sp.</i> , <i>P. hedbergi</i> ; <i>Quinqueloculina sp.</i> ; <i>Rhaxella sorbyana</i> , <i>sp.</i> ; <i>Rectocyclammina sp.</i> ; <i>Stomiosphaera moreti</i> , <i>moluccana</i> ; <i>Solenopora sp.</i> ; <i>Saccocoma quenstedti</i> , <i>Stomiosphaera moluccana</i> , <i>S. moreti</i> ; <i>Salpingoporella gruddi</i> ; <i>Sigalia sp.</i> ; <i>Thaumatoporella sp.</i> ; <i>Thaumatoporella parvovesiculifera</i> ; <i>Trocholina sp.</i> ; <i>Watznaueria manivitae</i> .	Rampa Interna
6.- Dolomía microcristalina con sombras de ooides, escasa anhidrita. 7.- Mudstone a packstone parcialmente arcilloso. 8.- Lutitas calcáreas con intercalaciones de limolitas	<i>Equinodermos</i> , <i>moluscos y gasterópodos</i> .	Frente de Banco
9.- Dolomía con intercalaciones de mudstone, escasas intercalaciones de lutitas y limolitas. 10.- Packstone a grainstone de ooides parcialmente dolomitizado.	<i>Acicularia jurasica</i> , <i>A. elongata</i> ; <i>Cayeuxia sp.</i> , <i>C. piae</i> ; <i>Rhaxella sorbyana</i> ; <i>Stomiosphaera moreti</i> ; <i>Salpingoporella cf. sellii</i> .	Banco de Ooides
11.- Dolomías con fantasmas de ooides e intercalaciones de lutitas.	<i>Rhaxella sorbyana</i> ; <i>Lenticulina sp.</i> ; <i>Pseudocyclamina lituus</i> , <i>Trocholina sp.</i> , <i>Rectocyclamina sp.</i> , <i>Lithophylum sp.</i> , <i>Stomiosphaera sp.</i> , <i>Nautiloculina sp.</i> , <i>Haplophagmium sp.</i> , <i>Saccocoma quenstedti</i> , <i>fragmentos de equinodermos y ostrácodos</i>	Parte interna de Banco
12.- Dolomía con fantasmas de peloides e intercalaciones de mudstone y lutitas. 13.- Mudstone a wackestone con intercalaciones de lutitas, areniscas, limolitas y esporádicas dolomía.	<i>Miliólidos pequeños</i> , <i>equinodermos</i> , <i>moluscos y gasterópodos</i> .	Laguna

Tabla 8. Facies e interpretación ambiental del Kimmeridgiano para un modelo de rampa distalmente profunda en la zona Marina.

Las facies de KH-TU corresponden a ambiente de plataforma interna carbonatada y probable plataforma interna somera, también se observan los bancos oolíticos que se reportan en el modelo sedimentario del Kimmeridgiano, para los Pozos

XN-1, ARR-201, MY-1 y PC-101B, en este último, la presencia del banco oolítico queda gobernado por las fallas adyacentes. De forma detallada, con la información de los pozos que integran este estudio, se creó el mapa de litofacies que se ilustra en la figura 3.17. Para esta edad tenemos facies de plataforma marina en todos los pozos que llegaron al Kimmeridgiano.

Las facies son mudstone arcilloso con lutitas carbonosas que corresponden a ambientes de rampa externa-cuenca; mudstone-wackestone arcilloso, depositadas sobre la rampa interna; y wackestone-packstone de oolitas, y de intraclastos, packstone de pellets y bioclastos que gradúan a packstone-grainstone de oolitas dolomitizado hacia la esquina SE del área, dando forma a bancos y barras (Figura 3.17.). Como se mencionó anteriormente, el Kimmeridgiano no fue atravesado en varios pozos, y en otros no fue alcanzado. Por lo que se considera que es probable que haya más facies granulares tipo packstone-grainstone en el área de estudio, en los Pozos KC-1 y KN-1 que no alcanzaron el JSK por fallas mecánicas, pero que de acuerdo a la interpretación de las secciones estratigráficas, es posible que se tenga la presencia de estas facies, así como el pozo XN-DL1 que a la fecha de elaboración del presente trabajo se encontraba en perforación dentro de la secuencia del Kimmeridgiano.

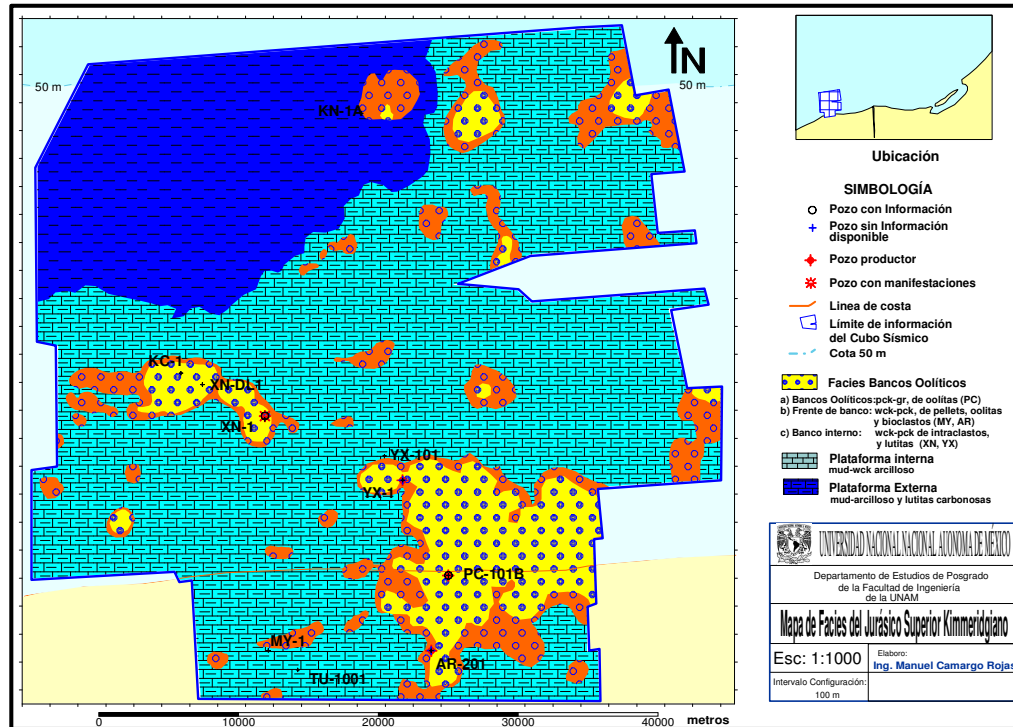


Figura 3.17. Mapa de facies del PBOJSK, en el que se observa la distribución de las facies oolíticas sobre los altos estructurales, formados por la sal calloviense, dentro de una rampa interna que se encuentra basculada hacia el NW, donde las facies cambian lateralmente a facies de rampa externa-cuenca.

3.1.9. *Paleoambiente de depósito*

A lo largo de la historia geológica, se han dado una serie de ciclos de ascensos y descensos del nivel del mar, con duración prolongada. Sobresalen los ascensos en el Ordovícico y el Cretácico con las máximas elevaciones. Estas dos grandes transgresiones en la historia geológica, se correlacionan con los fenómenos relacionados directamente con el incremento en el volumen y a las altas velocidades de crecimiento de las dorsales. El clima por otra parte, también ha jugado un papel de gran importancia en el ascenso y descenso del nivel del mar. Es por esta razón que se distinguen para el Ordovícico y Cretácico el periodo de nivel alto (o “invernadero”), G de los periodos de nivel bajo (o “frígido”), I.

El incremento mundial del nivel del mar que nos ocupa por haberse desarrollado casi al mismo tiempo de la apertura del Golfo de México, dieron inicio a finales del Triásico y concluyeron en el Cretácico Medio. Influenciado por los procesos tectónicos y eustáticos provoco que gran parte de la republica Mexicana permaneciera sumergida dando lugar a mares epicontinentales, que fueron colonizados rápidamente por organismos marinos de aguas someras, lo que implicó una fuerte extracción de carbonato de calcio de las aguas y como consecuencia un incremento en la producción y depósito de sedimentos carbonatados. Las temperaturas de los océanos se incrementaron y uniformizaron, debido a la menor influencia del continente y a la unión del océano pacifico (Pantasia) con el proto-Atlántico. Los gradientes de temperatura se volvieron muy bajos, disminuyendo la circulación marina; hecho que dio lugar a la formación de zonas anóxicas en los océanos.

Los factores descritos en el párrafo anterior, fueron determinantes en la evolución de los ambientes sedimentarios durante el Kimmeridgiano dentro de la cuenca del Golfo de México. Una sedimentación marina sobre una rampa interna carbonatada, con la presencia de algunos paleo-altos y crestas de bloques emergidos en el dominio de rift (Gaumet, *et.al.*, 2004), así como por el movimiento de las acumulaciones de sal, formó paleo-islas en el occidente del protogolfo de México. Dichas condiciones controlaron la sedimentación de la región con ambientes que variaron de continentales con palinoformos a ambientes de rampa interna y externa. La Figura 3.18 muestra la secuencia vertical de los ambientes de depósito para el Kimmeridgiano y Tithoniano a medida que el avance de la trasgresión inundaba a las

tierras emergidas, lo que indica con claridad los cambios en las condiciones de sedimentación afectados por la eustacia.

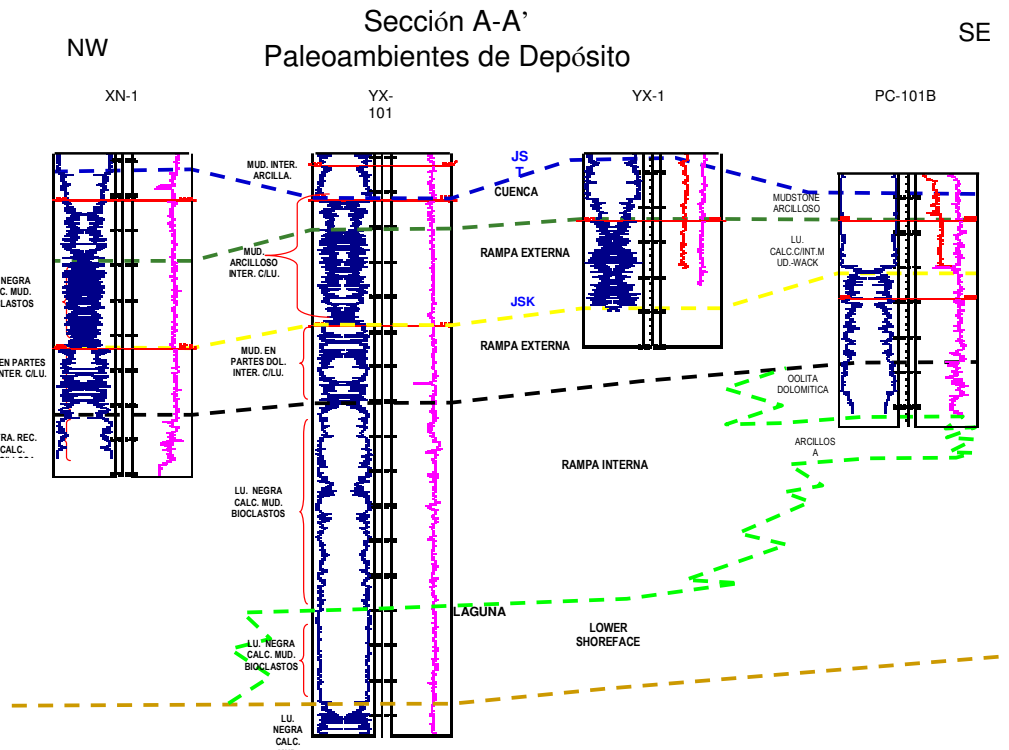


Figura 3.18. Sección A-A' que muestra verticalmente la secuencia sedimentaria depositada durante el Kimmeridgiano y Tithoniano, interpretada para los pozos XN-1, YX-101, YX-1 y PC-101B con la información litológica, paleontológica, petrofísica e interpretación de registros eléctricos tomado de AREM/CPE, 2006.

Para cada uno de los pozos se analizó la descripción litológica de los informes finales de pozo, comparándose con los registros geofísicos de pozos y rectificándose con trabajos adicionales existentes como descripciones microscópicas petrográficas o paleontológicas. Se identificaron patrones litológicos con la curva de rayos gamma con el fin de identificar paquetes genéticamente relacionados, así como eventos clave, tales como superficies de máxima inundación que puedan utilizarse en la interpretación geológica. En esta etapa se definieron las facies existentes en la zona, así como los paleoambientes a los que pertenecía cada una.

Las facies características de las rampas distalmente profundizadas Figura 3.19 tienen un talud que conecta la rampa externa con la cuenca, que permite la formación de desplazamientos sedimentarios como: derrumbes, deslizamientos, flujos granulares y corrientes de turbidez, que se depositan en la rampa externa como mudstones, margas, pelitas y depositos de brechas masivas, con gradación normal o inversa o deformación

sinsedimentaria (pliegues por deslizamiento y fallas). Las facies de rampa interna, media y externa son similares a las de las rampas homoclinales.

RAMPA

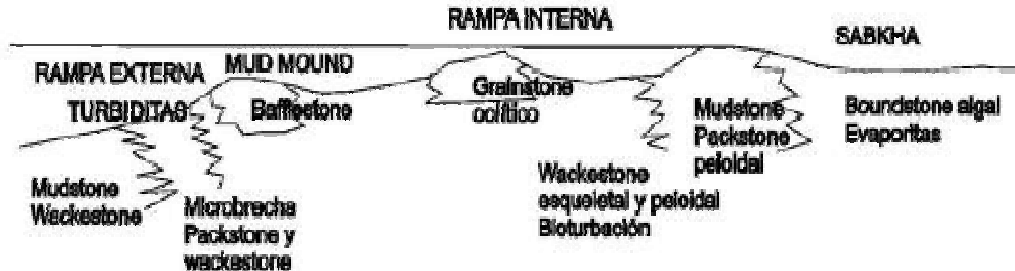


Figura 3.19 Sección esquemática indicando las facies de depósito y su relación con el ambiente, dentro de una rampa distalmente profundizada. Tomada de Spalletti, 2006.

La naturaleza de los de sedimentos corresponde a depósitos hemipelágicos en profundidades no mayores a los 200m, que van desde la zona de litoral entre la marea alta y baja, la zona de sublitoral sobre la plataforma continental y nerítico Figura 3.20.

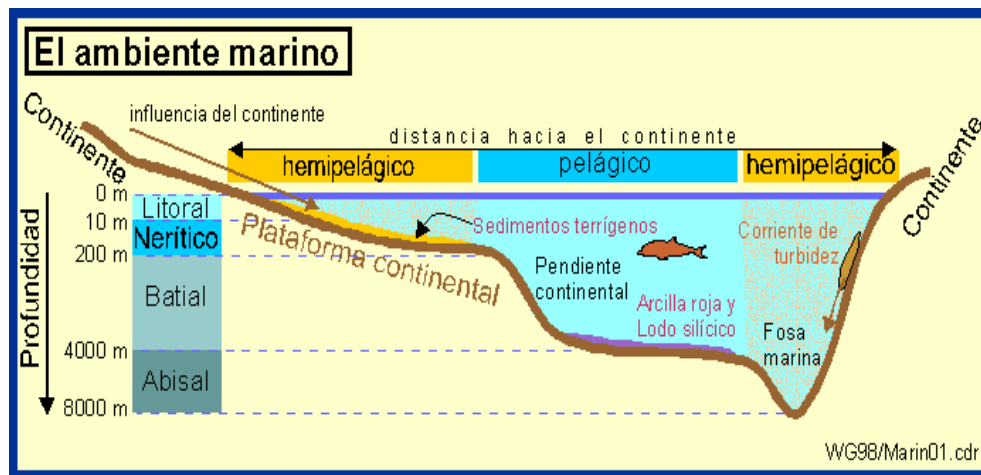


Figura 3.20. Diagrama esquemático de la interrelación de los ambientes marinos de depositación, entre la profundidad, la influencia del continente y la distancia hacia el continente.

3.1.10. Modelo geológico

El modelado geológico-geofísico es el encargado de hacer una inferencia acerca de lo que se puede encontrar durante la perforación. Para su reconstrucción es preciso realizar la caracterización de la roca almacén y sello, para definir la presencia y efectividad mediante la generación de los modelos de depósito que permitan comprender y establecer la génesis de la roca, tipos de porosidad y permeabilidad, los

paleoambientes, facies características, obteniendo finalmente el Mapa de Riesgo Compuesto tanto para la Roca Almacén como para la Roca Sello.

En primera instancia, para poder interpretar el modelo geológico que pudo haber dado origen a los depósitos del Play bancos oolíticos del Kimmeridgiano en el interior de KU-TU, el trabajo se basó en el análisis de la información disponible de los pozos perforados dentro de la zona; para posteriormente efectuar la reconstrucción, junto con el sustento de modelos de facies de depósito de barras y bancos de oolitas antiguos y actuales.

Las condiciones geológicas de las áreas donde se producen facies de oolitas, corresponden a ambientes de alta energía, sobre plataformas o rampas carbonatadas con tirantes de agua poco profunda. De ahí que los modelos sedimentarios que se describen a continuación, son ejemplos en los que se produjeron facies oolíticas en el pasado así como las que se están produciendo en la actualidad.

Las plataformas carbonatadas se desarrollan en los ambientes tectónicos de Márgenes pasivas, sistemas fallados de rift, y cuencas de antepaís (Moore, 2001). Varias categorías de plataformas son reconocidas (Figura 3.21)

a) Plataformas con borde externo o periferal (rimmed shelf) :

Arrecifes o con barrera → de Barras oolíticas o bioclásticas.

b) Rampas:

Homoclinales

Distalmente profundizada

c) Plataformas aisladas (isolated platform)

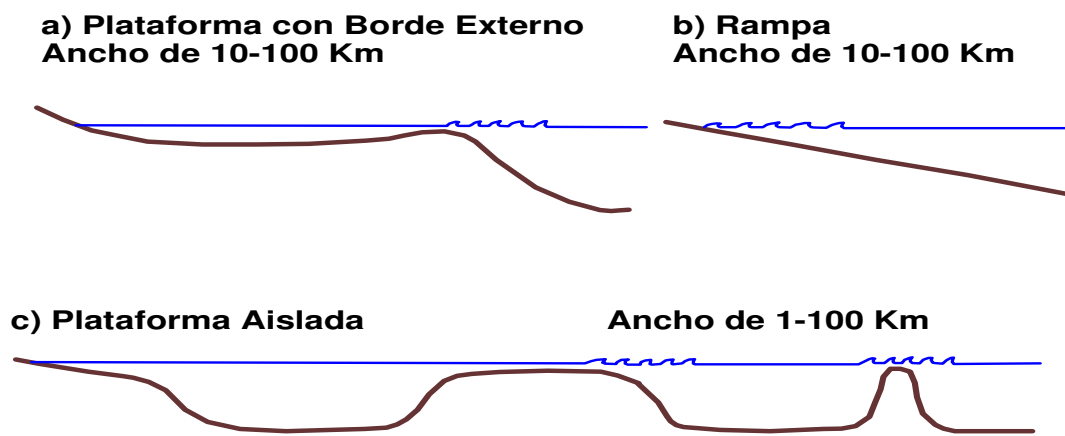


Figura 3.21, Tipos de plataformas carbonatadas sobre las cuales se pueden depositar facies oolíticas, en mayor o menor cantidad.

a) Las plataformas de borde o con borde periferal (rimmed shelves), se caracterizan por un pronunciado quiebre en el talud hacia aguas más profundas, la pendiente del talud va de unos cuantos grados acerca de la vertical, varían de 10 a 100 km de ancho. El margen de la plataforma es una zona de alta energía de aguas someras marcado por arrecifes y/o bancos. Esos márgenes de plataforma separan a las aguas poco profundas de las lagunas de los de aguas profundas adyacentes a la cuenca. Las facies que se asocian a las plataformas corresponden a las de aguas someras con condiciones de alta energía, con sistemas arrecifales, incluyendo barreras (Figura 3.22). Ejemplos modernos de este tipo de plataformas, la plataforma es la de Belice en el Caribe, la gran barrera arrecifal, en el Pacífico y la plataforma de Bahama en el Atlántico; en plataformas antiguas es la del Complejo Capitan-Carsbald (Guadalapiano Superior, Pérmico) de las montañas Guadalupe, Oeste de Texas y, Nuevo México.

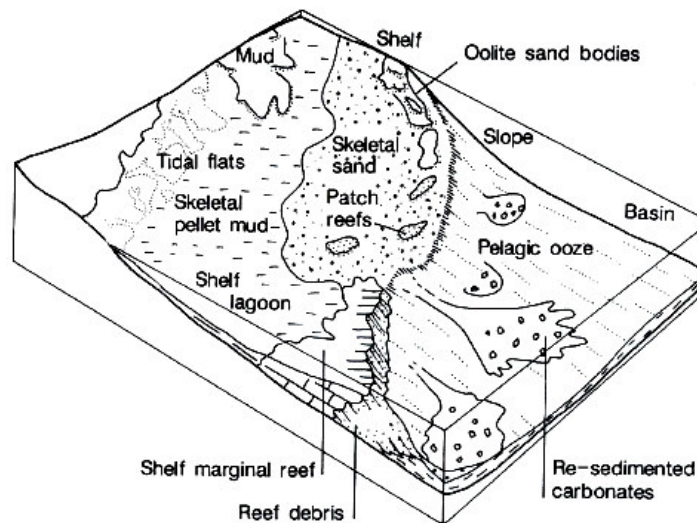


Figura 3.22 Isométrico de una plataforma de borde donde se muestra la distribución de facies y sección esquemática de las facies de A) agua templada y B) agua fría, modificado de Sellwod, 1986, tomado de

b) Rampas.- Las rampas homoclinales, tienen una pendiente relativamente uniforme (unos pocos metro/Km $<1^\circ$), pasando gradualmente de aguas poco profundas a aguas profundas de la cuenca sin cambios de pendiente abruptas

Las rampas distalmente profundizadas tienen un talud que conecta la rampa externa con la cuenca, que permite la formación de desprendimientos masivos (derrumbes y deslizamientos, flujos granulares y corrientes de turbidez) que afectan a los depósitos de la rampa externa (mudstones, margas y pelitas) y depositan brechas

macivas, con gradación normal o inversa o deformación sinsedimentaria (pliegues por deslizamiento y fallas). Las facies de rampa interna, media y externa son similares a las de las rampas homoclinales (Figura 3.23).

Ejemplo Actual : Costa del Oeste de Florida : Se caracteriza por un talud muy tendido que conecta la rampa externa con la cuenca, sujeto a deslizamientos; y por contener una mezcla de cuerpos arenosos relícticos y activos en la rampa interna y media.

c) Plataformas aisladas.- Muchas plataformas aisladas se asocian con elementos estructurales, tales como bloques de horst formados durante la etapa de rompimiento distensivo (rifting), que pueden tener las características de un margen escarpado o bordeado o una combinación de ambos (Moore, 2001 y Walter & James, 1992). Una de las particularidades más singulares es que están generalmente libres de sedimentos siliciclásticos, se desarrollan costa afuera de las zonas tectónicamente activas, tiende a tener márgenes escalonadas (Figura 3.23).

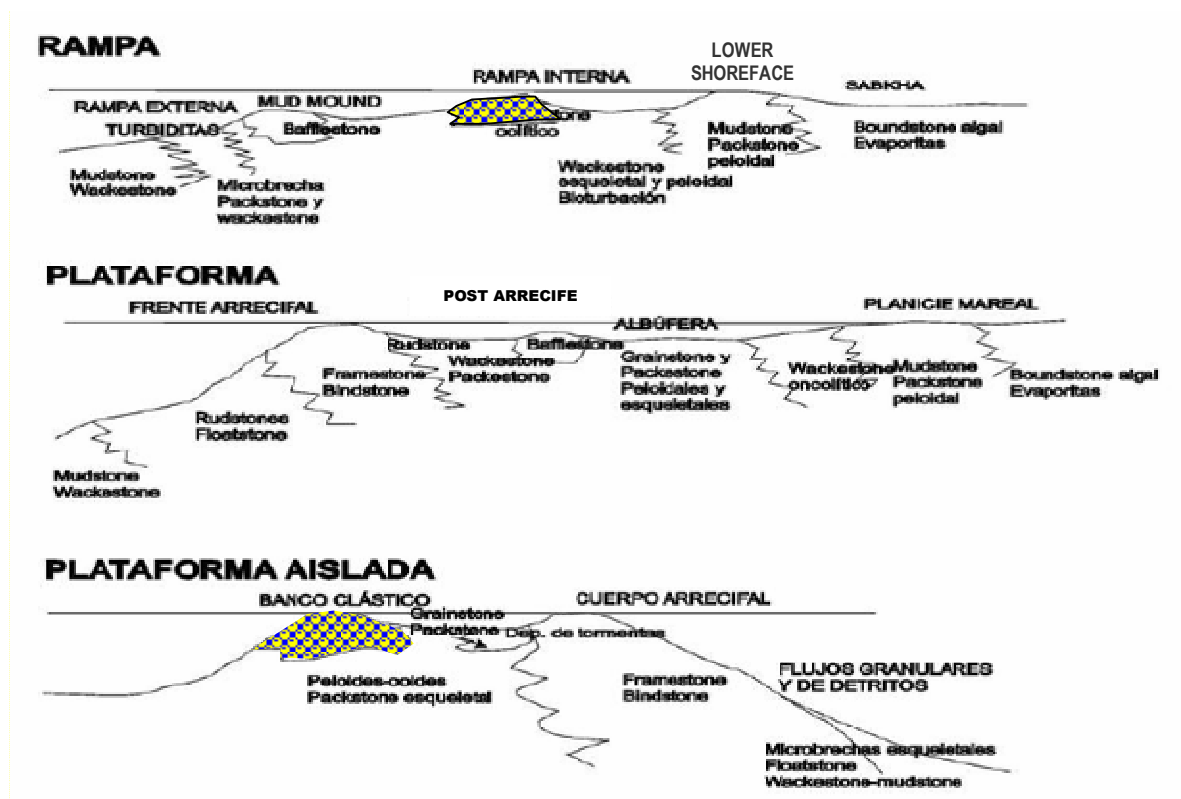


Figura 3.23 secciones idealizadas de las facies relacionadas con los diferentes tipos de plataformas, tomado de Tomada de Spalletti, 2006

De acuerdo con el análisis de la información bioestratigráfica y sedimentológica de los pozos dentro de KU-TU, se interpretó que para el Kimmeridgiano, se tiene un modelo geológico de rampa distalmente pronunciada con el desarrollo de bancos oolíticos y en donde la posición que ellos guardan estuvo controlada por las condiciones de energía y por fluctuaciones del nivel del mar.

Apoyados en el modelo de rampa carbonatada, descrito en el perfil de la figura 3.11; la sedimentología durante el Kimmeridgiano en KH-TU, estuvo influenciada por los altos estructurales (bajíos), soportados por almohadillas de sal autóctona, construidos a partir del movimiento de la sal, por efectos de compactación diferencial provocada por los sedimentos del Oxfordiano que le sobreyacían y que en la actualidad continúa moviéndose, por la potente carga litostática de los sedimentos terciarios y mesozoicos, así mismo, como por la reactivación de fallas. Las islas se comportaron con mucha similitud, a los promontorios que forman barras en las plataformas internas, sobre una superficie de pendiente suave, cubierta por aguas someras, poco profundas, que permitieron la acumulación de sedimentos carbonatados tales como: barras y bancos de ooides, intraclastos y bioclastos; característicos de ambientes de media y alta energía. Las islas, se extendieron en dirección hacia la plataforma externa, mar adentro, con tirantes de agua más profundos, que corresponden a las cuencas en donde se depositaron sedimentos calcáreo-arcillosos, con presencia de material arenoso, proveniente de la plataforma interna por la acción de las tormentas y el oleaje, que concuerda con la estratigrafía del Mesozoico en el sureste del Golfo de México, constituida por rocas carbonatadas, evaporitas y terrígenos de ambientes que varía de transicionales a rampas clástico-carbonatadas en el intervalo Oxfordiano-Kimmeridgiano; seguidas por lutitas y carbonatos arcillosos con gran contenido de materia orgánica para el Tithoniano y termina con rocas carbonatadas de cuenca y brechas de talud en el Cretácico; esta columna sedimentaria descansa sobre depósitos de sal del Calloviano que funcionó como nivel de despegue de los movimientos tectónicos locales estructurales por lo que también se ha dado en llamar “tectónica salina”.

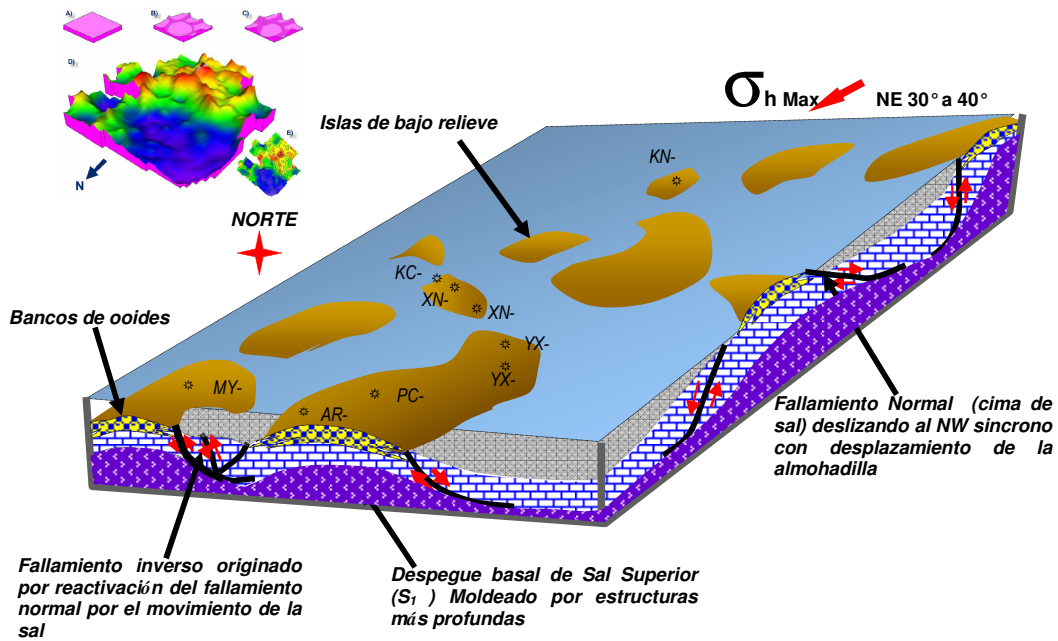


Figura 3.24 Modelo geológico sedimentario del área de KU-TU, donde se aprecia que la tectónica salina, ha sido el principal mecanismo que ha contribuido a la formación de altos estructurales, sobre los que se depositó las facies de bancos de oolitos durante el Kimmeridgiano, tomado de Escobar-Chávez, (2004), adaptado por Camargo, (2008).

El modelo geológico sedimentario interpretado para la zona de KH-TU (figura 3.24), quedó definido en función del análisis de los mapas de facies y de paleoambientes, así como con el mapa de estilos estructurales, como ya se mencionó, en una rampa carbonatada distalmente pronunciada con el desarrollo de barras y bancos oolíticos, sobre islas semisumergidas en aguas poco profundas. El cual, representa claramente los estilos estructurales formados a partir del movimiento de la sal autóctona de edad Calloviano, casi inmediatamente al ser sepultada por los sedimentos del Oxfordiano y posteriormente del Kimmeridgiano, aumentando la deformación de los estratos suprayacentes, lo que provocó la construcción de altos estructurales a manera de pequeñas islas semisumergidas tal como los bancos de las Bahamas.

El movimiento de la sal funcionó como plano de despegue de fallas normales lítricas, lo que dieron origen a anticlinales y sinclinales sobre los que rigió la sedimentación durante la mayor parte del Kimmeridgiano, formando en los altos estructurales bancos y barras de oolitos como los cortados en el campo PC y el pozo XN-1.

Otra característica que el modelo geológico sedimentario representa con objetividad en la zona de KU-TU, es el alineamiento de 30 a 40° NE-SW del cinturón de bancos oolíticos a lo largo del Pilar de Akal, que se manifiesta en la zona de estudio

y que representa la expresión de la dirección del esfuerzo principal δ^1 , y los sistemas de fallas secundarias perpendiculares al sistema principal.

3.1.11. Geología estructural

La evolución estructural del área de estudio es consecuencia directa de eventos tectónicos regionales y locales (Gómez-Cabrera, 2003) (Figura 3.25). Los eventos regionales están asociados con la apertura del golfo y con movimientos de microplacas, mientras que los eventos locales se asocian con el movimiento de cuerpos salinos.

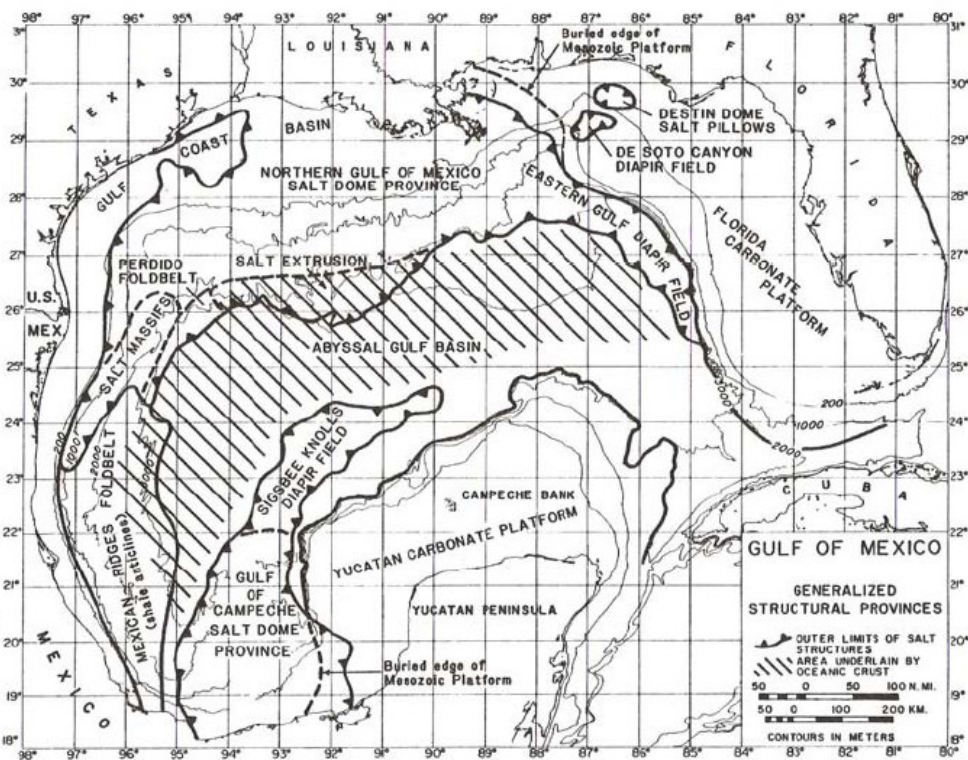


Figura 3.25 Mapa regional del Golfo de México de las provincias estructurales que muestra la distribución de la sal de Martín, 1980a; extensión de la corteza oceánica tomada de Buffler et, al; 1980. in U.S.Geological Survey. Ob.cit.

La actividad tectónica registrada en el Golfo de México por esfuerzos distensivos desde su apertura a partir del Jurásico Superior, generó bloques escalonados que giraron en sentido paralelo al bloque de Yucatán dando lugar a fallas normales escalonadas sensiblemente verticales que afectan los niveles estratigráficos más bajos incluyendo la sal y el basamento (Figura 3.26). Dichos bloques escalonados fueron rellenados posteriormente por sedimentos más recientes producto de la erosión de rocas

preexistentes. Pero fue hasta el Neógeno cuando se desarrolló el cinturón de pliegues y cabalgaduras, el origen de esta deformación estructural tiene relación con los eventos tectónicos producidos por la colisión entre la microplaca de Chortis con Chiapas a partir del Cretácico Tardío y que culminó en el Plio-Pleistoceno.

El Cretácico esta caracterizado por esfuerzos compresivos que deformaron estos bloques plegando los sedimentos alojados entre los bloques y reinyectando la sal a niveles superiores. Como consecuencia de estos movimientos las rocas plegadas fueron erosionadas subacuaticamente constituyendo flujo de detritus y abanicos submarinos y cuya evidencia la podemos ver en todas las brechas intraformacionales de la columna Cretácica.

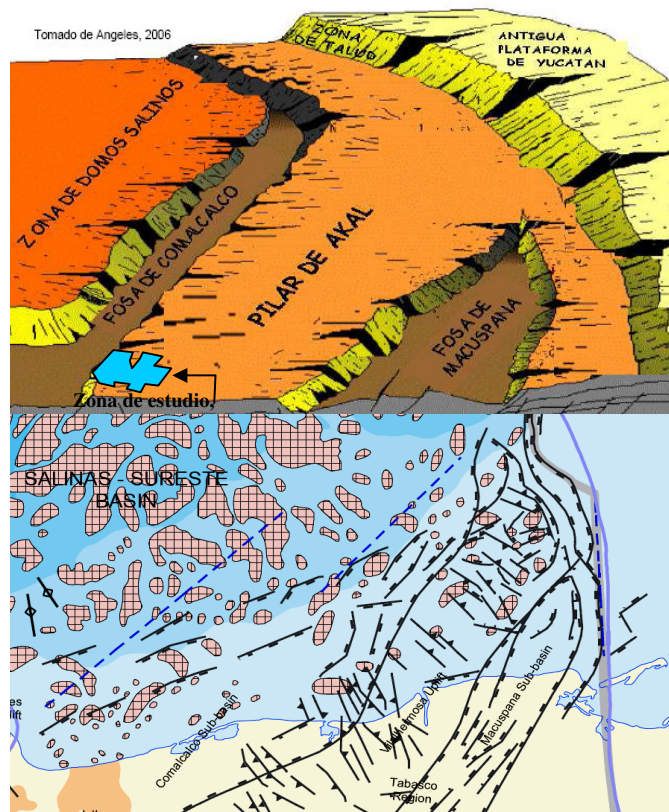


Figura 3.26 Principales rasgos estructurales de las Cuencas del Sureste, formadas durante el Mioceno Medio al Reciente, causados por esfuerzos distensivos y empujes diapíricos (Angeles-Aquino, 2006), en el que se localiza la zona de estudio al extremo Suroccidental del Pilar de Akal y parte de la Fosa de Comalcalco.

Durante el Mioceno Inferior y Oligoceno Superior está caracterizada por un movimiento transgresivo consecuencia del evento Chiapaneco, que dio como resultado el plegamiento de toda la secuencia sedimentaria y reinyectando la sal a niveles superiores, generando fallas transcurrentes que a su vez ocasionaron grandes

cabalgamientos como consecuencia de un movimiento dextral marcado por una falla de transcurrancia.

Por último, durante el Mioceno Medio al Reciente, como conclusión de estos eventos se llevo a cabo una tafrogénesis, marcado por una pérdida de volumen que dio lugar a una serie de fallas de crecimiento y entre otras a las fosas de Macuspana, Comalcalco y el Pilar de Akal; así mismo fue el causante de las fallas de gravedad (lítricas) observadas en el área.

Geológicamente el sureste mexicano, se vio afectado por eventos tectónicos de tipo regional y local. Los eventos regionales, se encuentran relacionados con la apertura del golfo de México y el movimiento lateral de las microplacas en el margen del Pacífico.

El área de estudio también esta influenciada por eventos tectónicos locales ocasionados por sal autóctona; una de las teorías para explicar el movimiento temprano de la sal es la teoría de Trusheim (1960), que se apoya en el concepto de Nettleton (1934) en donde establece que la sal es expulsada de la cuenca por la carga sedimentaria intrusionando así a la carpeta sedimentaria para formar los grandes diapiros salinos (Figura 3.27).

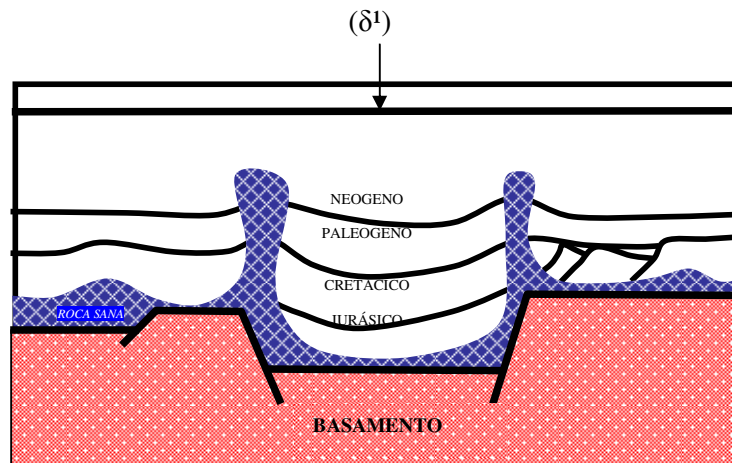


Figura 3.27 Sección esquemática indicando la evolución del diapirismo en relación a la historia del basamento. Tomado de AREM/CPE_004, 2006

El batolito de Chiapas y el bloque de Yucatán, elementos positivos que permanecieron expuestos durante el Calloviano y Oxfordiano; por lo tanto, la sal autóctona fluyó del sur sur-sureste y noreste hacia la parte central de la cuenca formando así diferentes estructuras salinas que afectaron principalmente la base de la

columna mesozoica en trampas estructurales de gran importancia económica (AREM/CPE_004, 2006).

En tiempos más recientes, intentan explicar el diapirismo mediante el concepto de la tectónica distensiva del basamento magnético; resaltan de la importancia del basculamiento del basamento o de la superficie pre-salina, como una fuerza que provoca el flujo salino naturalmente a escala regional dando origen al flujo plástico de la sal (Figura 3.28).

Este fenómeno diapírico en la Sonda de Campeche no ha sido establecido, debido a que no se sabe con exactitud la interrelación del basamento magnético, la masa salina y la carpeta sedimentaria, pero no se descarta la posibilidad del movimiento del basamento.

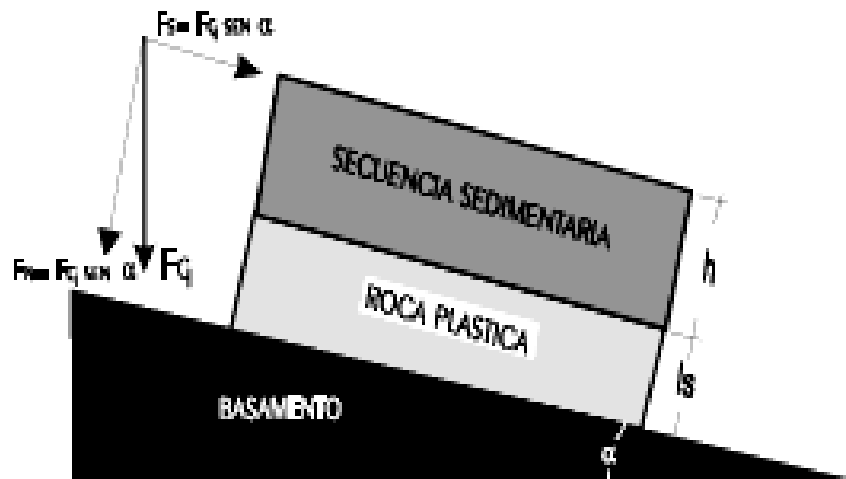


Figura 3.28. bb Flujo salino por inclinación de la superficie presalina. Vendeville (1989); Weijermars et al., (1993). Tomado de AREM/CPE_004, 2006.

En el caso del área de estudio del merge KU-TU está afectada principalmente por tectónica local asociada a cuerpos de sal de edad Jurásico Medio, la cual da origen a diversas estructuras que involucran rocas mesozoicas, así como estructuras de tortuga en rocas de edad terciaria (Trejo-Vázquez, 2008).

Se identificaron varias etapas de deformación asociadas con la sal, en una primera etapa se tuvo un fallamiento asociado con “salt rollers” (Figura 3. 29A), en esta etapa la sal autóctona del Jurásico sirvió como nivel de despegue durante el principal evento compresivo del Mioceno Tardío, en esta etapa se generaron fallas de tipo normal

que se deslizaban sobre los cuerpos de sal autóctona del Jurásico dicho fallamiento y movimientos de sal afectaron la sedimentación ocasionando variación de espesores; teniendo un aumento de espesores al lado de la caída de las fallas y espesores delgados en los altos estructurales. Posteriormente se tuvo un crecimiento de los domos salinos en el cual la sal fue emplazada en forma alóctona durante el Mioceno Tardío, lo cual dió origen a acuñamientos en el Mioceno (Figura 3. 29B).

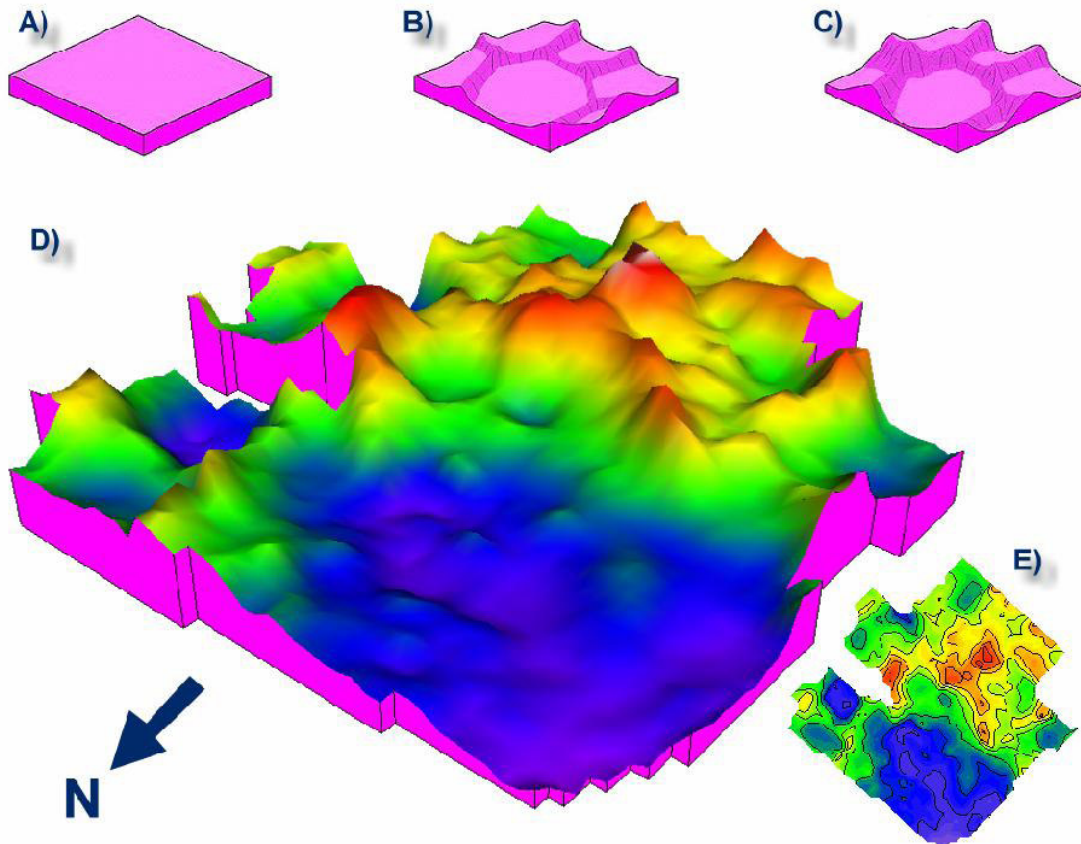


Figura .3.29 Topografía relacionada con la intrusión salina en el área de estudio que da como resultado la formación de altos estructurales y minicuecas, A) estratos sin deformar, B) por subsidencia hundimiento por un lado y levantamiento por otro debido a los esfuerzos compresivos y extensivos, C) Continuación del estado de subsidencia avanzada, D) topografía provocada por la sal en el área de KU-TU, E) mapa en planta mostrando las curvas de isovalores de profundidad para el Kimmeridgiano. Tomado de Trejo-Vázquez, 2008.

A continuación siguió una fase de estabilidad relativa, en la cual se mantuvo aproximadamente constante el espesor de los paquetes sedimentarios (Figura 3.29C). Finalmente durante el Plioceno se concluyó con una fase en la que la sal evacuó teniéndose un colapso de los paquetes sedimentarios y la formación de fallas de crecimiento en la dirección en que se tiene la evacuación (Figura 3.29D).

En el plano estructural se consideraron los siguientes estilos estructurales durante el Kimmeridgiano, puesto que existía una inestabilidad tectónica, así como la existencia de un gran aporte de material terrígeno de la SMO

El pozo XN-1. (Figura 3.30) se encuentra ubicado cerca del límite occidental de la Sonda de Campeche dentro de la provincia de Domo Salinos, la cual está constituida por fallas inversas y bloques expulsados que forman anticlinales cuyos núcleos están constituidos por sal, pertenece a la misma tendencia estructural del pozo KC-1.

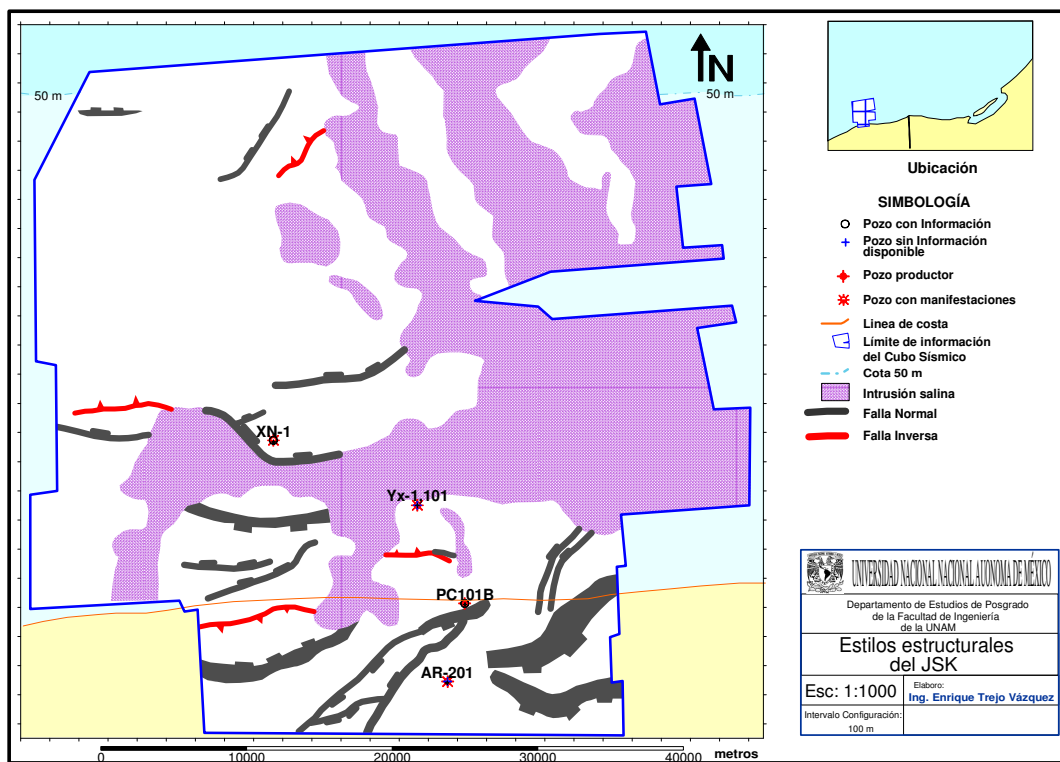


Figura 3.30 Estructuras carbonatadas de edad Mesozoico en trampas compresionales sobre los depósitos de sal Trejo-Vázquez, 2008.

Se encuentra en un área que se caracteriza por tener fallas inversas alineadas con dirección noreste-suroeste y fallas normales con dirección este-oeste y suroeste-noreste. Así mismo las estructuras anticlinales y sinclinales se encuentran alineadas de forma paralela a las fallas inversas. Para el Mesozoico el estilo estructural muestra un carácter compresivo mientras que para el Terciario es distensivo. El pozo se encuentra en una estructura con orientación noroeste-sureste limitado hacia el sur y el oeste por un domo de sal.

3.2. Elementos del play bancos oolíticos Kimmeridgiano

Cada elemento del play, roca fuente, almacén, sello, trampa, migración y preservación, debe operar en forma coordinada siguiendo una secuencia espacial y temporal para producir acumulaciones de hidrocarburos. La combinación de todos estos factores controla la distribución de los hidrocarburos (Tabla 9). Finalmente deben añadirse las estructuras probadas, las que están sin perforar, y secciones que ilustren el tipo estructural y estratigráfico característico del play.

Factores que controlan la acumulación de Hc's.	Mapas
Roca almacén Espesores Relación Neto/Bruto Porosidad Permeabilidad	Isopacas (parte porosa) con límites bien definidos Relación Neto/Bruto con líneas de corte. Porcentaje de porosidad con línea de corte Tipos de facies apropiadas
Sello Espesor Litología Modificadores	Isopacas con límites bien definidos Tipos de facies, presión y ductibilidad Fallas, fracturas, sellos hidrodinámicos, diagénesis.
Roca generadora Espesores y área Carbono Orgánico Total (COT) Tipo de materia Orgánica Maduración Sobremaduración Combinación de las anteriores	Isopacas Porcentaje de COT y línea de corte Límites de Suficiencia (aceite-gas) Indicadores de límites de maduración Límites de generación de hidrocarburos. Volúmenes producidos de hidrocarburos
Trampa Altos y Áreas con cierre estructural Tiempo de formación de trampas	Contornos estructurales, acunamientos Relación de formación de la trampa con la expulsión de hidrocarburos.
Migración Vías secundarias de migración	Trayectorias y diámetro de roca generadora a la trampa
Preservación Flujo Biodegradación Difusión Viscosidad Concentraciones insuficientes	Solubilidad y salinidad hidrodinámica Tipos de aguas de formación Tipos de hidrocarburos, difusión del sello Viscosidad del aceite o gravedad Barriles X Km ²
Combinación de los mapas anteriores Ocurrencia de Hidrocarburos.	Información utilizada Campos productores Cierres estructurales, probados y sin probar Sección estructural representativa Límites clave Áreas favorables Relación de éxito Mapa Resumen

Tabla 9. Para hacer el análisis de un play, White (1988) propone una serie de mapas en los que se involucra a los elementos para verificar el funcionamiento del sistema petrolero.

3.2.1. Roca generadora

Roca fuente o generadora de petróleo es aquella que está generando, o ha generado y expulsado petróleo. La roca fuente requiere haber estado sometida a

calentamiento durante un lapso de tiempo geológico para alcanzar madurez termal y generar hidrocarburos Magoo & Down, (1994).

Con el propósito de conocer los aspectos básicos de la evolución geológica de una cuenca sedimentaria, que es el marco necesario para el análisis del sistema petrolero, y conocer la distribución lateral y vertical de las unidades de roca potencialmente generadora, (Allen & Allen, 1990), se requiere conocer la evolución tectónica de la cuenca (mecanismo de origen y modificaciones posteriores), la evolución térmica y de subsidencia (útil en el análisis de la generación y migración de los hidrocarburos y en la determinación de la edad de dichos procesos).

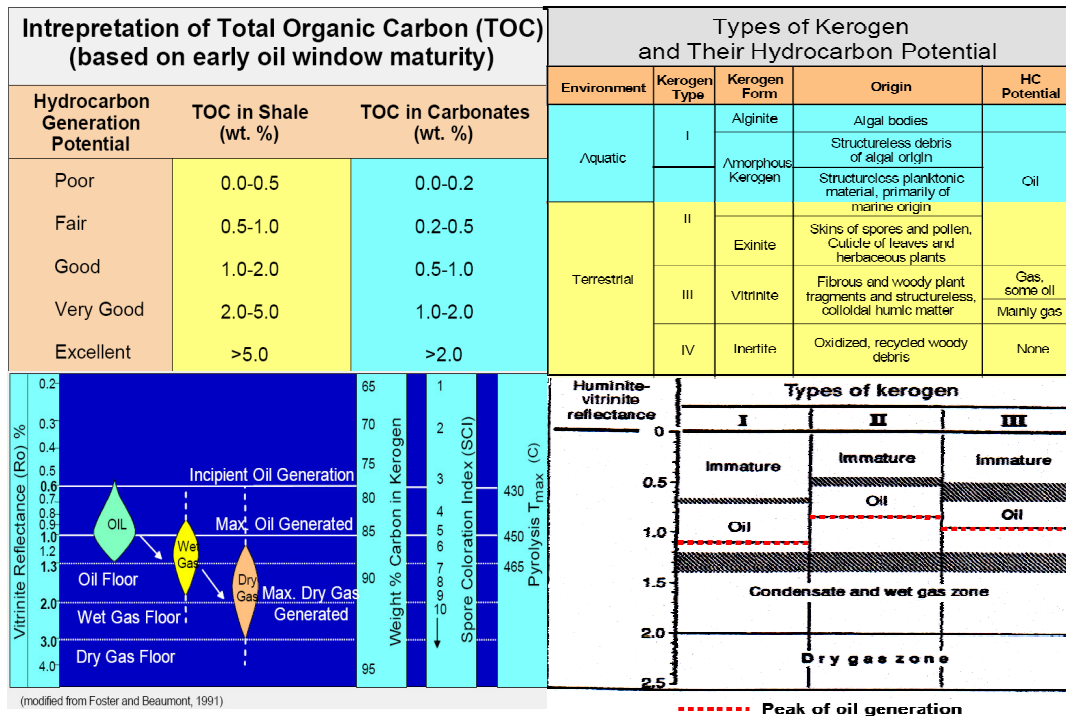


Figura 3.31 Tablas comparativas para interpretar los resultados obtenidos del análisis de los datos geoquímicos de la roca generadora para estimar el grado de madurez comúnmente usadas y su correlación para los límites de generación de gas y aceite, así como los tipos de kerógeno y su potencial. Tomado de Foster y Beaumont, 1991.

Para ello, es necesaria, la elaboración con base a los datos geoquímicos de la roca generadora, de los mapas de espesor total, espesor generador, riqueza orgánica (TOC incluyendo valor mínimo para considerar la roca como generadora) Figura 3.31, calidad de la materia orgánica (tipo de kerógeno, índice de hidrógeno a otro indicador de la calidad y áreas con potencial de generación de petróleo y

gas), madurez presente (reflectancia de vitrinita a otro indicador de madurez, indicando límites de ventanas de generación de aceite y gas) y cocinas generadoras o cuerpos de roca fuente activa (superposición de los mapas anteriores).

Para conocer si la roca generadora ha alcanzado la máxima madurez para estimar la generación de hidrocarburos, se requiere de la elaboración de una gráfica de historia de sepultamiento (Figura 3.32), que es un gráfico en donde el eje vertical representa la profundidad actual de cada una de las unidades de roca que son elementos del sistema petrolero, y el eje horizontal representa el tiempo geológico en millones de años, en el extremo derecho se representa el tiempo presente. Este diagrama muestra para cada unidad de roca el tiempo en que fue depositada y su enterramiento gradual a medida que estaba siendo sepultada a una profundidad creciente con el tiempo debajo de unidades de roca depositadas en tiempos más recientes. En este diagrama se muestra el momento crítico en el cual se generan los hidrocarburos en la roca fuente y la profundidad de sepultamiento de la misma.

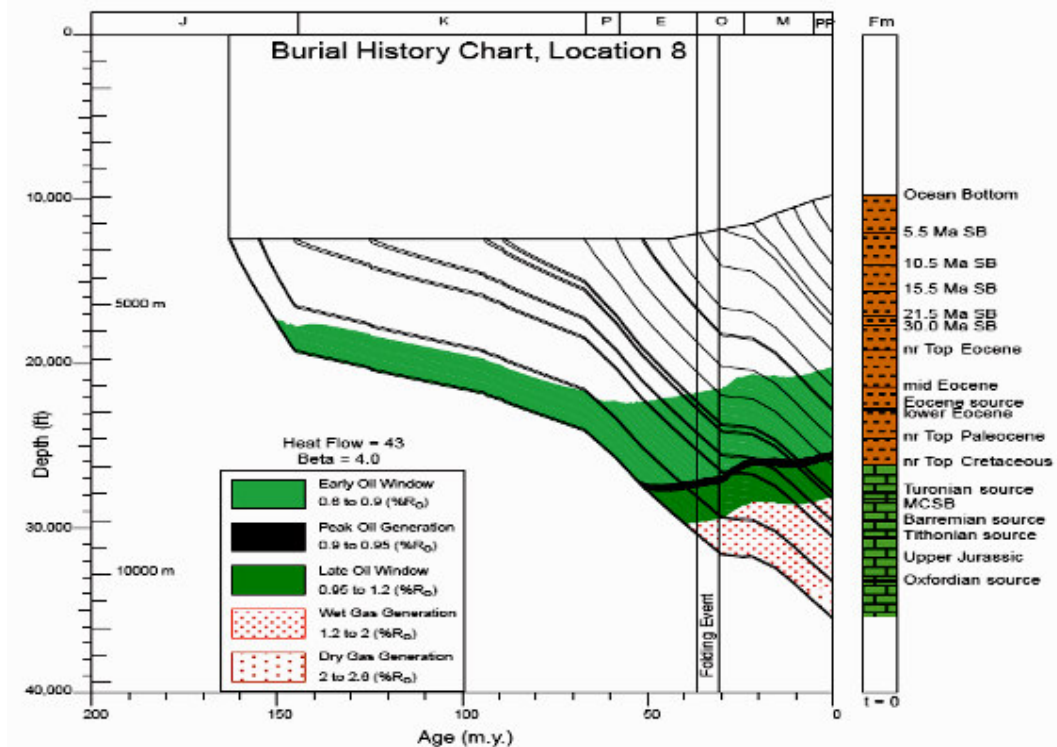


Figura 3.32 Ejemplo de gráfica de sepultamiento del Cinturón Plegado Perdido, que indica la edad del pico de generación para el Cretácico Superior. Tomado de Fiduk, J.C., 1999.

El momento crítico, es usualmente el momento cerca del final del tiempo de maduración cuando la mayoría de los hidrocarburos están migrando y acumulándose en las trampas. Durante el tiempo de preservación, los hidrocarburos existentes son preservados, modificados o destruidos.

El momento crítico de un sistema petrolero por lo tanto, se basa en la gráfica de historia de sepultamiento de las unidades de roca en aquella localidad geográfica donde la roca fuente se encuentra a la máxima profundidad de sepultamiento. Si se construye adecuadamente, la gráfica de historia de sepultamiento, ésta muestra el tiempo cuando la mayoría de los hidrocarburos son generados. Geológicamente, la migración y acumulación de petróleo ocurren en un periodo de tiempo corto, o en un momento geológico. Incluido con el cuadro de la historia de sepultamiento, se muestran los elementos esenciales del sistema petrolífero.

3.2.2. Roca almacén

La roca almacenadora de petróleo es aquella que conserva el hidrocarburo, en sus poros.

Dentro del sistema petrolero la roca almacén debe tener las siguientes *características*:

- Ser porosa.
- Ser permeable.
- Tener continuidad lateral y vertical.

La porosidad se mide en porcentaje de espacios vacíos, respecto al volumen total de la roca. Se tienen dos casos.

$$\text{Porosidad Absoluta} = \frac{\text{Vol. Total de poros}}{\text{Vol. De roca}} \times 100$$

$$\text{Porosidad Relativa} = \frac{\text{Vol. Total poros conectados}}{\text{Vol. De roca}} \times 100$$

La permeabilidad es la propiedad que tiene un material para permitir el flujo de fluidos dentro de él debido a la intercomunicación de los poros; la permeabilidad se

mide en Darcys o Milidarcys. Se dice que una roca tiene permeabilidad adecuada para permitir el paso de los hidrocarburos, si tiene:

- Porosidad.
- Poros interconectados.
- Poros del tamaño supercapilar.

El Milidarcy es la unidad utilizada para indicar la permeabilidad de una roca.

Milidarcy: un medio tiene una permeabilidad de 1md cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoisse se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un cm de roca con un gradiente de presión de 1 atmósfera por centímetro cuadrado.

Porosidad (en %)	Evaluación	Permeabilidad (en Milidarcys)
0 - 5	Despreciable	-
5 - 10	Pobre	-
10 - 15	Moderada	1.0 - 10
15 - 20	Buena	10 - 100
20 - 25	Muy buena	100 - 1000
> 25	Excelente	> 1000

Figura 3.33 Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimiento más comunes de acuerdo a Levorsen, 1967. Tomado de Arellano-Gil, 2006-2.

3.2.3. Roca sello

Los sellos geológicos son comúnmente rocas de baja permeabilidad (impermeables), tales como las arcillas y evaporitas, que retardan e impiden la migración de los hidrocarburos quedando confinados a la presencia de superficies sellantes determinando por lo consiguiente la extensión geográfica del sistema petrolero.

Para evaluar si una roca puede ser un sello potencial, debe tenerse en consideración las características sedimentológicas de las rocas y las del fluido contenido en la roca almacén o trampa, así como de su mutua interacción.

Por lo tanto la efectividad de la roca sello para definir la capacidad de contener una columna de hidrocarburos, se realiza mediante la medición estimada a partir de la relación entre la presión contenida en el yacimiento y el espacio capilar de las arcillas.

Otro elemento que puede funcionar como sello, son los planos de falla (roca de falla). La litología de baja permeabilidad a lo largo de la superficie de la falla, es conocida como la roca de la falla (gauge). Para interpretar y evaluar la calidad de la roca de falla se debe analizar el tipo de roca de falla, las características estratigráficas de la columna litológica, el o los estilos estructurales, distribución de fallas en el área que comprende el yacimiento, las presiones contenidas.

Los estudios iniciales sobre los mecanismos del sello de falla, plantearon que la impregnación de capas ricas en arcilla, tales como lutitas, a lo largo del plano de la falla, dan lugar a una roca de baja permeabilidad, o sello, entre dos depósitos, (Davies and Handschy, 2003).

Comúnmente se considera que la capacidad de una falla para actuar como sello varía a lo largo de la misma (Tooby, 2006).

Se han reconocido cinco mecanismos por el que las rocas de falla puedan actuar como sello (Yelding, 1997; Knipe, 1997).

- a. Yuxtaposición.- Sellos litológicos con diferente capacidad de sellado o presión capilar Yuxtapuestos sobre el almacén Figura 3.31.
- b. Cataclásis.- Existencia de cizallamiento que da a lo largo de la falla una alta capilaridad.
- c. Arcilla embarrada.- El contenido y distribución de unidades de arcillas a lo largo de zonas de falla pueden crear una zona de baja permeabilidad, en donde los controles críticos de este tipo de sello están dados por el estado de litificación de la arcilla y la magnitud de desplazamiento de una arena hasta alcanzar el tamaño de una arcilla.
- d. Estructura de Filosilicatos.- Son un tipo importante para el desarrollo de roca de falla a partir de la transformación de arenas impuras con una importante concentración de filosilicatos.. la porosidad y permeabilidad son controlados por la creación de redes anastomosadas de microembarramientos alrededor de acumulaciones de fragmentos o clastos.
- e. Diagénesis.- Se da por cementación preferencial a lo largo de un plano de falla originalmente permeable, removiendo parcial o totalmente la porosidad del plano de falla creando un sello hidráulico. El control de este sello esta dado por la precipitación de minerales a lo largo de la falla. Pero puede estar restringido a las unidades próximas a la zona de deformación que permiten la disolución local y reprecipitación de material soluble, o puede estar

asociada con la amplia invasión de cemento a lo largo o adyacentes a las fallas.

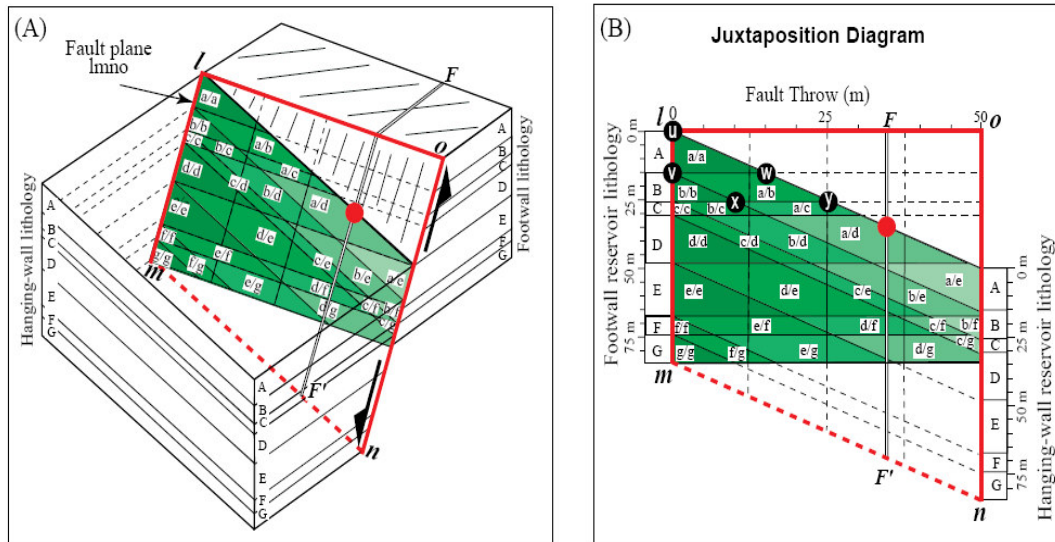


Figura 3.31. El diagrama de la juxtaposición se basa en extraer el plano de la falla (lmno) y sus intersecciones con el estratigrafía. El diagrama A ilustra una falla en 3D con la dislocación que varía a lo largo de su longitud. El diagrama de la juxtaposición (b) se puede considerar como ver a través de la falla. Las unidades estratigráficas de Footwall (e.g., unidad C) se intersecan con la falla (límites del footwall) por detrás del plano del diagrama, y los límites intersecan delante del plano del diagrama, (tomado de Knipe, 1997).

3.2.4. Migración

La migración se define como los procesos de movimiento o flujo de los hidrocarburos, desde la roca fuente donde son originados hasta la trampa donde son acumulados (Sarmiento *et. al.*, 2002). La migración ocurre en un periodo de tiempo corto, o en un momento geológico determinado; la carga litostática (sobrecarga) tiene considerable impacto en la migración y en la geometría de las rutas por donde fluyen los hidrocarburos en su camino a las zonas de menor presión.

Las Fallas pueden formar barreras o conductos para el flujo de fluido, por eso, juegan un papel importante en la migración de hidrocarburos en su camino a las trampas.

La elaboración de correlaciones geoquímicas petróleo-petróleo y petróleo-roca generadora, son de gran relevancia para definir las direcciones de la migración, así como la extensión geográfica del yacimiento.

Cinco importantes sistemas de observaciones comprenden las restricciones sobre el modelo de la migración del petróleo.

3.2.5. *Trampa*

La formación de las trampas, incluyen todos los procesos que producen la disposición geométrica favorable para que los hidrocarburos queden acumulados y atrapados en ellas, estos procesos son deformación de las rocas en el caso de trampas estructurales y, procesos sedimentarios y diagenéticos en el caso de trampas estratigráficas.

Las fallas desempeñan un papel importante en la creación de trampas de hidrocarburo, (Yielding, et.al. 1997).

La evolución; tectónica, sedimentaria y estructural de una cuenca petrolera incluyendo eventos de deformación, estilo estructural de cada evento de deformación; secciones estructurales preferentemente balanceadas; y mapas estructurales de las unidades de roca almacenadora, son de gran importancia en el análisis y determinación de la edad de las trampas estructurales.

3.2.6. *Edad de la generación, trampa y migración (sincronía)*

La generación de los hidrocarburos, la formación de la trampa, la migración y la acumulación, son elementos y procesos esenciales que deben ser ubicados correctamente en el tiempo y en el espacio, de manera que la materia orgánica contenida en la roca generadora pueda ser convertida en una acumulación de hidrocarburos. El tiempo de preservación da inicio al concluir los procesos anteriores.

La migración de los hidrocarburos, sucede durante el tiempo de preservación, solo si ocurre deformación por plegamiento, fallamiento, levantamiento o erosión provocado por actividad tectónica.

4. Desarrollo de la metodología y análisis de resultados del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano y roca sello.

En éste capítulo se comentan los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología Play Fairway durante el desarrollo del trabajo de evaluación del PBOJSK; los cuales, se alcanzaron con la interpretación de los datos procedentes de los pozos con información del Kimmeridgiano y los trabajos ejecutados para definir la presencia y efectividad de la roca almacén y sello.

Para cada uno de los pozos con información perforados dentro de la zona de estudio, se analizó la descripción litológica de los informes finales de pozo, comparándose con los registros geofísicos de pozos y rectificándose con trabajos adicionales existentes como descripciones petrográficas o paleontológicas. Se identificaron patrones litológicos con la curva de rayos gamma (RG) con el fin de identificar paquetes genéticamente relacionados, así como eventos clave, tales como superficies de máxima inundación (MSF) que puedan utilizarse en la interpretación geológica. En esta etapa se definieron las facies existentes en la zona, así como los paleoambientes a los que pertenecía cada una.

Los mapas que permitieron corroborar tanto la presencia y la efectividad de elementos almacén y sello, así como también los de la roca generadora del play, fueron construidos a partir de la producción y sobreposición de los mapas de isopacas, porosidad, facies, y paleoambientes, y una vez integrados éstos, se elaboró posteriormente el mapa de riesgo combinado, al que se le integró el mapa de trampas interpretado por Trejo-Vázquez (2008).

Con la poca cantidad, calidad, diversidad y veracidad de la información, se determinó en el play un total de catorce oportunidades, a las que se efectuó la evaluación volumétrica de forma individual con el programa (CEREX © PEMEX, 2007), que permitió valorar el potencial de cada oportunidad.

Los elementos de riesgo para el cálculo volumétrico de las oportunidades, se evaluaron durante la estimación de la probabilidad de éxito geológico (Pg): carga de hidrocarburos (roca generadora), roca almacén, trampa, sello efectivo, migración, preservación y sincronía, del que daremos detalles en el apartado que se presenta dentro de este capítulo mas adelante.

Finalmente se hizo la evaluación económica del PBOJSK, con el programa CERPlay, también propiedad de PEMEX, con el que se estimó el valor del potencial petrolero del área KU-TU, con lo que se pretende que la información proporcionada en este trabajo, sea considerada de valor en futuros trabajos de exploración en el área de estudio, aclarando que

los datos proporcionados en éste análisis económico, se deben de tomar con ciertas reservas, ya que los datos en materia económica son difíciles de ponderar, por lo que se presentan únicamente para dar un dato a ser apreciado para los tiempos actuales, y que se deben ajustar con las políticas económicas que fluctúen en el futuro.

4.1. *Análisis de riesgo*

El análisis del método play Fairway está basado en la evaluación del riesgo de la presencia y la efectividad de la roca generadora, almacén y sello. Para evaluar la presencia y efectividad se compiló, analizó e interpretó información litológica, geoquímica, paleontológica, petrográfica y de registros geofísicos de pozo, con los que se elaboraron los mapas de isopacas, facies, paleoambientes e iso-porosidades que hicieron posible construir el mapa de riesgo combinado para el play bancos oolíticos.

4.1.1. *Análisis del riesgo de la roca generadora*

Tomando en cuenta solo algunos antecedentes de trabajos hechos por varios autores, relacionados con las características paleo-sedimentológicas, geoquímicas y de subsuelo, acerca de las rocas del Tithoniano y de los informes de pozos que han sido perforados dentro de la sonda de Campeche y Chiapas-Tabasco, se estableció que las rocas generadoras de mayor importancia en la región y por consiguiente del área de KU-TU, son las del Tithoniano, que son reportadas por Ángeles-Aquino (1987), como una arcilla negra masiva y gris oscura, plástica, depositada en un ambiente marino anóxico de plataforma carbonatada y considerada por Cantú-Chapa, & Ortuño-Maldonado (2003), como la roca generadora más importante en el Golfo de México y por Santamaría-Orozco & Horsfield, (2003) como la secuencia sedimentaria más importante para la generación de hidrocarburos.

Guzmán-Vega & Mello (1999) mencionan que el aceite derivado del Tithoniano presente en la columna estratigráfica de los yacimientos costa adentro y costa afuera, desde el Kimmeridgiano al Pleistoceno, representan más del 80% de todas las reservas de aceite de la Cuenca del Sureste y Romero-Ibarra, *et. al.*, (2001) en su trabajo Subsistemas Generadores del área marina de Campeche, concluyen que el subsistema generador Tithoniano, ha aportado más del 90% de las reservas probadas y de la producción acumulada de hidrocarburos en el área marina que forma parte de la Cuenca del Sureste.

Romero *et al.*, (2001) informan que el kerógeno presente en los sedimentos de las rocas del Tithoniano es del tipo II-I, lo cual indica que la materia orgánica es principalmente de origen algáceo y en menor proporción, de tipo leñoso, por lo que puede generar tanto hidrocarburos líquidos como gaseosos.

Actualmente se considera que las rocas del Oxfordiano y Tithoniano son las únicas rocas con potencial generador que han entrado en la ventana del petróleo en la Sonda de Campeche, [Romero *et al.*, 1996, in Maldonado, (2007)].

4.1.1.1. Presencia

Se determinó la presencia de la roca generadora de edad Tithoniano en el área de estudio con base en la descripción de los datos litológicos de las muestras de canal y columnas estratigráficas contenidos en los informes finales de cada pozo; a los reportes paleontológicos y a la interpretación de los registros eléctricos efectuados en los pozos: PC-101B, MY-1, AR-201, YX-1, YX-101 y XN-1 (Figura 4.1).

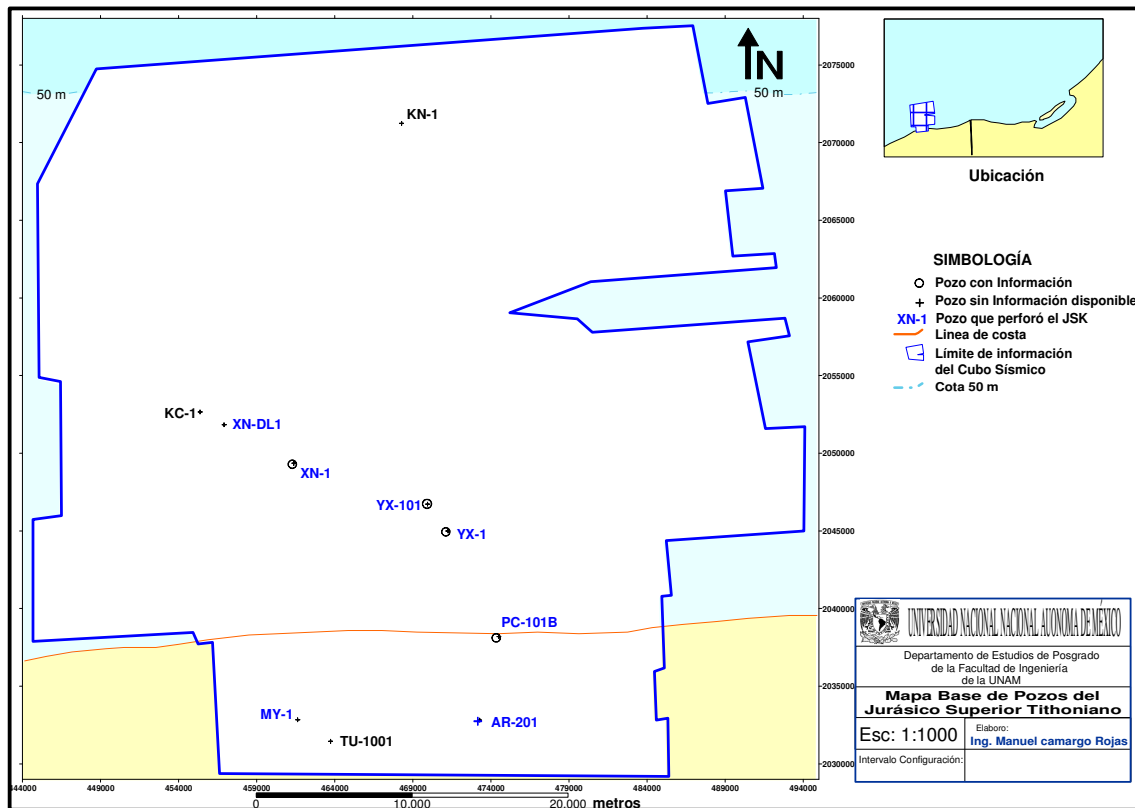


Figura 4.1. Mapa base que muestra los pozos que alcanzaron los estratos del Tithoniano; con excepción del pozo YX-1 todos los pozos marcados en azul atravesaron completamente al Tithoniano

El mapa de presencia se construyó con los datos de las cimas para el Tithoniano en los pozos (Figura 4.2), y la interpretación sísmica de Trejo-Vázquez (2008) en el cual se aprecia la amplia distribución en toda el área de las rocas del Tithoniano.

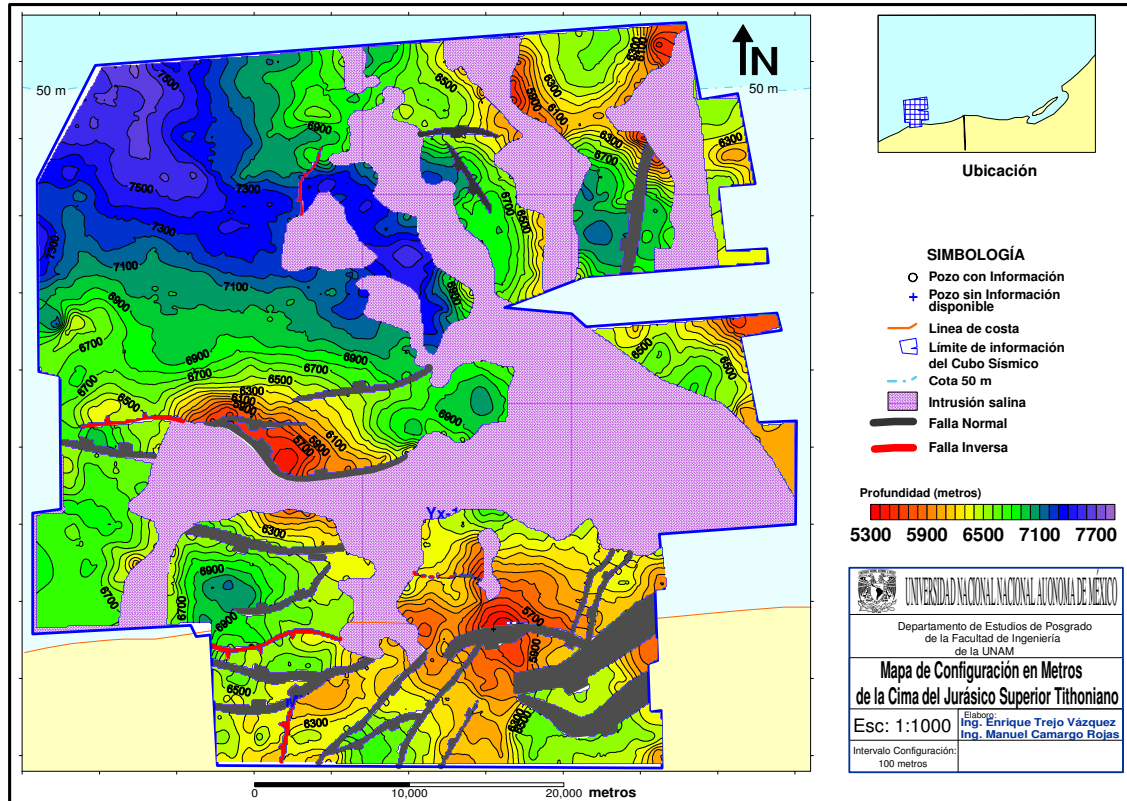


Figura 4.2. Mapa de cimas del Tithoniano construido a partir de los picks de los informes de pozos y la conversión sísmica de tiempo a profundidad hecha por Trejo-Vázquez (2008).

4.1.1.1.1. Paleambiente de depósito

En cuanto al ambiente de depósito desde el punto de vista geoquímico, la relación de los homohopanos C35 > C34 vista en la Figura 4.3, indica que fueron generados por una roca marina carbonatada; sin embargo el valor de C30 hopano ligeramente mayor que C29 hopano en el aceite de YN-101 indica cierta influencia de material arcilloso en la roca generadora de éste, para el pozo XN-1 esta relación es notablemente inversa a la de YX-101, lo cual indica un ambiente de roca generadora más carbonatada, esto se ve reflejado en los relativamente mas altos diasteranos en YX-101 que en XN-1.

La Figura 4.4 muestra los análisis de los biomarcadores correspondientes a los Campos XN y YX, que de acuerdo a los resultados de los biomarcadores (C30 hopano > C29 hopano), relativamente altos y (diasteranos, pristano/phitano cercano a 1 y C35/C34) bajo; los

aceites recuperados en los pozos YX-101 y XN-1 correlacionan en origen, ambos proceden de una roca generadora Tithoniano de ambiente marino carbonatado.

En la interpretación geoquímica de los aceites recuperados en los pozos YX-101 y XN-1, los biomarcadores muestran que ambos proceden de una roca generadora del Tithoniano, lo cual es comprobado con el valor isotópico $\delta^{13}C$ de -27‰ , típico de los hidrocarburos generados por rocas de esta edad.

Entre ambos hidrocarburos existen diferencias evidentes relacionadas con el ambiente de depósito de la roca generadora y con el grado de evolución térmica que esta presentaba al momento en que fueron expulsados.

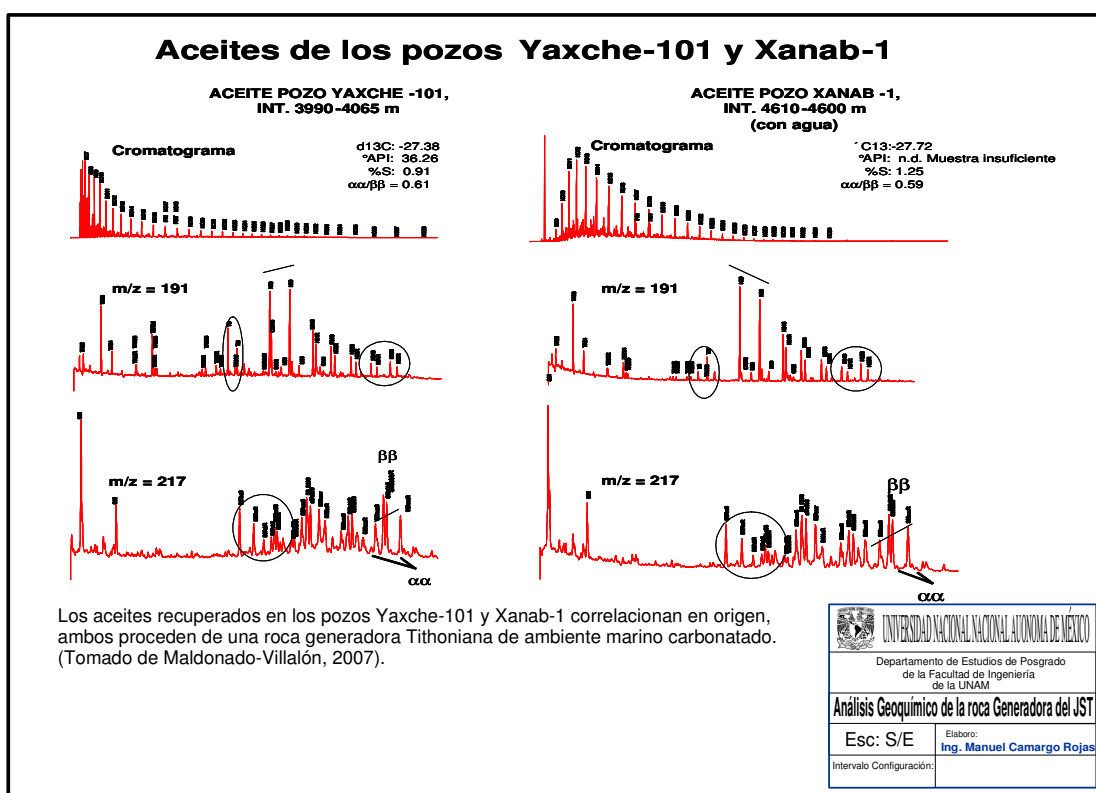


Figura 4.3. Muestra los análisis de los biomarcadores correspondientes a los Campos XN y YX, que de acuerdo a los resultados de los biomarcadores (C30 hopano >C29 hopano), relativamente altos y (diasteranos, Pristano/Phitano cercano a 1 y C35/C34) bajo; Los aceites recuperados en los pozos YX-101 y XN-1 correlacionan en origen, ambos proceden de una roca generadora Tithoniano de ambiente marino carbonatado.

Por otra parte, los análisis de muestras de aceite realizadas por Maldonado (2007), en los campos XN y YX, reportan que las características geoquímicas de dichos aceites, corresponden a la resultados típicos de un aceite con afinidad Tithoniano. Su relación entre los picos $\alpha\alpha$ y $\beta\beta$ esteranos indican que son hidrocarburos generados en el pico de generación de hidrocarburos.

Lo anterior significa que el ambiente de depósito de la roca generadora es el mismo para los dos aceites (marino carbonatado).

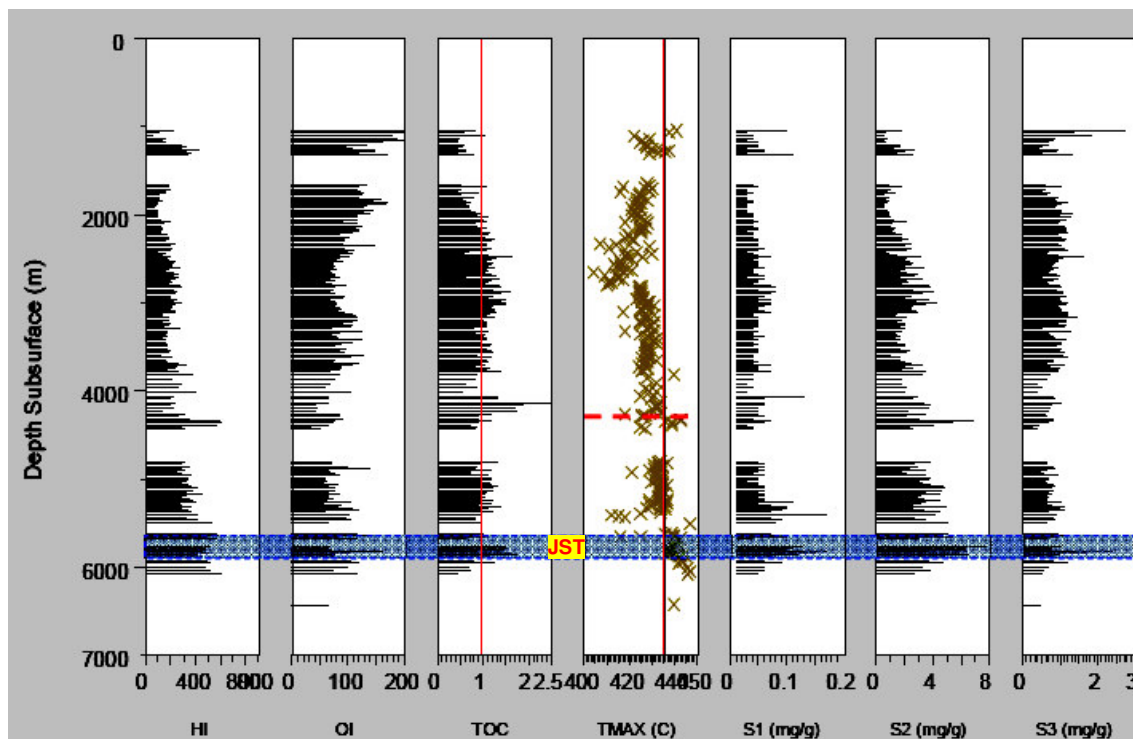


Figura 4.4.- Registro geoquímico del pozo YX-101 que muestra las características de riqueza, calidad y madurez de la materia orgánica de las rocas en la columna sedimentaria de este pozo.

4.1.1.1.2. Mapa de isopacas

Los espesores del intervalo estratigráfico del Tithoniano, (mapa de isopacas de la Figura 4.5), siguen un patrón sedimentario gobernado por la orografía formada por los montículos de sal construidos por el movimiento de la misma, la cual levantó a los sedimentos tanto del Oxfordiano como del Kimmeridgiano, y posteriormente fueron cubiertos por los sedimentos del Tithoniano dentro de un marco transgresivo, por lo que esto nos permite reconstruir una topografía de altos estructurales (anticlinales) y bajos estructurales (sinclinales o mini cuencas) para el Kimmeridgiano dentro de la zona de estudio.

En el mapa de isopacas también podemos observar, la irregular distribución de la potencia de los espesores, que mantienen los sedimentos del Tithoniano respecto a la topografía del terreno que prevaleció para el Kimmeridgiano. Los espesores son más potentes hacia el S-SW del área, alcanzando espesores de hasta 423 m en el pozo AR-201 y 312 m en el pozo MY-1; en tanto hacia la región central, los sedimentos del Tithoniano van de los 112,

máxima inundación (MFS) y que pueden utilizarse como marcadores con valor de correlación regional (AREM/CPE/PLAY_JSK/002, 2006). El Tithoniano medio está representado principalmente en ambientes de rampa externa y cuenca de condiciones anóxicas. Las facies están representadas por lutitas, lutitas calcáreas, dolomías microcristalinas y mudstone a packstone arcillosos con abundante materia orgánica con radiolarios calcificados y piritizados, abundantes sacocómidos (*Saccocoma arachnoidea*), así como fragmentos de peces.

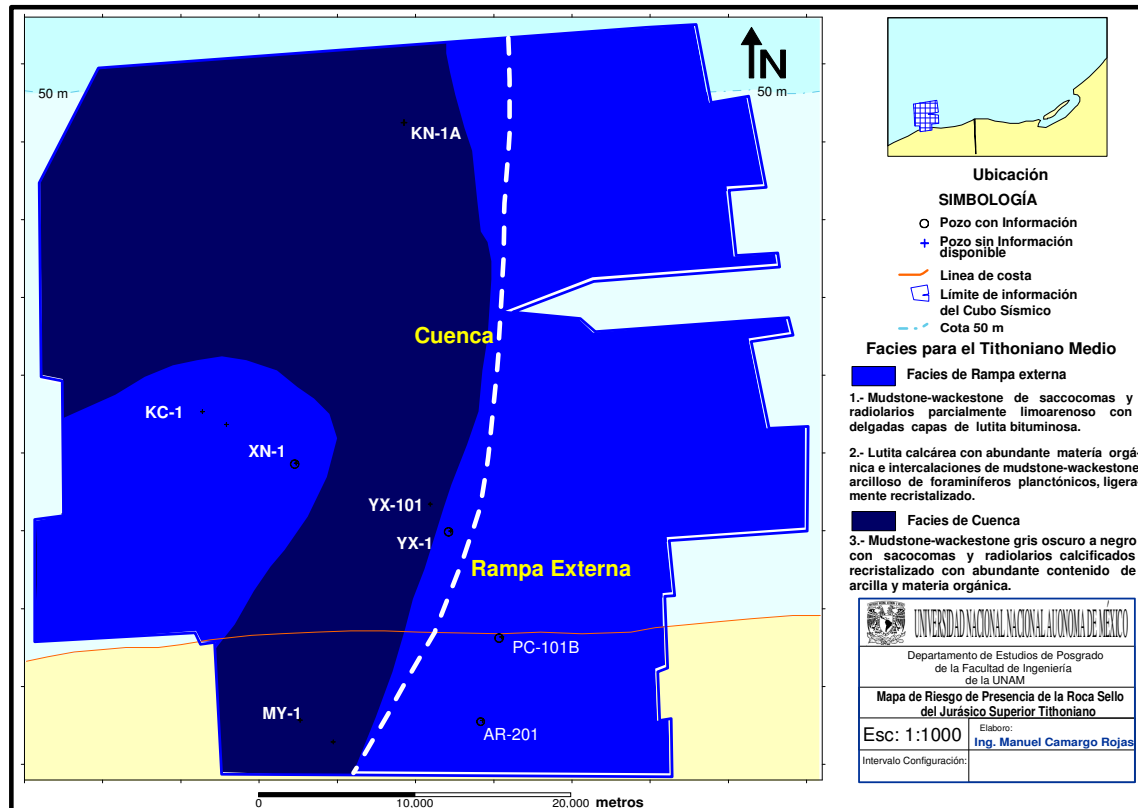


Figura 4.6 Mapa de riesgo de presencia elaborado con el mapa de facies y el de paleoambientes de depósito en el que se puede observar la estrecha relación entre las facies y los paleoambientes de depósito distribuidos en el área de estudio.

4.1.1.2. Efectividad

En el área de KU-TU se analizó e interpretó la información geológica y geoquímica existente en los pozos XN-1, YX-101 y YX-1, con la finalidad de identificar y evaluar el potencial generador de hidrocarburos de las rocas del Tithoniano, delimitando la ventana de generación del petróleo en tiempo y espacio para ubicar así las áreas con mayores perspectivas petrolíferas.

La riqueza orgánica original de las rocas del Tithoniano es considerada de 4% en promedio de COT (Figura 4.7) Robertson, (2004), esto con base en lo observado en las series naturales de la Región Marina. Por otra parte, la calidad de la materia orgánica, establecida por los altos valores del Índice de Hidrógeno (IH = 650) y bajos valores del Índice de Oxígeno (IO = 20), se caracteriza a este kerógeno como Tipo IIS. La materia orgánica por lo tanto, puede ser principalmente de origen algáceo y en menor proporción, de tipo leñoso, por lo que puede generar aceite y gas.

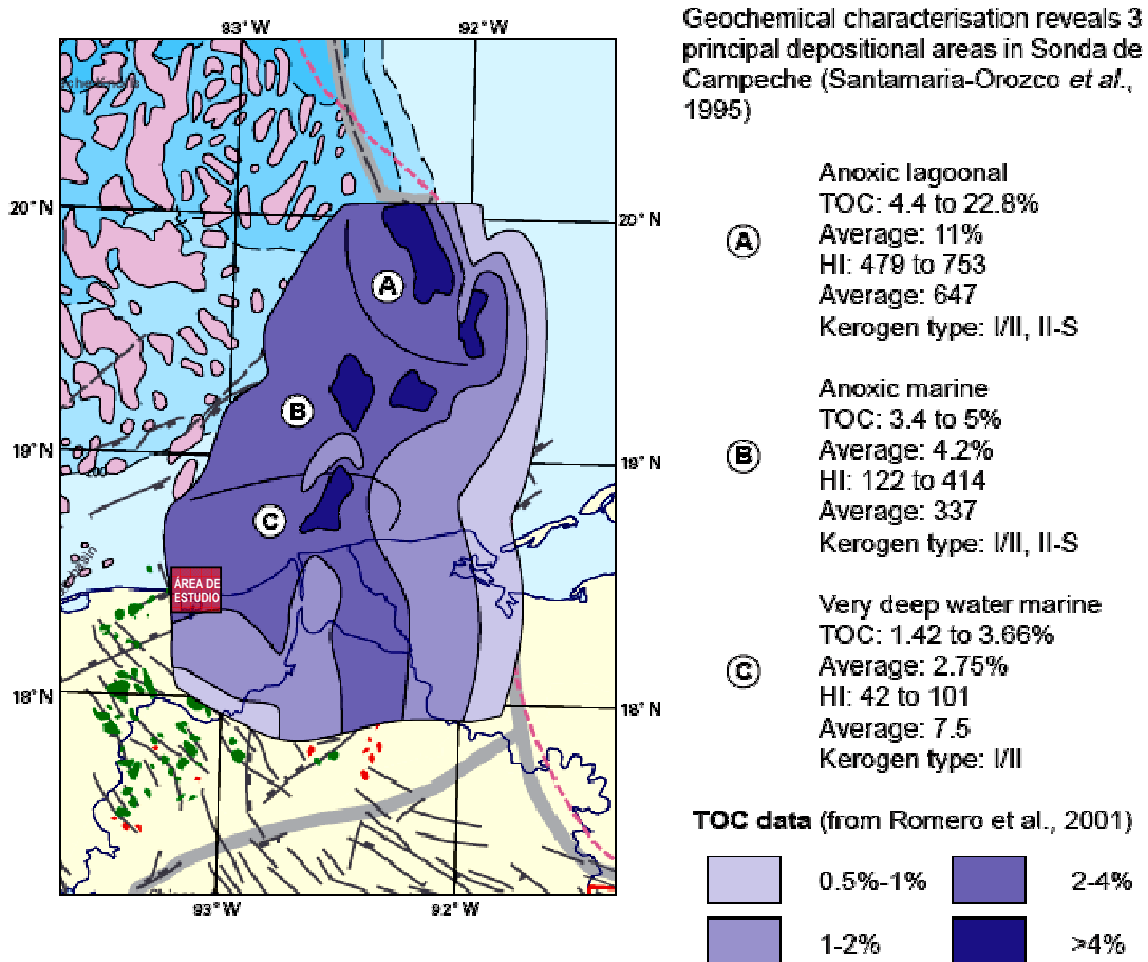


Figura 4.7 Mapa de distribución de la roca generadora de edad Tithoniano en la Cuenca del Sureste, mostrando el contenido de carbono orgánico total (TOC) Tomado de ROBERTSON, 2004.

Con base en las configuraciones realizadas por Medrano-Morales (2005), el contenido de carbono orgánico total (COT) de las rocas del Tithoniano, para el área de KUTU va de alto (1-2%) a muy alto (2-4%), presentándose los valores más bajos en los pozos AR-201 y TU-1001 mientras que los valores de COT de 2-4% corresponden a los pozos marinos KC-1, XN-1, YX-101, YX-1, PC-101B. El Pozo KN-1A presenta un contenido alto de carbono orgánico total de 1-2%.

Los estudios geoquímicos realizados en el laboratorio de geoquímica de la Coordinación de Sistemas Petroleros de la Región Marina del Sureste en año 2007, para las rocas del intervalo 6250-6350 y 6500 m del Pozo AR-201, reconocieron al mudstone arcilloso del Tithoniano como potencialmente generador de hidrocarburos líquidos, con un contenido del 25 -35% de materia orgánica de tipo algáceo, carbonoso y leñoso, débil a moderadamente madura. [Ayala & Nieto, 1986 *in* CPE, (2006)].

Del mismo estudio se analizó los sedimentos del Kimmeridgiano comprendidos de 6600 a 6668m del pozo AR_201, cuyos parámetros analizados presentan características de buenas a moderadas para la generación de hidrocarburos.

Mientras que los datos litológicos del pozos del campo TU informan la presencia de mudstone arcilloso del JST con un espesor promedio de 300 m y una distribución regional. El tipo de materia orgánica es Kerógeno tipo II (algáceo-leñoso-carbonoso), con un contenido de materia orgánica de 20% (análisis óptico). Grado de maduración en el foco de generación de +3.0 a -3.0 IAT, de 0.67 a 0.77 % de Ro. La edad de la generación fue en el Mioceno y el índice de potencial generador (SPI) de 3.35 tons. de hcs/m² [datos de Chevron *in* CPE, (2006)]. Los tipos de hidrocarburos dentro el área de estudio son aceite y gas de 32 a 35 °API.

4.1.1.2.1. *Mapa de efectividad de la roca Generadora (CRS)*

En el mapa de la Figura 4.10, podemos observar que la roca generadora se encuentra ampliamente distribuida en toda el área de estudio, con espesores que van de los 112 a 423 m.; La riqueza orgánica original de las rocas del Tithoniano es considerada de 2-4% en promedio de COT (Medrano-Morales, 2005) y de acuerdo a las gráficas de sepultamiento, el cálculo de ITT y el gradiente geotérmico, se determinó que la mayor parte de área, se encuentra en una etapa de madurez media a tardía, excepto por una zona localizada en la esquina NW del área de estudio, en que la roca se encuentra en una etapa de sobremaduración.

Además, el contenido de hidrocarburos en las rocas de niveles superiores al Kimmeridgiano, y la presencia de emanaciones en la superficie, son pruebas contundentes de la efectividad de producción de hidrocarburos de la roca generadora y el proceso la recarga hacia la roca almacén.

Las rutas de migración que permiten el llenado de las trampas, están indicadas por las flechas en color verde, y corresponden a las esquinas de las fallas y fracturas que a su vez, se convierten en sellos que impiden que los hidrocarburos continúen migrando hacia los niveles superiores.

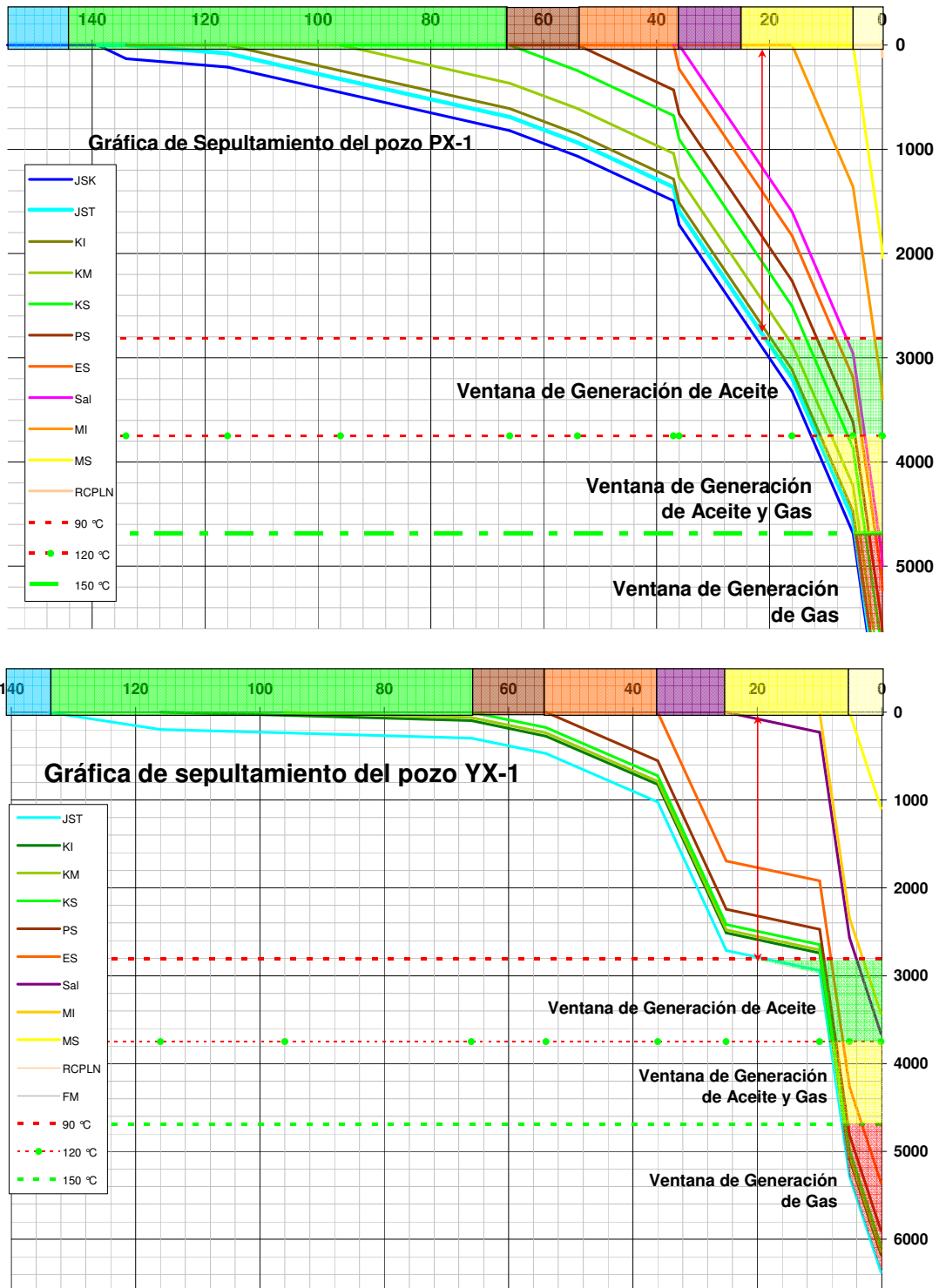


Figura 4.9 Gráficas de sepultamiento para los pozos PX-1, localizado al norte del pozo KN-1A a unos 40Km fuera del área de KU-TU y del YX-1 en las que se indica la entrada a la ventana de generación de aceite hace aproximadamente 21Ma, elaborado por Camargo, Trejo-Vázquez y Meléndez, 2008.

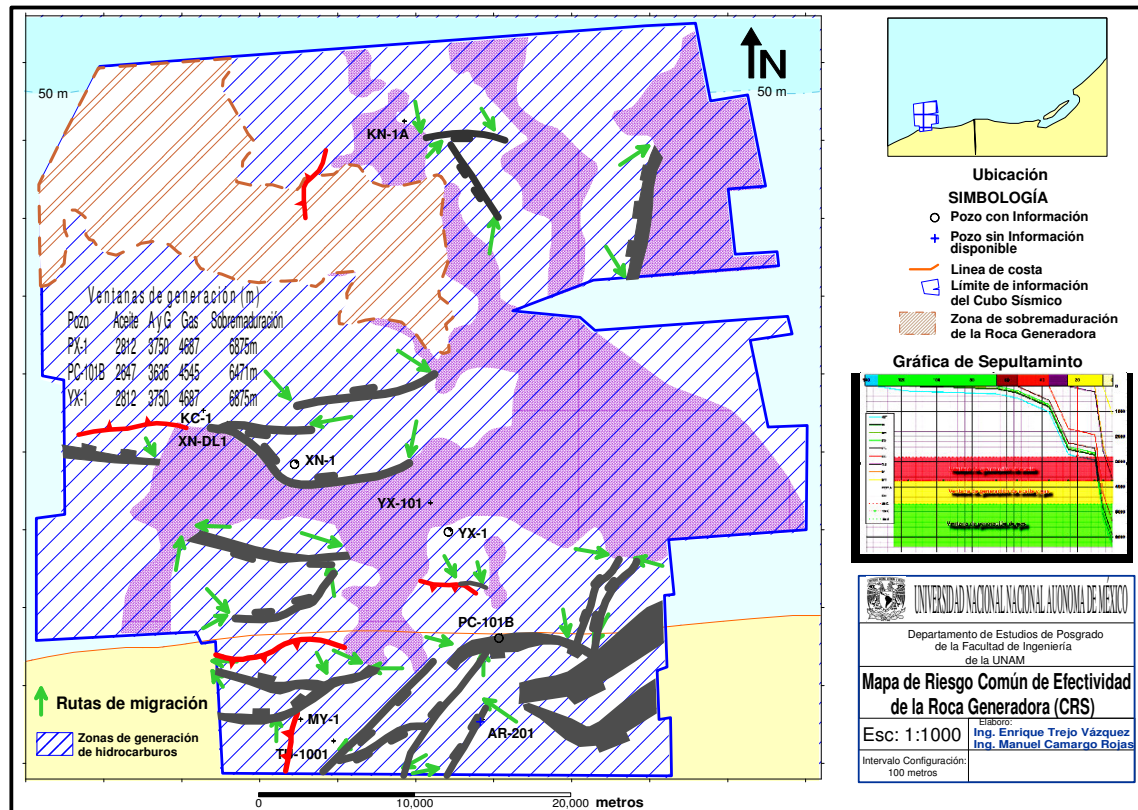


Figura 4.10 Mapa de riesgo común de la efectividad de la roca generadora, en el que se indica las zonas de generación de Hidrocarburos y las zonas de sobremaduración.

4.1.2. Análisis del riesgo de la roca almacén

Los aspectos fundamentales que determinan las características para que una roca pueda ser considerada como almacén son tres. El primer aspecto que se debe tomar en cuenta es el ambiente sedimentario, que se encuentra directamente relacionado con la geometría y distribución espacial del depósito; el segundo factor es la calidad de la roca almacén, que es controlada por sus constituyentes principales y la fuente de aporte; la tercera y última propiedad que caracteriza a una roca almacén, es el sistema roca–fluido.

4.1.2.1. Presencia

La presencia de la roca almacén, se definió basándose en los datos de informes finales de pozos, de donde se tomó la litología, información de núcleos, datos paleontológicos y registros eléctricos. El mapa de presencia del PBOJSK Figura 4.13, resume la interpretación de los datos evaluados para determinar la presencia de la roca almacén, en el cual podemos observar la construcción de bancos oolíticos desarrollados sobre un ambiente de rampa interna y externa, que siguen un alineamiento general NE-SW.

La presencia de los bancos como se mencionó, se estableció con la descripción litológica de las muestras de canal, de núcleos y datos paleontológicos, confirmándose la existencia de estas facies en los pozos MY-1, PC-101B y XN-1. Y en las zonas donde no se contó con informes de pozos, se analizó la información sísmica de Trejo-Vázquez (2008) “Caracterización del modelo Tectónico-Estructural de KU-TU”, con lo que se pudo interpretar la presencia de otras áreas con posibilidades de presentar desarrollos de bancos oolíticos.

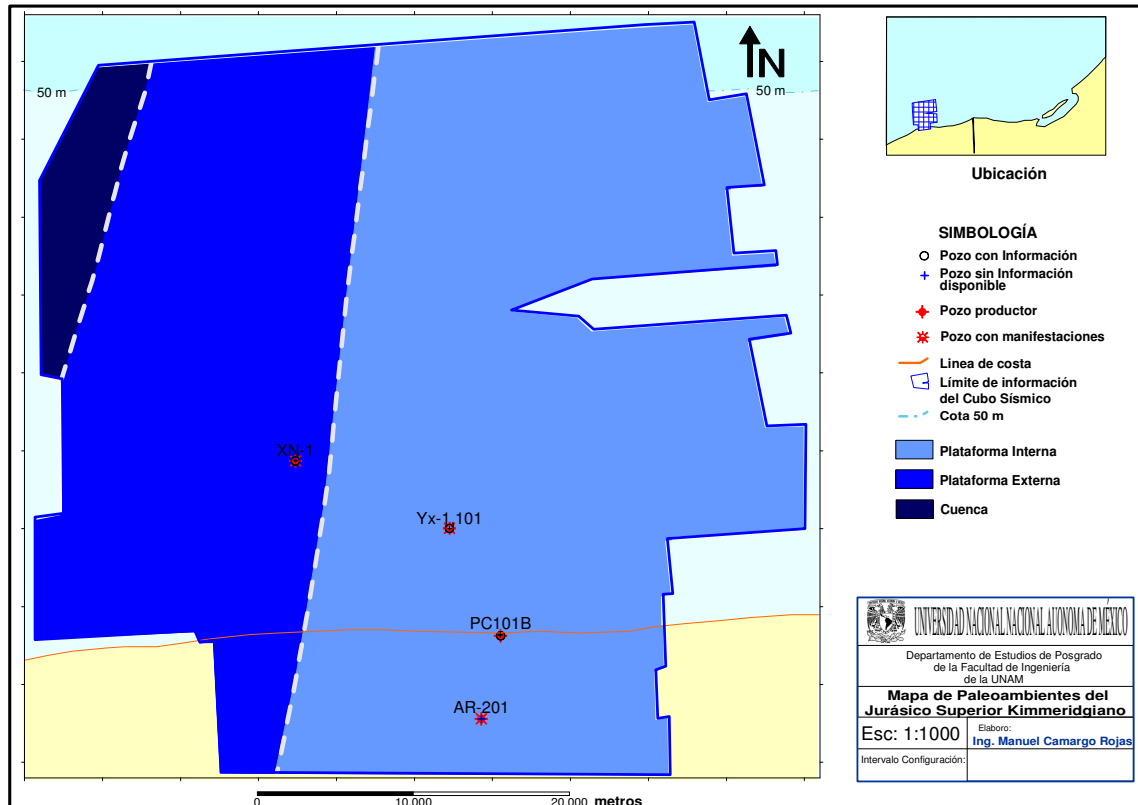


Figura 4.11 Mapa de paleoambientes de depósito, característicos de una rampa distalmente profunda, que pasa gradualmente de ambientes de agua poco profunda a aguas profundas de cuenca.

4.1.2.1.1. Paleoambiente de depósito

En el presente trabajo se construyó el mapa de paleoambientes de depósito (Figura 4.11), mediante la reconstrucción de los modelos estructural y sedimentario; y el empleo del mapa de distribución de facies. Los modelos y mapas se elaboraron mediante el análisis e interpretación de los datos litológicos, paleontológicos, de registros eléctricos e interpretación sísmica; por lo que se estableció que dentro del área de KU-TU, las condiciones sedimentarias que permitieron el depósito de la roca almacén del PBOJSK, esta relacionado con las características sedimentológicas de una rampa distalmente pronunciada cubierta por aguas poco profundas, sobre la que se desarrolló la presencia de montículos en forma de islas,

alineadas con un rumbo general NE 35-40° SW, en los que se presentaron las condiciones apropiadas para el depósito de barras y bancos oolíticos en el interior de un ambiente de rampa interna (intertidal), asociado con una energía del oleaje de moderado a fuerte.

Los ambientes de depósito son los característicos de una rampa distalmente profunda, de aguas someras, pasando de este a oeste conforme aumenta la profundidad de la pendiente a un ambiente de depósito de rampa interna a rampa externa y muy probablemente a depósitos de mar abierto (cuenca).

4.1.2.1.2. *Mapa de isopacas*

El mapa de isopacas del PBOJSK, se elaboró a partir de los espesores totales penetrados por los pozos AR-201, MY-1, PC-101B, YX-101 Y XN-1 (ver Tabla 3, Capítulo 3) de donde se seleccionaron los intervalos de horizontes con características litológicas susceptibles de ser considerados como potenciales rocas almacenadoras, tales como: paquetes de roca dolomitizada o bien conformada por packstone-grainstone de oolitas y wackestone-packstone de pellets, bioclastos y oolitas; obteniendo de esta forma con la suma de los espesores de dichos estratos y su relación con los espesores totales; el espesor neto de roca que pueden contener hidrocarburos en facies oolíticas del Kimmeridgiano.

Del mismo modo podemos apreciar en la Figura 4.12, que la distribución de las isopacas de mayor espesor se localizan en los pozos YX-101 y PC-101B, que fueron los pozos donde se penetraron los espesores más gruesos dentro del Kimmeridgiano, de ahí que la relación espesor total contra espesor de roca almacén nos arroja, valores de espesores netos muy altos para este par de pozos a diferencia del pozo AR-201, donde solo se alcanzó a penetrar 138 m, pero que a causa de la presencia de horizontes con características texturales oolíticas, hicieron posible que el valor neto para este punto, esté apenas unos cuantos metros por de bajo de los pozos PC-101B y YX-101.

Las áreas que gradúan de color azul a morado, representan las zonas donde por la falta de información, no fue posible calcular con precisión los espesores netos más veraces. Lo que de igual forma representa el desconocimiento de la presencia de bancos oolíticos, con los que se pueda estimar los espesores de roca almacén en estos sitios.

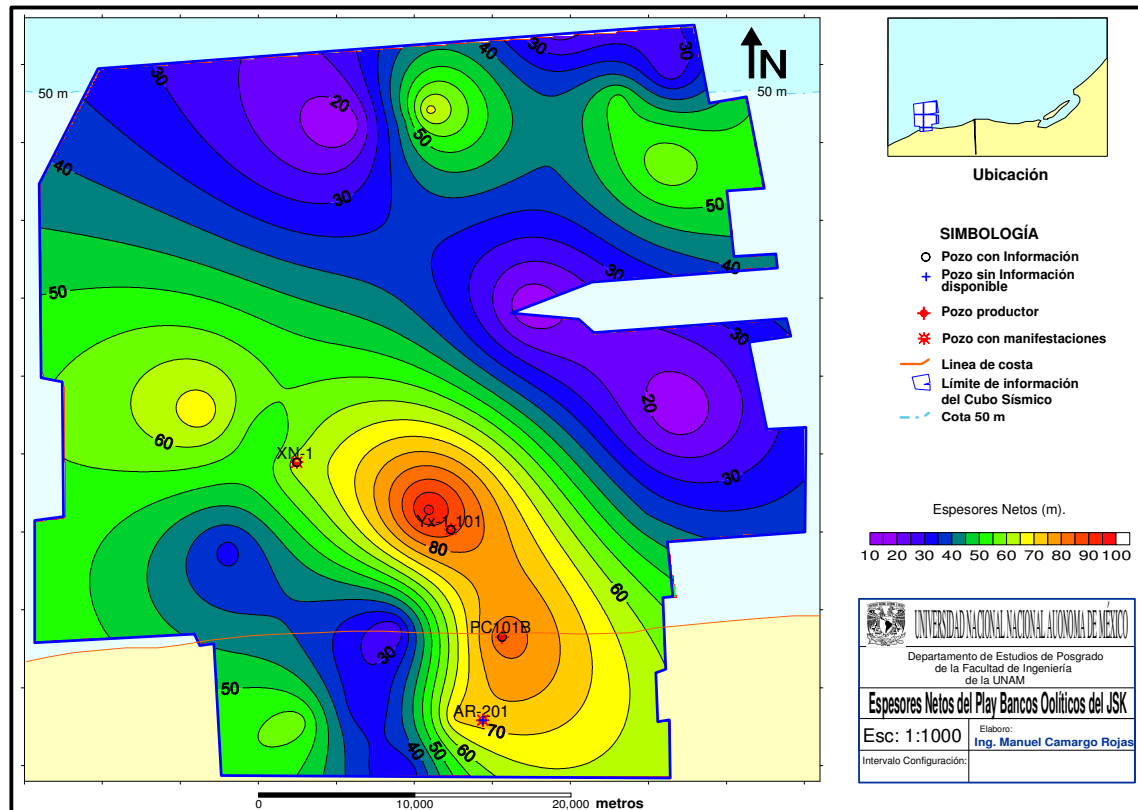


Figura 4.12 Se exhiben los espesores netos de roca con características texturales apropiadas para contener hidrocarburos, tales como packstone-grainstone de ooides, wackestone-packestone de pellets, bioclastos y oolítas y; rocas parcial o totalmente dolomitizadas con fantasmas de oolítas.

4.1.2.1.3. Mapa de presencia de la roca almacén (CRS)

De acuerdo con el mapa de presencia, el cual se construyó al igual que el de la roca generadora con los mapas de isopacas, facies y paleoambientes, muestra principalmente el comportamiento general y el mejor desarrollo de las facies de ooides que por sus características litológicas y espesores son potencialmente almacenadoras de hidrocarburos; así como también, que el mejor desarrollo de bancos oolíticos se encuentra sobre una franja con orientación NE-SW sobre el rasgo estructural que se conoce como el Pilar de Akal.

De igual forma, en la Figura 4.13, se puede apreciar la relación genética asociada con sus ambientes de depósito, los cuales en su mayoría se encuentran situados en ambientes de rampa interna en la zona que va de alta a media energía. Los bancos de ooides se encuentran asociados a altos topográficos como resultado de los movimientos salinos, sugiriendo que las condiciones de energía en esta área fueron propicias para la generación de bancos oolíticos.

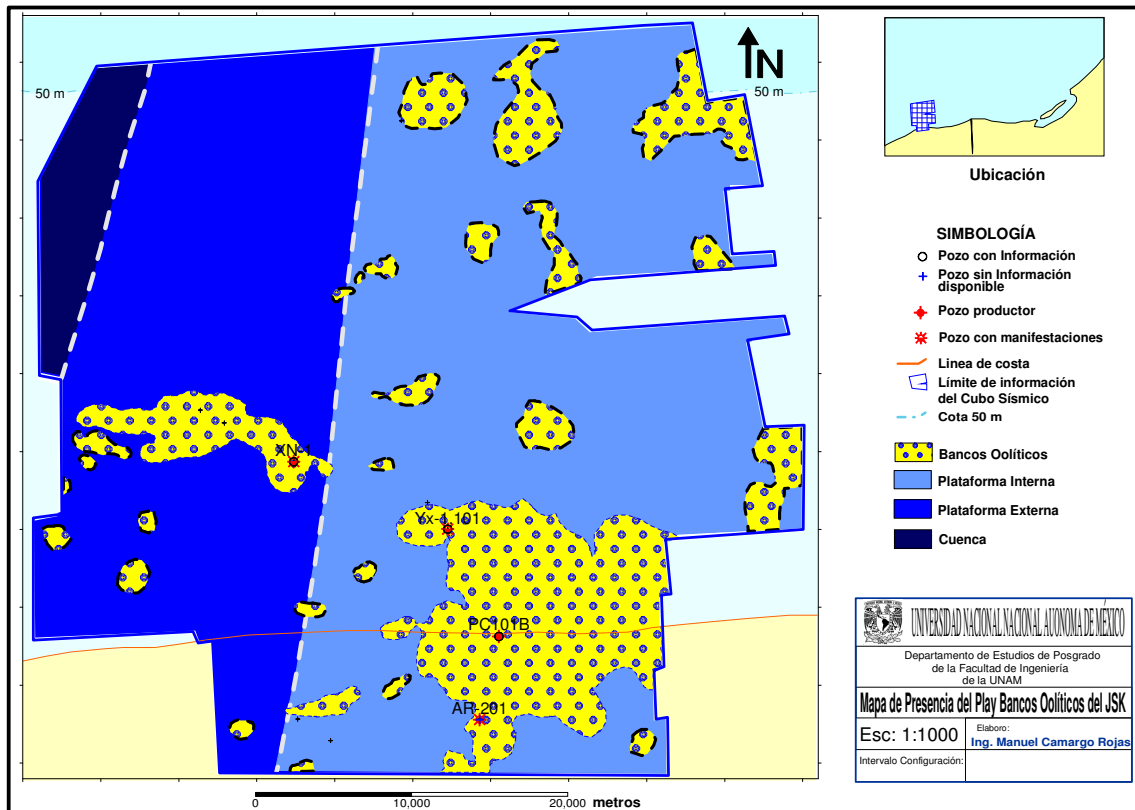


Figura 4.13. En el presente mapa se asentó la información interpretada para definir la presencia del PBOJSK, mediante la metodología play Fairway, en el que se resalta además la relación que guardan las facies oolíticas con el ambiente de depósito.

4.1.2.2. Efectividad

La efectividad de la roca almacén, se determinó mediante la construcción e interpretación de los mapas de porosidad, volumen de arcilla, calcita y dolomita e isopacas, con los datos litológicos, geoquímicos, así como con los resultados obtenidos del análisis de registros de elanes, preliminares y estudios petrofísicos, con los cuales se construyó el mapa de efectividad de la roca almacén.

4.1.2.2.1. Mapa de isoporosidad

Una característica importante para evaluar la calidad de la roca almacén es la porosidad. Para la elaboración de este mapa fue necesario calcular la estadística de las propiedades petrofísicas de los intervalos de las facies de ooides así como de las facies dolomitizadas, identificados previamente en la interpretación de los registros eléctricos. La porosidad efectiva calculada en los bancos oolíticos proviene de la curva PIGN (porosidad efectiva) obtenida de la evaluación petrofísica de los pozos. Se consideraron valores de corte

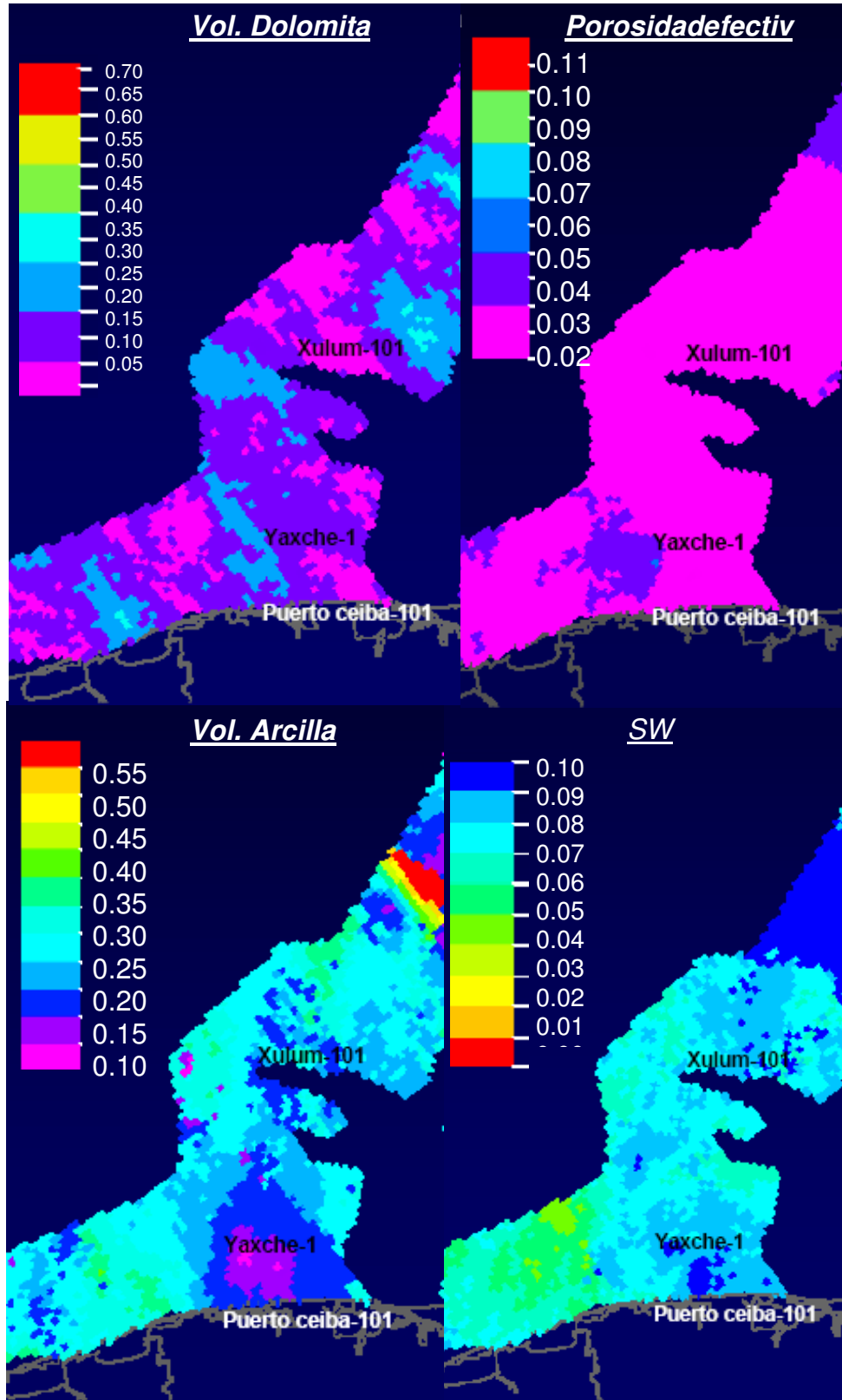


Figura 4.14 Propiedades petrofísicas para las rocas del Kimmeridgiano, establecidos para la región Marina que incluye a la zona de estudio. Tomado de AREM/CPE, 2007.

mayores de 2% para la PIGN, valores de arcilla menores al 10% y valores de Sw menores a 35% descartando así zonas arcillosas o muy compactas (Figura 4.14). Mediante un análisis estadístico se obtuvo una porosidad “optimista” donde se eliminan intervalos con porosidades por debajo del valor de corte (menores a 2%) para que no se promediaran y se abatieran las porosidades representativas.

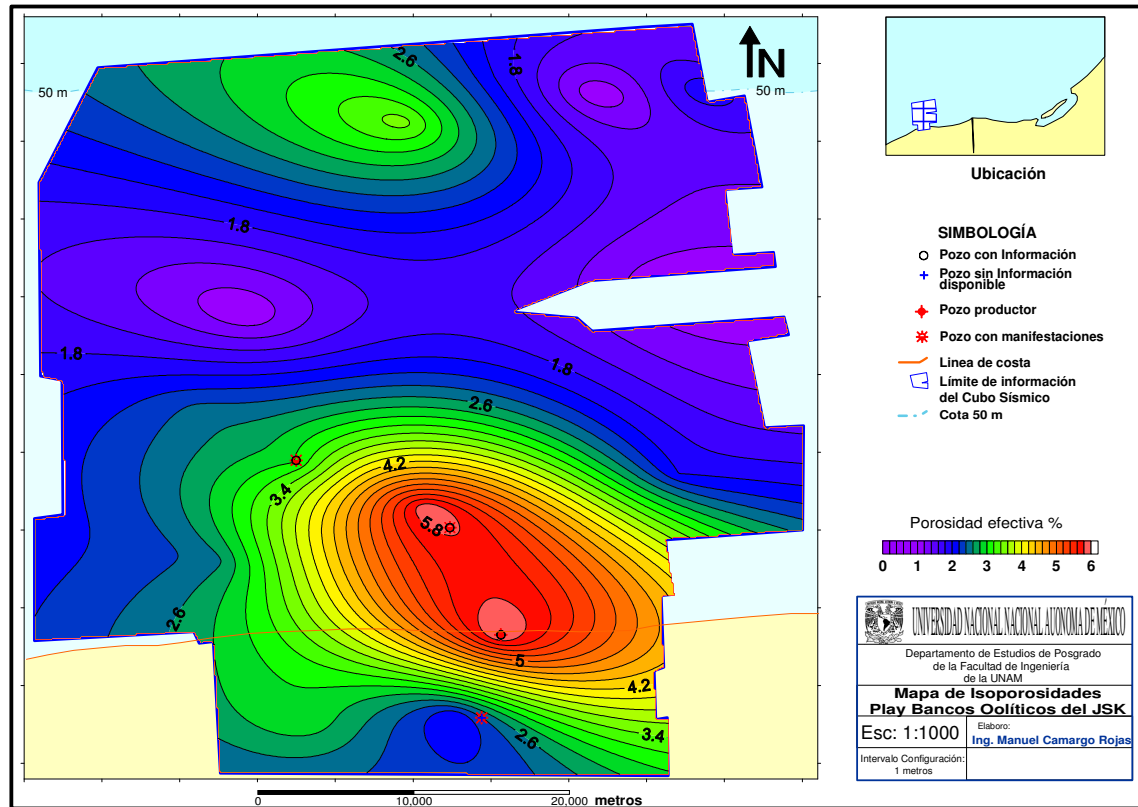


Figura 4.15 Mapa de isoporosidades en los que los valores máximos obtenidos corresponden a 6% en los pozos PC-101B y YX-101, mientras que para los pozos KC-1 y KN-1A por correlación con los pozos aledaños, se asignó valores por debajo de 3%.

El mapa de porosidad para KU-TU (Figura 4.15) muestra una tendencia que coincide con el mapa de isopacas, en donde las porosidades efectivas corresponden a valores que varían de entre 3 a 6% en los pozos PC-101B, YX-101 y XN-1 mientras las porosidades de los pozos KN-1 y KC-1 por correlación con los pozos vecinos se infirió en promedio valores menores o cercanos al 3%, debido en gran medida a la falta de información, por que estos pozos no alcanzaron a entrar al Jurásico.

Debido a que los datos de pozos representan facies de rampa externa en la mayor parte del área, significa que la porosidad es menor de 10% presente en el extremo nororiental del Pilar de Akal.

4.1.2.2.2. Mapa de efectividad de la roca almacén (CRS).

Sobreponiendo el mapa de isopacas y el de isoporosidad de roca almacén se realizó el mapa de efectividad del PBOJSK (Figura 4.16). Con base en este mapa, se puede apreciar el potencial de la roca almacén presente en el área de trabajo; que para la evaluación de la efectividad se consideró un espesor mayor a los 40m y una porosidad efectiva por arriba de 2.6% para las facies dolomíticas y bancos de oolitas.

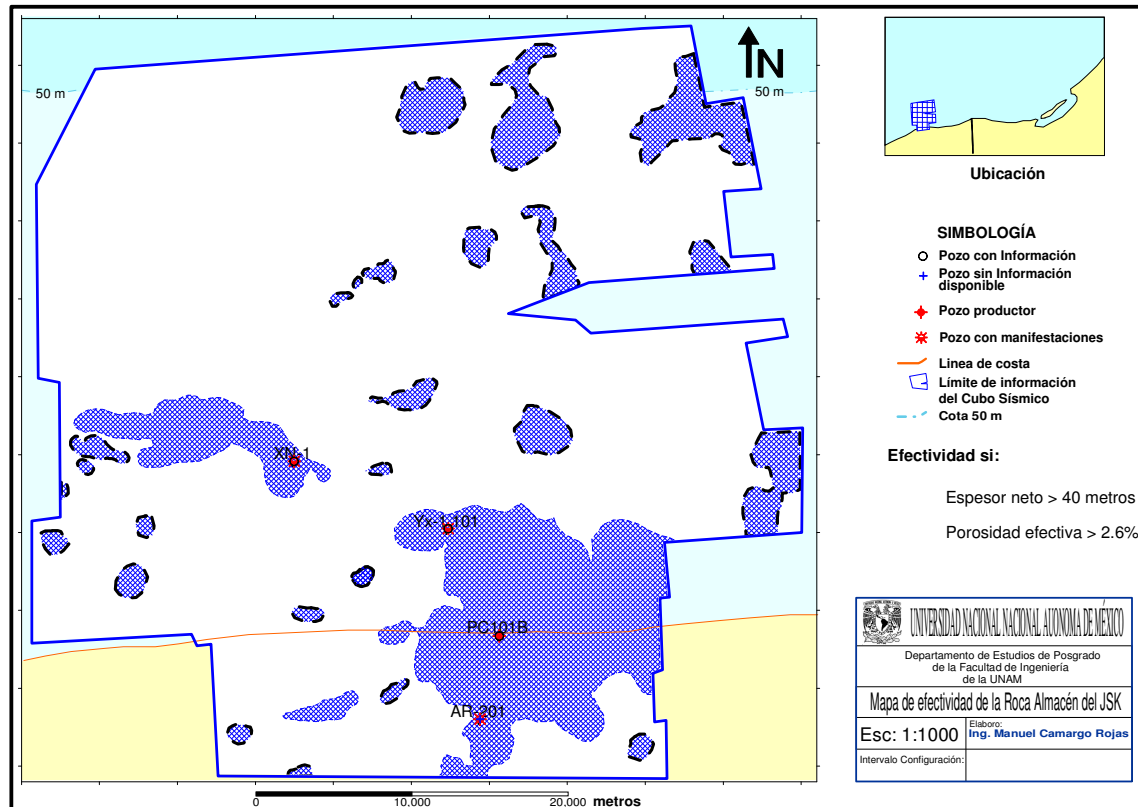


Figura 4.16 Mapa de efectividad de la roca almacén obtenido a partir de la sobreposición de los mapas de Isopacas e isoporosidad, construidos previamente con los datos de los pozos con informes finales: XN-1, YX-101 PC-101B y AR-201, así como con los datos de los registros geofísicos de porosidad y algunos reportes petrofísicos.

La distribución de los bancos es irregular a lo largo y ancho de KU-TU, y los tamaños de los receptáculos son diversos. Dentro de la zona la presencia de la roca almacén está caracterizada por dolomías microcristalinas con relictos de ooides y packstone-grainstone de ooides en el pozo PC-101B, lo que delata la presencia de un banco oolítico bien desarrollado; en tanto que en los pozos MY-1 y AR-201 la litología consiste de facies de rampa interna tales como: intercalaciones de wackestone-packestone de ooides con mudstone-wackestone de pellets y ooides, arcilloso con trazas de anhidrita y pirita, ligeramente

dolomitizado en partes; las condiciones de rampa interna se extienden hacia el pozo YX-101 con una litología de mudstone arcilloso ligeramente dolomitizado, con intercalación de delgados horizontes de lutitas calcáreas. Finalmente, depositadas en un ambiente de rampa externa se encuentra el pozo XN-1 con facies conformadas por intercalaciones de mudstone-wackestone arcilloso con wackestone-packestone de intraclastos, parcialmente recristalizados, con trazas de lutita carbonosa.

De la parte media del área hacia el norte y de la esquina inferior SW se aprecian con línea punteada bancos postulados, trazados durante la interpretación de la información sísmica. De ahí que estos bancos son hipotéticos, y por lo tanto el riesgo de efectividad está dado en función de los pozos circundantes, dentro y fuera del área de KU-TU.

En general en el área de KU-TU localizada en parte suroccidental de la Fosa de Le-Akach, el principal riesgo que se interpretó es la efectividad de la roca almacén, debido a que los datos de pozos representan facies de rampa interna y externa en la mayoría de los casos.

Sin embargo, y dado que los pozos KN-1A y KC-1 no alcanzaron el Kimmeridgiano por fallas mecánicas; y a que en el pozo XN-1, se registró durante las pruebas de producción en el intervalo de (6377-6405m) la presencia de aceite ligero de 35°API en un wackestone-packestone de ooides; y en el núcleo N-4 del pozo XN-DL1 (en perforación), cortado a la profundidad de (5651-5660m) se reportó impregnación de aceite en un packestone de oolitas e intraclastos y bioclastos lo que hace suponer que no se tiene bien definido el modelo geológico, y en consecuencia se desconoce el potencial petrolero del PBOJSK en el área. Por estas causas, existe la posibilidad de que los bancos postulados, sean la continuidad del trend de bancos oolíticos perforados y explotados sobre el pilar de Akal y NE de la fosa de Le-Akach, así como del banco del campo PC al SE de KU-TU.

4.1.3. Análisis del riesgo de la roca sello

Dentro del estudio de plays la roca sello constituye uno de los principales elementos del sistema petrolero, los resultados de la caracterización de las rocas del Tithoniano como roca sello de los bancos oolíticos del Kimmeridgiano, en el área de KU-TU fueron analizados con base en la evaluación del riesgo de la presencia y la efectividad de la roca sello.

Los intervalos de bancos oolíticos en ocasiones están parcialmente o completamente dolomitizados, también muestran un engrosamiento desde PC hacia AR-201 y MY-1.

Los sellos laterales pueden ser fallas selladas por la roca mecánicamente molida, y hasta fundida por la fricción generada por el desplazamiento de los bloques. La entrada a estos

sedimentos se expresa claramente en los registros geofísicos de pozos al incrementarse bruscamente las resistividades.

Para el Tithoniano Superior se integró la interpretación sísmica parcial del reflector identificado como cima del Tithoniano, lo cual permite que los pozos funcionen como puntos de control y que la información sísmica como base en la correlación entre pozo y pozo. Los mapas de isopacas del Tithoniano Medio e Inferior se construyeron utilizando únicamente datos de pozo.

Adicionalmente a los mapas de isopacas, se construyó el mapa estructural en profundidad de la cima del Tithoniano, como ya se mencionó sustentado en datos de pozos con amarre de la interpretación sísmica de aproximadamente el 50% del área de estudio.

4.1.3.1. Presencia

La roca que de acuerdo a varios estudios realizados en la región marina del Golfo de México y que por sus características litológicas y petrofísicas se considera como roca sello, corresponde a las rocas de edad Tithoniano.

Para evaluar la presencia de la roca sello se compiló, analizó e interpretó la información paleontológica, petrográfica y de registros geofísicos, aunado a los datos de las cimas los espesores del Tithoniano de los pozos XN-1, YX-101, PC-101B, ARR-201 y MY-1 obteniéndose los mapas de isopacas y GDE, en el que se muestra que la roca sello se encuentra distribuida en toda el área de estudio (Figura 4.6), y la relación de las facies de depósito y su asociación con el ambiente de depósito, confirmando de este modo la presencia de la roca sello.

4.1.3.1.1. Paleoambiente de depósito

El estudio de las características petrográficas y de yacimiento de las muestras del núcleo-1 del pozo PC-101B y YX-101, analizadas por la compañía AGAT ® Laboratorios usando petrografía de láminas delgadas y difracción de rayos X (DRX), permitió determinar las propiedades petrográficas, y por consiguiente los ambientes de depósito de las rocas del Tithoniano Medio que representan a la roca sello en la región que comprende el estudio KUTU y cuyos resultados concluyen que; el ambiente sedimentario que constituye al Tithoniano Medio en los campos MY, AR, PC corresponden a los de un ambiente de depositación de mar abierto poco profundo, bajo condiciones de baja energía (rampa externa) Figura 4.17; constituido en general por mudstone a wackestone arcilloso; y en los campos YX y XN al de

un ambiente de cuenca, cuya litología consiste de un mudstone arcilloso y lutita carbonosa. Los componentes de granos esqueléticos y no esqueléticos son los mismos para ambas facies. Se presentan cantidades comunes de calciesferas y ostracodos de paredes delgadas, restos de organismos no identificados, fragmentos de equinoideos, esponjas, radiolarios, conchas de pelecípodos y algas verdes. Los granos esqueléticos están comúnmente recristalizados. Se presentan trazas de granos fosfáticos y cuarzo detrítico de tamaño limo.

De acuerdo al mapa de paleoambientes del Tithoniano (Figura 4.17), se caracteriza por presentar ambientes de depósito en un marco transgresivo que van de someros a rampa externa para el Tithoniano Inferior, en tanto que para el Tithoniano Medio las condiciones de depósito se hicieron un poco más profundas, debido a constantes elevaciones del nivel del mar por lo que la rampa externa se extendió en la mayor parte del área de estudio, mientras que la rampa interna se restringió a la porción mas oriental fuera de la misma, como consecuencia de lo anterior, la cuenca comenzó a invadir la parte occidental del área de KU-TU.

La asociación de facies de la rampa externa que se encuentra en los pozos PC-101B Y AR-201, está compuesta por mudstone-wackestone parcialmente dolomitizado, mudstone-wackestone arcilloso parcialmente arenoso y por mudstone altamente arcilloso con abundante materia orgánica combinado con intercalaciones de lutitas calcáreas. La asociación fáunística identificada se compone por *Saccocoma* sp., radiolarios calcificados

El ambiente de cuenca esta delimitado hacia la porción occidental por los pozos XN-1, YX-101 y KC-1. Aquí se presenta una asociación de facies de mudstone-wackestone con sacocomas y radiolarios calcificados, parcialmente dolomitizado y altamente arcilloso con materia orgánica y gilsonita rellenando fracturas, mudstone-wackestone altamente arcilloso con radiolarios. La asociación faunística que representa la cuenca contiene a *Saccocoma arachnoidea* y radiolarios calcificados.

El Tithoniano Superior dentro de la Zona Marina presenta los ambientes más profundos y anóxicos del Tithoniano. Debido al continuo ascenso del nivel del mar dando como resultado ambientes de rampa externa y cuenca siendo estos últimos los que cubren por completo el área de KU-TU esto debido al continuo ascenso del nivel del mar.

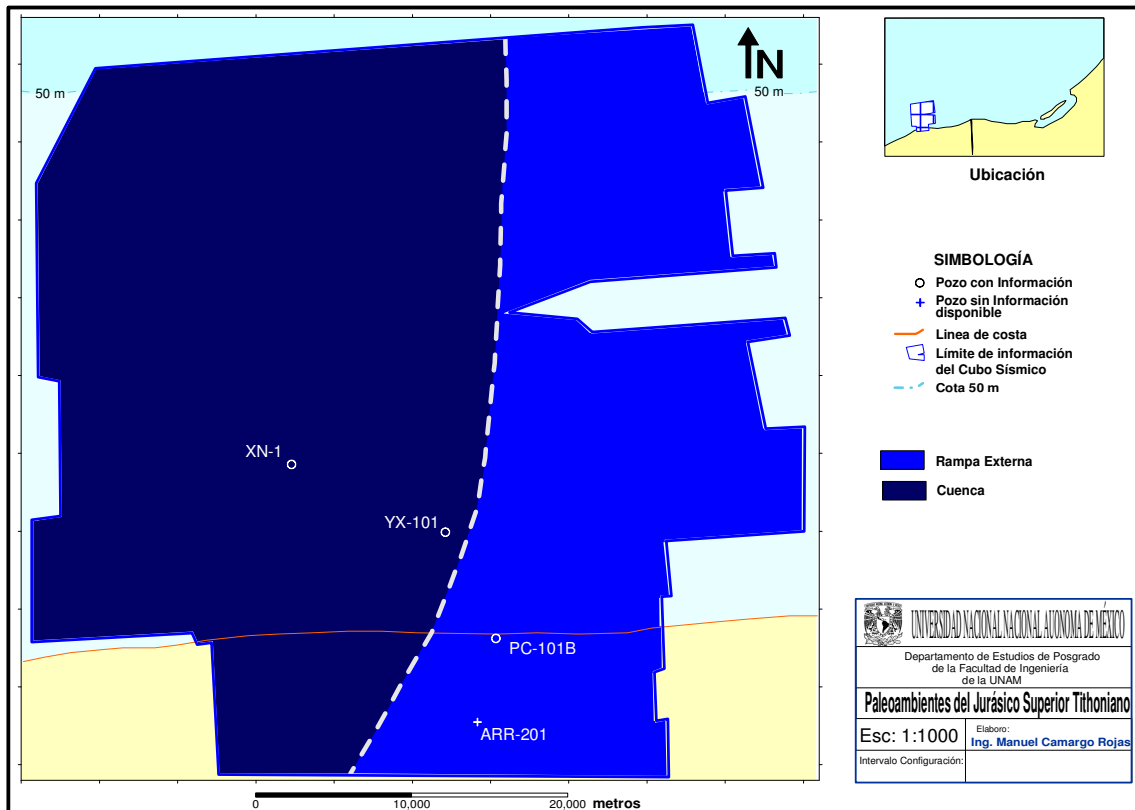


Figura 4.17 Mapa de paleoambientes que muestra la asociación de facies a los ambientes de depósito que prevalecieron durante el Tithoniano medio, que de acuerdo a los resultados bioestratigráficos y litológicos resultó ser la roca con mejores características para ser sello.

4.1.3.1.2. Mapa de isopacas de la roca sello

Partiendo de la interpretación de registros geofísicos de pozos (rayos gama, sísmico y litodensidad) y de la identificación de bioeventos producto de la etapa de bioestratigrafía, se determinó la cima de las distintas unidades del Tithoniano, a partir de las cuales se construyeron los mapas de isopacas Figura 4.18.

Como ya se ha venido mencionado, el Tithoniano sirvió como capa niveladora sobre los estratos del Kimmeridgiano, rellenando la topografía de altos y bajos (mínicuenas), formadas por el movimiento de la sal; es por esta razón que los espesores del Tithoniano varían de 112 a 423m en el área KU-TU.

En los pozos PC-101B, YX-1, y YX-101 se localizan los sitios en donde el Tithoniano tiene el menor espesor sobre las estructuras formadas por las almohadillas de sal, los espesores no rebasan los 200m, siendo estos de 112, 158 y 176.2 m respectivamente.

Los mayores espesores se registran en la parte sur, en los pozos AR-201 (423m) y MY-1 (312m); mientras que para el pozo XN-1 el espesor tiene 212m (Figura 4. 12).

Los Pozos TU-1001 y KC-1 no alcanzaron a perforar los sedimentos del Tithoniano. Para la zona que circunda el pozo KN-1A, se estimó un espesor para el Tithoniano de aproximadamente 146m. Fue necesario incluir este dato para complementar la información del mapa de isopacas; el espesor se calculó mediante la información de las secciones sísmicas, en las que se aprecia la continuidad de los estratos de Tithoniano hacia el pozo KN-1.

Con fundamento en estos resultados, se interpretó que durante el depósito de los sedimentos del Tithoniano, el relieve que se presentó en la topografía del terreno, indica la existencia de altos y bajos estructurales que fueron rellenados por los sedimentos del Tithoniano, lo que explica esa heterogeneidad de espesores en la cuenca de depósito.

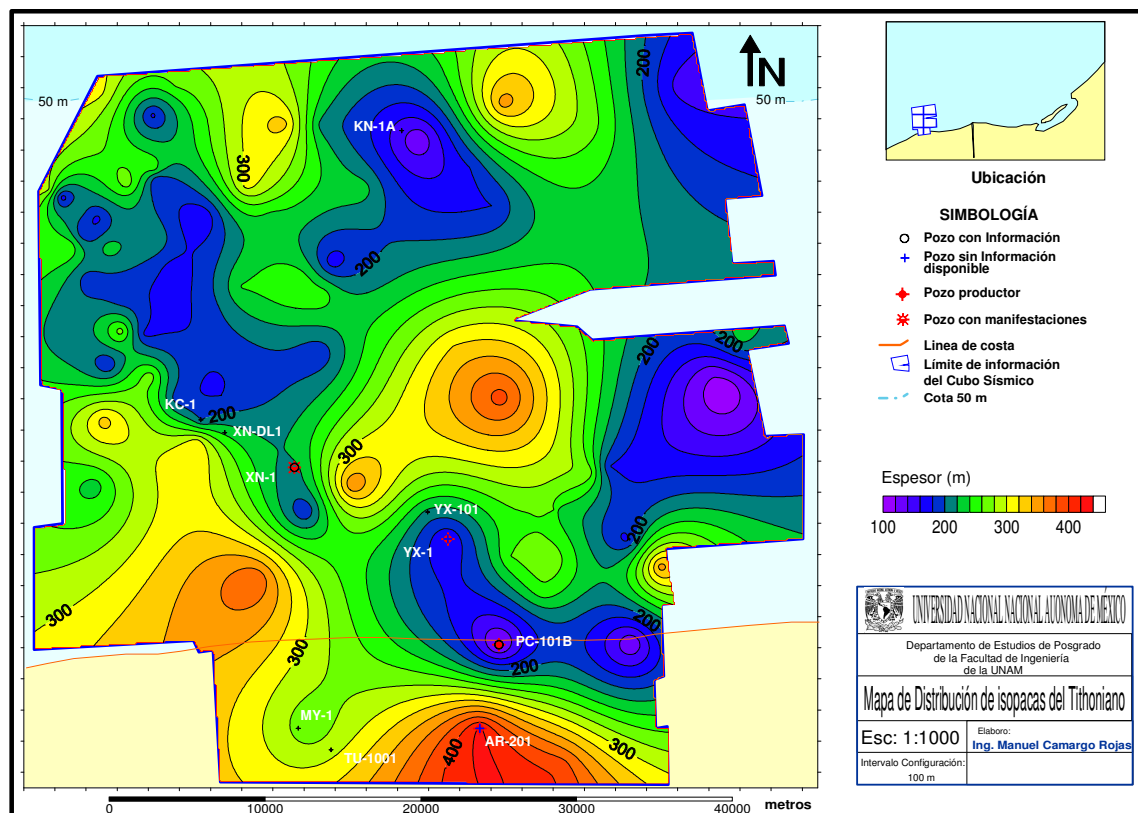


Figura 4.18 En el mapa de isopacas para el Tithoniano, se aprecia lo irregular del espesor de los estratos, debido a que sirvió como capa niveladora de la topografía de altos y bajos originada sobre los estratos del Oxfordiano y Kimmeridgiano por el movimiento de la sal de edad Calloviano.

4.1.3.1.3. Mapa de presencia de la roca sello (CRS)

Como se mencionó en el capítulo 3, el estudio bioestratigráfico, permitió subdividir el Tithoniano en tres unidades Inferior, Medio y Superior. El estudio sedimentológico y petrográfico de estas unidades permitió establecer la distribución de facies, litofacies y

paleoambientes de cada una de ellas, determinándose que la unidad del Tithoniano Medio contiene las mejores características de roca sello.

Los ambientes de depósito identificados en el Tithoniano Medio corresponden principalmente a una rampa externa, distribuida en gran parte del área y constituida por mudstone-wackestone de saccocomas y radiolarios intercalado con lutita bituminosa con abundante materia orgánica e intercalaciones de mudstone-wackestone arcilloso de foraminíferos planctónicos, ligeramente recristalizado, paleontológicamente se identificó una asociación fáunistica representada por *Saccocoma arachnoidea*, y radiolarios calcificados. En la parte occidental se identificaron ambientes de cuenca representados por mudstone-wackestone con sacocomas y radiolarios calcificados y recristalizados con abundante contenido de arcilla y materia orgánica. La distribución de paleoambientes de depósito permitió establecer el mapa de riesgo de presencia de la roca sello mostrado en la Figura 4.6.

4.1.3.2. *Efectividad*

La efectividad de la roca sello, se determinó mediante la construcción e interpretación de mapas de isopropiedades petrofísicas (porosidad, volumen de arcilla, calcita y dolomita) y la conjunción e interpretación cualitativa de datos de yacimientos (contactos de fluidos y columnas de hidrocarburos originales y, presiones iniciales de los yacimientos), con los cuales se construyó el mapas de riesgo de efectividad de la roca sello.

4.1.3.2.1. *Porosidad y permeabilidad de la roca sello*

En virtud de la escasez de datos provenientes de núcleos del Tithoniano (descripciones petrográficas, análisis petrofísicos y pruebas de inyección de mercurio), los datos de los parámetros petrofísicos obtenidos a partir de los registros geofísicos de pozos no fueron los deseados, por lo que los resultados obtenidos deben considerarse con un cierto grado de incertidumbre.

Por otro lado, se analizó la secuencia diagenética generalizada para cada muestra obtenida de los núcleos de los pozos como son: la depositación, bioturbación, compactación, el neomorfismo, la piritización, fracturamiento, cementación de calcita, reemplazo de sílice, dolomitización, emplazamiento de bitumen y compactación química.

Los resultados obtenidos de todas las muestras analizadas no muestran ninguna porosidad y se clasifican como facies apretadas con una pobre calidad de yacimiento, esto significa que funcionan bien como sello.

4.1.3.2.2. Mapa de efectividad de la roca sello (CRS)

El estudio bioestratigráfico hecho por personal de AREM/CPE en el 2007 para definir a la roca sello en la región marina, permitió subdividir el Tithoniano en tres unidades Inferior, Medio y Superior. Y con el estudio sedimentológico y petrográfico de estas unidades permitió establecer la distribución de facies, litofacies y paleoambientes de cada una de ellas, determinándose que la unidad del Tithoniano Medio contiene las mejores características de roca sello.

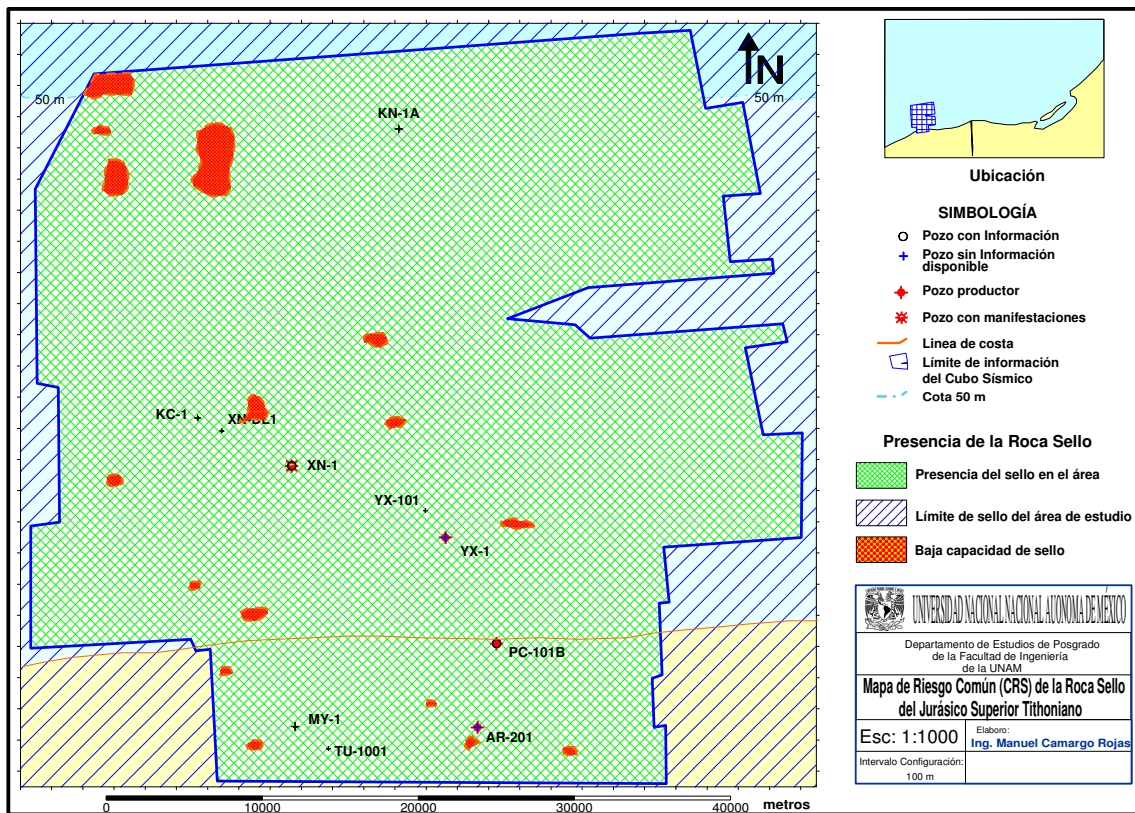


Figura 4.19 El mapa de riesgo común de la roca sello del JST, muestra su amplia distribución y las zonas de baja capacidad de sello por lo que es considerada como un buen sello por sus espesores superiores a los 100m.

En resumen, lo que podemos ver en el mapa de riesgo (CRS) mostrado en la Figura 4.19, es que las rocas del Tithoniano como roca sello, se encuentran cubriendo toda el área delimitada por el cubo KU-TU con espesores superiores a los 100m, así como los sectores en donde la capacidad del sello es baja permitiendo que los hidrocarburos fluyan a los niveles estratigráficos superiores. Y tomando en cuenta sus características petrofísicas, en términos generales es considerada como un buen sello ej. El campo PC con pozos productores en el Kimmeridgiano.

4.1.4. *Riesgo exploratorio del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano*

4.1.4.1. *Mapa de riesgo combinado(CCRS)*

Con base en el análisis del play fairway, se construyó el mapa de riesgo común combinado (CCRS), para el play bancos oolíticos (Figura 4.20). Este mapa es el producto final de la presencia de riesgo y la efectividad tanto de la roca almacén, sello y la carga. Con la información ya mencionada se identificaron las zonas de alto, mediano y bajo riesgo para la exploración de hidrocarburos. Las zonas de bajo riesgo están señaladas en color verde, y corresponden a las áreas en donde se han perforado los sedimentos del Kimmeridgiano con la presencia de facies oolíticas; en tanto que las zonas coloreadas en amarillo, representan a las zonas de riesgo moderado; consideradas en esta escala debido a que el riesgo de encontrar facies de bancos oolíticos, es un poco más alto que en las zonas de bajo riesgo. En cuanto a las zonas de alto riesgo simbolizadas en color rojo, y que ocupan la mayor superficie del área en estudio, constituyen las zonas con la menor cantidad de información. Finalmente, la ausencia de información comprende a las áreas en las que se desconoce por completo el conocimiento geológico y geofísico del lugar, que por suerte, en la zona de trabajo no se tuvo este problema ya que se contó con los cubos sísmicos 3D e información de pozos.

Con base en la información ya mencionada, podemos concluir que la zona con mayor potencial almacenador se presenta en la parte que corresponde a las áreas aledañas a los campos PC, y XN, ya que en estas zonas el riesgo de encontrar la roca almacén es bajo y sería la zona preferente para la exploración de las trampas identificadas en el área. Con menor posibilidad las áreas próximas a los campos. MY, AR y YX, debido a que el riesgo de encontrar la roca almacén es un poco más alto, y por ultimo las zonas que se encuentran alejadas de estos campos, ya que el riesgo de encontrar la roca almacén es grande.

4.1.5. *Evolución estructural de transectos*

La interpretación de horizontes se inició definiendo una serie de secciones a lo largo y ancho del cubo con el fin de tener una idea de cómo es el estilo estructural predominante en el área de estudio (Trejo-Vázquez, 2008); finalmente en el presente trabajo se describen las cuatro secciones más representativas del área KU-TU.

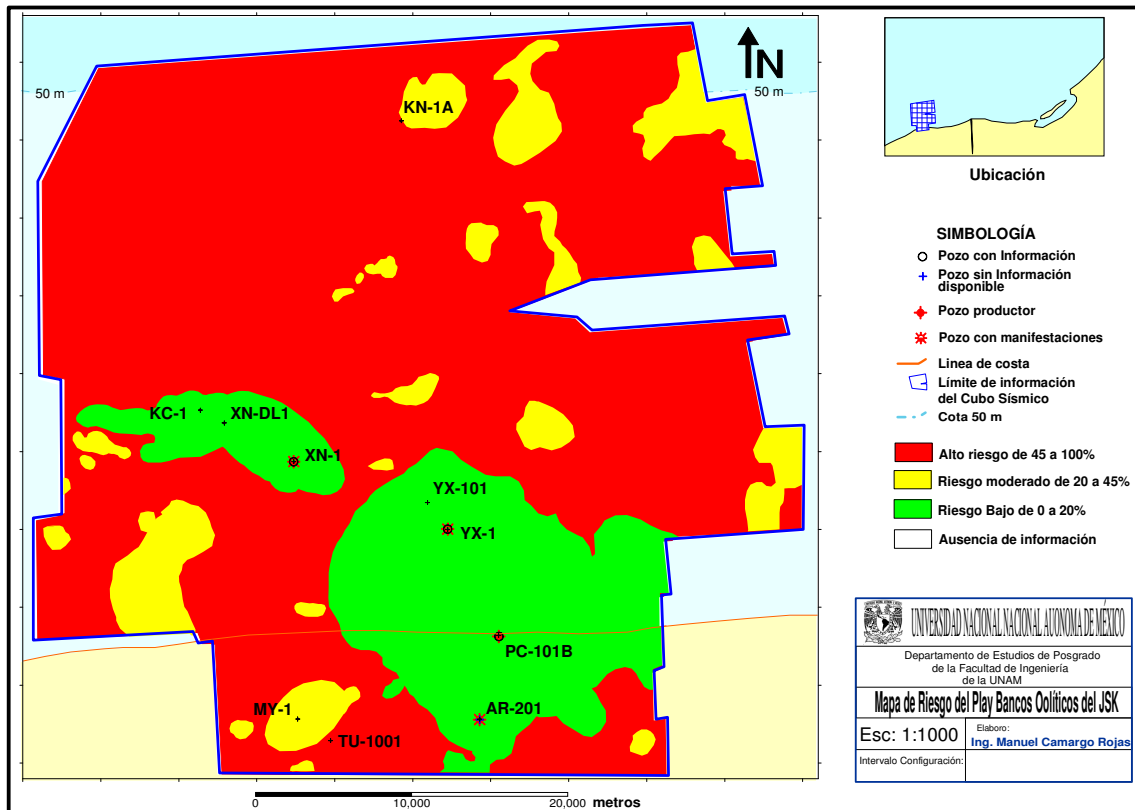


Figura 4.20 Mapa de riesgo común combinado (CCRS) en el que se simboliza el riesgo exploratorio bajo, moderado y alto, asociado a la presencia y efectividad de la roca almacén.

Transecto A-A’.- es una línea arbitraria que va en dirección NW-SE, y pasa por los pozos KC-1, XN-1, YX-101, YX-1 y PC-101B, en esta sección se pueden apreciar que los altos estructurales de los pozos KC-1, XN-1, YX-1 y YX-101 se pueden asociar a movimientos de sal. Dicha sal también sirve como nivel de despegue para las fallas mesozoicas. (Figura 4.21).

En el pozo AR-201, se observó que hacia esta parte se tiene una falla con un salto grande el cual pone en contacto rocas de edad terciaria con rocas de edad mesozoica.

Transecto B.-B’- es una línea arbitraria que se ubica en dirección SW-NE, y pasa por los pozos XN-1 y KN-1^a (Figura 4.22), en la parte SW se aprecia que hay fallamiento que afecta principalmente a rocas jurásicas asociado con “Salt Rollers”. En esta sección se logra apreciar que la acción de las fallas esta produciendo una variación en los espesores de rocas jurásicas, teniendo los mayores espesores en la parte cercana al bloque bajo de la falla y adelgazándose hacia la parte alta de la falla, posteriormente aparece una zona que es relativamente estable y que corresponde a una cuenca, para finalmente llegar a la estructura de KN, donde se aprecia nuevamente el efecto de la sal autóctona.

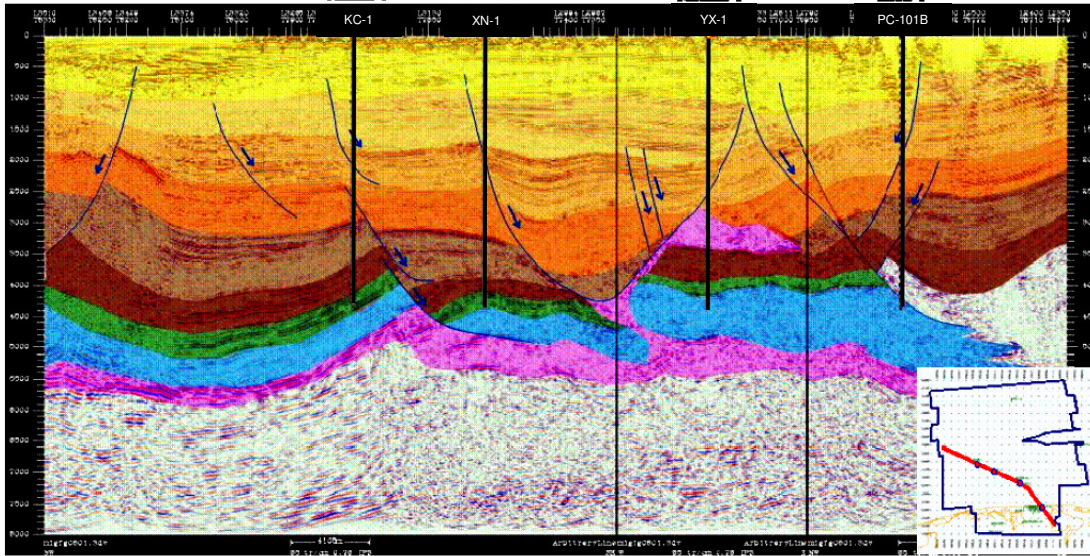


Figura 4.21 Sección A-A' arbitraria NW-SE, que muestra las estructuras de KC, XN, YX y PC asociadas a movimientos de la sal, Tomado de AREM/CPE_JSK, 2006.

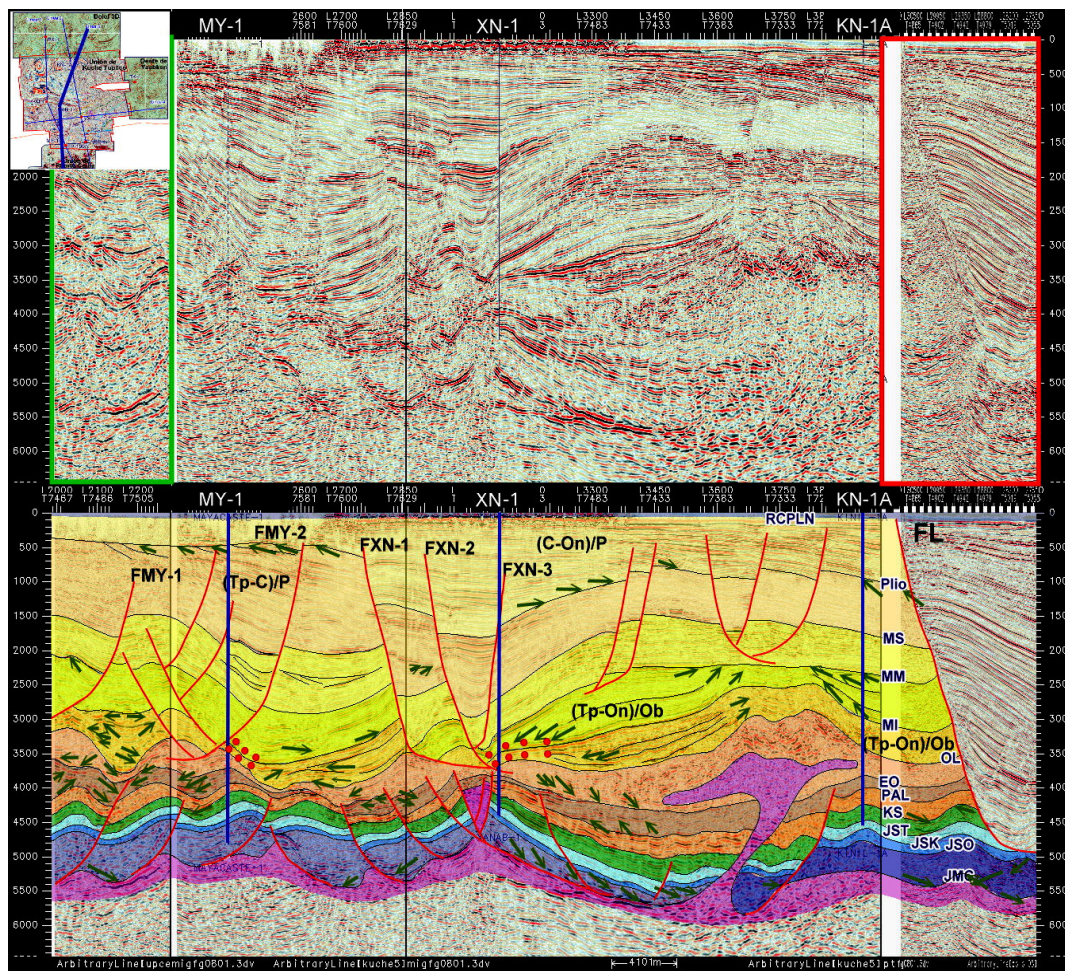


Figura 4.22 Sección B-B' arbitraria SW-NE en el que se muestra las estructuras XN y KN-1A, En esta sección se logra apreciar al SW de la estructura XN que la acción de las fallas esta produciendo una variación en los espesores de rocas jurásicas mientras que hacia la estructura KN, se aprecia el efecto de la sal autóctona. Tomado de Trejo-Vázquez, 2008.

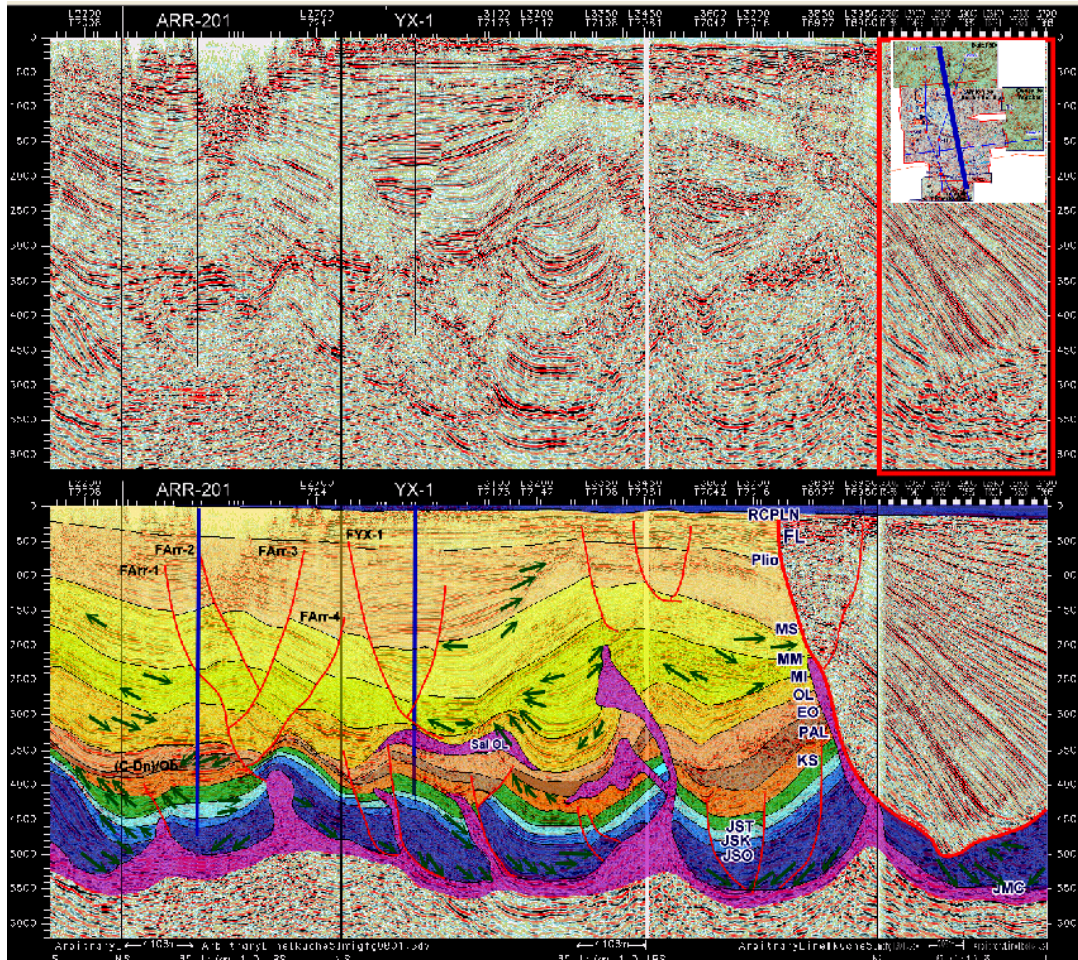


Figura 4.23 Sección C-C' arbitraria NW-SE, que pasa por los pozos PC-101B y KN-1A, en la que se observa los efectos de la tectónica salina, produciendo ruptura e interrupciones a las rocas de edad mesozoico. Tomado de Trejo-Vázquez, 2008.

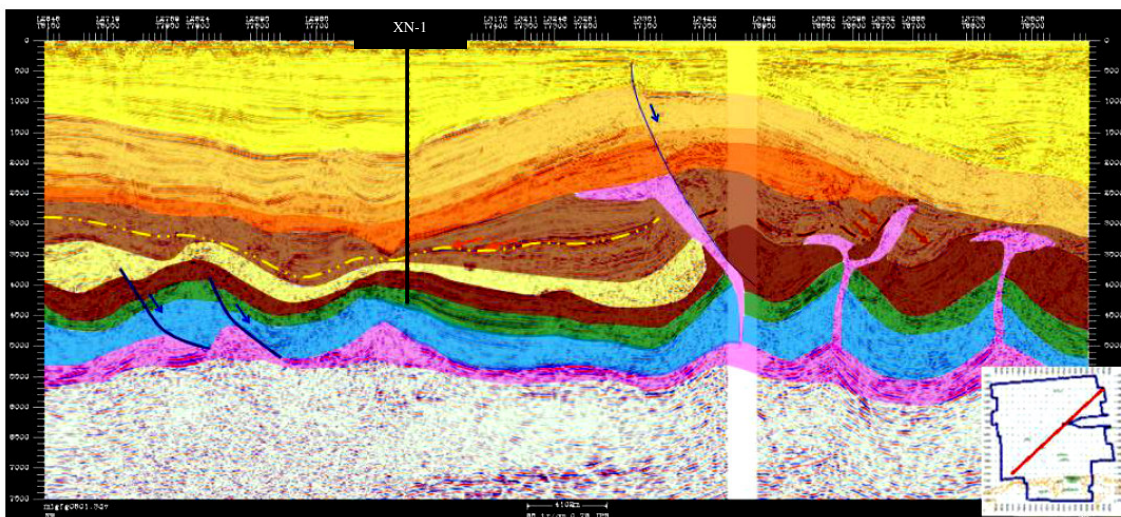


Figura 4.24 Sección D-D' arbitraria con dirección SW-NE, en la que al igual que en las anteriores secciones se aprecia la influencia de la tectónica salina en el campo XN-1 y en la parte oriente del área, y hacia la parte suroeste se aprecia la influencia de los "Salt Rollers" en el callamiento. AREM/CPE_JSK, 2006.

Transecto C-C’.- es una línea arbitraria que va del pozo PC-101B al pozo KN-1A, sigue una trayectoria SE-NW (Figura 4.23), en esta sección se pueden observar nuevamente los efectos de la tectónica salina, la cual está produciendo ruptura e interrupciones en las rocas de edad mesozoicas, también produjo zonas en que es difícil diferenciar la señal producida por las reflexiones de las rocas mesozoicas o por los cuerpos de sal.

Transecto D-D’.- se trata de una línea que va en dirección SW-NE (Figura 4.24), y muestra en buena parte la influencia de la tectónica salina en el área de estudio, así en la parte suroeste se aprecia la influencia de los “Salt Rollers” en el fallamiento, en la parte central se aprecia una cierta estabilidad y profundización de los eventos mesozoicos.

De la interpretación de estas líneas se concluye que el tipo de tectónica prevaleciente en el área de estudio es principalmente de tipo salina, razón por la cual se hizo un mapeo de la cima y de la base de la sal autóctona. En dicha figura los altos de sal corresponden con las tonalidades brillantes en color rojo y amarillo, mientras que las tonalidades oscuras en azul y morado corresponden con las partes más profundas.

El mapa de isócronas se hizo restando la cima de la base de sal autóctona, el cual mediante la interpretación del Calloviano se identificaron varias tendencias producidas por los levantamientos de sal. En total se identificaron 4 tendencias mayores (Figura 4.25): la tendencia 1 (T1) se trata de un cuerpo alargado y orientado en dirección SW-NE, que atraviesa diagonalmente la parte central del área de estudio; la tendencia 2 (T2) es más delgada que la anterior, se encuentra en la porción central del área de estudio, tiene una orientación en dirección SE-NW y termina contra la tendencia 1; las tendencias 3 y 4 (T3 y T4) son perpendiculares a la tendencia 1, se encuentran en la porción SW del área de estudio, y se encuentran orientadas en dirección NW-SE, estas evacuaciones limitan una zona relativamente estable en la parte centro y noreste del cubo. Cabe mencionar que sobre la tendencia 3 se encuentran ubicados los altos estructurales que propiciaron la perforación de los pozos KC-1, XN-1, YX-1 y PC-1. Lo anterior muestra una estrecha relación entre la evacuación de sal y dichos altos estructurales.

Por otra parte, en la zona de estudio se interpretaron 6 minicuevas, de las cuales la principal se encuentra en la porción NW del área de estudio (C1); y las 5 restantes se encuentran ubicadas entre los altos producidos por los levantamientos de sal, destacando que las minicuevas más grandes son paralelas a los trenes T1 y T2.

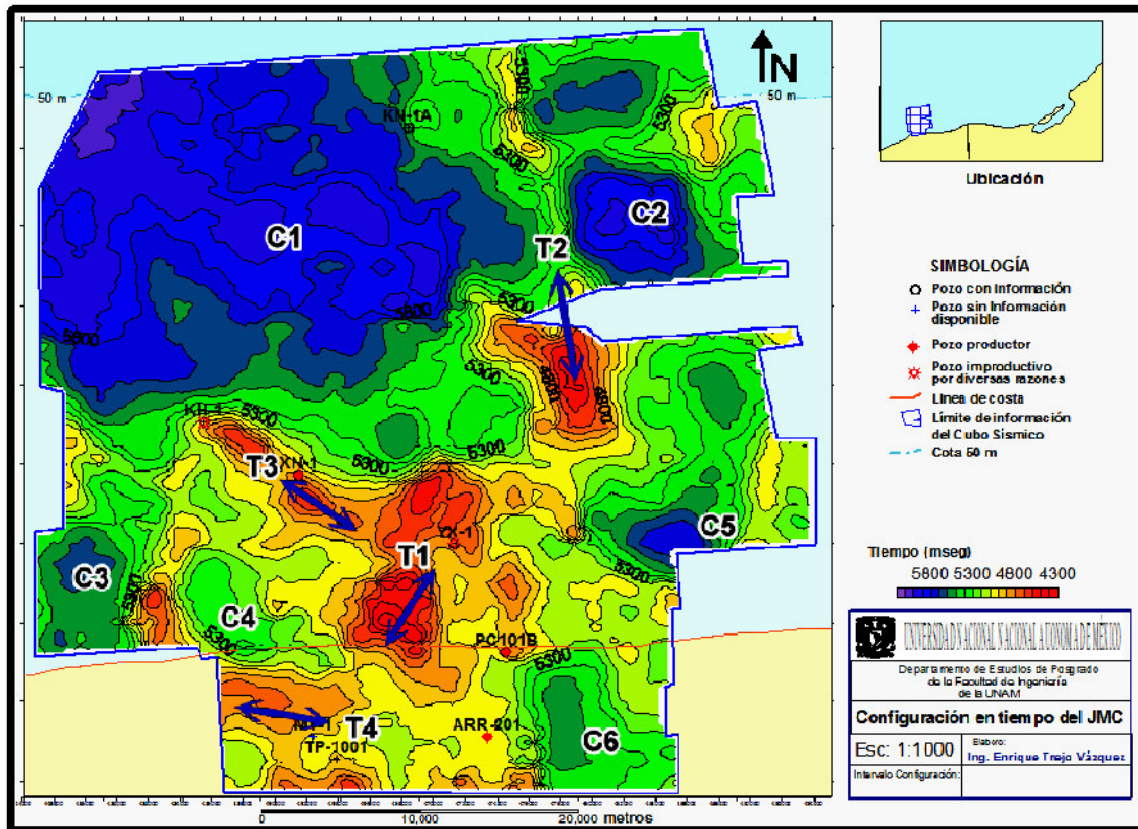


Figura 4.25 Mapa de isócronas que muestra cuatro alineamientos con respecto a las estructuras KC, XN, YX, AR y PC y un total de cinco minicuenas. Tomado de Trejo-Vázquez, 2008.

La parte centro sur del cubo es la porción mayormente afectada, aquí las evacuaciones dan origen a un fallamiento de tipo normal principalmente el cual sigue una tendencia preferencial EW, ligeramente rotado con respecto a las intrusiones de sal. También se tiene fallamiento inverso el cual principalmente está asociado con un reacomodo local y no tanto debido a efectos de compresión global. Lo anterior se muestra principalmente en el pozo PC-110, el cual tuvo repetición del Tithoniano y el Kimmeridgiano. De igual manera en la parte SE y SW del cubo se aprecia fallamiento con saltos grandes, lo cual da origen a cuencas, quedando como resultado una zona alta en la parte sur-centro misma que es donde se encuentran las estructuras correspondientes al campo PC, a la estructura TA, AR, MY y TU

En el tren formado por las estructuras XN y YX el Kimmeridgiano se encuentra a una profundidad que va de 5700 a 6500 m., es decir que a partir de las estructuras en tierra se comienza a profundizar en dirección a XN y YX.

Dado que el pozo KN-1A es el único pozo que se encuentra al centro noroeste dentro del área, y cuya PT fue de 6406 m dentro del Cretácico Medio, se infiere que en esta parte las rocas del kimmeridgiano se encuentran a mayor profundidad.

Finalmente en la parte noreste del área, se tiene una serie de evacuaciones que producen altos estructurales al este de dichas evacuaciones, estos altos los cuales aparecen por encima de la estructura KN, ayudan a inferir que en esta zona el mesozoico se encuentra en un nivel más somero, pero a partir de las evacuaciones se tiene una profundización del Kimmeridgiano.

4.1.6. Trampa

La interpretación de las trampas, permitió definir el estilo estructural predominante en el área de estudio.

En general, las trampas son altos estructurales compuestas por pliegues armónicos abiertos y cerrados (Padilla y Sánchez, 1996); observándose en total 6 tipos de trampas: la más sencilla corresponde a una trampa con cierre estructural (Figura 4.26a); trampas con cierre contra falla normal y contra sal (Figura 4.26b); trampas con cierre contra falla inversa y sal (Figura 4.26c); trampas con cierre contra falla inversa (Figura 4.26d); trampas que tienen cierre contra sal (Figura 4.26e); y trampas con cierre contra falla normal y contra falla inversa (Figura 4.26f).

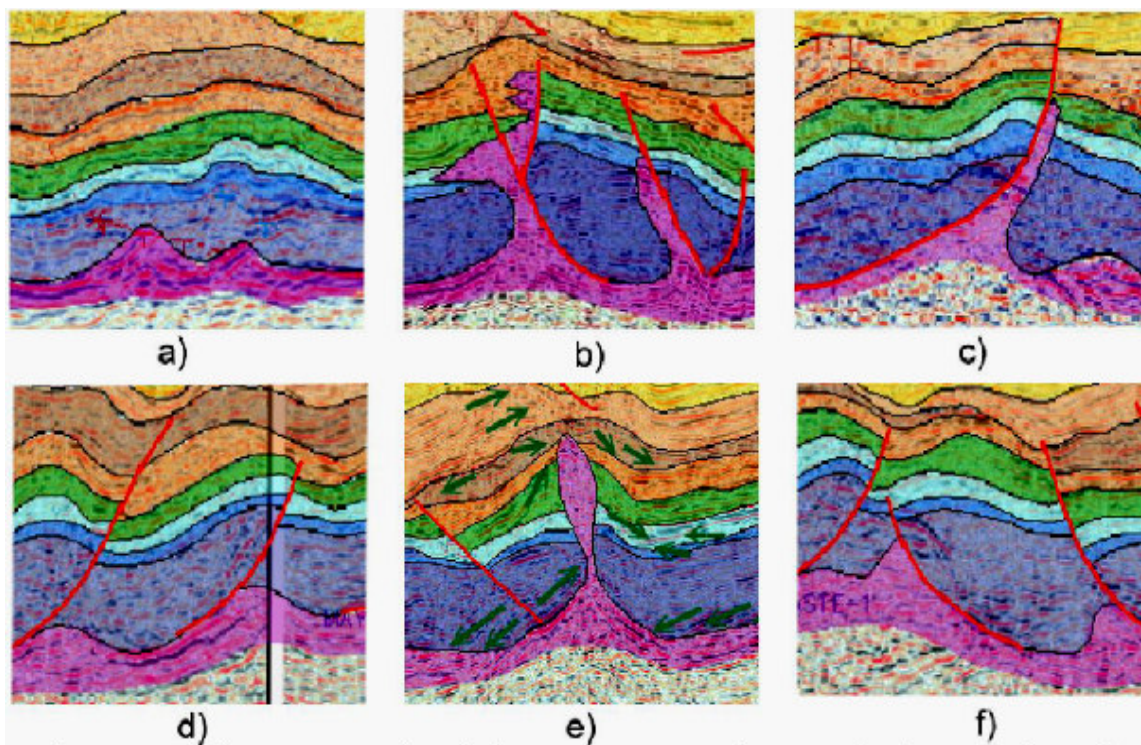


Figura 4.26 Secciones representativas de los tipos de trampas estructurales interpretadas para el, en el área de estudio KU-TU. Tomado de Trejo-Vázquez, (2008).

Las trampas con cierre contra falla normal y contra sal, se pueden apreciar en las oportunidades JSK-B, JSK-KH, JSK-4, JSK-7, y JSK-F. Las trampas con cierre contra falla inversa y sal, se encuentran presentes en las oportunidades JSK-A y JSK-5.

La oportunidad JSK-5, corresponde a una trampa con cierre contra falla inversa. El grupo de oportunidades JSK-1, JSK-2, JSK-3, JSK-D, JSK-E y JSK-YX se integra por las trampas que tienen cierre contra sal. La oportunidad JSK-6, pertenece a una trampa con cierre contra falla inversa y falla normal.

Las trampas con cierre estructural son difíciles de encontrar en el área de estudio, debido a que la mayoría se encuentran asociadas a fallas inversas y normales, por tal motivo no fue posible tener un ejemplo de momento en este trabajo.

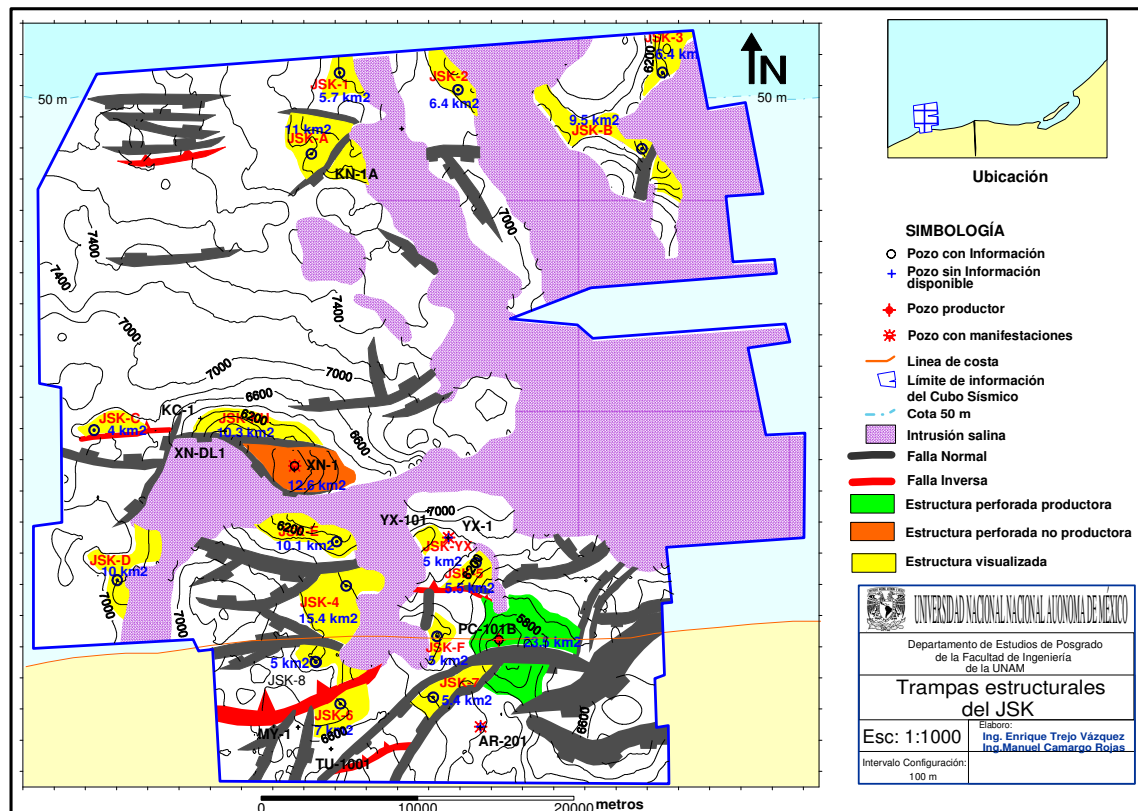


Figura 4.27 Mapa de trampas estructurales del Kimmeridgiano. Obtenido a partir de la configuración en profundidad del mismo horizonte. Se muestran las oportunidades visualizadas a partir de la interpretación de los horizontes del Kimmeridgiano, en donde se obtuvieron 14 oportunidades exploratorias, las cuales muestran semejanzas sísmicas entre las oportunidades visualizadas y los pozos perforados. Elaborado por Trejo-Vázquez y Camargo, 2008.

Con el análisis e interpretación sísmica de la información Trejo-Vázquez (2008) se construyó el mapa estructural en el que se indican las trampas en color amarillo, verde y rojo, relacionadas con las estructuras potencialmente contenedoras de hidrocarburos y con las que

asociadas con el mapa de play, se visualizó un total de 14 oportunidades para el Kimmeridgiano (Figura 4.27) representadas en color amarillo y con una nomenclatura representada por las siglas JSK y un número o una letra.

La primera representación de la nomenclatura dada a las trampas, indica que la trampa únicamente se encuentra en el Kimmeridgiano y la segunda, ocupa las primeras letras del abecedario después de las siglas JSK, que indican que se tienen trampas tanto en el Kimmeridgiano como en otro nivel estratigráfico superior, que si bien es cierto, convierte a estas oportunidades como prospectos más atractivos a ser explorados.

4.1.7. *Madurez*

Para el modelado de cuencas en el área se consideraron las características litológicas y térmicas del pozo YX-1 y PX-1. Se realizó el modelado térmico en un estado de flujo térmico transitorio, dando como resultado un flujo térmico superficial de 31mW/m^2 para el área de estudio (Trejo-Vázquez, 2008). Las características geoquímicas de las rocas del Tithoniano, permiten determinar, con el modelado de cuencas, que las localizaciones se encuentran en una etapa de madurez media a tardía, por lo que se pronostica la presencia de hidrocarburos ligeros con la reserva de que si existe biodegradación serán más pesados, (A. García Jaramillo, 2004). Se observa además que la sal juega un papel importante en la madurez de la roca generadora, encontrando que cuando existe un cuerpo salino en horizontes superiores a la roca generadora ésta tiende a ser de madurez media, por el contrario, cuando la sal es de dimensiones considerables y se encuentra por debajo de la roca generadora existe un halo de sobre madurez en la porción de la roca generadora cercana a ese cuerpo salino.

Por otra parte el modelado establece que la generación de hidrocarburos inició hace 21.3 millones de años para las rocas generadoras del Tithoniano, y la expulsión hace aproximadamente 13.3 millones de años.

4.1.8. *Migración*

Una vez determinada la naturaleza de la roca generadora, la roca almacén y la roca sello, se inició con el análisis de la migración de los hidrocarburos.

En un principio los hidrocarburos migran desde la roca madre a través de formaciones porosas y permeables dándose una migración primaria, para posteriormente migrar hacia lugares donde se acumula y se puede tener una extracción comercial. Para conocer la forma en

que se da esta migración fue necesario hacer un mapeo del Tithoniano, en el cual se aprecio que la principal ruta de migración se hizo a partir de fracturas y de fallas.

En general, se considera que la migración de los hidrocarburos contenidos en las rocas del Tithoniano hacia las rocas del Kimmeridgiano, ocurrió preponderantemente en dirección casi horizontal y en menor proporción en forma vertical a través de zonas de debilidad en las proximidades de las fallas y fracturas o por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones (Figura 4.28).

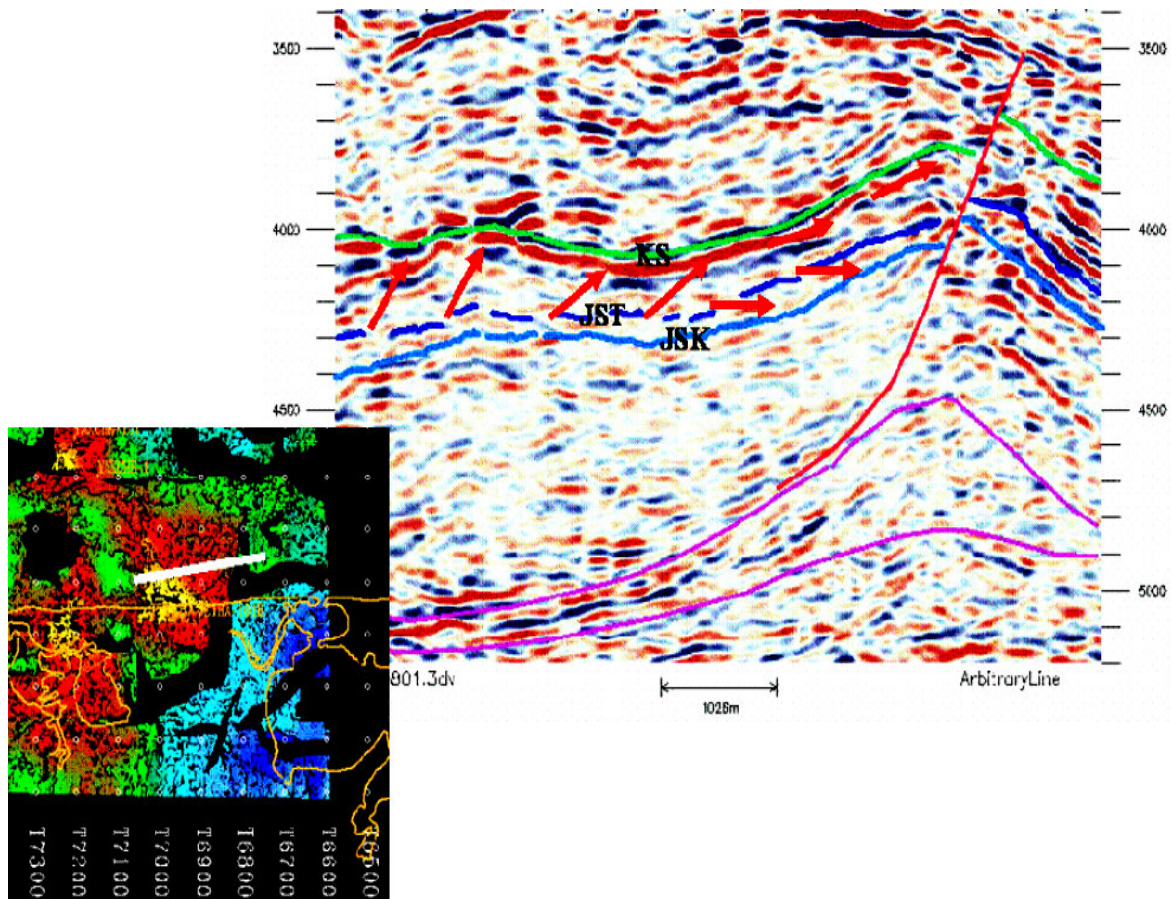


Figura 4.28 Sección sísmica en la que se muestran las rutas de migración del hidrocarburo de la roca generadora a la roca almacén. Se observa una sección en la que en la parte más profunda ubica el JST, en el cual se forman los Hidrocarburos, los cuales van a migrar por diferencias de presiones fuera de la roca generadora y posteriormente por flotación van a migrar vertical ascendente o lateralmente a lo largo de fracturas, fallas e intrusiones salinas; hasta llegar a la roca almacén, tomado de Trejo-Vázquez, et al., 2006.

4.1.9. *Sincronía*

Una vez que se examinó la presencia y efectividad a cada uno de los elementos del sistema petrolero, se analizó su relación existente en espacio y tiempo, con el empleo de la tabla de sincronía mostrada en la Figura 4.29; en primera instancia, se indica el tiempo en que se depósito la roca generadora, que corresponde a un mudstone arcilloso del Tithoniano; enseguida se presenta la roca almacén perteneciente al play bancos oolíticos de edad Kimmeridgiano y la roca sello, que dada la superposición en la que se encuentran las rocas del Tithoniano y a sus características litológicas y petrofísicas, resultan ser un excelente sello siempre y cuando no se encuentren fuertemente fracturadas.

La formación de las trampas desde el Tithoniano al Oligoceno (Trejo-Vázquez, 2008), se debió a eventos tectónicos regionales y a la tectónica salina a nivel local, predominan 6 tipos de geometrías dentro del área de KU-TU; la generación los hidrocarburos inició hace 21 a 23 Ma durante el Mioceno Inferior y Medio; finalmente éstos hidrocarburos migraron hacia las trampas hace 13.3 Ma (Figura 4.29). Todo el proceso se dio en un orden tal que es posible decir que se dieron en sincronía lo cual hace que el sistema petrolero funcione.

4.1.10. *Edad de generación, trampa, migración y sincronía*

De acuerdo a la tabla cronoestratigráfica (Figura 4.29) en la que se muestra la relación temporal de los eventos relacionados con los elementos que conforman el sistema petrolero del PBOJSK, la secuencia se dio de la siguiente manera dentro de la zona de estudio:

Inicialmente se depositó la roca almacén que corresponde a los bancos oolíticos durante el Kimmeridgiano, posteriormente sobreyaciendo a las primeras, se depositó una secuencia calcáreo-arcillosa, que representa a la roca generadora y sello durante el Tithoniano; la formación de trampas asociadas a fallas normales e intrusiones de sal, tuvo lugar durante el intervalo comprendido entre el Oxfordiano y hasta fines del Oligoceno, mientras que durante el Mioceno Inferior se formaron las trampas asociadas con fallas inversas.

Al mismo tiempo durante el Mioceno Inferior la roca generadora entraba a la ventana de generación de hidrocarburos, iniciando la expulsión de estos dando inicio a la migración hacia las trampas estructurales, finalmente se considera que existieron las condiciones para que el aceite se preservara. La conjunción de los eventos anteriormente mencionados nos permiten observar que el sistema petrolero se llevó a cabo en sincronía, permitiendo que los plays tengan mayor probabilidad de contener hidrocarburos.

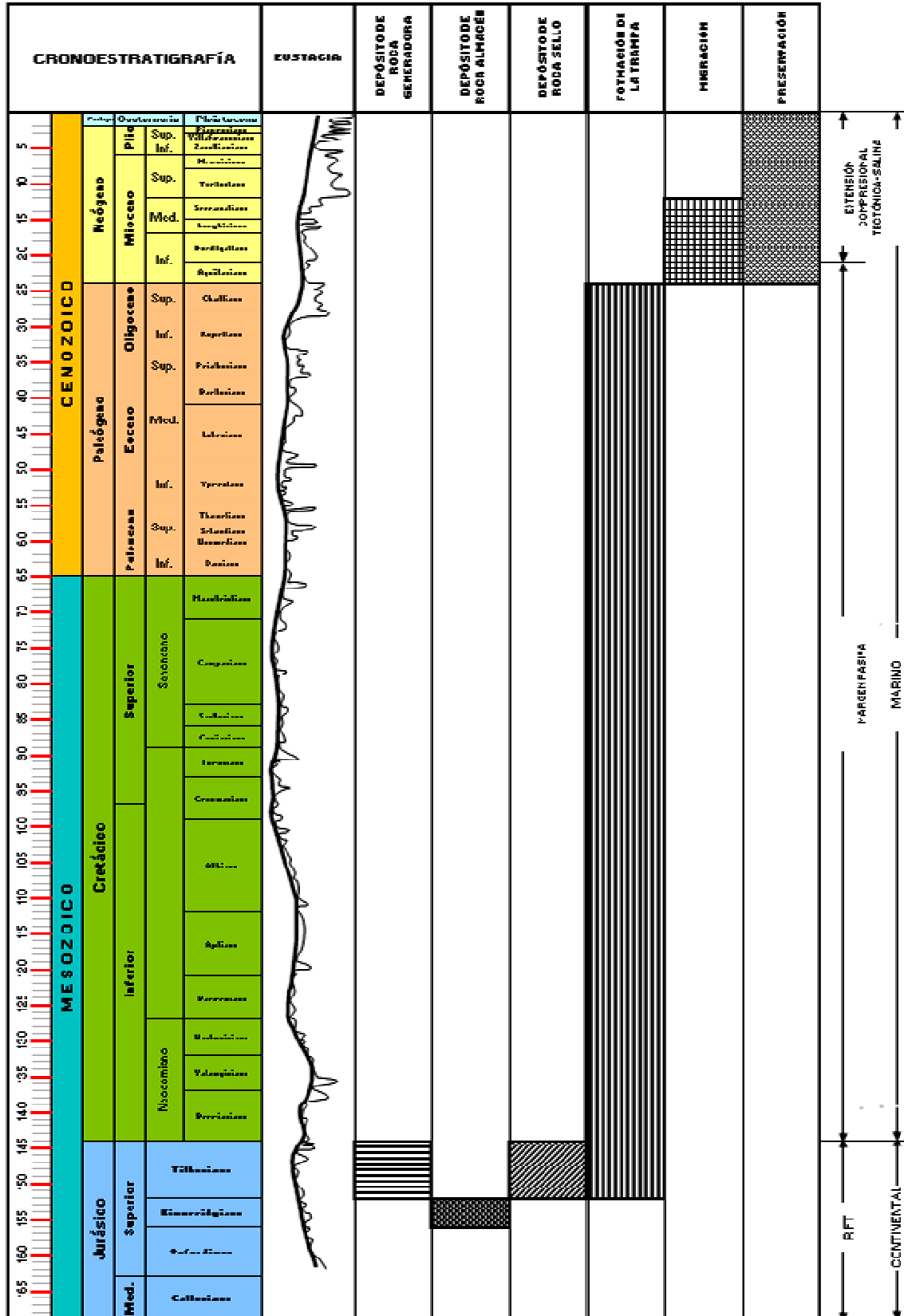


Figura 4.29 Tabla cronoestratigráfica que muestran la sincronía de los elementos del play en el área de KU-TU de acuerdo al análisis del play bancos oolíticos modificado de CPE-PEMEX, 2006

4.2. Evaluación del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

La evaluación volumétrica y del riesgo del PBOJSK, se efectuó siguiendo la metodología propuesta por Brown y Rose (2001) y se resume en los siguientes puntos:

Se inicia con la delimitación del play, mediante el empleo de los planos y secciones generadas (García Esparza, 1999), mediante la interpretación sísmica de Trejo-Vázquez (2008), se mide el área de todos los prospectos en las secciones estructurales; se mide el cierre y extensión de las trampas; y finalmente en las secciones estratigráficas se mide el espesor de la roca almacén.

La evaluación del Riesgo Geológico, es la actividad en la que se calcula el porcentaje de éxito de los elementos del Play del sistema petrolero para cada prospecto interpretado. El cual se obtiene con la determinación de la presencia y efectividad de la roca almacén, roca sello, y roca generadora; mientras que la geometría de la trampa se obtiene de la interpretación de la información sísmica disponible; y concluye con la evaluación de las rutas de migración y la sincronía. El resultado de este análisis es un valor en porcentaje, que representa el grado de certidumbre en el funcionamiento del sistema petrolero.

Los valores extremos evaluados para cada elemento del sistema petrolero, proporcionaran los límites para definir la distribución de probabilidades de éxito de cada elemento del play (Trejo-Vázquez, 2008).

La tolerancia de pozos secos, esta regida por un margen de error en la perforación de pozos exploratorios que resulten improductivos, para que con esta información se tome la decisión de abandonar o continuar perforando dentro del play por no haber descubrimientos que sean de interés económico, y aplica tanto en plays hipotéticos, como en plays probados. En Pemex Exploración y Producción la Tolerancia de pozos secos, más comúnmente usada es 4 (Navarro Baca, 2007).

La estimación Volumétrica del Play, es el resultado obtenido mediante el empleo del método de simulación Montecarlo, que nos asiste en el análisis del comportamiento de las actividades que involucran riesgo, y se calcula sumando los recursos petroleros que se calcularon para cada prospecto.

4.2.1. Oportunidades exploratorias del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

A partir del análisis Play Fairway, se elaboro el mapa del PBOJSK al que una vez agregadas las trampas y fallas, fue posible establecer los mejores lugares donde se tiene

presente a los todos los elementos correspondientes al play y que componen el sistema petrolero.

De esta interpretación fue posible establecer la ubicación de 14 oportunidades exploratorias en el PBOJSK, las cuales se muestran en la Figura 4.30.

La localización de las oportunidades, se logró también con el soporte de los datos obtenidos en la secciones sísmicas hechas por Trejo-Vázquez (2008) en el trabajo de interpretación estructural del área de KU-TU,

Las secciones nos brindaron la visualización de ciertas semejanzas entre las oportunidades concebidas y los pozos perforados y se puso un numero a aquellas que únicamente la trampa comprendía el nivel correspondiente al Kimmeridgiano (JSK-1) y con las primeras letras del abecedario las oportunidades en las que se tiene trampa también en otro nivel estratigráfico.

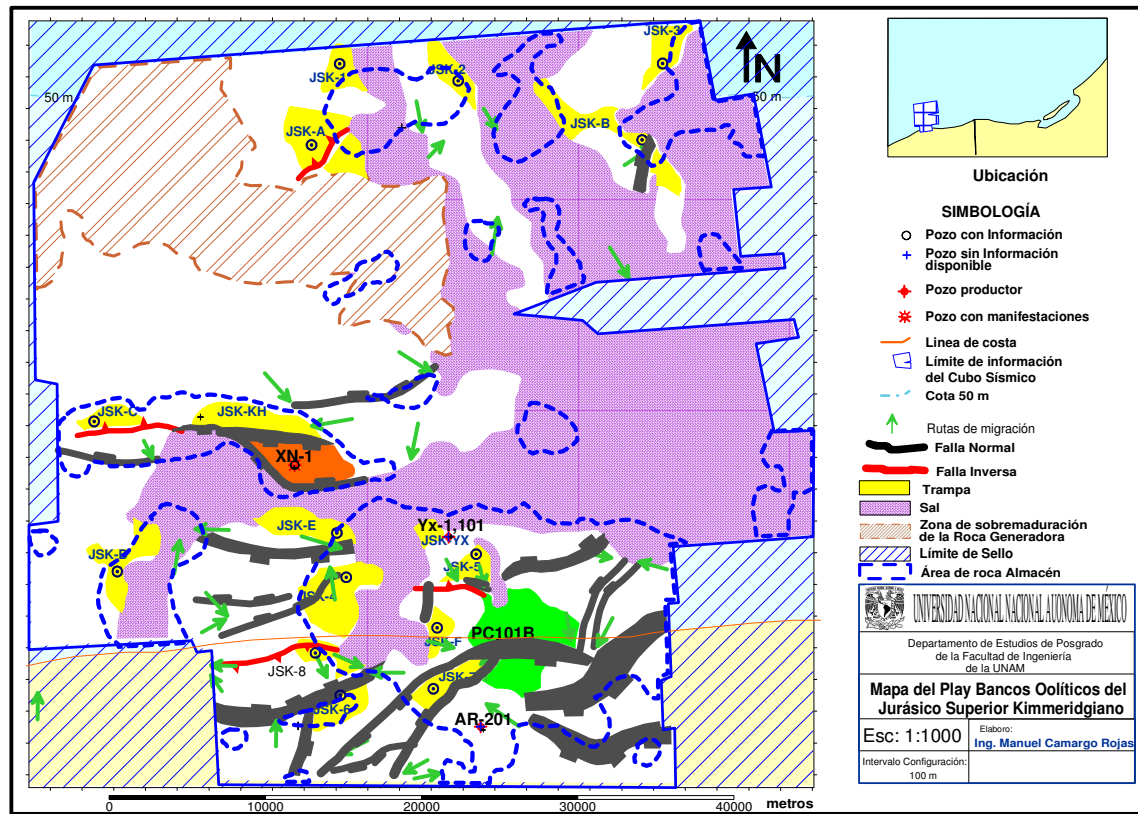


Figura 4.30 El mapa del play bancos oolíticos, contiene la información correspondiente a las trampas y fallas; las rutas de migración; las zonas de sobremaduración, el límite del sello y la superficie que abarcan los bancos oolíticos. Con estos datos nos damos cuenta que es posible la presencia de yacimientos de hidrocarburos por la presencia de los elemento del sistema petrolero.

4.2.2. Evaluación volumétrica de las oportunidades del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

Para efectuar la evaluación volumétrica y del riesgo compartido del play, se cuenta con dos componentes de riesgo; una componente local y una componente de riesgo compartida (Baker, 1988).

Para hacer la medición de la volumetría, a nivel local que es lo que nos interesa por el momento para este apartado, se utilizó la Cedula de Evaluación y Registro de Oportunidades Exploratorias (CEROE v3.0 © Pemex);

2.1 VOLUMETRIA							
Parámetros Lognormal							
	P99	P90	P50	Mean	P10	P1	
Área	0.5	1.4	4.6	6.3	15.4	409	km ²
Espesor Neto	10.5	17.3	30.6	335	55.0	888	m
Factor Geométrico		1.00			0.90		Fracción
Volumen de Roca Neto	12.4	362	134.7	21.1	500.5	1,453.4	km ² -m
Volumen de Roca Bruto							km ² -m
Relación Neto a Bruto					0.73		Fracción
Llenado de Trampa							Fracción
Volumen de Roca Neto							km ² -m
Volumen de Roca Neto Entrada							km ² -m
Porosidad	0.02	0.03	0.05	0.05	0.07	0.10	Fracción
Saturación de Hidrocarburos	0.53	0.60	0.69	0.70	0.80	0.90	Fracción
Factor Volumétrico de Formación (Boi)	1.139	1.300	1.530	1.512	1.800	2.055	m ³ CV/m ³ CA
Factor de Recuperación de Aceite (FRA)	0.17	0.20	0.24	0.25	0.30	0.35	Fracción
Riqueza Volumétrica - Aceite	12,500	19,060	31,977	34,356	53,648	81,902	Barriles/1m ² -m
Riqueza Volumétrica - Aceite (Entrada)							Barriles/1m ² -m
Relación Gas-Aceite (RGI)				393.00			m ³ g/m ³ a
% de Volumen de Aceite				100%			% de volumen de aceite
Recursos Potenciales de Aceite	0.33	1.05	4.31	7.22	17.66	55.79	MMb
Recursos Potenciales de Condensado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Recursos Potenciales de Gas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Recursos Potenciales de Gas Asociado	0.73	2.32	9.50	15.30	38.96	123.08	MMMpc
Recursos Potenciales de Aceite (Entrada)							
Recursos Potenciales de Gas (Entrada)							
Recursos Pot. de Aceite Equivalente	0.48	1.51	6.21	10.41	25.45	80.00	MMb
Indicador del nivel de incertidumbre (P10/P90)	P10/P90 categoría			Ratio Rango			
Cálculo de incertidumbre P10/P90	Delimitador/Análogo en el Trend			17			
Incertidumbre inicial estimada P10/P90	Frontera 120-650						

Figura 4.31. Hoja de cálculo de volumetría de la CEROE (© PEMEX) de la oportunidad JSK-4. En los cuadros en color blanco se muestran los datos de entrada para hacer la evaluación de los recursos, mientras que en las pestañas azules se muestran los resultados.

La CEROE es un programa en Excel, desarrollado para la Coordinación de Estrategias Exploratorias de Pemex Exploración y Producción, compuesta por 12 hojas de cálculo, mediante el cual se calcula en forma probabilística, los recursos potenciales asociados a una oportunidad. Para el presente trabajo se utilizaron principalmente 2 de las 12 hojas; correspondientes al cálculo de volumetría, y a la determinación de la Probabilidad Geológica.

En la hoja de volumetría se evaluaron una a una los recursos potenciales de las 14 oportunidades interpretadas para el PBOJSK.

En dicha hoja se introdujeron los rangos P₁₀, P₉₀ correspondientes a datos de área, espesor neto, factor geométrico, porosidad, saturación de hidrocarburos, factor volumétrico de formación, factor de recuperación esperado y el % de volumen de aceite (Figura 4.31); mismos que fueron obtenidos con los mapas construidos para el PBOJSK en las etapas anteriores del estudio.

Lo anterior se lleva a la ecuación (2.1) y (2.2), resultando en los recursos estimados para cada prospecto, con lo que se obtiene la gráfica de probabilidad acumulativa contra recursos potenciales de la oportunidad, que nos muestra sobre la línea roja las reservas potenciales del prospecto indicadas con el valor de la media, que para el caso de la Figura 4.32 es de 10.41 mmb para la muestra JSK-4 y una probabilidad acumulativa entre P₃₀ y P₄₀.

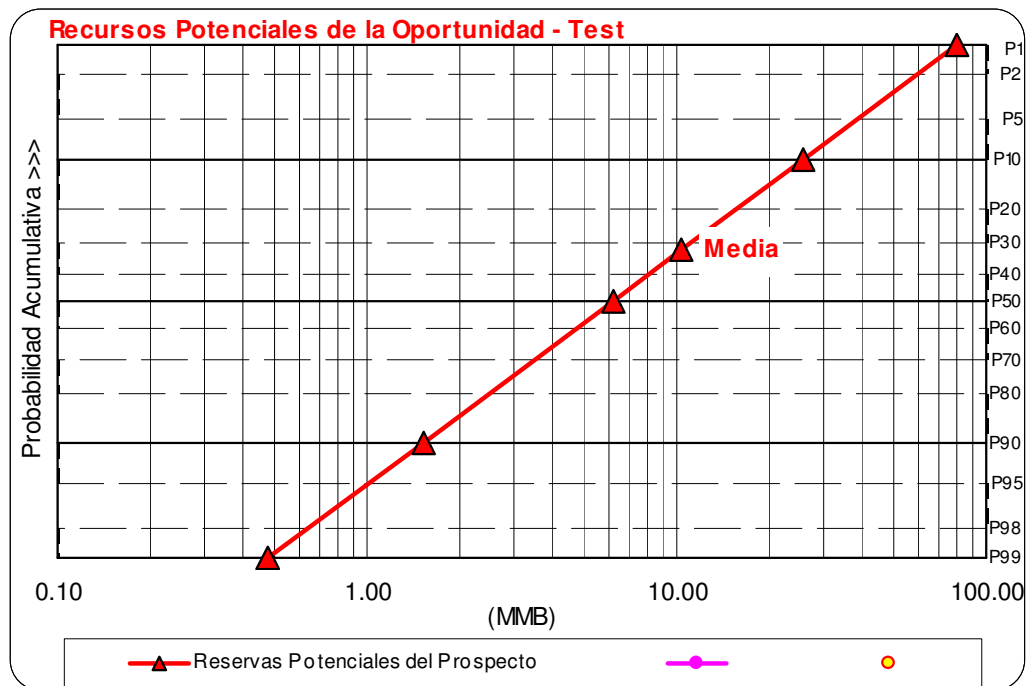


Figura 4.32 Gráfica de probabilidad acumulativa contra recursos potenciales de la oportunidad, que se obtiene con el cálculo de las reservas potenciales para cada prospecto, con la introducción de los datos en la hoja de cálculo volumétrica para la oportunidad en este caso corresponde a la oportunidad JSK-4 del PBOJSK.

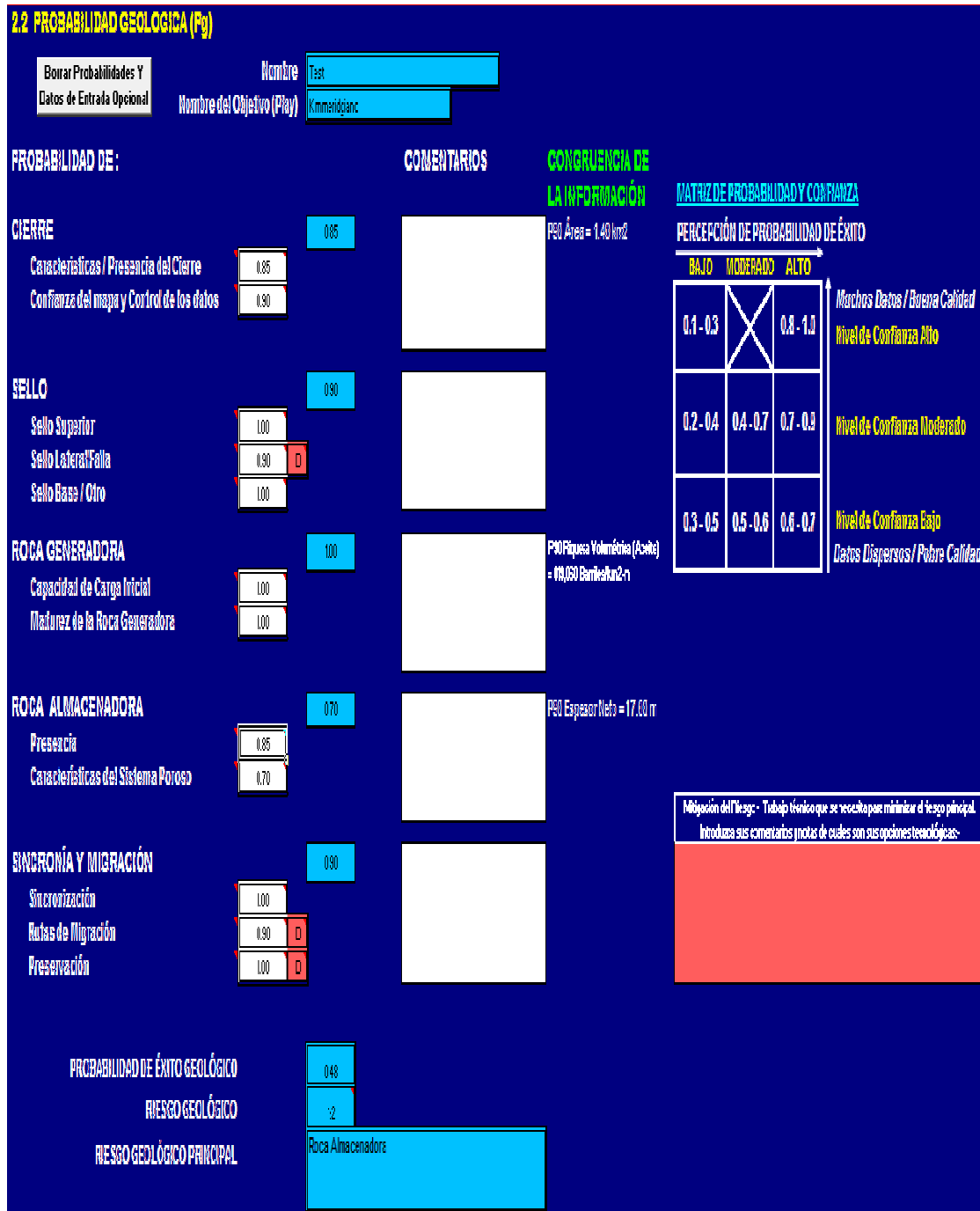


Figura 4.33. Hoja de calculo de la Probabilidad Geológica de la CEROE (© PEMEX) de la oportunidad JSK-4. En las pestañas de color blanco de las hojas se muestran los datos de entrada para hacer calcular el riesgo, y en las pestañas azules se muestran los resultados.

Para darnos una idea respecto del análisis de la información que se presenta en la hoja de la probabilidad geológica, que en este caso corresponde a la oportunidad JSK-4 (ver Figura 4.33); la probabilidad de éxito geológico es de 0.48 lo que equivale a un riesgo geológico en proporción de 1:2. Esto nos da una idea de la frecuencia con que puede acontecer el suceso

dada una serie de intentos, es decir representa la capacidad potencial de pérdida; o en otras palabras es el riesgo de que el pozo resulte seco por la falla o falta de cualquiera de los elementos del sistema petrolero, que como en el ejemplo de la oportunidad JSK-4 es representado por la roca almacén.

Otro dato que podemos considerar de interés para ser tomado en cuenta durante el análisis de la probabilidad geológica, y que se encuentra contenida a la derecha de la hoja de cálculo del riesgo geológico, es la matriz de probabilidad y confianza; que nos indica la percepción de la probabilidad de éxito, respecto de la abundancia y calidad de la información empleada para evaluar la oportunidad.

Lo que podemos apreciar para la oportunidad JSK-4 es que la probabilidad de éxito geológico cae en rango de moderada, y que el nivel de confianza es alto. Esto se debe a que la cantidad de datos empleados para evaluación del riesgo geológico fue óptima y la calidad de la información también fue buena.

En la figura 4.34 se presenta el resumen de los resultados obtenidos del riesgo geológico para cada una de las oportunidades del PBOJSK, en la que destacan las oportunidades JSK-3, JSK-1 y JSK-4 en orden de descendente en el valor relacionado con la mejor probabilidad de éxito geológico.

Oportunidades del play Bancos Oolíticos	PG-Sello	PG-Geometría de la Trampa (Cierre)	PG-Roca Generadora	PG-Roca Almacén	PG-Sincronía y Migración	Probabilidad de Éxito Geológico (Pg)
JSK-1	0.70	0.90	1.00	0.80	1.00	0.50
JSK-2	0.70	0.90	1.00	0.60	0.80	0.30
JSK-3	0.95	0.70	1.00	0.95	0.95	0.54
JSK-4	0.85	0.75	1.00	0.60	0.80	0.48
JSK-5	0.80	0.80	1.00	0.60	0.80	0.31
JSK-6	0.80	0.90	1.00	0.70	0.80	0.40
JSK-7	0.80	0.90	1.00	0.70	0.80	0.40
JSK-8	0.80	0.80	1.00	0.70	0.80	0.36
JSK-A	0.70	0.90	1.00	0.60	0.80	0.30
JSK-B	0.70	0.90	1.00	0.60	0.80	0.30
JSK-C	0.70	0.90	1.00	0.60	0.80	0.30
JSK-D	0.70	0.90	1.00	0.60	0.80	0.30
JSK-E	0.75	0.90	1.00	0.70	0.80	0.38
JSK-F	0.70	0.90	1.00	0.60	0.80	0.30

Figura 4.34 Tabla de resultados de la probabilidad del riesgo Geológico calculado para cada una de las 14 oportunidades del PBOJSK interpretadas y evaluadas con la hojas de cálculo CEROES © PEMEX, que será empleada en la evaluación económica del play en el apartado siguiente.

4.2.3. Evaluación económica del play

Los indicadores económicos son principalmente los datos de inversión contra ganancia, destacando Tamaños Mínimos Comerciales y Volúmenes a Producir.

Los datos de entrada son los pozos exitosos esperados, la tolerancia de pozos secos, la probabilidad (compartida y local), el tamaño mínimo comercial de campos, factor de recuperación, factor de volumen, el tamaño promedio de los campos y su probabilidad.

Los resultados básicamente serán el rango de reservas, los rangos de incertidumbre de cada prospecto y la viabilidad técnica económica del Play.

4.2.3.1. Evaluación de los recursos del Play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

Para evaluar los recursos potenciales del play bancos oolíticos se utilizó la metodología propuesta por Brown y Rose (2001) consistente de los 6 pasos mostrados en la Figura 4.35.

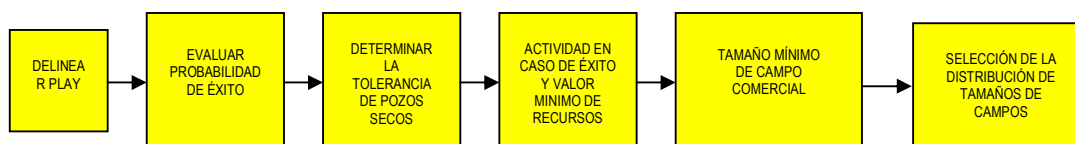


Figura 4.35 Metodología propuesta por Brown y Rose (2001) para la evaluación de los recursos

4.2.3.1.1. Delineación del Play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

Para la delineación del PBOJSK se utilizaron los mapas de Riesgo Común Combinado y el mapa resumen del play.

4.2.3.1.1.1. Mapa de Riesgo Común Combinado (CCRS) del play

El mapa de Riesgo Común Combinado del PBOJSK es mostrado en la Figura 4.36, se destacan las zonas con posibilidades de encontrar la roca almacén, representadas por depósitos de bancos de oolitas, intraclastos y bioclastos; que siguen una tendencia NE-SW, concordantes con la tendencia regional observada por estudios anteriores (CPE, 2006b); también se observa que la roca sello de acuerdo a sus características petrofísicas y litológicas, esta presente en la zona y que en general permiten visualizar que funcionan bien y que solo es probable que presente fuga en las partes correspondientes a los extremos de las fallas.

En lo que respecta a la roca generadora, está presente en toda el área de KU-TU; no obstante, tiene una porción con altas probabilidades de estar en una profundidad a la que la roca generadora entrará a la etapa de sobremaduración; respecto a la migración, los extremos de las fallas, se han convertido en buenas rutas por las que la carga de hidrocarburos a la roca almacén del Kimmeridgiano, se ha llevado a cabo lateralmente.

4.2.3.1.1.2. Mapas Resumen de Play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

Para construir el mapa resumen del PBOJSK (Figura 4.37), se agregó al mapa CCRS, las trampas interpretadas por Trejo-Vázquez, (2008) en el cubo sísmico, durante el trabajo de análisis estructural del área KU-TU, las fallas normales e inversas, intrusiones salinas, y las rutas de migración.

El mapa resumen, contiene a todos los elementos que conforman el PBOJSK de ahí que se puede observar la estrecha relación espacial y temporal que mantienen entre sí hasta nuestros días (carga, roca almacén, sello, trampa, migración y sincronía).

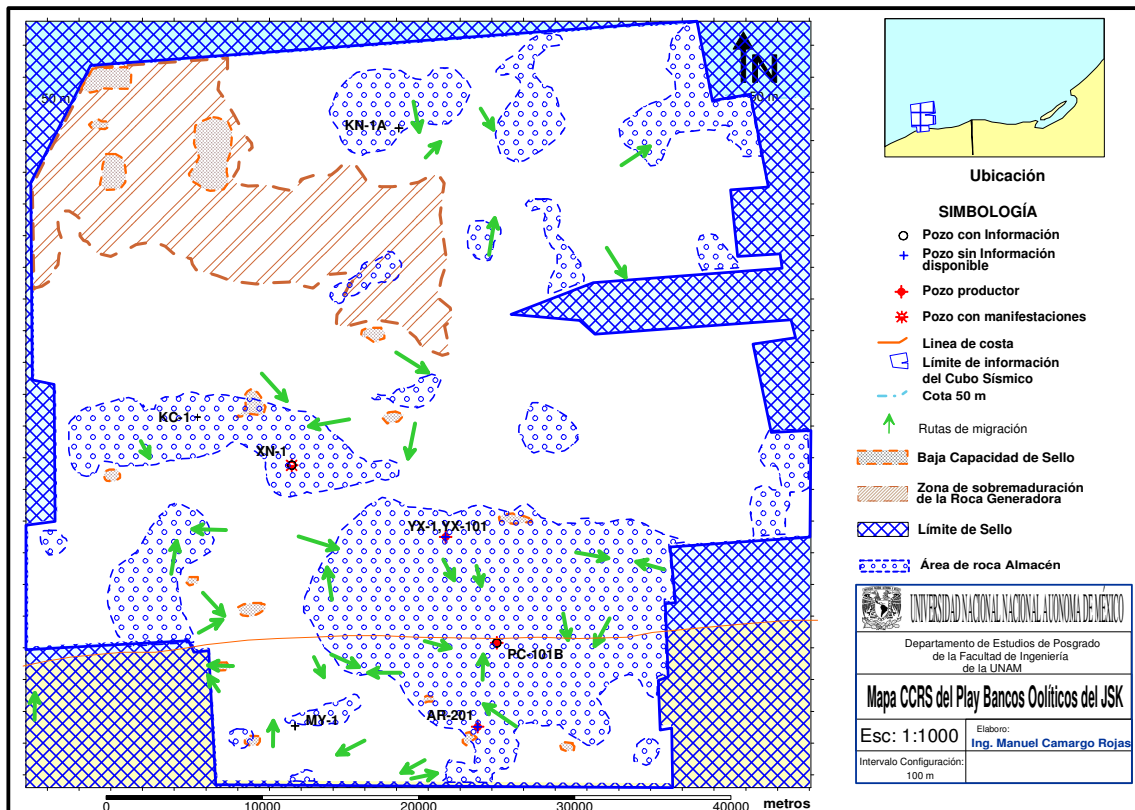


Figura 4.36 Mapa de Riesgo Común Combinado del PBOJSK en el que se tiene presentes a la roca almacén, el sello, la roca generadora y las rutas de migración y a la que se agregó la trampas y fallas para dar paso al mapa resumen del play.

La extensión de la roca almacén esta restringida a la parte superior de montículos formados por almohadillas de sal que levantaron a los sedimentos del Oxfordiano y Kimmeridgiano; esta constituida por sedimentos marinos, areno-calcáreos representados por facies de bancos y barras de oolítas con intraclastos y bioclastos, que conforme a la interpretación de la información de los pozos que perforaron el Kimmeridgiano y representados en el mapa resumen, fueron depositados en ambientes de alta energía en un marco transgresivo, sobre una plataforma tipo rampa extensamente prolongada durante el Jurásico Superior-Kimmeridgiano con un alineamiento general orientado hacia el NE-SW.

La roca generadora presente, corresponde a los estratos del Tithoniano descritos en el estudio geoquímico hecho por Maldonado-Villalón en el año 2007 para definir el tipo y edad de la roca generadora y su potencial de carga dentro de las áreas de YX y XN, con el cual se determinó su presencia ampliamente distribuida en toda el área que cubre la zona en estudio. Sin embargo, desde la esquina superior izquierda al NW del área y hacia el SW del pozo KN-1A, se extiende hacia el centro del mapa una importante zona en cuyo caso la posibilidad de que el potencial generador de dicha roca generadora haya entrado en la etapa de sobremaduración, es muy elevado, esto debido principalmente a la profundidad en que se encuentran sepultados los sedimentos del Tithoniano, y al gradiente térmico utilizado.

La roca sello incluida en el mapa resumen, concierne a sedimentos del Tithoniano depositados en un ambiente de cuenca y que corresponden a intercalaciones de mudstone arcilloso con lutitas carbonosas, que presentan de acuerdo a su espesor, propiedades litológicas y petrofísicas, buena capacidad de sello, aunque existe una gran posibilidad de que en los extremos de las fallas como ya se ha mencionado, existan puntos de fuga en los que el sello no es total lo que explica la migración de los hidrocarburos a niveles superiores.

En cuanto a la geometría de las trampas, se aprecian 6 tipos de trampa descritas con anterioridad, y se observan marcadas con flechas verdes, las rutas de migración por las cuales fluyeron los hidrocarburos que llenaron las trampas del Kimmeridgiano provenientes de la roca generadora.

En el mapa también se diferenciaron con colores, las trampas que se han perforado hasta el nivel JSK y que han resultado productoras en este nivel representadas en color verde, así como las que no resultaron productoras en él en color rojo, debido en el mayor de los casos a fallas mecánicas. Las trampas en color amarillo representan las estructuras visualizadas durante la interpretación de la información sísmica realizada por el Trejo-Vázquez (2008).

Otro componente importante que podemos ver son las oportunidades interpretadas en el mapa resumen y evaluadas en el apartado de evaluación volumétrica ya desarrollado con anterioridad. Se diferenció por números a las oportunidades que únicamente se ubican dentro del play Kimmeridgiano (JSK-1) y con letras en las que se tiene trampa también en los niveles superiores (JSK-A).

Para hacer más enriquecedor el contenido del mapa resumen se agregaron las instalaciones e infraestructura petrolera con que se cuenta actualmente en operación en el interior del área KU-TU y que nos dan una referencia de la inversión que se requeriría para echar a andar este proyecto.

A la izquierda del mapa resumen, se agregaron tres rasgos importantes acerca de la información del play en el área de estudio. En la parte superior se muestra la sección 1-1' restaurada al Mioceno Inferior, en la parte central la tabla de eventos cronológicos en la que se puede apreciar la buena sincronía de los elementos del play, y en la parte inferior la sección paleo-estratigráfica de los pozos XN-1, YX-101, PC-101B y MY-1, que muestra los ambientes de depósito que prevalecieron para el Tithoniano y el Kimmeridgiano.

4.2.3.1.1.3. *Evaluación del Riesgo Geológico del Play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.*

La evaluación del riesgo geológico, del PBOJSK, se hizo con el empleo de la metodología propuesta en el capítulo descrito en el Marco Teórico (ver Capítulo 2) que hace referencia a la hoja de Probabilidad de Éxito de la herramienta CERPlay (© PEMEX).

La hoja de cálculo para la evaluación del play es llenada con los datos calculados en el análisis volumétrico para cada oportunidad, hecha en la hoja de cálculo CEROES (© PEMEX).

En la parte izquierda de la hoja de cálculo del CERPLAY para estimar la probabilidad de éxito, se introdujeron los datos correspondientes a la probabilidad compartida, obtenidos a partir del mapa de play construidos con anterioridad durante el desarrollo del presente trabajo para cada elemento, en este apartado, se considera la familia de prospectos no probados y que están siendo analizados. Los elementos compartidos de probabilidad, son aquellos elementos geológicos cuya ausencia puede condenar el área de evaluación, es decir ¿Cual es la probabilidad de éxito que tendría, si perforo todas mis oportunidades en el área a evaluar de que al menos una oportunidad, contenga el volumen de hidrocarburos suficientes que puedan fluir o que sean mayor a lo estimado?.

Mientras tanto, en la parte derecha de la hoja, se muestran las probabilidades del play, asociadas a los elementos locales de probabilidad, obtenidas a partir de la integración de los datos proporcionados por la CEROE, durante la evaluación de las oportunidades que conforman el play. Los elementos locales son aquellos que varían de prospecto a prospecto y que en algunos pueden resultar en éxitos, mientras que en otros en fracaso, en este caso se debe pensar en la estimación que un porcentaje de los prospectos a perforar durante la duración del escenario, contendrá volúmenes de hidrocarburos que puedan fluir dado que el play funciona.

El producto de los elementos compartidos se conoce como probabilidad del play en tanto que el producto de la probabilidad de los elementos locales se conoce como probabilidad de éxito del área de evaluación. De ahí que esta subdivisión de la probabilidad es crucial para evaluar la probabilidad de éxito del escenario.

De acuerdo al cálculo de probabilidad compartida las posibilidades de que en el PBOJSK para que por lo menos una de las 14 oportunidades exploratorias contenga un volumen de hidrocarburos que pueda fluir es del 55%.

Para la probabilidad de elementos locales es del 39% el porcentaje de éxito exploratorio (Figura 4.38).



Figura 4.38. Resultados de la simulación Montecarlo realizada con la hoja de cálculo CERPlay (© PEMEX), para la probabilidad de éxito del play y de los elementos locales dentro del play. Para la evaluación monetaria se considera una tasa de cambio de 11.2 pesos mexicanos por cada dólar, y un VPN/Barril=19.33.

4.2.3.1.2. Tolerancia de pozos secos.

Aquí la pregunta sería ¿cuantos pozos secos, estamos dispuestos a perforar antes de abandonar los trabajos exploratorios en el play?, de ahí que la importancia de este apartado, se basa en los antecedentes de exploración en plays similares y la variabilidad de los prospectos.

Otro aspecto que se debe considerar es la estimación de todos los costos asociados con este escenario mínimo (pozos, sísmica, afectaciones, gastos administrativos, etc. Localizado en la hoja de Inversión Mínima del CERPLAY.

Para este trabajo se consideró un máximo de 4 pozos secos, un mínimo es de 2 pozos secos, en tanto que el mejor estimado se considera de 3 pozos secos (Navarro Baca, 2007) (Figura 4.39).

2.2 Tolerancia de Pozos Secos en un Escenario Mínimo

NOTAS DE AYUDA

¿Cuál es el número **MÍNIMO** de pozos **SECOS** en los que participaría Exploración antes de abandonar el play? Pozo[s]

¿Cuál es el número **MÁXIMO** de pozos **SECOS** que Exploración toleraría? Pozos

Finalmente, ¿cuál es tu **MEJOR ESTIMADO** del número de pozos **SECOS** que se perforarían? Pozos

Figura 4.39. Tolerancia de Pozos secos introducidos en la hoja de CERPlay (© PEMEX).

4.2.3.1.3. Estimación del nivel de actividad en caso de éxito y Valor mínimo de recursos en trampas.

El nivel de actividad está dado en función del número total de oportunidades con probabilidad de ser perforadas. En el caso del PBOJSK, se visualizaron 14 oportunidades interpretadas con el empleo del mapa de CCRS.

Este número de oportunidades puede ser considerado como el máximo nivel de actividad en caso de éxito; mientras que la cantidad mínima de oportunidades que se perforarían durante el desarrollo del play, sería de 5 prospectos.

Finalmente, la mejor estimación en tanto que el proceso de las actividades se da, se estimó en 10 oportunidades como el mejor estimado (Figura 4.40).

El valor mínimo de recursos de hidrocarburos contenidos en las trampas se definió, por los lineamientos establecidos por Pemex Exploración y Producción (Pemex, SECTER, 2007), en un mínimo de reservas de hidrocarburos de 10 MMBPCE.

2.4 Escenario Exploratorio del Caso con Éxito

NOTAS DE AYUDA

DADO EL ÉXITO, ¿cuál sería el número MÍNIMO de prospectos que se perforarían en la duración del escenario? Prospectos

¿Cuál es el MÁXIMO que se perforarían? Prospectos

Finalmente, ¿cuál es el MEJOR ESTIMADO que se perforarían? Prospectos

¡Estos valores lógicamente deberán ser mayores a los estimados para el Programa Mínimo!

Figura 4.40. Escenario Exploratorio del Caso con Éxito introducido en la hoja de CERPlay (© PEMEX).

4.2.3.1.4. Distribución de tamaños de campo

Para la distribución de los tamaños de campo se consideraron únicamente los casos de los descubrimientos realizados y de los volúmenes a encontrar para el PBOJSK (Figura 4.41), esto se debió a que no se contó con información de campos descubiertos recientemente.

En la gráfica de distribución de tamaño de campos, la línea roja representa los volúmenes de reservas de hidrocarburos descubiertos hasta el momento, que corresponden al campo PC.

La línea azul representa a la distribución de los posibles volúmenes de reservas de hidrocarburos tentativamente a ser descubiertos por los trabajos de exploración, de ahí que la mayor pendiente que tiende a la verticalidad se debe a la poca información que incrementa las posibilidades de fracaso y por otra parte, representan la certidumbre que se tiene de encontrar volúmenes de hidrocarburos muy pequeños, que rebasen por muy poca cantidad el valor mínimo de 10 MMBPCE fijado por Pemex-SECTER (2007).

4.2.3.2. Valor Monetario Esperado de la Evaluación del play bancos oolíticos del Jurásico Superior-Kimmeridgiano.

Los datos de la evaluación volumétrica calculada con la hoja del CEROE para cada una de las 14 oportunidades, así como los datos anteriormente descritos, se introdujeron en las hojas de la CERPlay, para realizar la simulación Montecarlo; permitió determinar los recursos petroleros a encontrar en el play, su valor económico, su eficiencia, su probabilidad geológica y económica considerando inversiones con riesgo. El criterio para evaluar la viabilidad del play consistió en calcular el valor esperado (EV) o valor presente neto esperado, el cual representa la cantidad de dinero que se obtendrá de ganancia durante el desarrollo del play.

Los resultados obtenidos mediante la simulación Montecarlo, para la evaluación económica del presente trabajo, indica un escenario mínimo de éxito económico que corresponde al 43%, asociado a la probabilidad más alta de éxito.

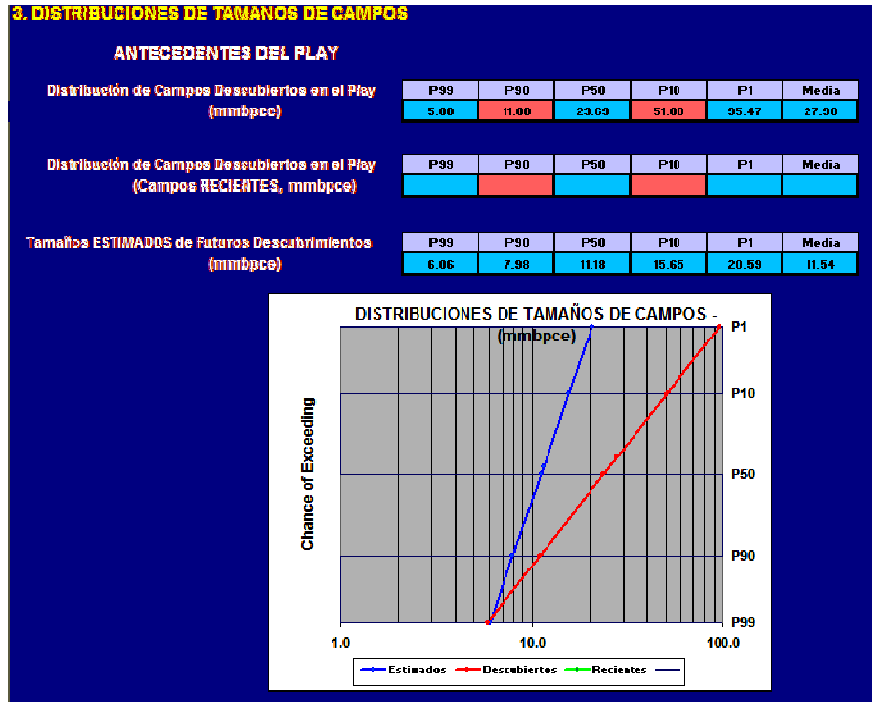


Figura 4.41. Distribución de los campos encontrados y los campos a encontrar en el Play Brecha del Cretácico Superior en la hoja de CERPlay (© PEMEX).

De acuerdo a la figura 4. 42, se espera un total de 4 descubrimientos comerciales, con un tamaño de 11 mmbpce, que suman un total de volumen de 49 mmbpce en el play, un valor monetario esperado (EV) de \$108 580 000 000 000.00, una eficiencia de inversión de 3.0 y un costo de descubrimiento de 6.38 \$/bpce.

La viabilidad para operar este play cae en un rango de baja tomando en cuenta la estimación mundial para la eficiencia de inversión para una oportunidad de “clase mundial”, que alcanzan en promedio valores esperados por arriba de 10. Pero si consideramos que el campo PC es el único en el que se esta produciendo en el PBOJSK dentro del área de estudio, y a que los pozos XN-1 y YX-101 que penetraron el Kimmeridgiano por fallas mecánicas no fue posible evaluar correctamente el potencial petrolero del PBOJSK, los valores obtenidos finalmente muestran que las condiciones para operar este play son las mínimas requeridas para ser considerado dentro del portafolios de inversión.

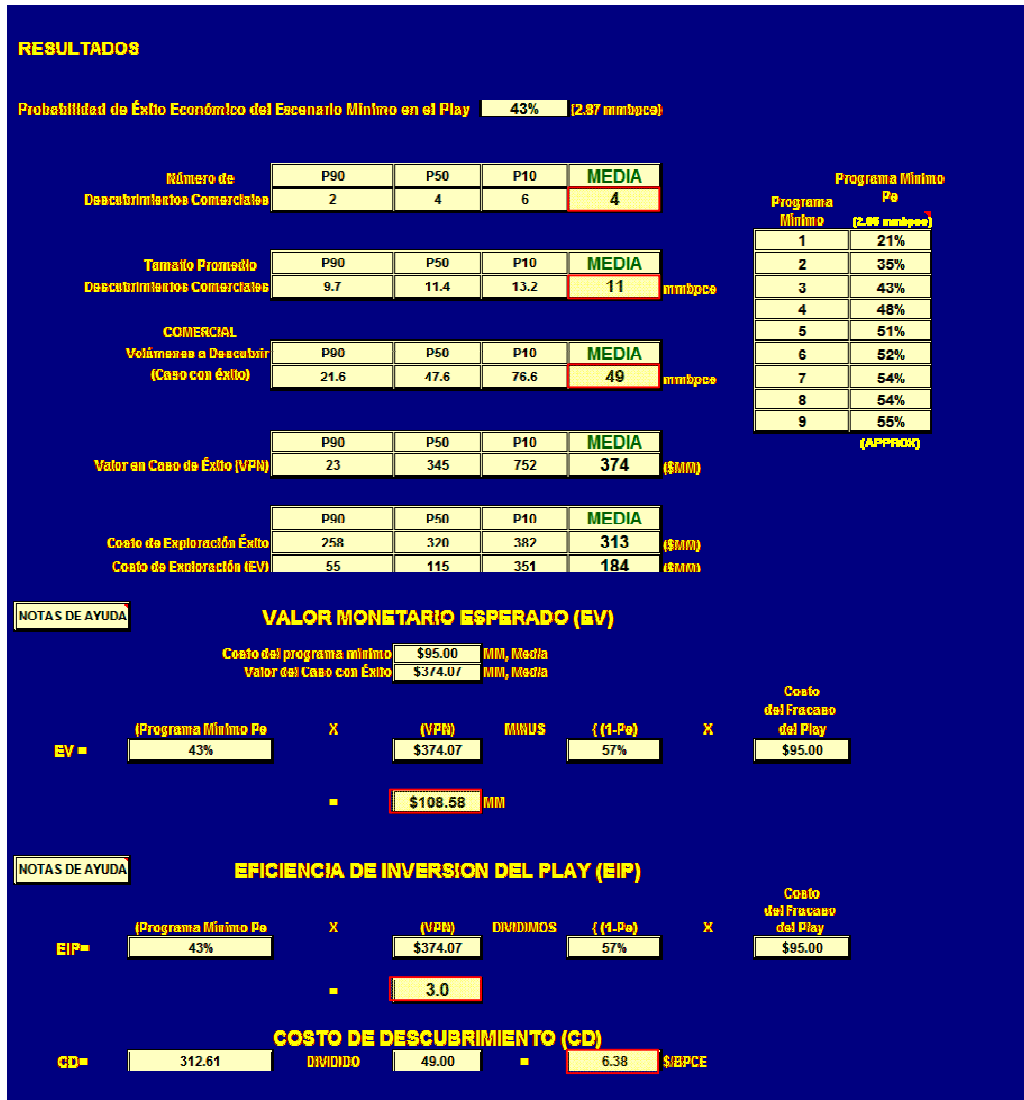


Figura 4.42. Resultados de la simulación Montecarlo. Para la evaluación monetaria se considera una tasa de cambio de 11.2 pesos mexicanos por cada dólar, y un VPN/Barril=19.33.

4.2.3.3. Integración de resultados de la evaluación volumétrica

La jerarquización de las oportunidades con mejor probabilidad de convertirse en localizaciones exploratorias se hizo por medio de la gráfica de Riesgo vs Recursos P_{media} , mostrada en la Figura 4.43

La escala de colores representa el riesgo asociado al éxito geológico y esta definida con el color verde que indica el nivel de riesgo bajo, el cual se encuentra en el rango de valores de riesgo de 0 y 20%; el color amarillo indica un riesgo moderado, y el rango de riesgo varía 21 a 45% de tener éxito; y por último el riesgo con valores por encima del 46% esta representado por el color rojo, que indica un alto riesgo.

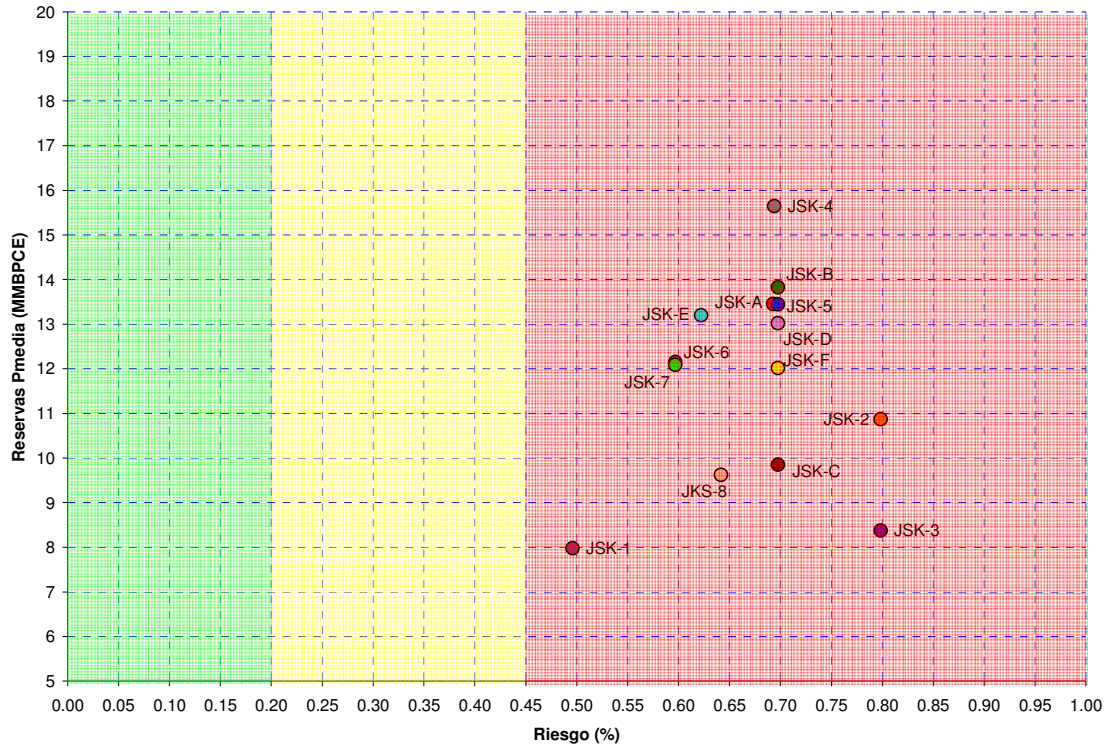


Figura 4.43 Gráfica de Riesgo (%) vs. Recursos Pmedia (MMBPCE (Pemex CPE, 2007b)).

Como se puede observar en la grafica de jerarquización de oportunidades, todas las oportunidades se encuentran concentradas en la zona que corresponde a alto riesgo y pocos recursos.

Pero esto se puede atribuir a que en el cálculo volumétrico para cada oportunidad del PBOJSK, se optó por asumir un punto de vista muy conservador a la hora de ingresar los datos a la hoja de cálculo del CEROES © PEMEX, esto se debió a que se contó con poca información de pozos para efectuar la evaluación del play, y además por que el play tiene una distribución sedimentológica y estratigráfica que se restringe únicamente a los altos estructurales causados por el movimiento de la sal, por lo que el área que ocupan los bancos oolíticos es de algunos cuantos kilómetros cuadrados ver mapa de trampas Figura 4.27, y a que los espesores no son muy potentes.

Dentro de este conjunto de oportunidades, destaca la oportunidad JSK-4 que se localizan en la parte central del área, a 10 Km aproximadamente, al poniente del pozo PC101B, y la oportunidad JSK-B, situada a +/- 22 Km., al oriente del pozo KN-1A, por ser las que cuentan con mayor volumen de recursos, sin embargo ambas se encuentran dentro del área jerarquizada como de alto riesgo pero que no pueden descartarse por lo que se menciono con anterioridad.

5. Conclusiones

1. Derivado de estudios previos se concluyó que la principal roca generadora en la zona de estudio esta compuesta por un mudstone arcilloso de edad Tithoniano, de buena calidad, con buena capacidad de carga en estado de generación madura.
2. Las columnas sedimentarias de los pozos perforados dentro del área de estudio, atravesaron rocas cuyas edades geológicas van desde el Cuaternario hasta el Jurásico Superior-Kimmeridgiano.
3. De la parte centro hacia el norte del área, se tiene poco conocimiento estratigráfico del Kimmeridgiano, así como de espesores impregnados y las propiedades petrofísicas de los mismos, derivado de la poca perforación de pozos y hacia el sur son pocos los pozos que han alcanzado este nivel y aun algo más, ninguno lo ha cortado por completo.
4. La principal roca almacenadora del Kimmeridgiano en KU-TU corresponde a una dolomía con relictos de ooides (originalmente packstone-grainstone), presente en el campo PC, y un wackestone-packstone de ooides cortado en los pozos XN-1 y XN-DL1 (en perforación), y con menor capacidad almacenadora un mudstone dolomitizado y fracturado, cortado en los pozos AR-201, MY-1 y YX-101.
5. Las facies de bancos oolíticos del Kimmeridgiano, fueron depositadas según el modelo geológico reconstruido en este trabajo para el área, sobre una rampa distalmente profundizada esto de acuerdo a la interpretación del recorte a boca de pozo y de laminas delgadas analizadas en el laboratorio de paleontología de PEP, indicando que el ambiente de deposito corresponde con el de un ambiente que de rampa interna, dentro de un marco netamente transgresivo.
6. Para el Kimmeridgiano se pudo definir que en el área de estudio en la mayoría de los casos, los bancos oolíticos no se encontraron del todo bien desarrollados al observarse la presencia de mudstone arcilloso con relictos de ooides, que en ocasiones se encuentran parcial o totalmente micro-dolomitizados y fracturados, lo que nos hace suponer que el ambiente de depósito probablemente corresponde al de una rampa interna con el desarrollo de facies de media a baja energía, paleogeográficamente restringidos a la zona submareal.
7. De acuerdo al estudio de KU-TU, se pudo apreciar que estructuralmente el área esta intensamente deformada y afectada por intrusiones de sal de edad Calloviano; causantes de la generación de todas las trampas estructurales en la zona.
8. Debido a la información de los pozos productores en el Kimmeridgiano y niveles estratigráficos superiores dentro del área de estudio, se tienen posibilidades de que existan yacimientos de hidrocarburo de ligero a medios.

9. En lo que se refiere al funcionamiento de los elementos del sistema petrolero, el principal riesgo visualizado durante la evaluación del play recae en la efectividad de la roca almacén, y al contenido y disponibilidad de suficientes hidrocarburos para llenar las trampas. Esto se debe a que en las pruebas de producción de algunos pozos, se tuvo presencia de aceite, pero no fue posible aforarlos a causa de la poca presión relacionada con la poca permeabilidad asociada a este tipo de roca.
10. A causa de que no se cumplió con los objetivos de exploración y perforación de los pozos KN-1A, KC-1 y YX-1 al no alcanzar a perforar los estratos del Kimmeridgiano, y las fallas mecánicas ocurridas en los pozos XN-1, AR-201 y YX-101 que si alcanzaron el Kimmeridgiano, se considera que el potencial petrolero del área KU-TU no ha sido bien evaluado, de acuerdo a las manifestaciones de hidrocarburos registradas durante la perforación y terminación de los pozos, así como por los resultados de la interpretación de registros eléctricos, que sirven de pronóstico para considerar la posibilidad encontrar acumulación comercial de aceite y gas en el play bancos oolíticos del Kimmeridgiano.
11. Se logró subdividir al Tithoniano en tres unidades: Tithoniano Inferior, con base a la asociación faunística compuesta por *Rhaxella sorbyana*; Tithoniano Medio por la presencia del pico de abundancia de sacocomas (*Saccocoma arachnoidea*,) combinado con la presencia de radiolarios calcificados; y el Tithoniano Superior por la asociación faunística compuesta por *Calpionella alpina*, *Crassicollaria massutianiana*, *Crassicollaria intermedia*, apoyados en el análisis de registros RG, NPHI y RHOB, así como la identificación de superficies de máxima inundación (MFS).
12. Debido a que el Tithoniano Superior esta constituido por una superficie de máxima inundación (MFS), que constituye una transgresión mayor y representa un nivel de correlación regional y global, el cual es perfectamente caracterizado en la mayoría de los pozos, tanto con fósiles como con el registro de rayos gamma, se consideró este como nivel de referencia para las secciones de correlación del Jurásico.
13. Con base en los estudios bioestratigráficos y sedimentológicos, se determinó que la unidad del Tithoniano Medio presenta las mejores características de roca sello, la cual esta representada por mudstone-wackestone con intercalaciones de lutita y dolomías de facies de rampa externa y por lutitas calcáreas ocasionalmente arenosas y lutitas bituminosas con alto contenido de materia orgánica de facies de cuenca.
14. El mapa de riesgo de efectividad de roca sello (CRS), generado con datos de yacimientos, presenta incertidumbre, debido a la escasez de datos petrofísicos, y a la mala calidad de los pocos existentes. Por tal motivo, el mapa de riesgo de efectividad de la roca sello se generó considerando únicamente las isopropiedades petrofísicas.
15. El área de riesgo de roca sello se restringe a unos cuantos sitios ubicados dentro del área de trabajo localizados hacia la parte noroeste. En gran medida el sello se

puede considerar de riesgo bajo; aunque no se descarta que existan zonas de fracturamiento y fallas por los cuales migre el hidrocarburo hacia trampas del Cretácico y Terciario.

16. La migración de los hidrocarburos se dio en una primera fase a lo largo de fracturas para posteriormente viajar a través de fallas, hasta llegar a las rocas donde se almacenó. (Ayala, 1986).
17. Todos los eventos se dieron en condiciones de sincronía necesaria para llenar las trampas del Kimmeridgiano tal como se demuestra en el campo productor PC. Dado lo anterior, se considera que la zona tiene un gran potencial petrolero, ya que se cumple en buena medida con los elementos del sistema petrolero

6. Recomendaciones

1. Debido a que se contó con poca información petrofísica, paleontológica y de núcleos por citar algunas fuentes de información, es conveniente complementar y fortalecer la confiabilidad de la base de datos de información de yacimientos y producción, con el propósito de obtener mejores resultados con menor grado de incertidumbre.
2. Se recomienda reinterpretar los resultados de efectividad del sello, mediante la adquisición de información proveniente del Tithoniano, así como la aplicación de pruebas de presiones capilares por inyección de mercurio en núcleos y/o muestras de canal. El contar con esta información permitirá establecer una evaluación cuantitativa de la efectividad del sello capilar.
3. Por la naturaleza de los elementos del play, así como por sus relaciones estratigráficas y estructurales, se recomienda que las oportunidades exploratorias perforadas en un futuro; sean analizadas en su totalidad, para definir con mayor precisión la información de la roca generadora, almacén, y sello del área KU-TU, que permita un mejor conocimiento de la zona y por consecuencia una mejor interpretación del modelo geológico del lugar y la aplicación de un buen programa de exploración.
4. Se recomienda intensificar la exploración en KU-TU, dado que se requiere una inversión mínima en infraestructura petrolera, y que se cuenta con tirantes de agua de entre 40 y 50m cercanos al continente, lo que reduce grandemente los gastos de exploración.
5. Se recomienda tener presente que tanto la cantidad como la calidad de la información generada durante el proceso exploratorio, son importantes durante todo el tiempo y desarrollo que se dedique en el mismo; esto bien vale la pena ya que tarde o temprano se tendrá que realizar, y es mejor hacerlo todo y bien en su momento, por que esto asegura el éxito del trabajo en su conjunto y por consiguiente un ahorro importante en recursos.

Referencias bibliográficas

1. **AAPG MEMOIR 33. Carbonate Depositational Environmens:** Edited by Peter A. Acholle, don G. Bebout, and Clyde H. Moore.
2. **AAPG MEMOIR 57. Carbonate Sequence Stratigraphy: Recent developments and aplications.** Edited by Robert G. Loucka and I. Frederick Sarg.
3. Aguayo-Camargo J.E., 2005, **Neotectónica y Facies Sedimentarias Cuaternarias en el Suroeste del Golfo de México, dentro del marco Tectono-Estratigráfico Regional Evolutivo del sur de México:** Ingeniería Investigación y Tecnología FI VI. 1. pp.19-45.
4. Akbar M., Vissapragada B., Alghamdi A.H., Ellen D., Herron M., Carnegie A., D. Dutta D., Olesen J.R., Chourasiya R.D., Logan D., Stief D., Netherwood R., Rusell S.D., y K. Saxena K., (2001). **Evaluación de Yacimientos Carbonatados:** Schulumberger, Oilfield Review., pp. 20-43
5. Albarrán J. J., Valencia-Islas J.J. y Suárez Ramírez G., 2002, **Estudio de Procedencia de Terrígenos y su Aplicación en la Interpretación del Basamento Cristalino de las Cuencas del Sureste:** GEOS, Unión Geofísica Mexicana, A.C., III Reunión de Ciencias de la Tierra, Resumenes. Boletín Vol.22 N° 2, p. 207. <http://www.ugm.org.mx/pdf/geos02-2/GGP02-2.pdf>
6. Allen, P.A, and Allen, J.R., 1990, **Basin Analisis. Principles and Applications:** Blackwell Scientific Publications, Oxford, p.451.
7. Alsop, G.I., Blundell, D.J., and Davison, I. (eds.) 1996. **Salt Tectonics: some aspects of deformation mechanics:** Geological Society London, Special Publication, vol. 100, pp. 1-10.
8. Angeles-Aquino F.J., (1988). **Estudio estratigráfico-sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, México.** Revista de Ingeniería Petrolera, V. XXVIII, No. 1, pp. 45-55.
9. Angeles-Aquino, F.J., Reyes-Nunez, J., Quezada-Muneton, J. M., and Meneses-Rocha, J.J., 1994, **Tectonic Evolution, Structural Styles, and Oil Habitat in Campeche Sound, Mexico:** Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 44, p. 53–62.
10. Angeles-Aquino, F.J., 1996, **Unidadedes generadoras del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche.** Mem. 5th Congr. Latin Am. Geoquim. Org. Cancún. Mex. Annu. Meet., Houston. Tex. 10-13 march p. 144.
11. Angeles-Aquino, F.J., and Cantu-Chapa, A., 2001, **Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico In:** Bartolini, C. et al. (eds.), *The western Gulf of Basin Tectonics, sedimentary basins and petroleum system.* AAPG Mem., no. 75, pp. 343-352.
12. Angeles-Aquino., F.J., 2006, **Monografía Petrolera de la Zona Marina:** Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros AMGP, P.77.
13. Aquino-López J.A., 2004, **Sureste Basin, México and Associated Sub-basins; An Update and Future:** AAPG International Conference: October 24-27; Cancun, Mexico.
14. Aurell, M., 1999 **Apuntes de Sedimentología de Carbonatos:** Universidad de Zaragoza, Esp., p. 88.
15. Ayala-Nieto, M. L. 1986. **Estudio Óptico de Muestras de Canal del Pozo Arrastradero-201:** Instituto Mexicano del Petróleo, Inédito.
16. Barboza-Gudino, J.R., Tritán-González M., Torres-Hernández J.R., 1998, **The Late Triassic-Early Jurassic Active Continental Margin of Western North America in Northeastern Mexico:** Geofísica internacional, October-december, vol. 37, núm. 004, pp. 283-292.
17. Baker, R.A., 1988, **When is a prospec or Play played out:** Jan Oil and Gas Journal p. 77-80.

18. Benavides-García, L. 1983, **Domos Salinas del Sureste de México: Origen, Exploración, Importancia Económica**: Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr. pp. 9-34.
19. Brown, P.J., Rose, P.R., 2001, **Plays and Concessions –A Straightforward Method for Assessing Volumes, Value and Chance**: Adapted for Online presentation from poster session presented at AAPG Annual Meeting: Denver, Colorado, Search and Discovery Article #40024 <<http://www.searchanddiscovery.net/documents/brown/index.htm>>
20. Buffler R.T.S., Watkins J.S., Worzel J.L. y Shaub F.J. (1980). **Structure and Early Geologic History of the Deep Central Gulf of México**: in Pilger, R.H., ed., *Proceedings of a Symposium on the Origin of the Gulf of Mexico and the Early Opening of the Central North Atlantic*, Baton Rouge, Louisiana State University, pp. 3-16.
21. Buffler, R.T., Parsons, J.G., y Shaub F.S., 1984, **Seismic Stratigraphic Framework of Deep Central Gulf of Mexico Basin**: Volume 68, Issue 11., pp. 1782 – 1802.
22. Burchette, T.P. and Wright, V.P., 1992. **Carbonate ramp depositional systems**: *Sediment. Geol.*, 79. pp. 3-57.
23. Cantu-Chapa, A. & Ortuño-Maldonado E., 2003, **The Tithonian (Upper Jurassic) Edzna Formation, An Important Hydrocarbon Reservoir of the Campeche Shelf, Gulf of Mexico**: AAPG Memoir 79, pp. 305-311.
24. Chevron-Pemex, 1993, *Proyecto de la Cuenca del Sureste. Informe Inédito*.
25. Dale E. Bird, Kevin Burke, Stuart A. Hall, and John F. Casey, 2005, **Gulf of Mexico Tectonic History: Hotspot Tracks, Crustal Boundaries, and Early Salt Distribution**, AAPG Bulletin, v. 89, no. 3, pp. 311-328.
26. Dolson J., & Bakuev O., 2004, **Introducing CCRS Risk Mapping Process to TNK-BP Exploration**: TNK-BP, *Technology Magazine*, “*Новамop/Innovator*”, no. 1, p. 7 y 8.
27. Fiduk, J.C., Weimer, P., Trudgill, B.D., Rowan, M.G., Gale, P.E., Phair, R.L., Korn, B.E., Roberts, G.R., Gafford, W.T., 1999, **The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems**: AAPG Bulletin, V. 83, No. 4, pp. 578–612.
28. Fillon R.H., 2005, **A Planetary View of Mesozoic Plate Tectonics in the Gulf of Mexico**: Adapted from extended abstract prepared for presentation at AAPG International Conference & Exhibition, Cancun, Mexico, October 24-27, 2004.
29. Foster, N., and Beaumont, E.A., 1991, **Structural Traps: Treatise of Petroleum Geology - Atlas of Oil and Gas Fields v. 5 (Treatise of Petroleum Geology : Atlas of Oil and Gas Fields)** by American Association of Petroleum Geologists, p. 305.
30. García-Esparza, J. 1999, **Tesis Caracterización Geológica – Geofísica y evaluación económica del Play Frío del Oligoceno en la cuenca de Burgos**: DEPEFI UNAM pp. 6 – 19.
31. García Jaramillo., A., Trejo Vázquez, E. 2003, **Informe Final de las Localizaciones Teekit-101 y Komo-1 en el Proyecto Terciario de Oeste de Yaabkan**: Coordinación de Incorporación de Reservas. Activo de Exploración Litoral. Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción. Inédito.
32. Gaumet, Fabrice, Letouzey, J., and Sanchez, J.R. 2004, **Paleogeographic Evolution of the Southeastern Region of the Gulf of Mexico (NWCuba-Deep Waters)**: AAPG International Conference: October 24-27; Cancun, México.
33. Gianluca Grando, Ken McClay, **Structural evolution of the Frampton growth fold system, Atwater Valley-Southern Green Canyon area, deep water Gulf of Mexico**: *Marine and Petroleum Geology* 21 (2004), p. 889–910.

34. Gómez-Cabrera P. T., 2003, **Stratigraphic and Structural Analysis of the Neogene Sediments of the Offshore Portion of the Salina del Istmo Basin, Southeastern Mexico: Thesis de Ph.D. The University of Texas at Austin p. 295.**
35. Gómez, R.D., Toledo-Bante, C., Villanueva, L.L., Baltazar C., Gómez J., González, F., Sandoval S., Williams, C., y Durán V., 2001, **Estudio de los Sistemas Petroleros en las Cuencas Petroleras de México: PEMEX, Exploración y Producción, (Inédito).**
36. Grajales-Nishimura j. M., 2000, **Mecanismos de Sedimentación Asociados al Impacto en Chicxulub y su Relación con Yacimientos de Petróleo del se de México: Abstract. <http://www.ugr.es/~mlamolda/congresos/bioeventos/grajales.html>**
37. Gradstein, F. M., Agterberg, F. P., Ogg, J. G., Hardenbol, J., van Veen, P., Thierry, T., and Huang, Z., 1995, **A Mesozoic Time Scale: Journal of Geophysical Research, 99 (B12), pp. 24051-24074.**
38. Guzmán-Vega, M. y Mello, M.R. 1999. **Origen del petróleo en el sureste de México: American Assoc. Petr. Geol. Bull., vol. 83, no. 7, p. 1068 – 1095.**
39. Humphris C.C. Jr. 1978, **Salt Movement on Continental Slope, Northern Gulf of Mexico: AAPG, Bulletin, V.63, pp. 782-798.**
40. Knipe, R.J., 1997, **Juxtaposition and Seal Diagrams to Help Analyze Fault Seals in Hydrocarbon Reservoirs: AAPG Bulletin, V. 81, No. 2, P. 187–195.**
41. Knipe, R.J., Jones G., and Fisher, Q.J., 1998, **Faulting, fault sealing and fluid flow in hydrocarbon reservoirs; an introduction: Geological Society, London, Special Publications 1998; v. 147; p. vii-xxi.**
42. **Informe de descripción litológica del Pozo Xanab-1: 2005, Activo Regional de Exploración Marina; Coordinación de Operaciones Exploratorias. Superintendencia de Operación Geológica, Inédito.**
43. **Informe de descripción litológica del Pozo Yaxche-101: 2005, Activo Regional de Exploración Marina; Coordinación de Operaciones Exploratorias. Superintendencia de Operación Geológica, Inédito.**
44. **Informe final de Petrofísica del Pozo Xanab-1, Núcleo-1: 2004, Activo Regional de Exploración-Región Marina Suroeste. AGAT Laboratorios Ltd, Inédito.**
45. **Informe final del Pozo Kinil-1A: 1983, PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Marina-Superintendencia de Exploración distrito Cd. del Carmen Camp, Inédito.**
46. **Informe final del Pozo Kuche-1: 1985, PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Marina-Gerencia de Exploración Petrolera, distrito Cd. del Carmen Camp, Inédito.**
47. **Informe final del Pozo Puerto Ceiba-101A: 1985, PETROLEOS MEXICANOS, Superintendencia General de Distritos de Exploración; Zona Sureste-Superintendencia de Exploración distrito de Comalcalco, Tab, Inédito.**
48. **Informe final del Pozo Yaxche-1: 1993, Subdirección de Exploración-Producción; Región Marina-Subgerencia de Control Geológico de la perforación Exploratoria, Cd. del Carmen Camp, Inédito.**
49. **Informe Final del Play Bancos Oolíticos Jurásico Superior Kimmeridgiano: AREM/CPE/PLAY_JSK/002/2006, (Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Sureste). Inédito.**

50. **Informe Final del Play Bancos Oolíticos Jurásico Superior Kimmeridgiano "Roca Sello":** AREM/CPE/PLAY_JSK/002/2006a, (Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Sureste), PEMEX, Exploración y Producción, p.45. Inédito.
51. **Informe de Play Jurásico Superior Oxfordiano:** AREM/CPE/PLAY_JSO/001/2006, (Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Sureste), PEMEX, Exploración y Producción, p.44. Inédito.
52. **Informe de Play Cretácico Superior:** 2006, (Coordinación de Plays Establecidos. Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Sureste). Inédito.
53. **Informe Final Project Kuche-Kinil:** 2005, Activo Regional de Exploración (Coordinación de Plays Establecidos, Región Marina, Región Marina Sureste) Pemex Exploración y Producción. Inédito.
54. Iturralde-Vinent Manuel A. 2004-2005, **La Paleogeografía del Caribe y sus implicaciones para la biogeografía histórica:** Revista del Jardín Botánico Nacional 25-26: 49-78 pp.
55. Jacques J. M., 2004, **Gulf of México Structural Study, Phase 1-A Tectonic and Structural Overview: Report n° 8795/Iib, Project n° Iib/GR276, Robertson International Limited Llandudna, april, p. 203.**
56. Limón-González, M., 1986, **Evaluación Geológico-Geoquímica de la provincia de Chihuahua:** Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), Vol. XXXVIII, núm. 2, p.p 3-58.
57. Lopatin, N. V., 1971, **Temperature and geologic time as factors in coalification:** Akad. Nauk SSSR Izv. Ser. Geol., no. 3, p. 95-106.
58. López-Infanzón, M., 1986, **Petrología y Radiometría de Rocas Igneas y Metamórficas de México:** Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), Vol. XXXVIII, núm. 2. p.p 59-98.
59. López-Ramos, E., 1983, **Geología general de México: 3ª edición, México, D. F., Edición Escolar, Tomo III, pp. 263-293.**
60. Levorsen A.I., 1967, **Geology of petroleum; sections on hydrodynamics and capillary pressure:** (Series of books in geology), H. Freeman and Company, San Francisco, p. 701.
61. Magoon, L.B., 1987, **The petroleum system—A classification scheme for research, resource assessment, and exploration:** Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bulletin, V71, p. 2-14.
62. Magoon L.B & Down W.G., 1994. **The Petroleum Systema - From source to trap:** AAPG Memoir 60. p. 3-24.
63. Maldonado-Villalón, R., 2007, **Reporte Geoquímico en el área de Yaxche-Xanab:** Coordinación de Sistemas Petroleros Activo Regional de Exploración Marina. Región Marina Suroeste. Pemex Exploración y Producción, Inédito.
64. Mancini, E.A., Li, P., Goddard, D.A., 2005, Zimmerman R.K., **Petroleum Source Rocks of the Onshore Interior Salt Basins, North Central and Northeastern Gulf of Mexico:** pp. 1-15. http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EPreports/ResourceAssess/41875_NewOrleansPresentation.pdf
65. Medrano-Morales, L., 2005, **Carbono Orgánico Total del Tithoniano:** Activo regional de Exploración Marina, Coordinación de Plays en Áreas Fronteras. PEMEX, Inédito.

66. Mitra, S., Duran-Gonzalez, J., García-Hernández, J., Hernández Garcia, S., and Banerjee, S., 2006, **Structural geometry and evolution of the Ku, Zaap, and Maloob structures, Campeche Bay, Mexico**: AAPG Bulletin, v. 90, no. 10 pp. 1565–1584.
67. Moore C.H., 2001, **Carbonate Reservoir; Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework: Development in Sedimentology 55**, ELSEVIER, pp. 425.
68. Morán-Zenteno, D.J., Cerca, M., Duncan Keppie, J., 2005, **La evolución tectónica y magmática cenozoica del suroeste de México**: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana Volumen Conmemorativo del Centenario Temas Selectos de la Geología Mexicana Tomo LVII, núm. 3, p. 319-341
69. Navarro Baca, F. 2007, **Notas del curso Evaluación de Recursos Potenciales y Probabilidades de Éxito de Plays: CERPLAY**: División de Estudios de Postgrado Facultad de Ingeniería UNAM - Subdirección Técnica de Exploración. PEMEX Exploración y Producción.
70. Nettleton, L. L. 1934-1936, **Fluid Mechanics of Salt Domes**, Bolletin. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 18, No. 9 (1934), pp. 1175-1204; Gulf Coast Oil Fields, Amer. Assoc. Petrol. Geol. (1936), jip. 79-108.
71. Ornelas-Sánchez, M., Aguilera-Franco, N., Franco-Navarrete, S., Granados-Martínez, M., y Montoya-Bello, R., 1993, **Biozonificación y análisis de facies del Jurásico Superior en Pozos del Area Marina de Campeche**: Revista de la Sociedad Mexicana de Paleontología, vol. 6 no. 1, pp. 11-47.
72. Ornelas-Sánchez, M., Franco-Navarrete, S., y Granados-Martínez, M., 2002, **Biosequences of the Oxfordian - Aptian of the Tampico – Tuxpan Basin, Northeastern Mexico**: AAPG Annual Meeting March 10-13, Houston, Texas
73. Ornelas-Sánchez, M., Aguilera-Franco, N., Franco-Navarrete, S., y Granados-Martínez, M., 2004, **Evolución Sedimentológica del Cretácico Superior en el Sureste de México**: GEOS, Vol. 24, No. 2, p.222.
74. Oviedo-Perez, A. E., 1996, **Evolución neógena de las Cuencas Terciarias del Sureste**: Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 91 p.
75. Oviedo-Pérez, A., 1998, **New Exploration Concept in the Salina Basin, Southeast Mexico**: Abstr. AAPG Annu. Conv., SALT Lake City, UTA, 17-20 May, v.2, p. A507.
76. Pablo-Castillo J. P., Tenorio-Lavín J. L., García-Jaramillo A., Ángeles-Aquino F. J., Durán-González F., Pliego-Vidal y Toledo-Bante C., (1997). **Estudio Kinil: Proposición de localizaciones Yaxche-101 y Xanab-1**: Gerencia de Exploración R.M.S.O., Activo Litoral, Subgerencia de Incorporación de Reservas Inédito.
77. Padilla y Sánchez, 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, núm. 1, pp. 19-42.
78. Padilla y Sánchez, R.J., 1996, **Elementos de Geología Estructural**: Subdirección de Programación y Evaluación Financiera de Exploración y Producción, Dirección Corporativa de Finanzas, Pemex y Facultad de Ingeniería, UNAM. pp. 21-32.
79. Pessagno, E. A. Jr., and C. Martin, 2003, **Tectonostratigraphic evidence for the origin of the Gulf of Mexico**: AAPG Memoir 79, p. 46–74.
80. Pindell J.L., 1985, **Alleghenian Reconstruction and Subsequent Evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas and Proto-Caribbean**: Tectonics , V. 4, pp. 1-39.

81. Pindell, J., & Kennan, L., 2001, **Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean:** GCSSEPM Foundation 21st Annual Research Conference, pp.193-220. www.tectonicanalysis.com/downloads/papercarib01.pdf.
82. Pindell, J., Kennan, L., Rosenfeld, J., and Granath, J., 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:** Tectonic Analysis Inc., PEP, Exploración y Producción Villahermosa, Tabasco. Inédito.
83. Pulido H., Samaniego F., Galicia-Muñoz G., Rivera R. J and Vélez C. January-2007 **Petrophysical Characterization of Carbonate Naturally Ractured Rreservoirs for Use in Dual Porosity Simulators: Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering** Stanford University, Stanford, California.
84. Quilen K., 2006, **Integración de Atributos Sísmicos con datos Petrofísicos para Determinar Zonas Prospectivas, Arena L2M, área de Finca-Yopales, edo. Anzoátegui,** Universidad Simón Bolívar, Tesis, pp. 109.
85. Reyna-Martínez, G., 1998, **Informe Final del Pozo Tupilco-1001: PETROLEOS MEXICANOS,** Activo Reforma Comalcalco. Proyecto Exploratorio Comalcalco, Villahermosa Tab., (Inédito).
86. Romero-Ibarra, M.A., Medrano-Morales, L. y Maldonado-Villalón, R. 2001. **Subsistemas generadores del área marina de Campeche, México:** Boletín Asociación Mexicana Geólogos Petroleros, AIPM, Vol. 49, 1-2, p. 105-115.
87. Rosenfeld, J.H., 2002, **The origin of the Macuspana Basin of Southeastern Mexico with the Implications for Petroleum System in the Surrounding Área.** Abstr., AAPG Annu. Meet., Houston, Tex. 10-13 march.
88. Rosenfeld, J. H., 2002, **El Potencial Económico del Bloque de Yucatán en México, Guatemala y Belice:** Boletín de la sociedad Geológica Mexicana, Tomo LV, N° 1, p. 30-37.
89. Rowan M. G., Jackson M. P. A., and Trudgil B.D., 1999, **Salt-Related Fault Families and Fault Welds in the Northern Gulf of Mexic.:** AAPG Bulletin, V. 83, No. 9, p. 1454–1484.
90. Rowan, M.G., Inman, K.F., and Fiduk, J.C., 2005, **Oligo-Miocene Extension at the Louann Level in the Northern Gulf of Mexico: Kinematic Models and Examples:** Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, Volume 55, pp. 725-732.
91. Salvador, A. 1987. **Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of the Gulf of Mexico:** The Amer. Ass. Petrol. Geol. Bull. V. 71(4), p 419-451.
92. Salvador, A. (1991). **The Geology of North America,** in: Salvador A. eds., *The Gulf of Mexico Basin.* The Geological Society of America, V. J, 568 p.
93. Salvador, A. (1991b). **Triassic-Jurassic.** in: A. Salvador A, *The geology of North America:* eds., *The Gulf of Mexico basin,* The Geological Society of America, Vol. J. pp. 131–180.
94. Salvador, A. (1991c). **Origin and development of the Gulf of Mexico Basin.** in: A. Salvador A, *The geology of North America:* eds., *The Gulf of Mexico basin,* The Geological Society of America, Vol. J. pp. 389–444.
95. Santamaría-Orozco, D., Di Primio, R., Pckel, W., Holguín-Quiñones, N., and Horsfield, B., 1995, **Organic Facies and Maturity of Tithonian Source Rocks from the Sonda of Campeche, Mexico:** in J.O. Grimalt and C. Dorrosoro, eds., *Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History: Selected Paper from the 17th International Meeting of Organic Geochemistry (EGOA), San Sebastian Spain,* pp. 152-154.
96. Santamaría-Orozco, D. & Horsfield B., 2003, **Gas Generation Potential of Upper Jurassic (Tithonian) Source Rocks in the Sonda de Campeche, México:** AAPG Memoir 79, p. 349-363.

97. Santamaría-Orozco, D. & Horsfield B., 2001, **Tendencias de evolución Térmica de la Materia Orgánica en el Área Marina de Campeche**: Boletín Asociación Mexicana Geólogos Petroleros, AIPM, Vol. 49, 1-2, p. 116-136.
98. Sarmiento L.F., Hernández S., Bartels, H., Galindo M. y García J.C., 2002, **Sistemas de Información Geográfica para el Análisis de los Sistemas Petrolíferos en la Exploración Petrolera**: ESRI, Doc. Pdf, pp.9. <http://gis2.esri.com/library/userconf/latinproc95/icp.pdf>.
99. Schlager, W., 2005, **Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy: (SEPM), Concepts in Sedimentology and Paleontology**, Tulsa, v. 8, 200 p.
100. Soto-Cuervo A., Ortega-González V., and Mora-Oropeza G; 2004, **Present and Future of the Salina del Istmo Basin and its Offshore Extension into the Gulf of Mexico**: PEMEX Exploration & Production, AAPG International Conference: October 24-27; Cancun, Mexico.
101. Spalletti, L.A., 2006, **Rocas Carbonáticas**: Cátedra de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. <http://cig.museo.unlp.edu.ar/docencia/sed/carbonatos.pdf>
102. Stewart, S. A., Harvey, M. J., Otto, S. C. & Weston, P. J., 1996, **Influence of salt on fault geometry: examples from the UK salt basins**: Salt Tectonics, edited by G.I. Alsop, D.J. Blundell and I. Davison, Geological Society, London, Special Publications; vol. 100; pp. 175-202
103. Tooby, K, 2006, **Notas del Curso de Plays Fairway**: impartido por personal de la Cia. Fugro Robertson Limited a personal de Pemex Exploración y Producción, Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración. Pemex Exploración y Producción. Chapter 2.
104. Trejo, M., 1980, **Distribución Estratigráfica de los Tintínidos Mesozoicos Mexicanos México**: Rev. IMP, V. 12 (4).
105. Trejo-Vázquez, Ramírez-Suárez, Tenorio- Lavín. 2006, **Evaluación De Los Elementos Del Sistema Petrolero Para El Cretácico Superior En El Área De Estudio Kuche Tupilco**: Simposium de Plays AMGP. Inédito.
106. Trejo-Vázquez, E., 2008 **Caracterización Tectónica-Estructural en el Área de Estudio KucTup, para la Evaluación de las Trampas Estructurales del Play Brecha del Cretácico Superior y del Play Bancos Oolíticos del Jurásico Superior Kimeridgiano Mediante la Metodología de Plays Fairway**; Tesis de Maestría, División de Estudios de Postgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
107. Treviño, A. F. 2007, **Notas del curso CEREX. Cedula de Evaluación de Riesgo Exploratorio**: División de Estudios de Postgrado Facultad de Ingeniería UNAM - Subdirección Técnica de Exploración. Pemex Exploración y Producción.
108. Trusheim, F. 1960. **Mechanism of salt migration in northern Germany**: AAPG Bulletin, **44**, pp. 1519–1540.
109. Vélez-Scholvink, D., 1990, **Modelo Transcurrente en la Evolución Tectónico-Sedimentaria de México**: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), Vol. XL, NUM. 2, pp. 1-35
110. Viniestra-Osorio, F., 1992, **Geología Histórica de México**: División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Facultad de Ingeniería UNAM. Pág. 91-175.
111. Walker R.G. & James N.P, 1992, **Facies Models; Response to Sea Level Chang**:, Geological Association of Canada, pp. 375.

-
112. Waples, D.W., 1980, *Time and Temperature in Petroleum Formation: Application of Lopatin's Method to Petroleum Exploration: The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* V. 64, No. 6 (June 1980) pp. 916-926.
113. White, D. A., 1988, *Oil and Gas Play Maps in Exploration and Assessment: AAPG Bulletin* vol. 72 pp. 944-949.
114. White, D.A., 1992, *Selecting and assessment Plays in R. Steinmetz Ed. The business of petroleum exploration: AAPG. Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology.* pp. 87-93.
115. Wilson, J.L., 1975. *Carbonate Facies in Geological History: Springer-Verlag. New York.* 471 pp.
116. Williams G.D., 1993, *Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy: an Introduction, Geological Society, London, Special Publications; v. 71; p. 1-13.*
117. Yielding, G., B. Freeman, and T. Needham, 1997, *Quantitative Fault Seal Prediction: AAPG Bulletin, v. 81, p. 897– 917.*