



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**ANÁLISIS PLAY FAIRWAY Y MAPEO DE RIESGO
DEL MIOCENO EN EL ÁREA NICH-KINIL KUCHE-
TUPILCO, SONDA DE CAMPECHE, GOLFO DE
MÉXICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA
(INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL)

P R E S E N T A :

ARNULFO SÁNCHEZ VALERIO

Director de Tesis:
M.I. EMILIANO CAMPOS MADRIGAL



Ciudad Universitaria

8 DE ENERO DEL 2010

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: DR. AGUAYO CAMARGO JOAQUIN EDUARDO

SECRETARIO: DR. PADILLA Y SÁNCHEZ RICARDO J.

VOCAL: M. I. CAMPOS MADRIGAL EMILIANO

1ER. SUPLENTE: DR. ARAUJO MENDIETA JUAN

2DO. SUPLENTE: ING. LEON ISLAS FELIPE JAIME

LUGAR O LUGARES DONDE SE REALIZÓ LA TESIS:

EDIFICIO DE POSGRADO DE INGENIERÍA

TUTOR DE TESIS:

M.I. EMILIANO CAMPOS MADRIGAL

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

La realización de estudios de Maestría, así como la culminación de esta tesis, no hubiera sido posible sin el apoyo de muchas personas que a lo largo de estos últimos dos años me han acompañado en esta etapa de mi vida.

Por lo anterior, deseo agradecer profundamente a los funcionarios de Pemex Exploración y Producción por la oportunidad que me brindaron para cursar la Maestría en Ingeniería:

Ing. José Antonio Escalera Alcocer

Ing. Manuel Terán García

Ing. José Ruíz Morales

A mis compañeros de de Pemex Exploración y Producción por sus valiosos comentarios y observaciones durante la realización de éste trabajo.

Ing. Chavez Vazquez Dionisio

Ing. Luis Medrano Morales

M.I. Maldonado Villalón Rodrigo

M.I. Ruben Dario Gomez Rodriguez

Agradezco a mi director de tesis, el M.I. Emiliano Campos Madrigal y a mis sinodales:

Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo

Dr. Padilla y Sánchez Ricardo J.

Dr. Araujo Mendieta Juan

Ing. Leon Islas Felipe Jaime

A los catedráticos y personal de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por las valiosas enseñanzas impartidas durante mi estancia.

Por último, a mis compañeros y amigos.

DEDICATORIA

A mis padres, Mario Sánchez Espinoza y Pilar Valerio Ramírez, a quienes debo todo lo que soy.

A mi esposa María Guadalupe, por su gran amor, confianza, apoyo y paciencia para afrontar este y todos los retos que emprendemos juntos.

A mi hijo, Daniel Alejandro, con todo mi amor.

A mis hermanos: Nora, Rodolfo, Mario, Ana y Sandra, con cariño.

Contenido

RESUMEN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
I. – INTRODUCCIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
I.1.- OBJETIVO.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
I.2.- GENERALIDADES.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
I.2.1.- LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
I.2.2.- ANTECEDENTES	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
I.2.2.1- <i>Históricos exploratorios</i>	¡Error! Marcador no definido.
I.2.2.2- <i>Geológicos</i>	¡Error! Marcador no definido.
I.2.2.3- <i>Geofísicos</i>	¡Error! Marcador no definido.
II. - MARCO GEOLÓGICO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
II.1. TECTÓNICA SALINA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
II.2. - EVOLUCIÓN TECTONO-SEDIMENTARIA.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
II.3. - PROVENIENCIA DE TERRÍGENOS.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
III.- TERMINOLOGÍA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IV. - MARCO ESTRATIGRÁFICO SEDIMENTARIO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
V.- SEDIMENTOLOGÍA DEL YACIMIENTO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
VI.- MODELO GEOLÓGICO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
VII.- MATRIZ DE RIESGO.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
VIII.- EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.- ANÁLISIS PLAY FAIRWAY Y MAPEO DE RIESGO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.1.- METODOLOGÍA	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.2.- MAPEO DE SEGMENTOS DE RIESGO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.3.- RIESGO PARA LA PRESENCIA DE LA ROCA ALMACÉN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.4.- RIESGO PARA LA EFECTIVIDAD DE LA ROCA ALMACÉN.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.5. - RIESGO DE LA ROCA GENERADORA....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.6. - RIESGO DEL SELLO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
IX.7. - MAPA RESUMEN PLAY FAIRWAY	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

X.- ESTADÍSTICAS DE PERFORACIÓN..... ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

XI.- RESULTADOS ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

XII.- CONCLUSIONES ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

XIII.- BIBLIOGRAFÍA..... ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

RESUMEN

El estudio de Análisis Play Fairway y Mapeo de Riesgo de los Plays Mioceno en el área Nich-Kinil Kuche-Tupilco, tiene como objetivo evaluar de manera sistemática el riesgo de los plays del Mioceno, con base a la presencia y efectividad de la roca almacén, la roca sello y la roca generadora, mediante la metodología de análisis play fairway.

Para valorar el riesgo la metodología de análisis play fairway integra datos que incluyen datos sísmicos, datos de pozos y datos geoquímicos. La columna estratigráfica común a la interpretación sísmica-sedimentológica fue establecida definiendo una escala congruente con los datos de pozos y datos sísmicos. Con el análisis de atributos sísmicos y datos de pozos se identificó un sistema de arenas turbidíticas, depositadas en el talud como abanicos submarinos, deslizamientos y posibles derrumbes; este sistema de depósito constituye un play probado con gran potencial de hidrocarburos en el Mioceno Superior.

A partir del Modelo Geológico se generaron mapas individuales de segmentos de riesgo común (CRS), los cuales se combinaron para proporcionar mapas compuestos de riesgo común segmentados (CCRS) o mapas Resumen Play Fairway para cada play. Los mapas de riesgos para los plays Mioceno proporcionan el entendimiento de la estratigrafía de la cuenca y la delineación de áreas de riesgo común para la roca almacén, la roca generadora y la roca sello, basado en la efectividad y presencia de estos elementos.

Las secuencias del Mioceno Inferior constituyen las más importantes en el área. La distribución de las facies turbidíticas está controlada por los paleoaltos estructurales formados durante el Mioceno Medio (Evento Chiapaneco) y su desarrollo se presenta en las minicuenas originadas por el movimiento de la sal; las proveniencias de los terrígenos clásticos, son de las sierras elevadas de Chiapas y del noreste de Oaxaca. Los mapas de riesgo muestran que la roca almacén está presente en los plays y su efectividad está asociada al desarrollo de las facies turbidíticas; mientras que las superficies de máxima inundación identificadas en el Neógeno, funcionan como roca sello.

I. – INTRODUCCIÓN

La decisión más difícil y crítica en la exploración petrolera es “no cual prospecto perforar, si no que nuevo play incorporar” (Rose, 1996). El análisis de plays incluye factores regionales que son críticos comunes a todos los prospectos del play (Brekke and Kalheim, 1996) y uno de los beneficios del análisis semiregional del play fairway es, qué cambios en los prospectos están relacionados a los cambios sistemáticos regionales.

Riesgo e incertidumbre son aspectos inherentes de investigación en exploración, el éxito en los programas exploratorios requiere de la consideración consistente del riesgo y una percepción precisa de la incertidumbre, con un esfuerzo continuo geotécnico para reducirla tanto como sea posible (Rose, 1987).

Para las secuencias del Mioceno el acercamiento usado, es realizar un análisis cualitativo de riesgo con base al modelo geológico; porque éste representa una interpretación integrada de la geología con respecto a la distribución del yacimiento y la presencia del sello.

Para una apropiada valoración del riesgo de los modelos geológicos es necesario el conocimiento de la variabilidad del yacimiento, el rango de atributos depositacionales, la composición de procedencia; así como la valoración de la calidad de datos y su cobertura, esto impacta en la confianza en el modelo de depósito.

El área de estudio presenta una complejidad estructural y sedimentaria, consecuencia de eventos tectónicos y dinamismo salino en forma de mantos y diapiros; esta complejidad requiere, dentro del proceso exploratorio, metodologías que aumenten la probabilidad de éxito exploratorio, con la subsecuente reducción de incertidumbre en la búsqueda de nuevos yacimientos.

La habilidad para entender y cuantificar el riesgo y la incertidumbre, así como el conocimiento para manejarla efectivamente, contribuye a la toma de decisiones bien fundamentadas, protege el valor de los proyectos y de los recursos, y maximiza el valor del portafolio de la compañía.

I.1.- OBJETIVO

El objetivo para el presente trabajo es:

Evaluar de manera sistemática el riesgo de plays del Mioceno, con base a la presencia y efectividad de la roca almacén, la roca sello y la roca generadora en el área de estudio, mediante la metodología de Análisis Play Fairway.

I.2.- GENERALIDADES

I.2.1.- LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de estudio se ubica en el suroeste del Golfo de México, dentro de la Sonda de Campeche, con un área aproximada de 2,050 km² formando parte del Proyecto Litoral de Tabasco en la Región Marina Suroeste. Fisiográficamente la limitan, al norte la zona de domos salinos, al sur la franja litoral del sur del Estado de Tabasco, a la altura de la Terminal Marítima de Dos Bocas; partiendo desde el área de la población Tupilco, e internándose aproximadamente 40 kilómetros mar adentro. Los cubos sísmicos marinos Nich-Kinil, Kuche-Tupilco marcan los límites, (Figura I.1).

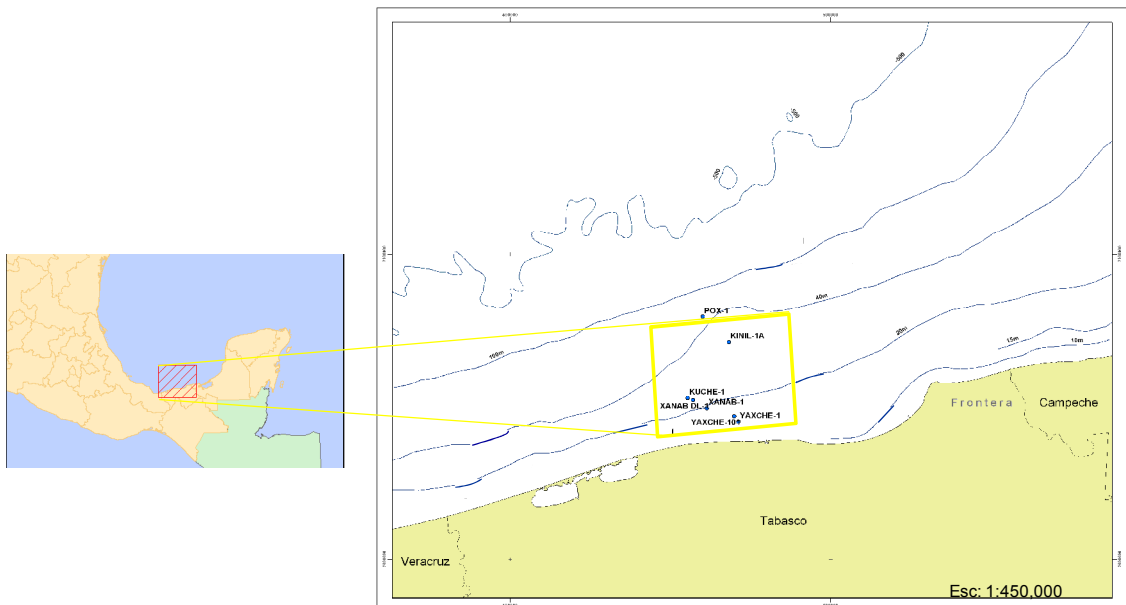


Figura I.1.- Área de estudio en el suroeste del Golfo de México.

1.2.2.- ANTECEDENTES

1.2.2.1- Históricos exploratorios

Tanto en la parte terrestre como en la porción marina desde los años ochenta se han descubierto hidrocarburos explotables en la Cuenca de Comalcalco. En la parte terrestre el pozo Escarbado-1, reportó una producción de 1057 bpd en rocas del Cretácico, el Mayacaste-1 reportó una producción de 687 bpd en rocas del Cretácico; el Arrastradero fue productor de aceite de 38° API en rocas del Jurásico Superior-Kimmeridgiano; mientras que en la parte marina, el pozo Yaxche-1 termina en el año de 1993, con una producción de 1450 bpd de aceite de 33 ° API en rocas del Cretácico, el Xanab-1 concluye en el año 2005 como productor de aceite en rocas del Cretácico (Pemex,1983/2005).

Se han elaborado diversos estudios de tipo geológico y geofísico en toda la cuenca, pero la mayoría de éstos se habían enfocado a nivel Mesozoico. En el año de 2006, con base a los resultados del pozo Yaxche-101 productor de aceite de 33° API, en un intervalo de 75 m de areniscas de grano fino de edad terciaria, se inician los estudios para evaluar el potencial de hidrocarburos presentes en sedimentos siliciclásticos del Neógeno, en estos estudios se identifican 4 plays: Mioceno Inferior-Carbonatos, hipotético; Mioceno Medio-Turbiditas de cuenca-talud, hipotético; Mioceno Superior-Turbiditas de talud, probado y Plioceno Inferior-Turbiditas, hipotético (Pemex, 2006).

El área de Yaxche inicia la etapa de desarrollo con la perforación de los pozos Yaxche-2 en el año de 2006 y Yaxche-31 en el año de 2008.

Con los resultados obtenidos en el año de 2008 en el estudio Estratigrafía de Secuencias, Modelado de prospectos y Análisis de Riesgo (Pemex, 2008); se postula en el área un modelo de depósito para el Mioceno de abanicos de talud y cuenca, así como un sistema de canales; las predicciones de hidrocarburos de este estudio son aceite mediano a ligero (30-38°API) en la zona denominada “Tortuga” identificada como la zona de mayor potencial en el Mioceno.

1.2.2.2- Geológicos

A la provincia fisiográfica de la Bahía de Campeche se le denomina “zona de diapiros salinos”, debido a que en ella inciden una gran cantidad de domos salinos simples y

compuestos, la sal precipitada durante el Jurásico Medio, se movilizó diapíricamente a partir del Terciario, a través de la columna estratigráfica del subsuelo hasta aflorar en el fondo marino actual; los elementos estructurales están relacionados con la tectónica salina, así como con eventos tectónicos distensivos y compresivos (Figura 1.2).

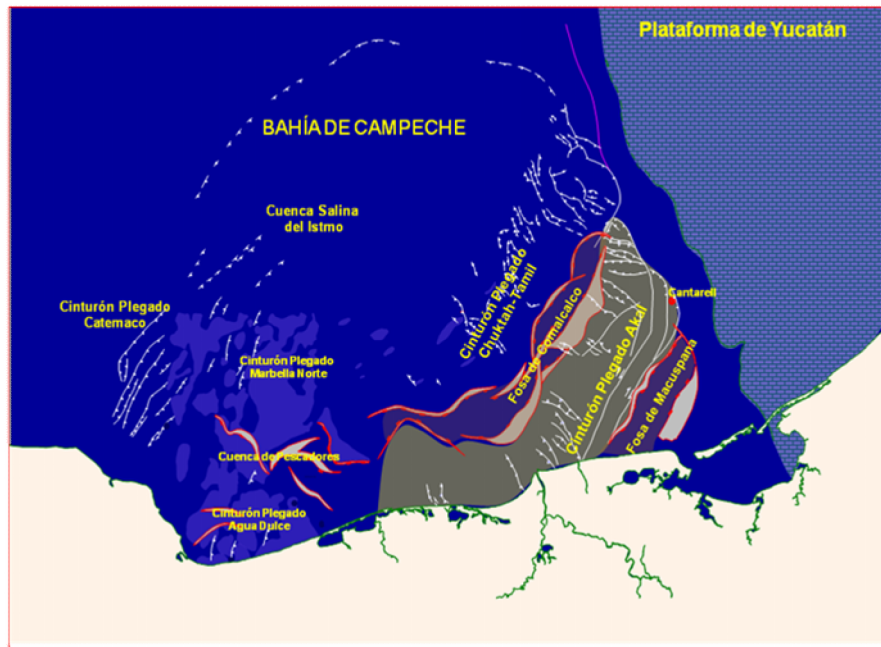


Figura 1.2.- Elementos estructurales en la Sonda de Campeche.

La parte central de la planicie de los domos salinos, la caracterizan expresiones diapíricas de forma circular y grumosa (Aguayo-Camargo et al. 2001). Este sector salino es la prolongación marina de las cuencas del Terciario de las llanuras costeras del sureste de México, como son las de Macuspana, Comalcalco y Salina del Istmo, además del alto tectónico Akal (Aguayo-Camargo et al. 2001 y González-Alvarado, 1996).

Los estilos estructurales tienen un fuerte control en las trampas y la sedimentación, produciendo trampas combinadas estratigráficas-estructurales.

La roca generadora es de edad jurásico tardía. Las principales rutas de migración son las fallas y la interface de los cuerpos de sal alóctona.

1.2.2.3- Geofísicos

El área de estudio Kuche-Tupilco cuenta con la mezcla ("Merge") de 3 cubos sísmicos: Nich-Kinil, Kuche-Tupilco y un estudio sísmico transicional llamado Puerto Ceiba

Transicional (Figura 3). Además se tienen interpretaciones 2D y una reinterpretación regional llevada a cabo por Pemex en 2008. Las interpretaciones consideran el aspecto estructural, con enfoque a los movimientos tectónicos del Terciario, así como el aspecto de sísmica estratigráfica.

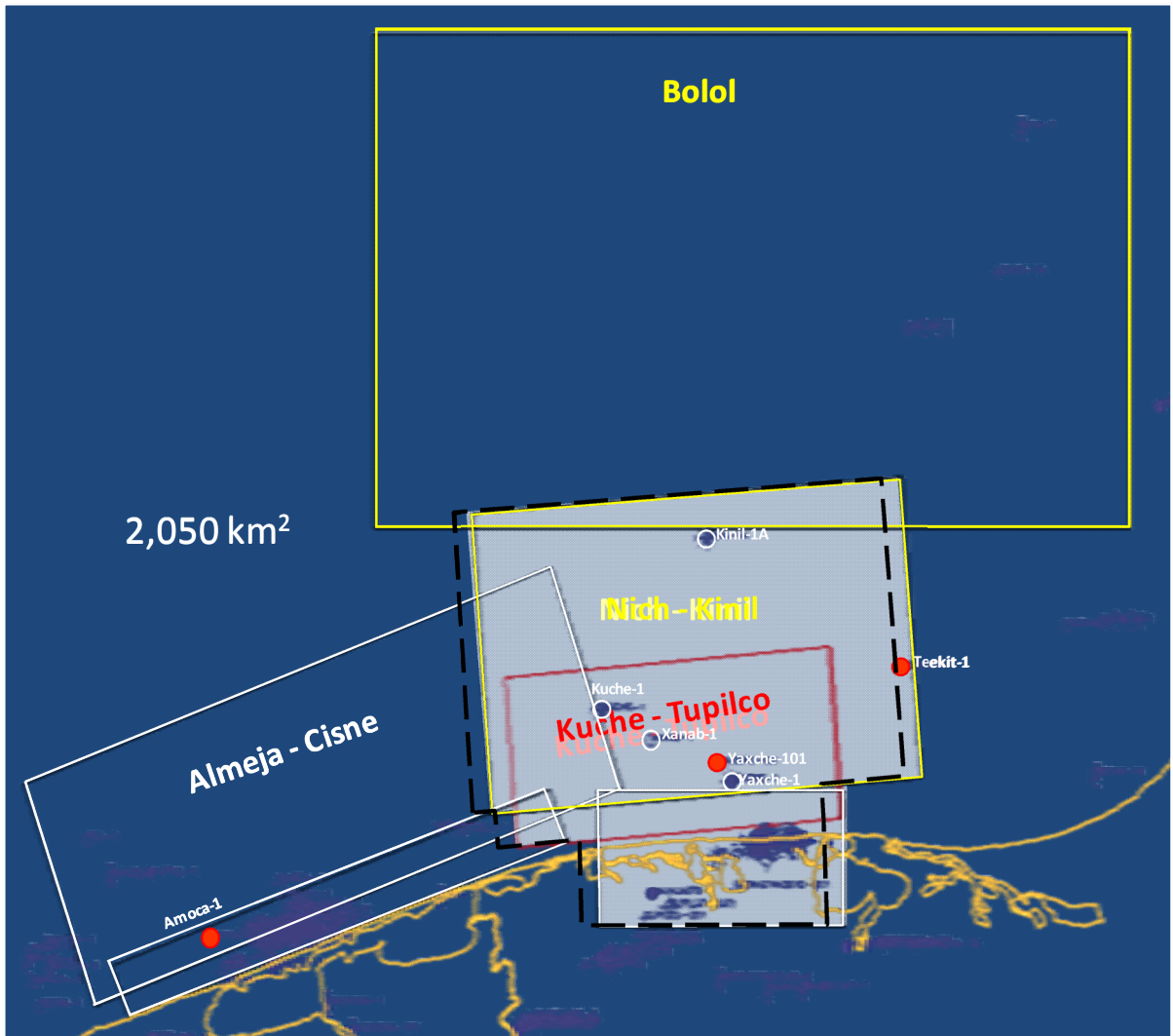


Figura I.3.- Cubos sísmicos en el área de estudio.

I.2.2.4- Bioestratigráficos

La bioestratigrafía utiliza el rango cronoestratigráfico de las especies fósiles para correlacionar secciones estratigráficas y su preferencia paleoambiental que proporciona información de los ambientes de depósito (Sturrock, 1996).

Se utilizaron datos de 6 pozos exploratorios localizados dentro del área (Tabla 1). Cada pozo cuenta con información litológica y de registros geofísicos (GR, RHOB, Caliper, Resistividad, Sónicos).

A cada pozo se le asigna una clave para su mejor señalización en planos, secciones y tablas. Todos los pozos fueron perforados con objetivos mesozoicos, razón por la cual, los más antiguos carecen de buena información litológica y bioestratigráfica del Neógeno.

POZO	CLAVE	AÑO DE PERFORACIÓN	TIRANTE DE AGUA	PROFUNDIDAD TOTAL(m)
KINIL-1A	K-1A	1982	46	6285
KUCHE-1	K-1	1984	29	5668
YAXCHE-1	Y-1	1992	19.5	6550
XANAB-1	X-1	2003	23	6476
YAXCHE-101	Y-101	2004	21.3	5725
XANAB-DL1	X-DL1	2006	27.6	5887

La Tabla 1.- Relación de pozos utilizados.

Para este estudio, las cimas se designan según la edad correspondiente en millones de años (Tabla 2) (Pemex, 2008).

		K-1	X-DL1	X-1	Y-1	Y-101	K-1A
EDAD	Ma.	<i>profundidad en metros</i>					
PLIO. SUP.	1.77						
	2.09	595	550	638	668	620	740
	2.2						
PLIO. MED.	2.4						
	2.55	865	730	1030	1186	1110	880
	3.21	1460	1347		2100	2105	1386
PLIO. INF.	3.58						
	3.95	2110	2210	2295	2410	2425	1415
	4.37						
MIO. SUP.	5.73	2760	3385	3430	3270	3380	2080
MIO. MED.	11.7	2960	3990	4300		4100	2730
MIO. INF.	16.4	3800	4600	4780		4240	3270

Tabla 2.- Edades para los pozos del área de acuerdo a Bolli et al., (1985).

II. - MARCO GEOLÓGICO

II.1. TECTÓNICA SALINA

La provincia fisiográfica del Golfo de México es consecuencia de eventos tectónicos, hidrodinámicos y climáticos que han ocurrido durante su evolución; complicando, aún, más, su complejidad estructural y sedimentaria, por el dinamismo salino en forma de mantos y diapiros, ocurridos a partir del Terciario y que actualmente continúa, a través de los sistemas geológicos de fallas y fracturas que afectan a la columna estratigráfica del subsuelo, que en algunas zonas, alcanza espesores, de cuando menos 10 kilómetros; los diapiros salinos afloran y sobresalen varios metros del piso marino (Araujo-Mendieta, Aguayo, CJE, 1998).

En toda el área de la provincia fisiográfica del Golfo de México se manifiestan estructuras salinas; sin embargo, la densidad de las mismas es notoriamente mayor en la Bahía o Sonda de Campeche, denominada por esta razón, “zona o provincia salina”. Hacia el norte, en la zona de Sigsbee, afloran los montículos salinos, y hacia el sur, en la llanura costera del sureste de México, éstos se manifiestan en las cuencas del Terciario: Macuspana, Comalcalco y Salina del Istmo.

En el borde oriental de la zona salina, colindante con la plataforma calcárea de Yucatán, en el Banco de Campeche, los diapiros salinos también sobresalen del piso marino, observándose agujas de sal que están intrusionando a los sedimentos superficiales asociados y con colapsamientos asociados fallas distensivas. Los domos salinos durante su intrusión ascendente, arrastran también a los sedimentos, formando coronas en sus cimas.

Debido a la densidad de las intrusiones salinas en la Sonda de Campeche y a la longitud de las mismas de varios kilómetros, desde el subsuelo profundo hasta la superficie marina, se forman entre ellos, minicuevas interdómicas, con columnas de sedimentos también de varios kilómetros de espesor, con propiedades texturales y estructurales adecuadas como reservorios de hidrocarburos.

II.2. - EVOLUCIÓN TECTONO-SEDIMENTARIA

Los depósitos que constituyen la columna sedimentaria desde el Terciario al Mesozoico Tardío en la Sonda de Campeche son básicamente carbonatos y terrígenos; los primeros están presentes principalmente en el Mesozoico y, los segundos en el Terciario; la sal que constituye el depósito más antiguo en la Sonda de Campeche.

Con base en la historia evolutiva geodinámica del marco geológico regional, y localmente en el suroeste del Golfo de México, y en la planicie costera del sureste de México, se interpretan eventos tectono-sedimentarios representados en cinco megasecuencias estratigráficas y que se resumen a continuación de acuerdo a Aguayo, et al (2003).

1.-Transgresión durante el Mesozoico

A partir del Triásico Superior, el basamento continental pre-Triásico-Superior, ígneo y metamórfico, del Macizo Granítico de Chiapas, se fragmentó en sistemas de bloques distensivos, depositándose los sedimentos aluviales y fluvio-aluviales continentales (lechos rojos); y en el Jurásico Medio (Calloviano) sucesivamente, pero en forma intermitente, se depositó una secuencia de sedimentos evaporíticos que infrayacen a los sedimentos areno limo-arcillosos y areno-limosos de ambiente de planicie fluvial y litoral, intercalados con calizas y margas de ambientes marinos someros del Jurásico Superior. Esta secuencia, a su vez, subyace a depósitos de calizas y margas dolomitizadas con brechas y conglomerados intraformacionales, calcáreos y dolomitizados del Cretácico Inferior. Durante el Cretácico Medio y Superior, los procesos transgresivos marinos dominaron el área; lo que es evidente, por los depósitos sucesivos de calizas masivas y dolomías con bancos biógenos, que infrayacen a calizas limo-arcillosas, limolitas y lutitas del Cretácico Tardío. Hacia el Golfo de México, las facies litorales y de plataforma somera de la región de Chiapas-Tabasco cambian a sedimentos pelágicos, calcáreos y arcillosos, de ambientes de plataforma externa, talud y de cuenca, y cuyo rango estratigráfico comprende desde el Jurásico Superior al Cretácico Superior. La secuencia estratigráfica mesozoica de la Cuenca del Golfo de México, fue deformada estructuralmente por los esfuerzos compresivos de la Orogenia Laramide, con vergencia hacia el norte-noreste, generados durante la subducción de la placa tectónica Farallón, en el margen circumpacífico.

2.-Regresión durante el Paleógeno

Al emerger la provincia geológica por esfuerzos de deformación compresiva laramídica, norte-noroeste, durante el Cretácico Tardío-Paleoceno Temprano, otro evento tectónico ocurrió en el cinturón orogénico de Chiapas por esfuerzos tectónicos distensivos durante el Paleoceno-Eoceno Temprano, con la formación de fosas y pilares de piamonte, paralelos y marginales al frente orogénico; en las fosas se depositaron sedimentos aluviales y fluvio-aluviales, compuestos por gravas y brechas calcáreas-arcillosas, productos de la erosión y transporte de las secuencias estratigráficas mesozoicas. La megasecuencia sedimentaria del Paleógeno, se caracteriza por sus ciclos oscilantes, regresivos y transgresivos, pero con franca tendencia regresiva. Durante el Eoceno temprano ocurrió un ciclo breve transgresivo, depositándose sedimentos terrígenos texturalmente finos (limo-arcillosos, limo-calcáreos y calcáreo-arcillosos) de ambientes litoral y marino somero; posteriormente, durante el Eoceno Medio-Superior, ocurrieron otros dos eventos sedimentarios consecutivos: El primero regresivo con el depósito de sedimentos terrígenos de textura areno-limosa y arcillosa, de ambientes de planicie fluvio-deltaica, El segundo transgresivo, caracterizado por la secuencia areno-limosa y calcáreo-arcillosa de ambientes litoral y marino somero. En contraste con esta provincia terrígena, la secuencia estratigráfica eocénica del margen occidental de la plataforma de Yucatán, es calcárea, y predominan calcarenitas de biógenos y oolitas, también depositadas en ambientes litorales y marinos someros.

Durante el Oligoceno continuó el depósito de la secuencia terrígena areno-arcillosa en las fosas, y bancos calcáreos de moluscos y corales en los pilares estructurales, en ambientes marinos someros, como resultado de eventos regresivos; las fosas y pilares subsidian y basculaban diferencialmente hacia la parte profunda del Golfo de México. Hacia el sur, en las provincias geológicas suroriental de Campeche y Tabasco, los sedimentos terrígenos se depositaron en ambientes someros, desde planicies fluviales lagunares litorales, hasta fluvio-deltaicas y de plataforma marina somera; hacia el margen occidental de la plataforma de Yucatán, los sedimentos eran lodos calcáreos de ambientes de plataforma abierta; las provincias sedimentarias progradaron hacia el golfo, como facies calcáreo-arcillosas y arcillosas pelágicas de ambientes marinos profundos de talud y de cuenca. Los eventos tectónicos distensivos y compresivos, asociados con los

depósitos sedimentarios progradantes durante el Paleógeno inferior, fueron interrumpidos por una extensa emersión del basamento a fines del Oligoceno, durante la orogenia cascadiana, conformándose fosas y pilares distensivos, que se interpretaron como consecuencia del desplazamiento de la placa protocaribeña hacia el noreste, durante el Eoceno-Oligoceno Superior, y en forma atenuada durante el Mioceno temprano.

3.-Regresión durante el Neógeno

En el Mioceno Inferior, los sedimentos de la provincia geológica del sureste, terrígenos y evaporíticos, y los calcáreos del margen occidental de la plataforma de Yucatán, en franca etapa regresiva, progradaron intermitentemente hacia las zonas profundas del Golfo de México; lo que es evidente porque se presentan regionalmente horizontes discordantes, tanto en el subsuelo de la planicie costera del golfo, como en la plataforma calcárea de Yucatán. A partir del Mioceno Medio se definió la placa del Caribe que se desplazó hacia el oriente franco, como consecuencia del movimiento de la placa de Norteamérica, que se separaba de la de Sudamérica, y simultáneamente y en forma transtensiva, el bloque tectónico Chortis también se desplazaba desde el margen suroccidental de México hacia su posición actual (Malfait y Dinkelman, 1972), el margen occidental de la placa de Norteamérica traslapó a la dorsal oceánica del Pacífico Oriental; el arco magmático de Panamá cerró la trayectoria de la corriente ecuatorial oceánica que comunicaba a los océanos Atlántico y Pacífico; por lo que la corriente ecuatorial siguió su curso hacia el norponiente, o sea, hacia el mar Caribe y al Golfo de México, generándose el sistema complejo de corrientes de lazo, dentro del mismo, con manifestaciones en sus márgenes de elevación del nivel del mar por eustatismo.

Durante el Neógeno y debido al movimiento dextrógiro del bloque de Yucatán, se reactivaron las cuencas sedimentarias distensivas de Macuspana, Comalcalco y Salina del Istmo, que subsidieron rápidamente en el Mioceno Tardío Plioceno Temprano. La acumulación de secuencias terrígenas repetitivas y regresivas, es de unos 10 km de máximo espesor; las facies sedimentarias progradantes se depositaron en ambientes fluvio-deltaicos, litorales-lagunares y de plataforma interna somera, con cambios laterales hacia el Golfo de México, a facies sedimentarias pelágicas depositadas en ambientes marinos profundos.

4. Regresión y transgresión durante el Pleistoceno-Holoceno tardío

En el Plioceno Tardío Cuaternario Temprano, continuaron los procesos regresivos, interrumpidos por ciclos cortos de sedimentación transgresiva y retrogradante, causados por las fluctuaciones eustáticas de origen climático, que ocurrieron durante los periodos glaciales e interglaciales del Pleistoceno (Logan et al., 1969; Putsy, 1965 y 1966)

Las secuencias sedimentarias progradaron rápidamente hacia el Golfo de México, con breves etapas retrogradantes durante el eustatismo, debido a cambios climáticos globales que ocurrieron en los periodos glaciales e interglaciales del Pleistoceno temprano. A partir del Pleistoceno Tardío, durante el evento posglacial del Wisconsiniano (18 000 años, a.p.), hasta el Holoceno tardío (6 000 – 5 000 años a.p.), ocurrió el evento transgresivo, con ciclos breves regresivos, lo que es evidente en el talud continental y en el borde norte y occidental de la plataforma de Yucatán, en los que se han registrado las fluctuaciones eustáticas ocurridas durante este periodo de tiempo. Logan et al. (1969) determinaron la edad de los sedimentos calcáreos en varias terrazas submarinas, fechándolas con carbono radioactivo: (1) estabilidad del nivel del mar entre 140 a 100 metros (b.n.m.), 18 000 años, a.p.; entre 70 y 56 metros (b.n.m.), 12 500 años, a.p.; entre 40 y 30 metros (b.n.m.), 9 000 años, a.p. También Ayala-castañares y Gutiérrez-Estrada et al.(1990), en el Banco de Campeche, registraron las evidencias morfobatimétricas, debidas a las variaciones eustáticas transgresivas del Pleistoceno Tardío al Holoceno Tardío, por medio del perfilaje hidroacústico y el muestreo sistemático de los sedimentos calcáreos, a diferentes profundidades (b.n.m.): 140,90,80,70,60,36 y 18 metros.

5. Estabilidad eustática actual desde el Holoceno tardío

A partir del Holoceno tardío (6 000-5 000 años, a.p.), la planicie costera del sureste de México progrado del sur-sureste al nor-noroeste hacia el Golfo de México, con el depósito sucesivo de sedimentos fluvio-deltaicos, a razón de 6 a 10 metros por año (Aguayo et al. 1999). Esta información es congruente con lo reportado en la misma área por Putsy (1965 y 1966) y Tanner y Stapor (1971), que describen las evidencias morfobatimétricas y sedimentológicas debidas a las fluctuaciones del nivel del mar ocurridas durante el Pleistoceno Tardío al Holoceno, hasta la regresión marina y su estabilidad eustática actual, desde el Holoceno Tardío. Los autores también explican las causas del evento de

progradación sedimentaria en la franja costera-litoral, sin variaciones significativas en la posición actual del nivel del mar, por el aporte de sedimentos fluvio-deltaicos de los sistemas de Mezcalapa, Grijalva-Usumacinta y de otros sistemas fluviales menores asociados. Finalmente se tiene que la tendencia reciente a nivel global, aparentemente, es la elevación del nivel del mar

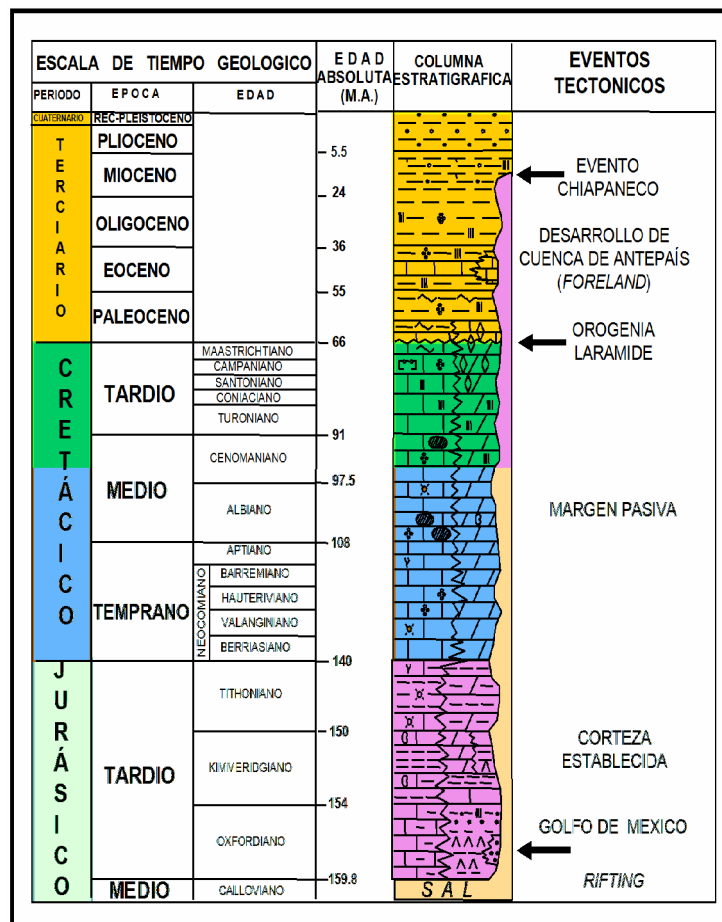


Figura II.1.- Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (PEMEX, 2003).

II.3. - PROVENIENCIA DE TERRÍGENOS

Durante el Neógeno, los terrígenos clásticos han ubicado provienen de las regiones altas del sur del Petén en Guatemala, de las sierras elevadas de Chiapas y del noreste de Oaxaca; con depocentros sedimentarios progresivamente más distantes y profundos hacia el golfo oceánico. Las trayectorias del transporte sedimentario han sido predominantemente en dirección NNW, y ocasionalmente al N franco, en su paso del

dominio continental al dominio oceánico del Golfo de México. Por lo que las vertientes polarizadas hacia la depresión de éste, han llenado y rebozado las cuencas terciarias marginales con sedimentos proximales, y sedimentos distales en el dominio marino, mediante procesos de transporte que han sido hidrodinámicamente aportadores y dispersadores.

Estos procesos han actuado para acrecentar y progradar las plataformas y taludes continentales, a partir de la acumulación secuencial alternante de abanicos submarinos y múltiples lóbulos sedimentarios que se han amalgamado. En la resultante de depósito regional, ha sido causante y asimismo sujetos de sus propios procesos geofísicos equilibradores y niveladores, en una cinemática vertical y horizontal respectivamente, deformante con tendencia al equilibrio isostático.

El análisis sedimentológico de los depósitos que constituyen estas rocas, permite considerar tres tipos de sedimentos y fuentes de aporte:

1. De origen bentonítico, cuya fuente de aporte fueron las emanaciones producidas por la gran cantidad de volcanes que existieron durante el Terciario Tardío como resultado de la evolución del Eje Neovolcánico. Las manifestaciones registradas en la Sierra de Chiapas, las cuales a través de corrientes eólicas y fluviales se depositaron en la zona, constituyendo las lutitas, limos y arenas bentoníticas que se observan invariablemente en toda la región.
2. De origen terrígeno, constituido por arenas maduras, bien clasificadas, cuya fuente de aporte es la Sierra de Chiapas como producto del máximo paroxismo del Evento Chiapaneco. Dichos sedimentos fueron erosionados y llevados a las planicies por corrientes fluviales donde constituyeron complejos deltaicos que progradaron sobre la planicie costera, formándose barras costeras y de desembocadura en la zona nerítica y de flujos turbidíticos y abanicos submarinos en la zona batial.
3. De origen calcáreo, constituido principalmente por lodos carbonatados autóctonos y otros, cuya fuente de aporte es la Península de Yucatán que aportó estos sedimentos a través de corrientes marinas que llevaban en suspensión y solución el carbonato de calcio, depositándolo en el lecho marino en forma de bancos de lodos calcáreos, o mezclándose con el sedimento terrígeno proveniente del sureste de México.

III.- TERMINOLOGÍA

Un play se define geográficamente y estratigráficamente como un área delimitada donde un conjunto de factores geológicos, tales como la roca almacén y la roca sello, trampa, madurez de la roca generadora y rutas de migración existen de tal manera que es probable encontrar acumulaciones de hidrocarburos en cantidades comerciales (Norwegian Petroleum Directorate, 2003). El análisis de riesgo evalúa la presencia y efectividad de los factores geológicos del play (Tabla 3)

COMPONENTES DEL PLAY	PRESENCIA	EFFECTIVIDAD
Roca Almacén	¿Qué probabilidad tiene la roca almacén de estar presente?	¿Qué probabilidad tiene la roca almacén de reunir o exceder los criterios de efectividad?
Sello	¿Qué probabilidad tiene la roca sello de estar presente?	¿Qué probabilidad tiene la roca sello de reunir o exceder los criterios de efectividad?
Roca Generadora	¿Qué probabilidad tiene la roca generadora de estar presente?	¿Qué probabilidad tiene la roca generadora de reunir o exceder los criterios de efectividad?
Carga de Hidrocarburos		¿Qué probabilidad tiene la roca almacén de recibir una carga efectiva de Hidrocarburos?

Tabla 3.- Componentes del Play y análisis de riesgo para la presencia y efectividad de los elementos del sistema petrolero (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005).

En este estudio los plays se han identificado por la estratigrafía del yacimiento, la posición relativa dada en el sistema marino profundo y la presencia de la roca almacén y la roca sello.

El play fairway es el área definida por la máxima extensión posible de la roca almacén en el intervalo estratigráfico del play (Grant et al., 1996).

También podemos decir que el play fairway es el área de una cuenca sedimentaria donde los factores geológicos contribuyen a que un play sea aplicable; fuera del play fairway, la probabilidad de que uno o más de estos factores sean favorables para el entrampamiento es cero. La delineación de los play fairway del Mioceno en este estudio, está basada en la geología con respecto a la distribución del yacimiento.

El riesgo del play consiste en elementos de riesgo regional, los cuales pueden ser determinados por mapeo regional y no por un prospecto en específico (Grant et al., 1996) este riesgo del play equivale a la oportunidad del play (White, 1992).

Incertidumbre. Los recursos en el subsuelo, tienen inherente la incertidumbre, y consecuentemente se está expuesto al riesgo. En este caso, la incertidumbre de alguno de los factores individuales puede tener un rango de posibles valores; por ejemplo, la porosidad, saturación de agua, espesor de yacimiento, contacto agua-aceite. Algunas incertidumbres pueden ser de poca importancia, otras son críticas; identificar la incertidumbre crítica es importante. La incertidumbre se puede reducir con la adquisición de información o mediante un análisis exhaustivo.

La incertidumbre en exploración, es la medida que se obtiene por medio de un rango de valores probabilísticos P90 (el mínimo razonable) y P10 (máximo razonable).

El riesgo es un evento y si este ocurre, puede tener un impacto en los negocios (cf. Koller, 2005). Una buena descripción del riesgo es el que describe la raíz de la causa. El riesgo puede tener dos valores cuantitativos vinculados: una probabilidad de ocurrencia y un impacto en el negocio, si éste ocurre. Estar consciente de los riesgos potenciales y sus causas, consecuencias, probabilidad e impacto, crea la oportunidad para manejar el riesgo. El riesgo puede tener un impacto negativo o positivo; riesgos con un impacto negativo son comúnmente llamados amenazas, mientras que los riesgos con un impacto positivo son llamados oportunidades. Las probabilidades de riesgo y sus impactos son ambos incertidumbres y comúnmente se ven como rangos o distribuciones de probabilidades.

Riesgo específico del prospecto consiste de aquellos elementos de riesgo los cuales pueden determinarse localmente (por ejemplo: riesgo de la trampa, riesgo específico de falla sellante, riesgo local de erosión del reservorio). Esto es equivalente al factor de éxito del prospecto. El riesgo del play consiste de los elementos de riesgo regional, los cuales pueden determinarse por mapeo regional y no se refiere a un prospecto en específico. El riesgo del play es equivalente a la oportunidad del play. La probabilidad de descubrimiento de petróleo frecuentemente incluye elementos del riesgo del play así como aquellos únicamente asociados con el prospecto, por ejemplo:

Oportunidad del prospecto= Riesgo del play \times Riesgo específico del prospecto

Es posible dibujar un mapa para cada elemento de riesgo regional mostrando elementos de riesgo común relativo; por ejemplo, áreas donde existe riesgo alto relativo (baja oportunidad) de encontrar un reservorio efectivo. Estas áreas se denominan segmentos de riesgo y, el mapa regional de elementos de riesgo relativo se denomina mapas de segmentos de riesgo común (CRS).

Todos los elementos de riesgo regional para un play específico pueden combinarse en un solo mapa, el cuál ilustra todas las variaciones en el riesgo del play en el fairway. Tales mapas se denominan mapas compuestos de riesgo común segmentado (CCRS) o mapas resumen del play.

IV. - MARCO ESTRATIGRÁFICO SEDIMENTARIO

La columna estratigráfica común a la interpretación sísmica-sedimentológica fue establecida definiendo una escala congruente con los datos de pozos y datos sísmicos. La tabla 4 muestra las cimas de los horizontes con significado sismo estratigráfico del Mioceno Superior, Mioceno Medio, Mioceno Superior y Plioceno Inferior.

		K-1	X-DL1	X-1	Y-1	Y-101	K-1A
EDAD	Ma.						
MIO. SUP.	5.73	2760	3385	3430	3270	3380	2080
MIO. MED.	11.7	2960	3990	4300		4100	2730
MIO. INF.	16.4	3800	4600	4780		4240	3270
SAL							

Tabla 4.- Horizontes de interés y pozos en el área

La figura IV.1 muestra las superficies de máxima inundación (MFS) identificadas en el área.

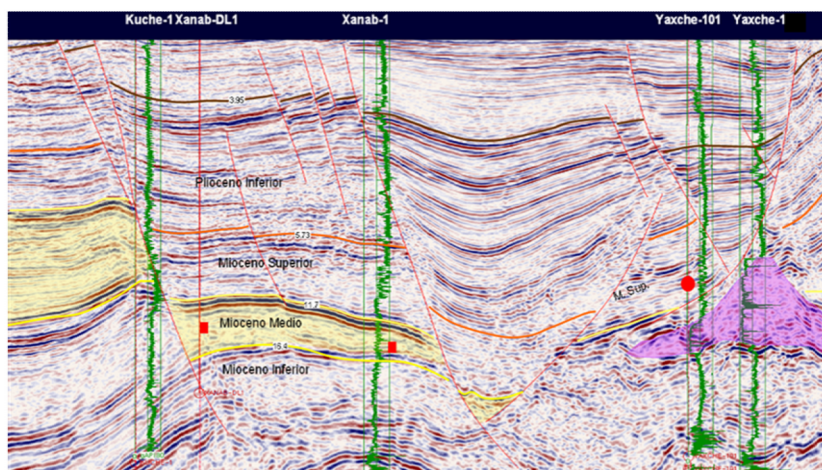


Figura IV.1- Horizontes con significado sismo estratigráfico

La interpretación de datos de pozos y de registros geofísicos permiten estimar el porcentaje de arena y arcilla; el registro rayos gama (GR) diferencia las arenas limpias de las arcillas (Figura IV.3); la respuesta del GR se calibra utilizando los registros de densidad (RHOB) y de porosidad neutrón (NPHI). El espesor neto es el acumulado de espesores individuales de arenas y el “net to gross” es el espesor total del intervalo. En las figuras IV.4 y IV.5 se muestran el espesor total de arenas y en la tabla 5 el espesor neto de arena estimada para cada secuencia en los pozos del área. Los sellos regionales corresponden a superficies de máxima inundación (Figura IV.2).

Pozo	MS	MM	MI
K-1	94	378	0
X-DL1	228	268	30
X-1	192	155	80
Y-1	17	0	0
Y-101	193	0	0
K-1A	110	100	50

Tabla 5.- Espesor neto de arena (m) para las secuencias MS, MM y MI.

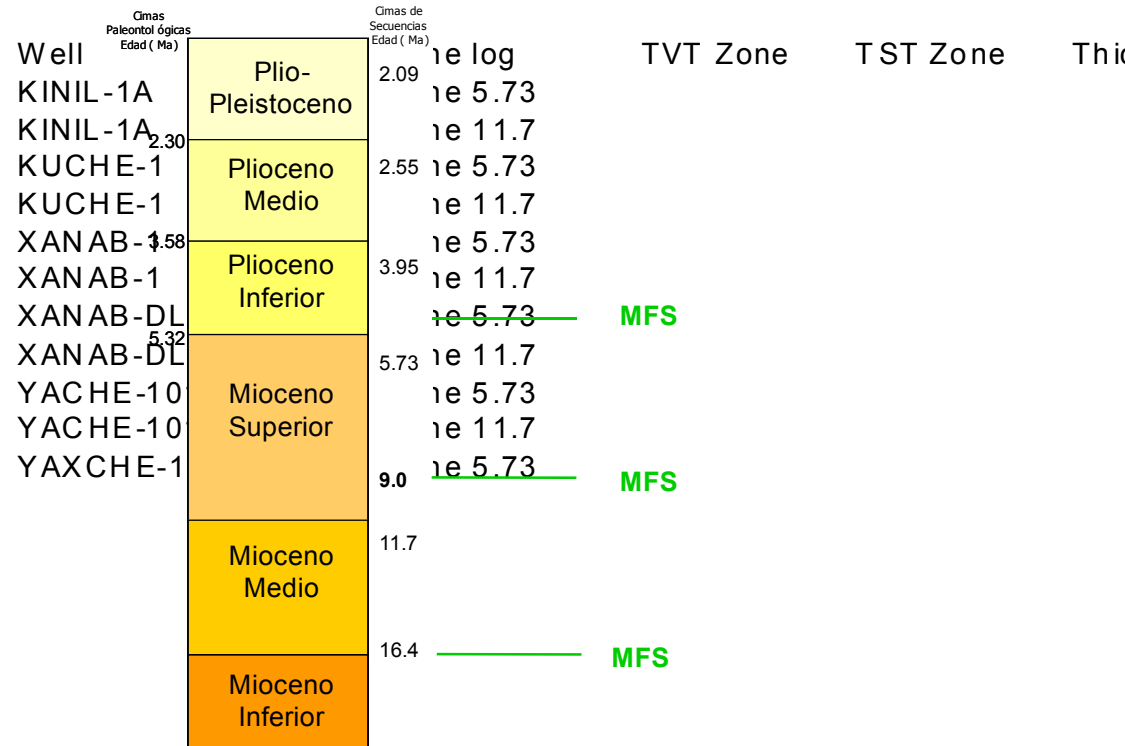


Figura IV.2.- Superficies de máxima inundación (MFS)

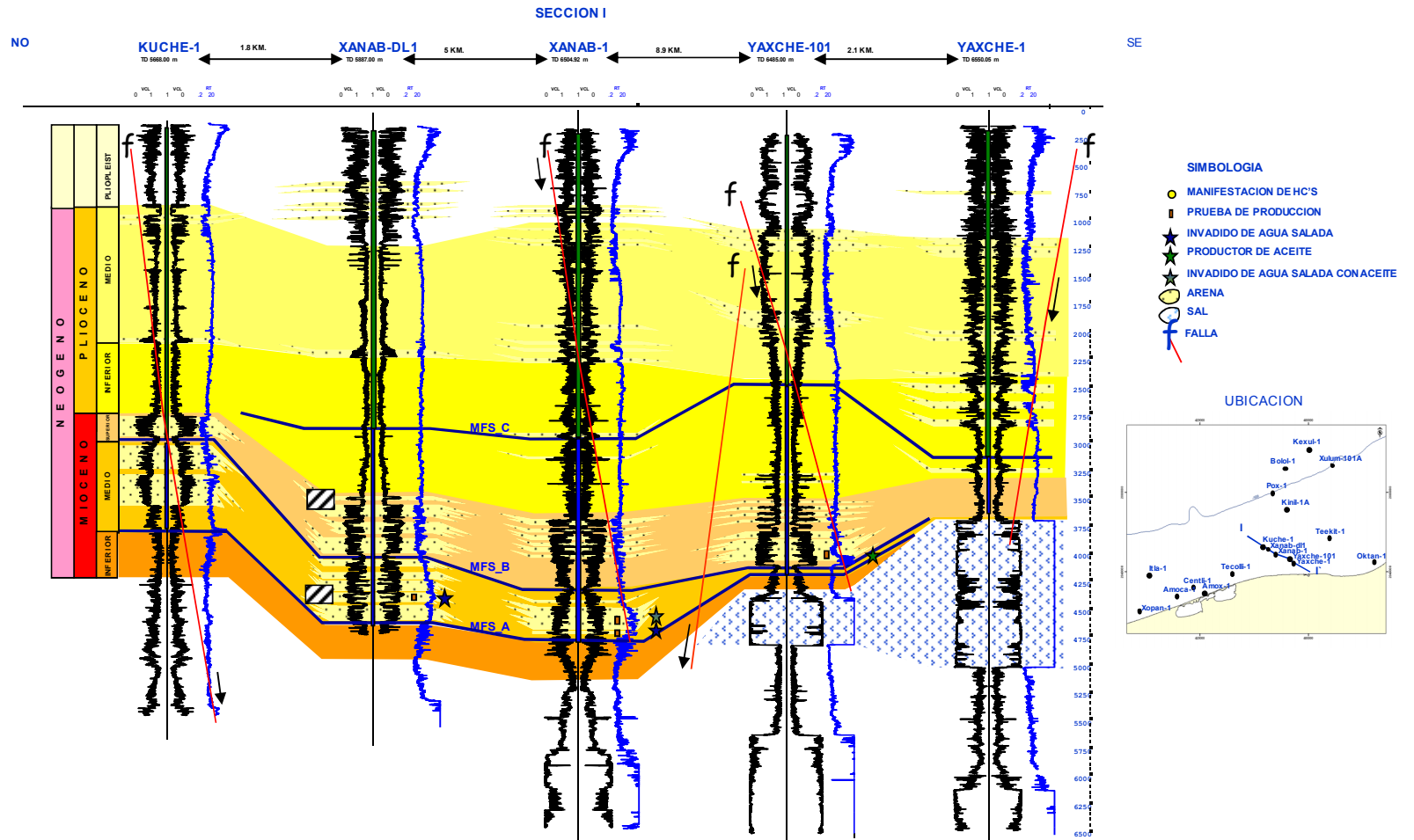


Figura IV.3.- Correlación de pozos y superficies de máxima inundación (MFS).

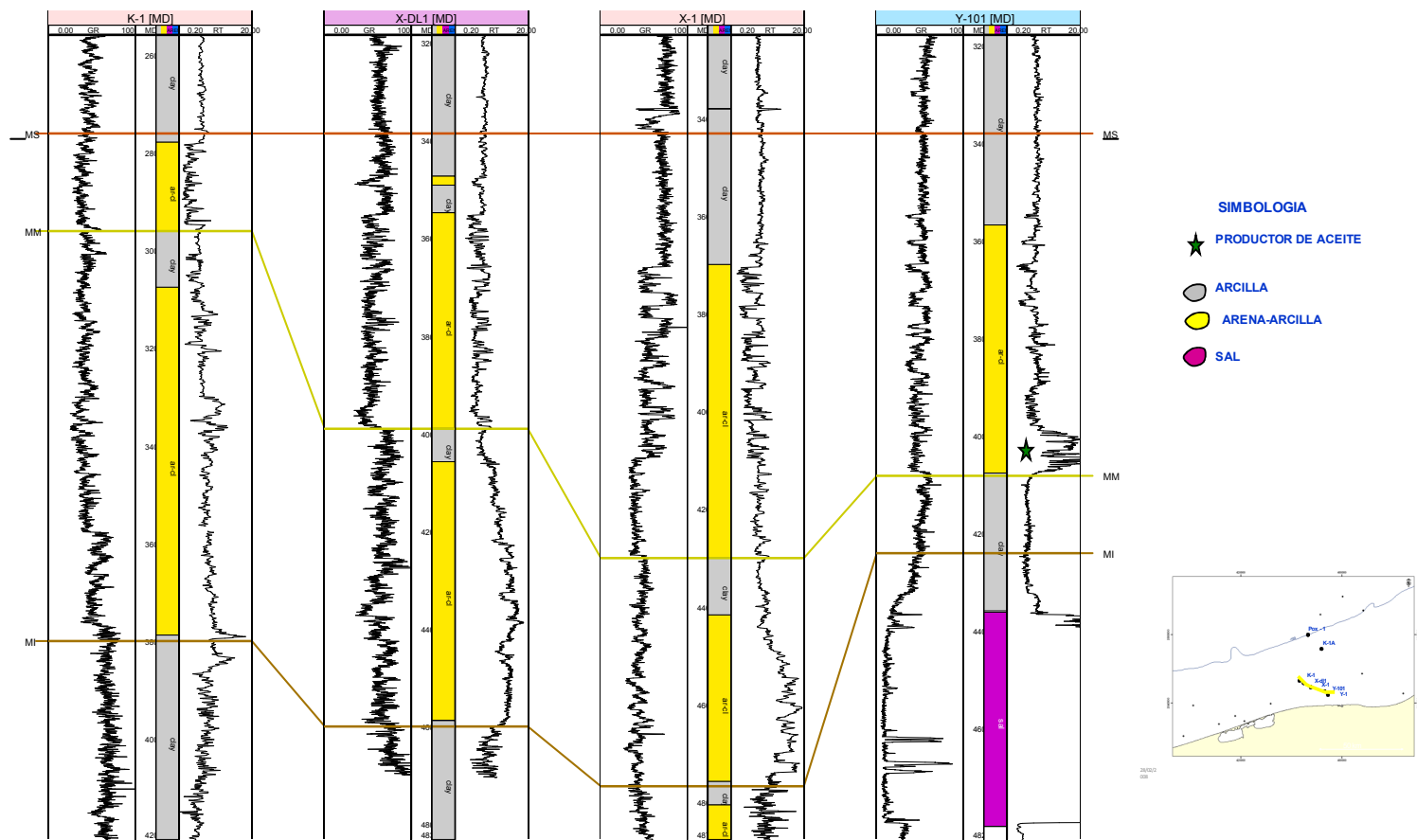


Figura IV.4.-.- Correlación de pozos y espesor de arena.

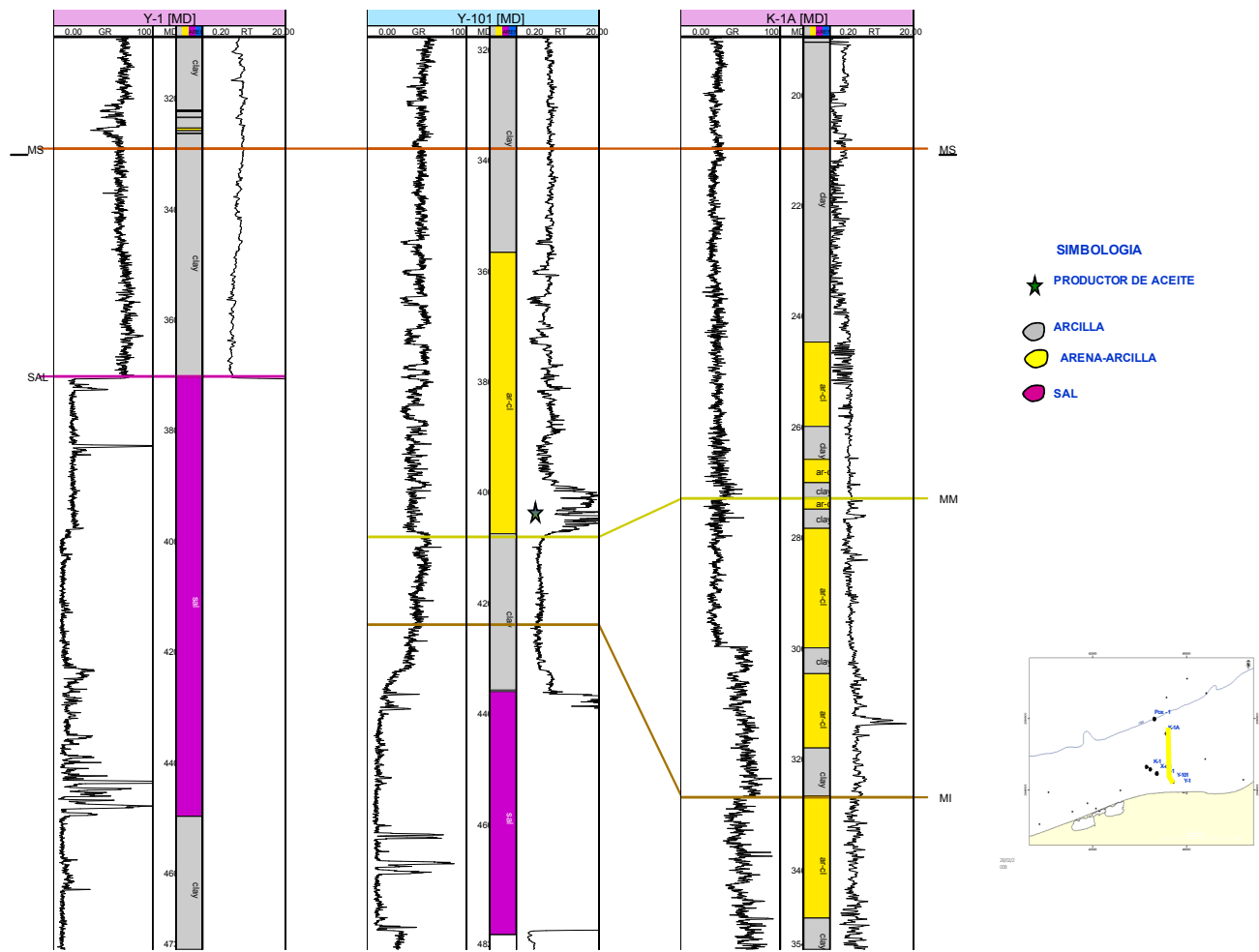


Figura IV.5.- Correlación de pozos y espesor de arena.

V.- SEDIMENTOLOGÍA DEL YACIMIENTO

El yacimiento en los plays en estudio comprende una sucesión de arenas intercaladas con arcillas, interpretadas como depósitos de corrientes turbidíticas depositados en el talud y en el piso de cuenca como abanicos submarinos.

En el pozo Xanab DL1 núcleo 2, las facies de Bouma A y B interpretadas, corresponden a arenas de grano grueso, estratificación masiva y gradada y laminación paralela, en un régimen de flujo alto y depósito rápido, mientras que las facies C,D y E se interpretan como turbiditas distales, las cuales corresponden a laminación ondulante, paralela de interturbiditas de sedimentos pelágicos (Figura V.1); en general para este núcleo se tienen fluido de detritos ricos en lodos originados por corrientes de profundidades abisales que se presentan con un movimiento paralelo al talud continental, llamadas corrientes de contorno profundo.

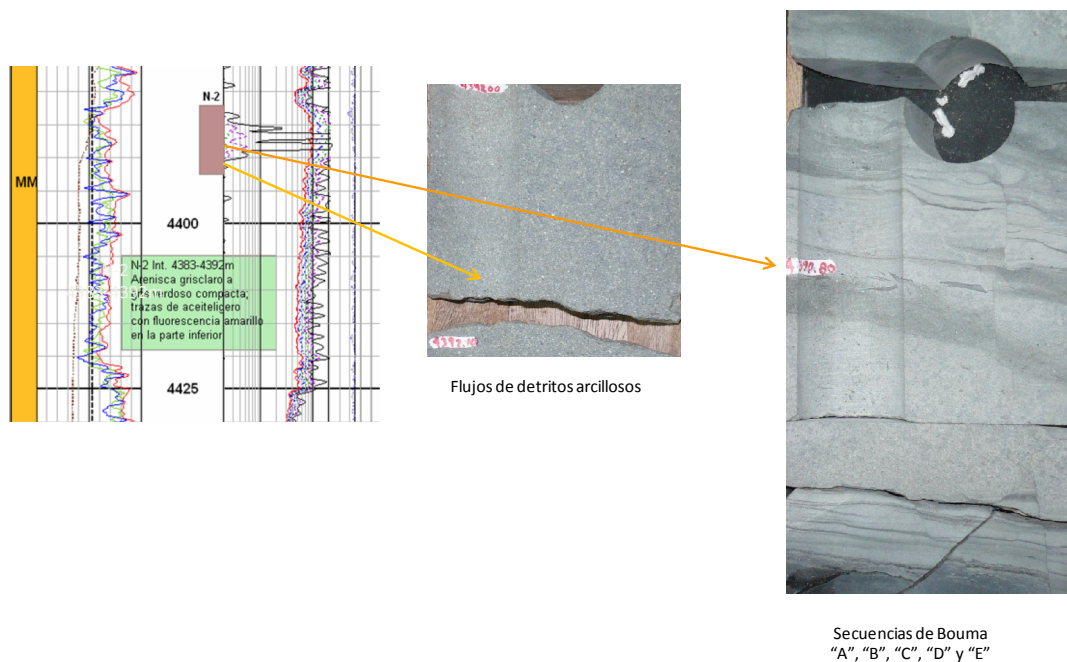


Figura V.1- Arcillas arenosas masivas con laminaciones locales, apiladas y correspondientes a turbiditas distales (XANAB DL-1 N-2 MIOCENO MEDIO, Batial Inferior).

En el pozo Yaxche-DL1- núcleo-1, núcleo-2 y núcleo-3 (Figuras V.2, V.3 y V.4) las facies de Bouma A presentan estratificación masiva con presencia de laminaciones, rizaduras y estructuras de carga (Bouma C,D), las facies de Bouma C se interpreta como canales y desbordes (levees) en un cambio de flujo alto a bajo. La sedimentación se interpreta como turbiditas distales con fluidos de detritos generados por corrientes de contorno y turbiditas proximales en lóbulos canalizados en ambiente de alta energía.

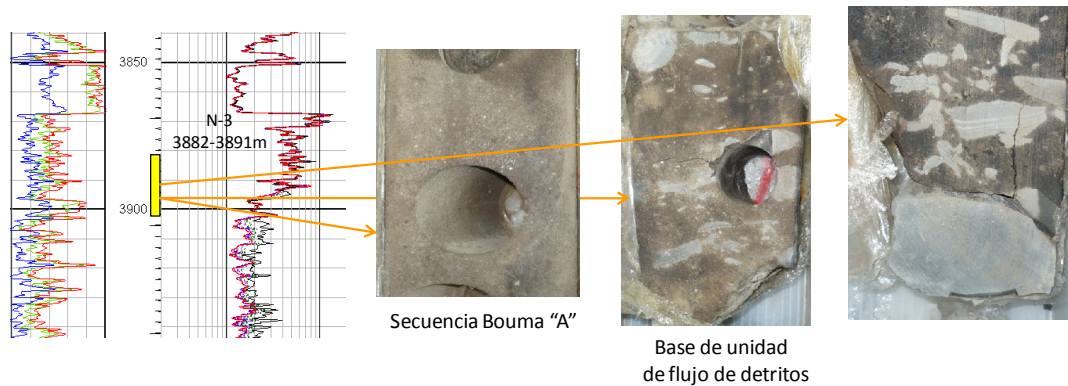


Figura V.2.- Turbiditas proximales depositadas en un abanico de sabana apilado Flujos de detritos de clastos angulares sin ninguna orientación (YAXCHE-1 DL N-3 Mioceno Superior Batial superior).

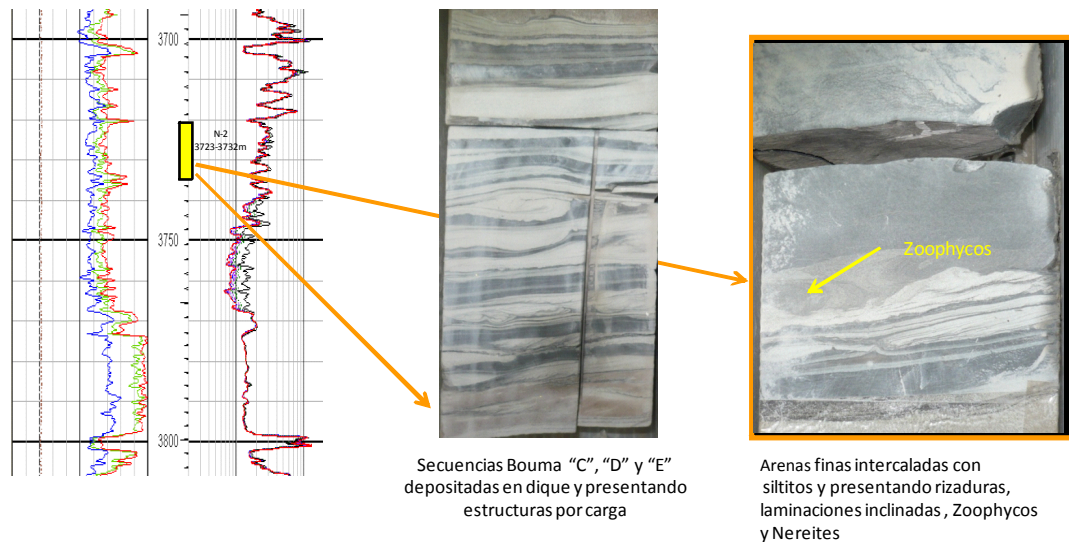


Figura V.3.-Arenas y arcillas depositadas en diques, bordeando un canal de abanico proximal (YAXCHE-1 DL N-2 Mioceno Superior Batial superior)

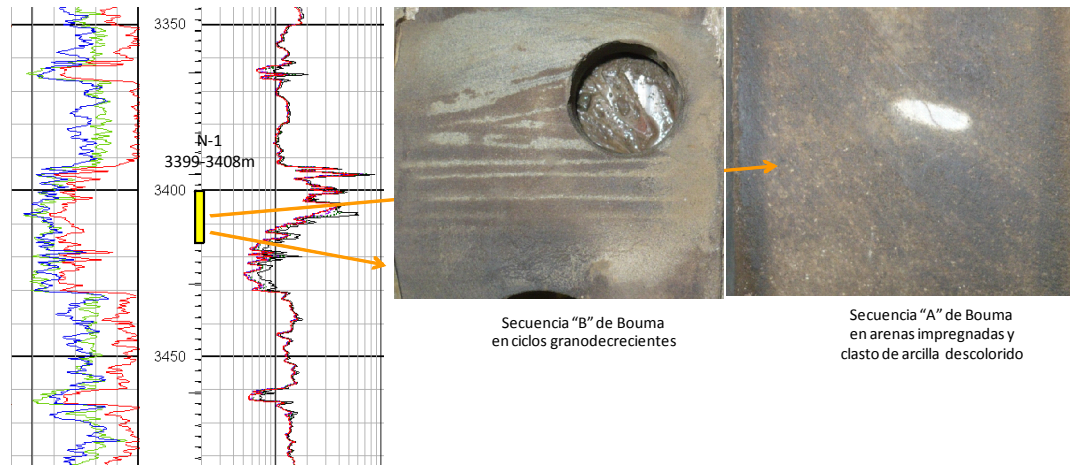


Figura V.4.-Depósitos de turbiditas proximales apiladas en abanicos de sabana o planicie anastomosada (YAXCHE-1 DL N-1 Mioceno Superior Batial superior)

Los reflectores sísmicos son de forma hummocky y con forma de “alas de gaviota”; la arquitectura principal de estos elementos son canales, derrumbes y deslizamientos, estos elementos muestran mejor desarrollo durante el Mioceno inferior y medio, sin embargo también están presentes durante el Mioceno Superior.

VI.- MODELO GEOLÓGICO

Las corrientes turbidíticas son un tipo de flujo gravitacional, en la cual el sedimento se apoya de manera ascendente por la turbulencia del fluido generada por el contraste de densidades entre el sedimento y los fluidos que lo rodean, se consideran agentes efectivos de transporte y es el principal mecanismo por el cual, las diferentes facies turbidíticas se distribuyen dentro de una cuenca, se considera que las turbiditas forman abanicos submarinos, el modelo de abanico maneja múltiples lóbulos, las características internas de los lóbulos incluyen canales, los cuales tienden a ser más activos durante los niveles bajos del mar.

Una revisión del modelo de abanicos basado en Mutti and Ricci Lucchi (1972) provee una herramienta para la valoración del riesgo, de manera simplificada, ésta indica claramente la posición relativa de los sedimentos en un sistema marino profundo, una vez que la posición relativa de la roca almacén es conocida en tiempo y espacio, se evalúan sus características petrofísicas y se establecen los valores mínimos de porosidad efectiva y espesor necesarios para almacenar hidrocarburos. Mientras que para establecer los elementos de riesgo del sello, tales como, su calidad y extensión, se deben de considerar los patrones litológicos.

Mutti (1985) propuso tres tipos de sistemas turbidíticos:

- 1.- Principalmente capas gruesas de areniscas, lóbulos no canalizados
- 2.- Areniscas de capas delgadas asociadas a lóbulos canalizados
- 3.- Depósitos ricos en lodo compuestos de areniscas en canales de relleno a escala pequeña y grandes espesores de lodo y limos como depósitos de desborde.

Los depósitos anteriores pueden sucederse como fases de turbiditas en la misma cuenca de relleno, como resultado de movimientos tectónicos o cambios del nivel del mar, resultando en un apilamiento de secuencias estratigráficas.

VI.1. MATRIZ DE RIESGO

El nivel de confianza del modelo del play está evaluado con la base de datos y el modelo geológico el cual incluye la presencia de la roca almacén y la roca sello.

La valoración de datos cuantitativos y cualitativos puede hacerse para cada modelo del play asignando un nivel de confianza cualitativo de bajo, mediano y alto.

Los atributos requeridos para definir el riesgo del play en una matriz de riesgo son:

- 1) Calidad de los datos sísmicos y pozos exploratorios en el play objetivo.
- 2) Presencia de la roca almacén y la roca sello

Los atributos anteriores definen la confianza en la calidad de la base de datos y el modelo geológico visualizando la confianza más baja presente en el play, cada atributo esta multiplicado de la siguiente manera:

1.- Confianza en la base de datos: calidad de los datos sísmicos X la presencia de pozos exploratorios.

2.- Confianza en el modelo geológico: presencia de la roca almacén con volumen poroso efectivo X la efectividad del sello.

Los factores bajos son los que prevalecen. Por ejemplo un factor multiplicado por un factor bajo es igual a una confianza baja. Los niveles de confianza se combinan en una matriz de riesgo para visualizar las características de riesgo de cada play. El área de estudio se dividió en dos áreas específicas (Figura VII.1) para evaluar los niveles de confianza:

- Yaxche Tsanlah-Hokchi

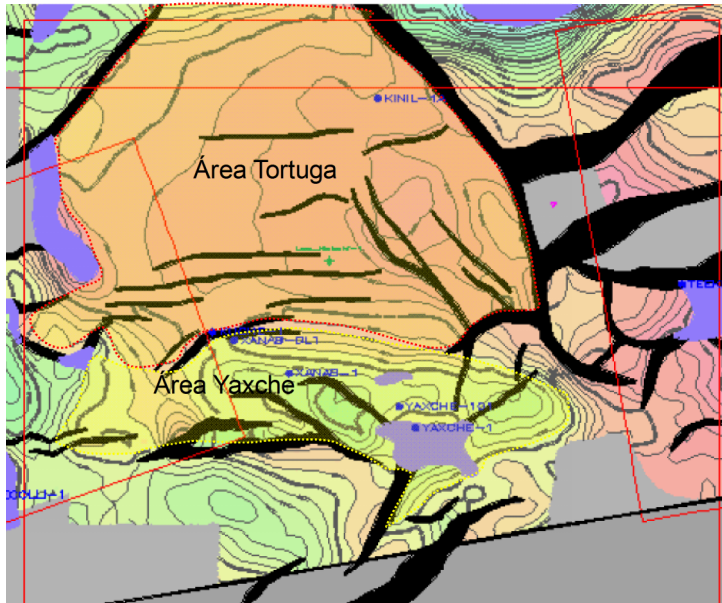


Figura VII.1.- Áreas Yaxche y Tsanlah-Hokchi utilizadas para evaluar los niveles de confianza.

La matriz de riesgo (Tabla 6) muestra que la confianza en el modelo geológico es alta, mientras que la confianza en la base de datos es baja, debido principalmente a la escasa cantidad de pozos exploratorios con objetivos en el play de interés.

Descripción del play		Confianza en la base de datos			Confianza en el modelo geológico		
Área	Play	datos sísmicos	pozos exploratorios	confianza conjunta	roca almacén	sello	confianza conjunta
Yaxche	Mioceno	alto	5	alto	alto	alto	alto
Tsanlah-Hokchi	Mioceno	alto	1	bajo	alto	alto	alto

Tabla 6.- Matriz de riesgo.

VIII.- EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS

Los modelos geológicos de depósito acoplados con atributos permiten mapear características de la cuenca y predecir las facies geológicas. Para determinar los atributos sísmicos más útiles para el estudio en los horizontes de interés (Figura VIII.1) se realizaron diversas pruebas, identificando la amplitud Rms (Figura VIII.2) como el atributo que mejor trabaja como factor de predicción de geometrías de canales y abanicos.

El atributo de amplitud Rms (Root-Mean-Square) es calculado como la raíz cuadrada del valor promedio de los cuadrados de las amplitudes extraídas de la ventana temporal de análisis:

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2}$$

Debido a que las amplitudes son elevadas al cuadrado antes de efectuar el promedio, el cálculo RMS es muy sensible a los valores extremos de amplitud.

Para la realización de la extracción de amplitud a lo largo de las secuencias del Mioceno se utilizó el software Petrel de la CIA. Schlumberger, con el cual se generó un cubo de amplitud posteriormente se revisó la resolución vertical en el área de interés (30-50 m). Se crearon superficies proporcionales entre la cima y la base de las secuencias de acuerdo con la resolución vertical y los probables espesores verticales de los cuerpos que se están buscando, para asegurarse de que puedan ser detectados, y finalmente se obtiene el atributo en las superficies entre la cima y la base (Figura VIII.3).

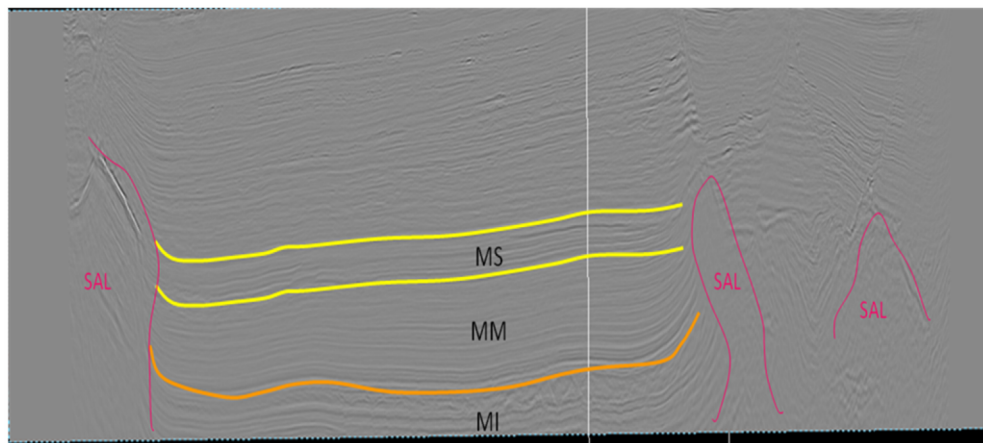


Figura VIII.1.- Inline 3452 Horizontes de interés y domos de sal formando minicuenas

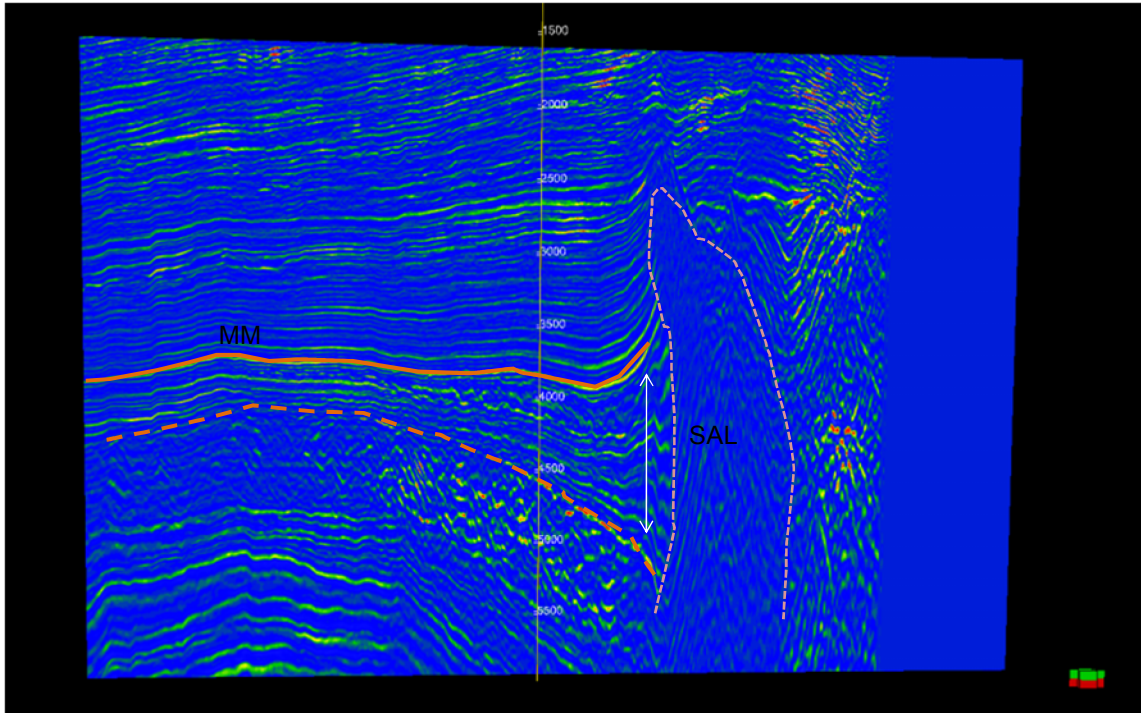


Figura VIII.2.- Inline 3452 detalle en amplitud RMS para las secuencias del Mioceno

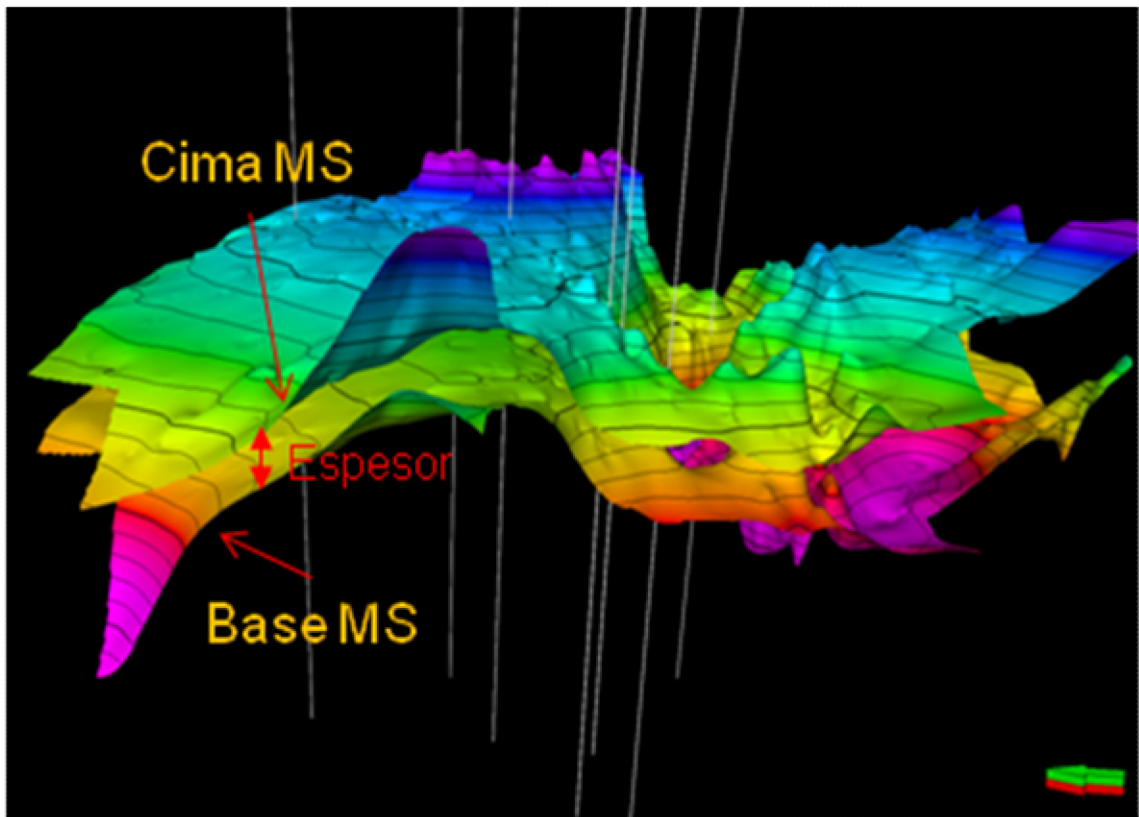


Figura VIII.3.- Identificación de la cima y base en la ventana de interés.

Los valores de amplitud obtenidos en las secuencias del Mioceno muestran un sistema turbidítico depositado en talud, en color amarillo a rojo se tienen áreas con valores altos de amplitud interpretadas como ricas en arenas, valores bajos de amplitud en color azul se interpretan como áreas con alto porcentaje de arcilla.

Los procesos sedimentarios que formaron estas estructuras se encuentran relacionadas con el movimiento y transporte en masa de sedimentos, estos procesos están controlados por deslizamientos y flujos de gravedad, a lo largo del talud, el resultado del tipo de depósito final de los sedimentos depende en gran medida, del ángulo sobre el talud y la evolución del flujo de gravedad, así como del relieve topográfico que la sal creó

Los sistemas turbidíticos se depositan en la parte baja del talud como abanicos submarinos su desarrollo en el alto estructural denominada "Tortuga" se muestra en la figura VIII.4. No se tiene el detalle de las características internas de los lóbulos, como canales y desbordes de canal, sin embargo se puede establecer la posición relativa de los lóbulos (Figura VIII.5).

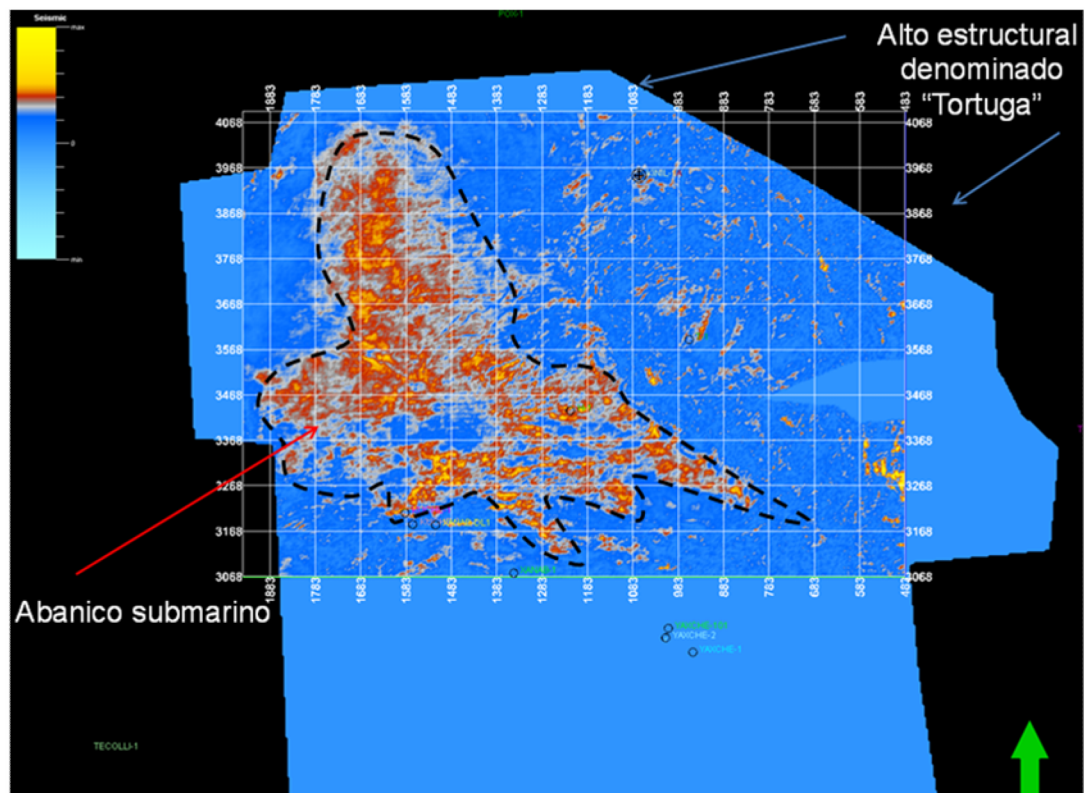


Figura VIII.4.- Mapa de amplitud (Mioceno Inferior), indicando el área donde se ubican los complejos turbidíticos.

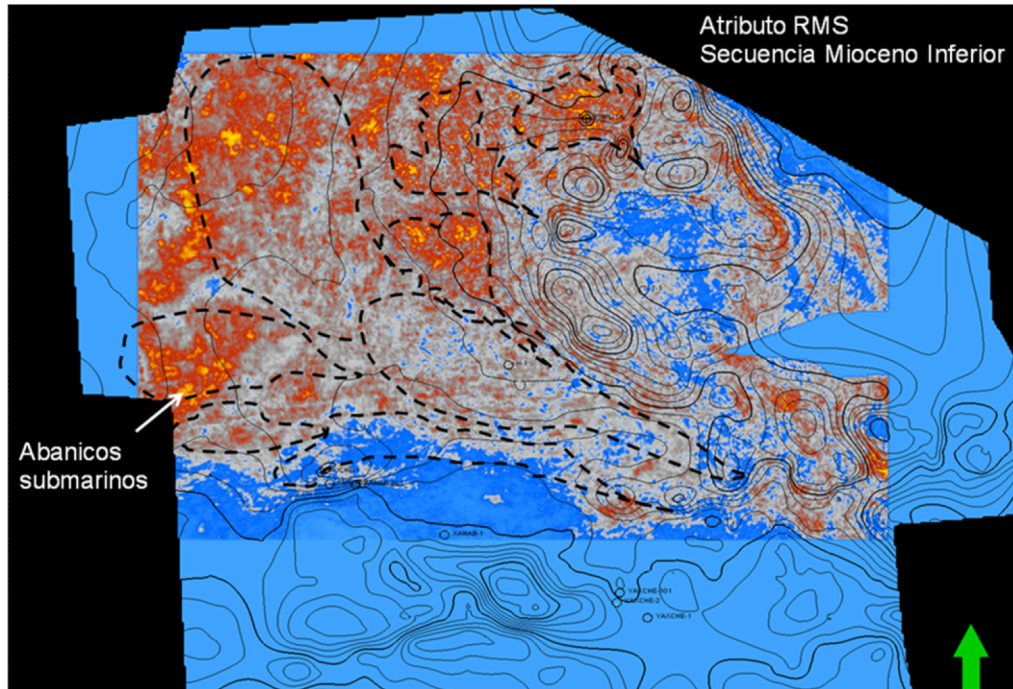


Figura VIII.5.- Turbiditas formando abanicos submarinos dentro de la secuencia del Mioceno Inferior.

Para la secuencia del Mioceno Inferior el pozo Kinil-1A atravesó 500 m de mudstone y wackestone de bioclastos (4225-3725 m), estos carbonatos se interpretan como un ambiente adyacente de arrecife, donde el diapirismo de la sal crea las condiciones para su desarrollo en su cúspide cercanos a la superficie del nivel del mar (Figura VII.6).

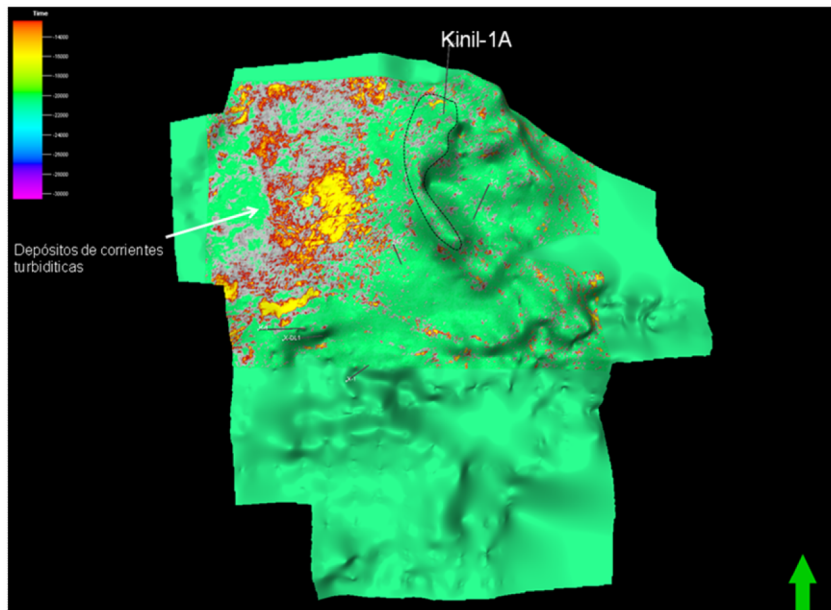


Figura VIII.6.- Depósitos de corrientes turbidíticas (amplitudes altas) y área de carbonatos cortados en el pozo Kinil-1A.

En las figuras VIII.7 y VIII.8 se muestra el mapa de amplitud en la secuencia del Mioceno Medio; las arenas de los abanicos generan valores de altos de amplitud en el área. Se interpretan turbiditas distales en regímenes de flujos altos a regímenes de flujos bajos, donde se presentan intercalaciones de arenas y arcillas (Xanab-DL1, N2).

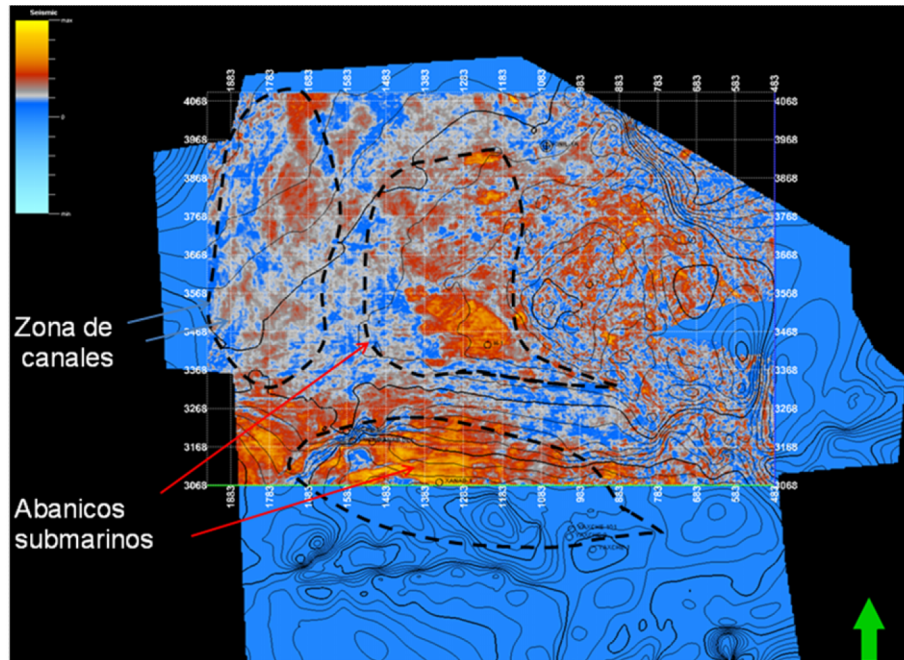


Figura VIII.7.- Mapa de amplitud en la cima del Mioceno Medio.

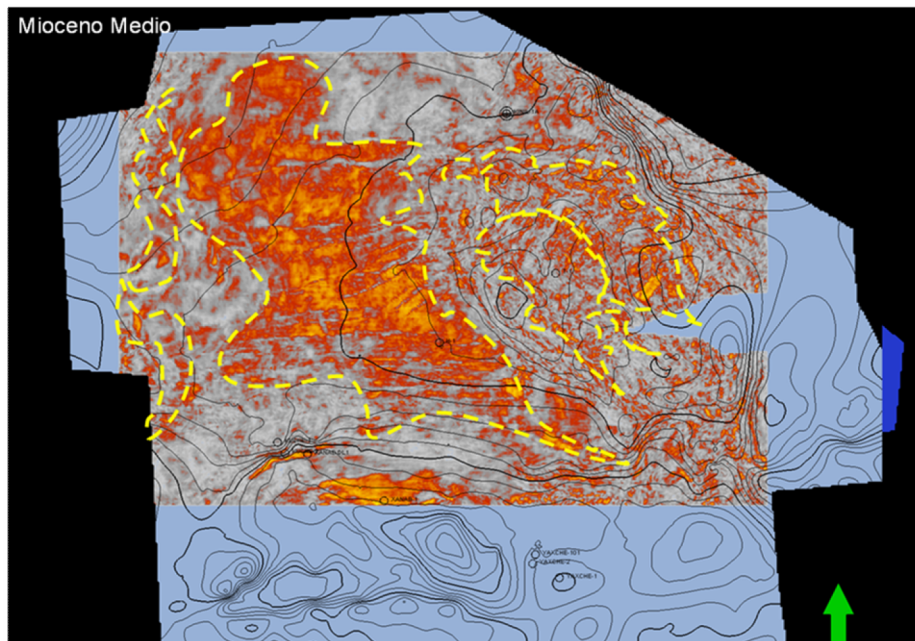


Figura VIII.8.- Base del Mioceno Medio, interpretación de abanicos y canales

Al noroeste en el área de estudio se tiene un sistema de canales, así como deslizamientos y posibles derrumbes, ocasionados por movimientos provocados por la acción de la gravedad y el movimiento de la sal; los canales se presentan en toda la secuencia del Mioceno Medio con mejor desarrollo en la parte basal (Figura VIII.9).

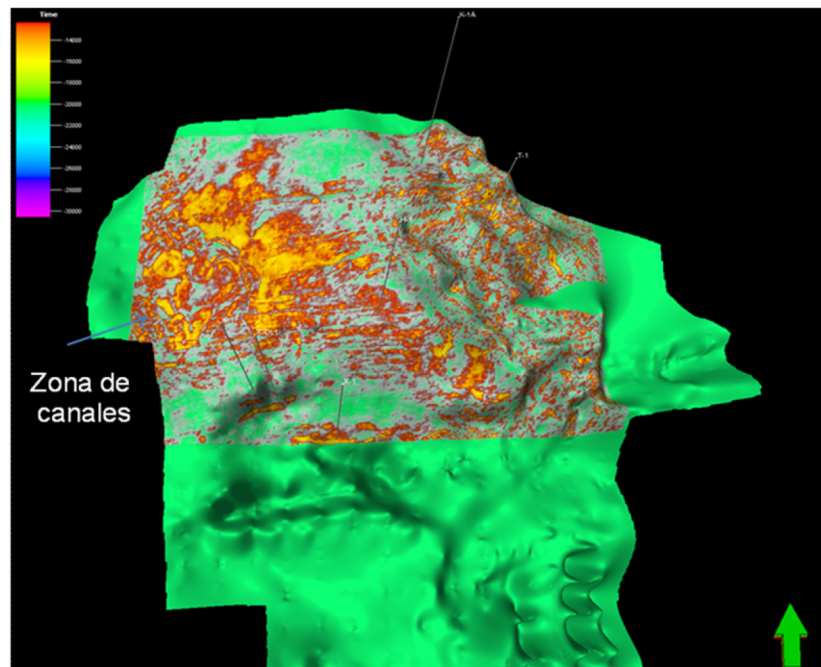


Figura VIII.9.- Mapa de amplitud dentro de la secuencia del Mioceno Medio

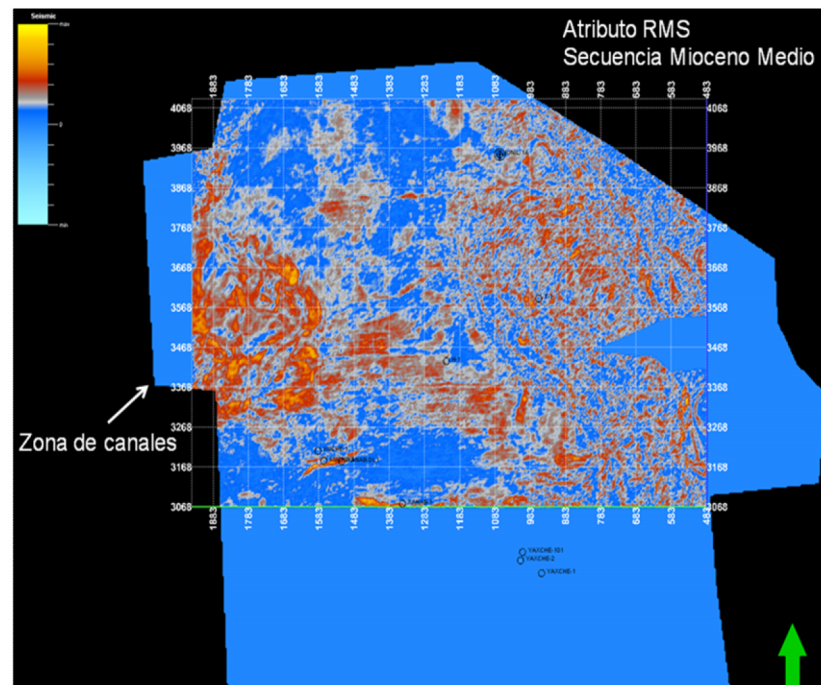


Figura VIII.10.-Desarrollo de canales en la parte basal del Mioceno Medio

Las minicuenas originadas por el movimiento de la sal favorecen el desarrollo de corrientes de turbidez y permite el depósito de estos sistemas turbidíficos, por lo que el relieve batimétrico que la sal influencia, favorece el sistema de transporte y la formación de los depocentros (Figura VIII.11).

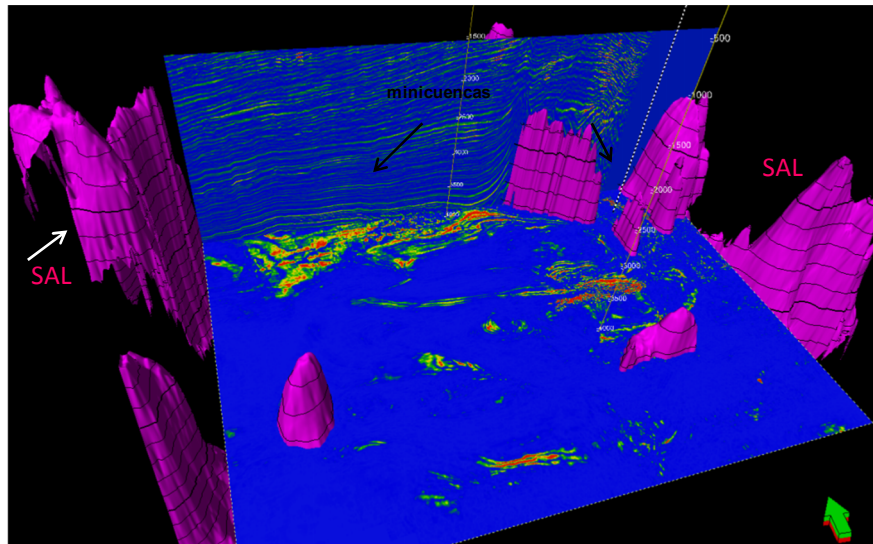


Figura VIII.11.- Imagen 3D, extracción de amplitud Rms, inline 3452 y time slice a 2500 ms, influencia salina y desarrollo de minicuenas.

Para la secuencia del Mioceno superior a partir de la descripción de núcleos podemos definir facies de arenas masivas, arenas de granos fino, limos y lutitas, interpretadas como canales (Bouma A), turbiditas apiladas en abanicos (Bouma A,C) y desbordes de canal (Bouma A,C).

IX.- ANÁLISIS PLAY FAIRWAY Y MAPEO DE RIESGO

IX.1.- METODOLOGÍA

La predicción de factores individuales está relacionada al entendimiento de los procesos geológicos y la incertidumbre relacionada a la interpretación sísmica. Datos sísmicos no calibrados y ausencias de datos de pozos introduce incertidumbres mayores a las que se perciben (Tabla 7).

El nivel de confianza del modelo del play está evaluado en:

- La confianza en la base de datos
- La confianza en el modelo geológico (incluyendo la presencia y efectividad de la roca almacén y el sello)

El conjunto de datos sísmicos son componentes clave en el análisis del subsuelo y como pueden utilizarse en el análisis de la predicción sísmica estratigráfica y litológica; tiene un impacto grande en la confianza en el modelo geológico. El riesgo asociado con el modelo estratigráfico se puede disminuir solamente con la incorporación de datos, y la valoración de datos cuantitativos y cualitativos puede hacerse para cada modelo del play asignando un nivel de confianza de grado bajo, mediano y alto (Tabla 8). Donde toda la información está esparcida, el análisis de todos los datos relevantes es importante.

La metodología para el análisis play-fairway descrita y resumida en la figura IX.1.1 involucra diversos pasos clave:

El play fairway se define por un modelo geológico como la máxima extensión posible de la roca almacén. La confianza en el modelo geológico varía a través del play, dependiendo de la cantidad de datos sísmicos y datos de pozos.

El riesgo percibido a través del play fairway se subdivide en 3 elementos principales:

- La presencia y la efectividad de la roca almacén
- La presencia y la madurez de la roca generadora
- La presencia de un sello superior efectivo

Los mapas individuales CRS se combinan para producir un mapa compuesto de segmentos de riesgo común (CCRS). Estos ilustran la variación de riesgo en el play para

el fairway, y son usados para tener áreas de alto grado del fairway y proveer un fundamento técnico para el análisis de prospectos (Figura IX.1.2).

El análisis de fracasos en pozos se usa para entender los elementos críticos del play.

El riesgo para prospectos específicos se puede calibrar usando porcentajes de éxitos de perforación para el play.

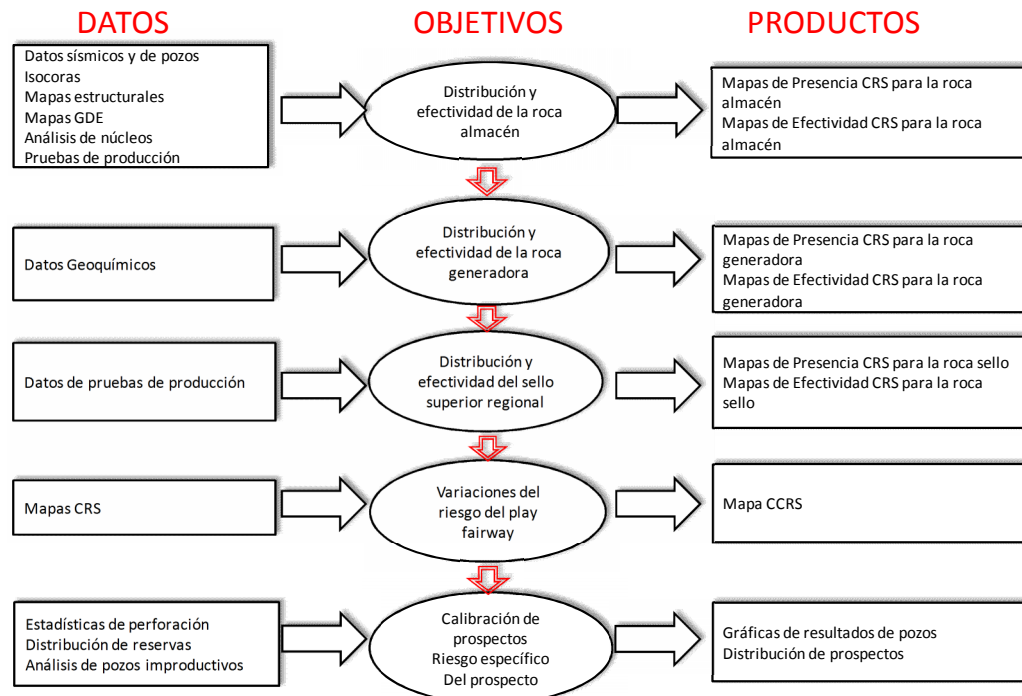


Figura IX.1.1.- Metodología de análisis play fairway.

El riesgo relativo se despliega fácilmente y comunica vía un esquema de colores; este se categoriza de acuerdo a los siguientes criterios:

Riesgo bajo (verde): Implica que hay una razón clara para esperar que el componente del play esté presente o sea efectivo, requiere de datos que demuestren claramente la presencia o efectividad del componente del play. Sus límites están restringidos por evidencia directa de datos y/o por la predicción de modelos geológicos, lo cual está soportado por los componentes del play (presencia o efectividad).

Riesgo moderado (amarillo): Datos que son ambiguos acerca de la presencia o efectividad del componente dentro del segmento de riesgo o una ausencia de datos o los datos son insuficientes para determinar la presencia o efectividad del componente dentro del

segmento de riesgo; y/o una predicción de modelo geológico restringido no apoyado o condenado por los datos.

Riesgo alto (rojo): Implica que hay razón buena para esperar que el componente del play no estará presente o es efectivo. Requiere de datos que demuestren la ausencia o efectividad del componente del play dentro de los segmentos de riesgo.

Blanco (ausente): Implica que hay razón para esperar que el componente del play esté ausente y que el play tenga virtualmente cero oportunidad de funcionamiento. Requiere datos que demuestren o impliquen la ausencia del componente.

Los límites se restringen con evidencia directa de los datos y/o la predicción del modelo geológico.

INCERTIDUMBRE	DATOS	RIESGO RELATIVO
Probabilidad razonable	Soporte claro de datos	Bajo
Posible	Ambiguos o ausentes	Medio
Duda razonable	Soporte claro de datos	Alto

Tabla 7.- Relación entre incertidumbre, datos y riesgo relativo (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005).

RIESGO RELATIVO	DATOS
ALTO	Datos que demuestran o implican duda razonable o implican duda tanto de la presencia como de la efectividad del constituyente del play dentro del segmento de riesgo
MEDIO	Datos ambiguos para la presencia o efectividad del constituyente del play dentro del segmento de riesgo o ausencia de datos
BAJO	Datos que demuestran claramente la presencia y efectividad del constituyente del play dentro del segmento de riesgo

Tabla 8.- Riesgo relativo y datos (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005)

La combinación final de los mapas de riesgo tendrá los segmentos de riesgo relativos igual al componente de segmentos de riesgo presentes más altos.

Hay dos reglas simples:

Un segmento de riesgo bajo (verde) en el examen final combinado en el mapa puede venir sólo de una cubierta de todo el riesgo bajo (verde).

Si en cualquier riesgo alto (rojo), el segmento está presente en la cubierta, entonces el examen final que combinó el segmento de riesgo es el riesgo alto (rojo).

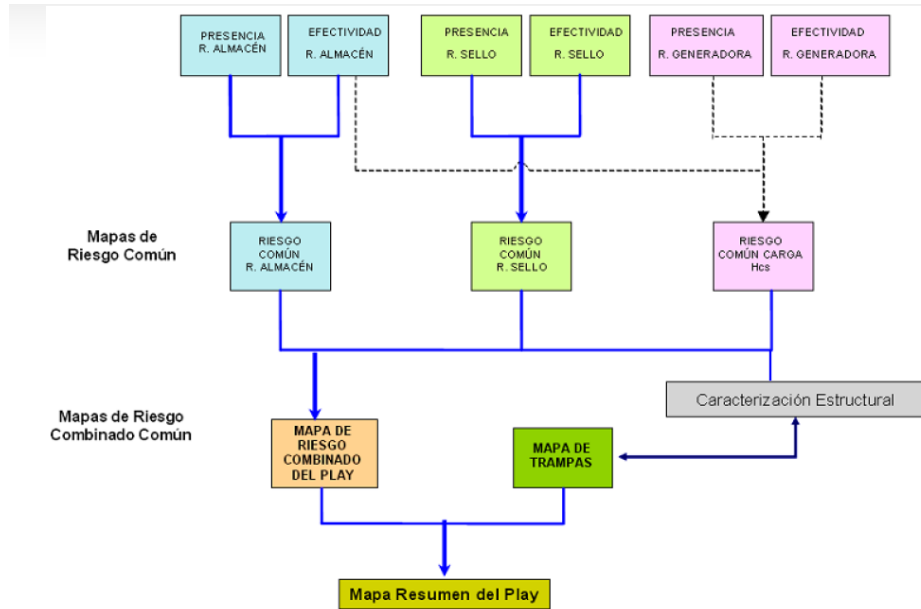


Figura IX.1.2.- Diagrama de flujo para el mapeo del riesgo del play (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005).

El riesgo del play se describe como un riesgo condicional, para obtener el riesgo absoluto de un prospecto, es necesario multiplicar el riesgo condicional por el riesgo del prospecto que se ha calculado de la hoja de riesgo del prospecto.

En este estudio el riesgo condicional para todos los segmentos verdes es de 0.9 y la localización Hokchi-1, que cae dentro de los segmentos verdes presenta un riesgo (del prospecto) de 0.73 (Pemex, 2008) entonces el riesgo verdadero para el prospecto es $0.9 \times 0.73 = 0.65$ lo que significa que se tienen una probabilidad geológica razonable (Tabla 9).

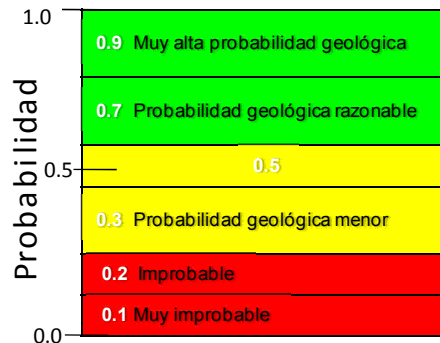


Tabla 9.- Cuantificación del Riesgo (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005)

IX.2.- MAPEO DE SEGMENTOS DE RIESGO

El riesgo del play puede subdividirse en varios elementos regionales de riesgo; los elementos de riesgo regional mapeados en el área de estudio son: presencia de la roca almacén, efectividad de la roca almacén, presencia del sello superior, presencia y madurez de la roca generadora.

Elementos de riesgo que no se mapearon son la sincronía de formación de la trampa y la biodegradación del hidrocarburos atrapado (uniformemente favorables para los play del Mioceno). El Factor de carga de las rocas generadoras del Tithoniano hacia las trampas no se estimó ya que es necesario mapear los detalles de la estructura del prospecto debido a que la eficiencia de la migración es variable dependiendo de la posición y la geometría de las fallas y su distancia entre la conexión del play y la roca generadora (Pemex, 2008).

Se construyó un mapa de riesgo común relativo para cada elemento a partir de mapas ambientales del depósito (mapas GDE) para las secuencias en estudio (Figuras IX.2.1, IX.2.2 y IX.2.3).

El mapa GDE de la secuencia del Mioceno Inferior (Figura IX.2.1), muestra la ubicación de los complejos turbidíticos, la interpretación sísmica indica la posición relativa de la sal y el desarrollo de minicuenas asociadas en el área.

En esta secuencia se interpretan abanicos distales, canales y arcillas de interturbiditas en un sistema turbidítico.

En el área del pozo Kini-I1A se presentan una secuencia de lutitas intercalada con mudstone-wackestone de bioclastos de aproximadamente 500 m de espesor, interpretados como un ambiente adyacente de arrecife, donde el diapirismo de la sal creó las condiciones para su desarrollo en su cúspide cercanos a la superficie del nivel del mar.

En la figura IX.2.2 se muestra el mapa GDE para la secuencia del Mioceno Medio. Sistemas turbidíticos de arenas y arcillas arenosas masivas en el área de las localizaciones Hokchi-1 y Tsanlah-1 y en el área de los pozos Kuche-1 y Xanab-1 se interpretan abanicos distales con flujos de dedritos generados por corrientes de contorno.

La sedimentación en el resto del área es arcillo arenosa.

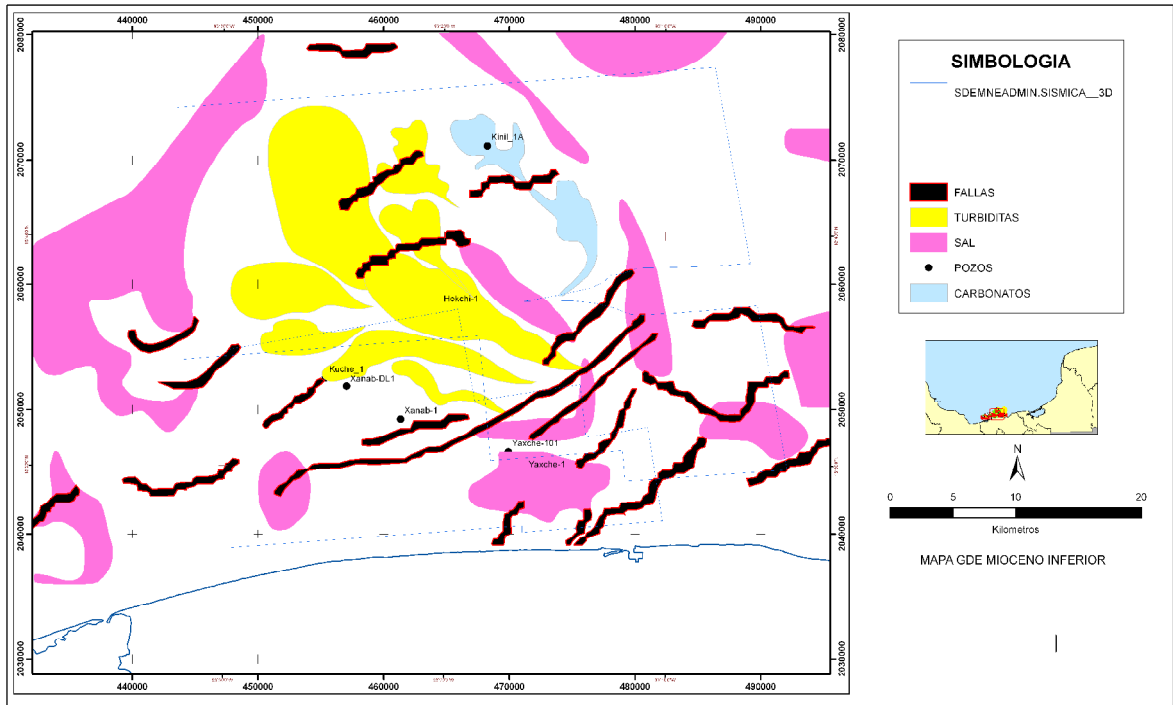


Figura IX.2.1.- Mapa GDE del Mioceno inferior

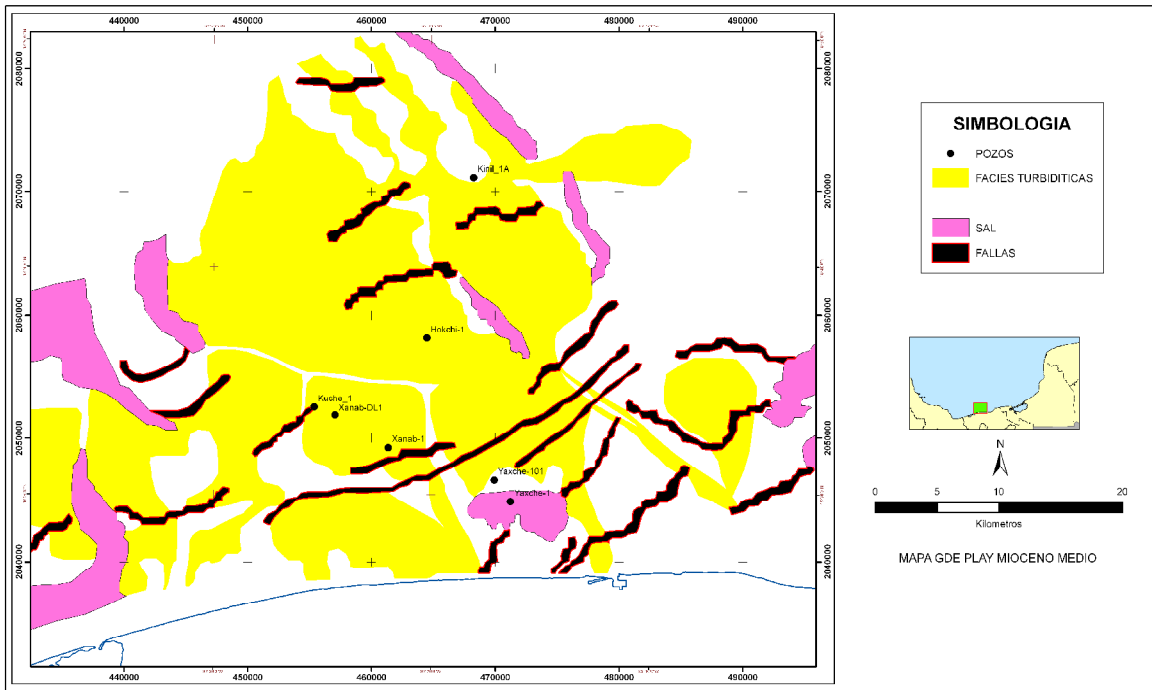


Figura IX.2.2.- Mapa GDE del Mioceno medio

En la figura IX.2.3 se muestra el mapa GDE para la secuencia del Mioceno Superior, los sistemas de turbiditas distales y proximales de arenas y arcillas presentan flujos de detritos generados por corrientes de contorno. Los depósitos están apilados en abanicos o planicies anastomosadas.

El pozo Yaxche-101 productor de aceite en esta secuencia, indica conexión con el Cretácico a través de fallas y por lo tanto migración eficiente de hidrocarburos.

En el Mioceno Superior, las facies se presentan más arcillosas hacia el área del pozo Kinil-1A lo que representa una disminución de la efectividad de la roca almacén y su capacidad para almacenar hidrocarburos.

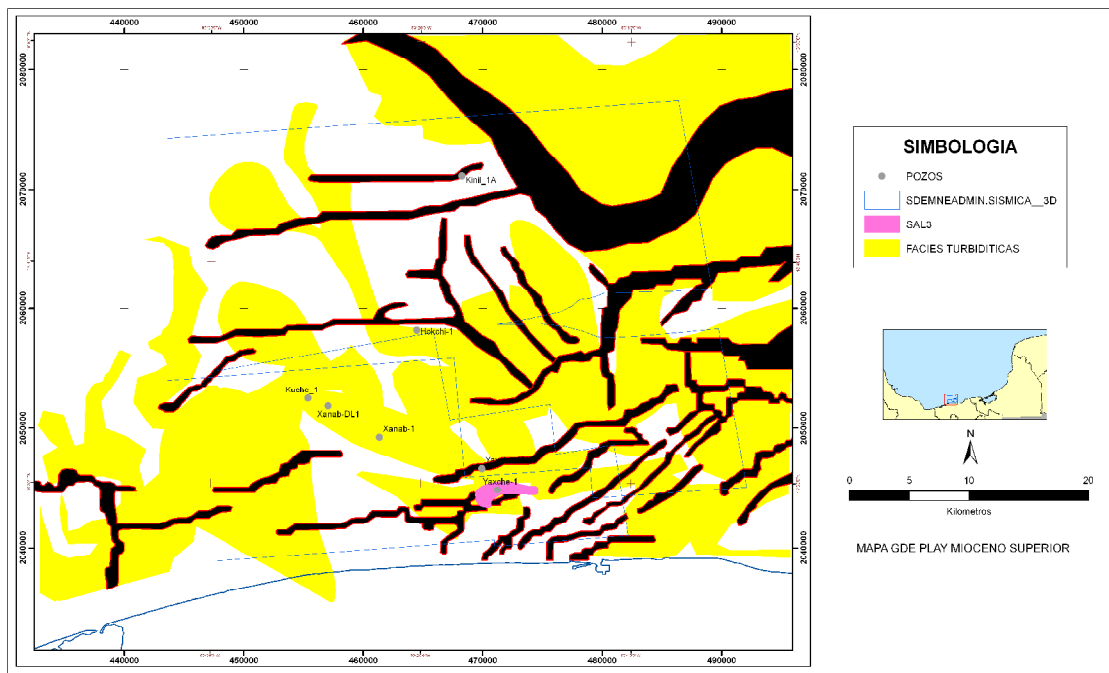


Figura IX.2.3.- Mapa GDE del Mioceno superior

Dentro de la cuenca los depósitos identificados se suceden como facies de areniscas con espesores netos de más de 300 m y facies de areniscas de capas delgadas intercaladas con lutitas, asociadas a lóbulos canalizados, depositados en ambientes marinos profundos.

IX.3.- RIESGO PARA LA PRESENCIA DE LA ROCA ALMACÉN

Los mapas de riesgo común segmentado para la presencia de la roca almacén resultantes se presentan en las figuras IX.3.1, IX.3.2 y IX.3.3. Las áreas de bajo riesgo (verde) indican que la roca almacén está presente en los plays y son áreas comprobadas con datos sísmicos y datos de pozos. Las áreas de riesgo moderado (amarillo) están soportadas por el modelo geológico interpretado mientras que las áreas en blanco indican ausencia del componente roca almacén debido a la presencia de intrusivos salina.

En los pozos exploratorios en el área, se estimaron espesores de más de 300 m arena y se considera un espesor mínimo de 10 m. de arena como valor de corte para las secuencias.

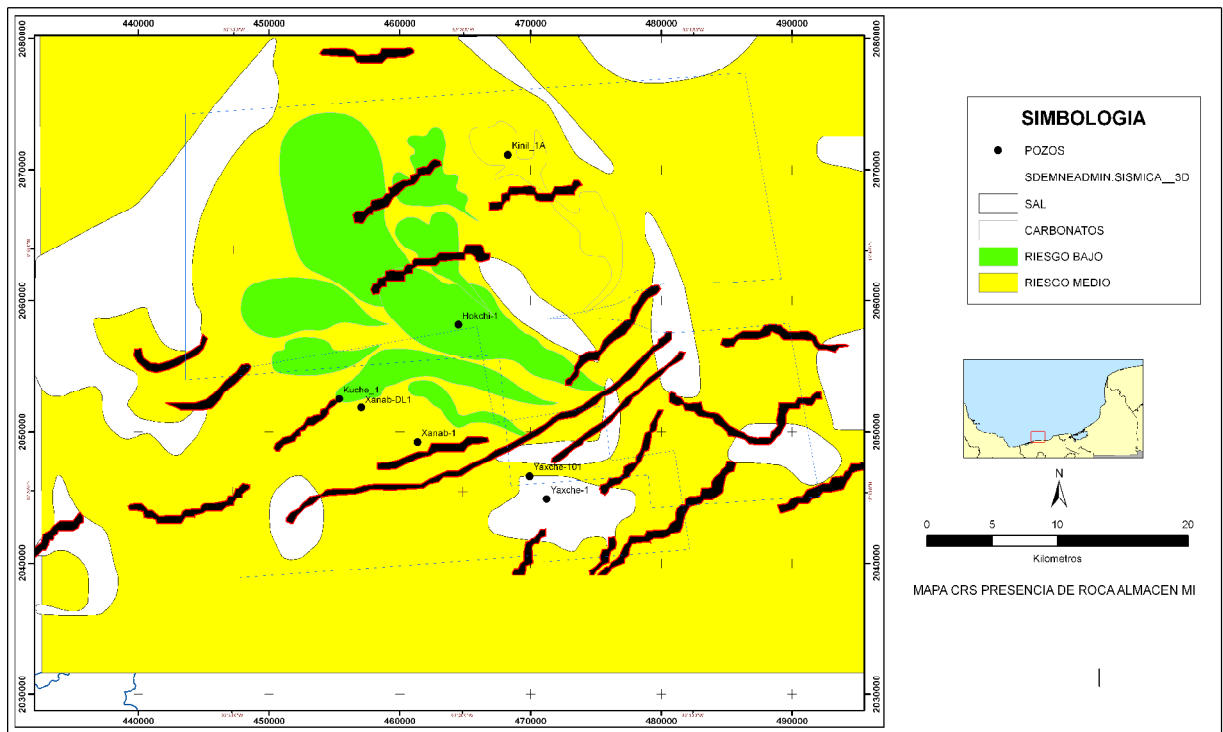


Figura IX.3.1.- Mapa CRS para la presencia de la roca almacén play Mioceno Inferior

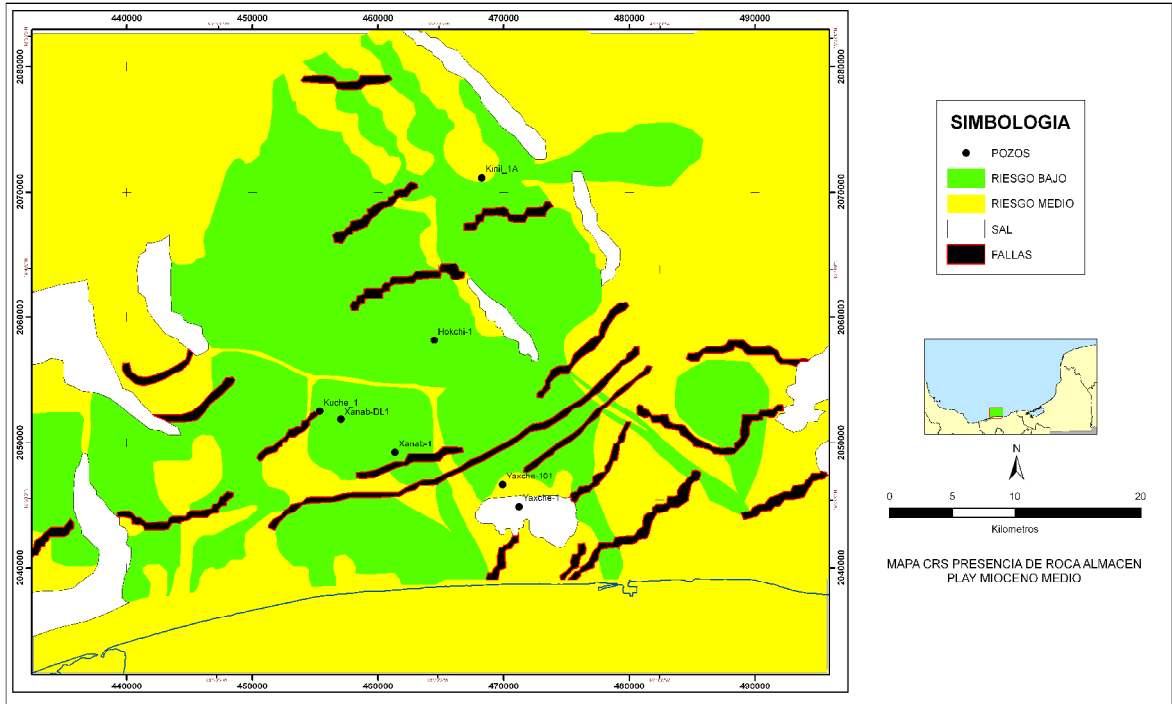


Figura IX.3.2.- Mapa CRS para la presencia de la roca almacén play Mioceno Medio.

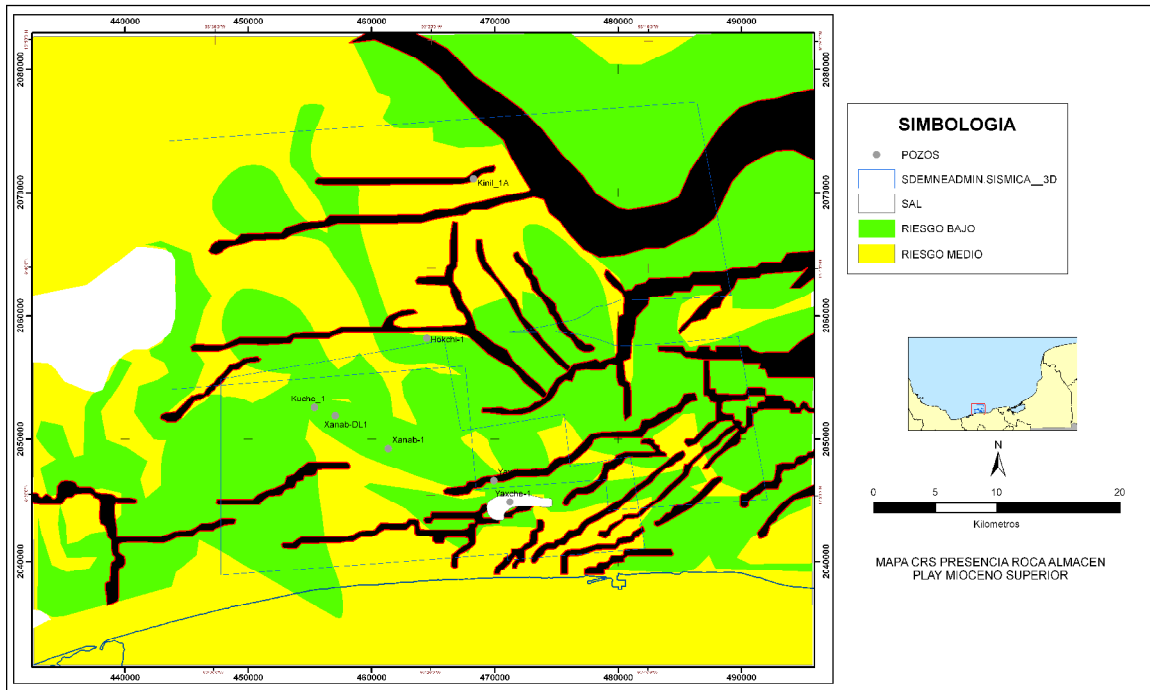


Figura IX.3.3.- Mapa CRS para la presencia de la roca almacén play Mioceno Superior.

IX.4.- RIESGO PARA LA EFECTIVIDAD DE LA ROCA ALMACÉN.

Los mapas de efectividad de la roca almacén ilustran el riesgo en términos de porosidad efectiva y permeabilidad. Los mapas se derivan de un estudio regional de calidad de la roca almacén, basado en estudios petrofísicos de los pozos en el área y la distribución de facies con base en la evaluación integral de registros geofísicos y estudios petrográficos. El análisis de los resultados permite identificar los factores que controlan la calidad de la roca almacén:

- Facies
- Tamaño de grano

Utilizando el pozo Yaxche-31 se aplica la metodología propuesta por Pickett. Esta técnica proporciona una estimación de saturación de agua (S_w), de resistividad verdadera de la formación (R_t) y exponente de cementación (m); cuenta además con la ventaja de que las curvas permiten graficar valores de porosidad. Los gráficos de las figuras IX.4.1, IX.4.2 y IX.4.3, muestran el potencial de los intervalos en valores de S_w y de la porosidad efectiva promedio del intervalo (PHIE).

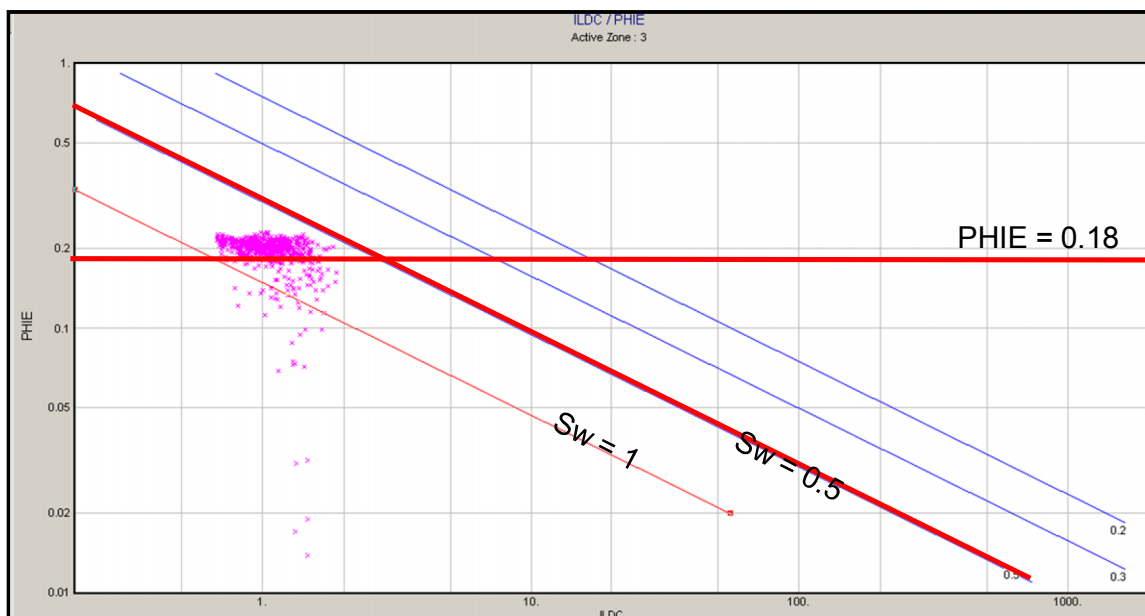


Figura IX.4.1.- Gráfico de Pickett intervalo 3987-4101 m del pozo Y-31 mostrando el potencial en el intervalo graficado en valores S_w (saturación de agua).

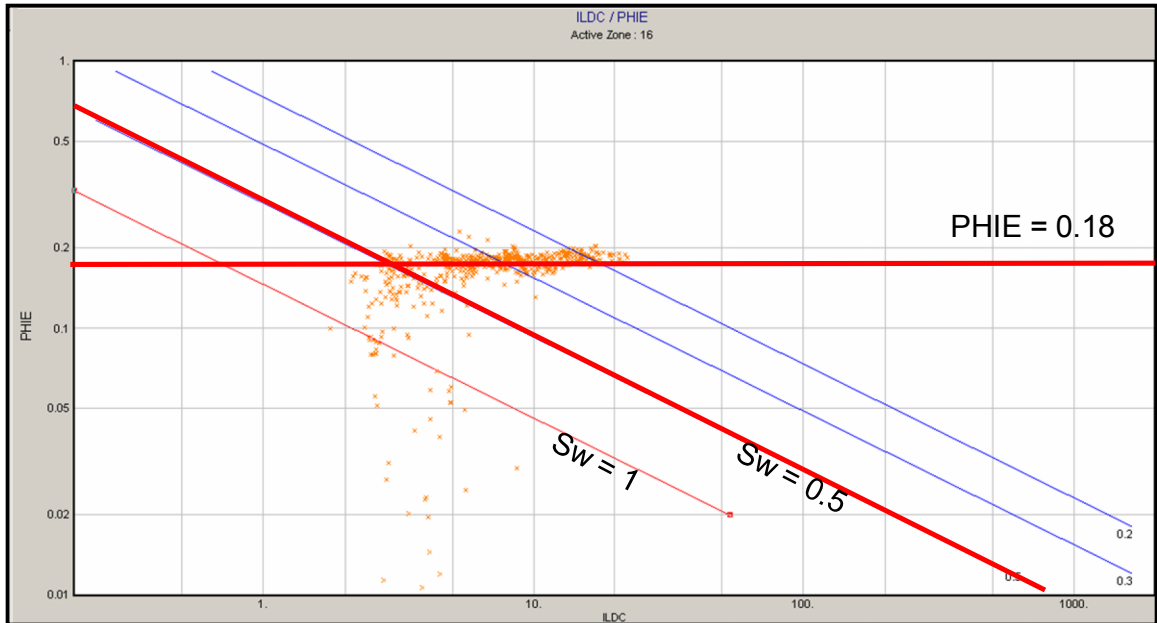


Figura IX.4.2.-. Gráfico de Pickett intervalo 4123-4316 m del pozo Y-31 mostrando el potencial en el intervalo graficado en valores S_w (saturación de agua) y la porosidad efectiva del yacimiento.

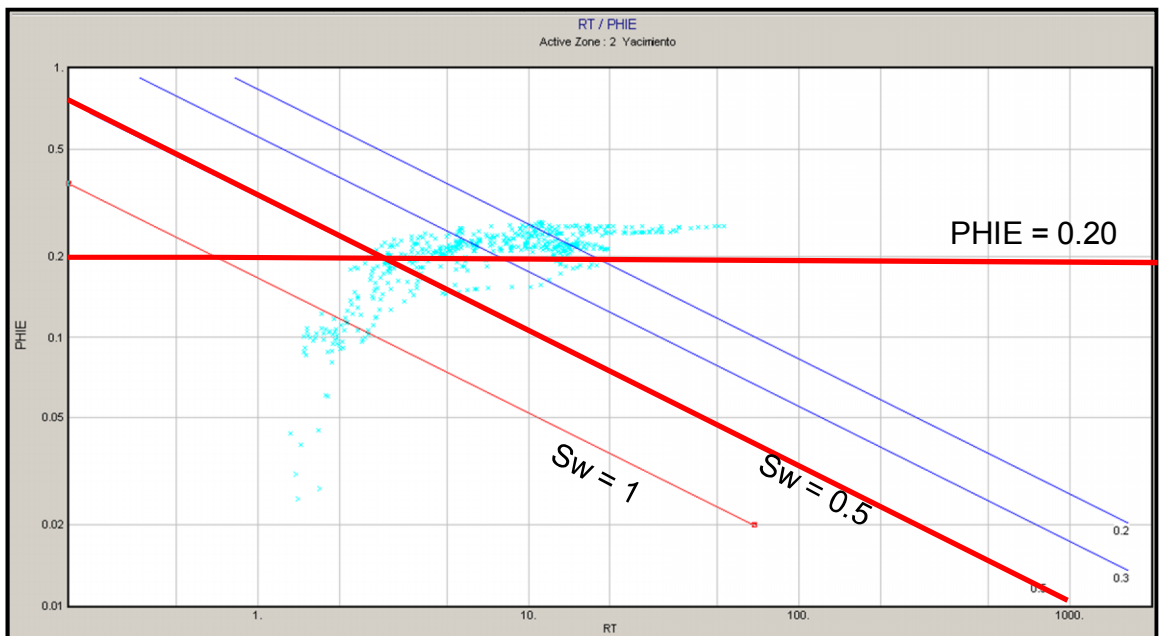


Figura IX.4.3.-. Gráfico de Pickett intervalo 3990-4075 m del pozo Y-101 mostrando el potencial en el intervalo graficado en valores S_w (saturación de agua) y la porosidad efectiva del yacimiento.

Para evaluar el riesgo de la efectividad de la roca almacén se considera el espesor neto y la porosidad promedio PHI (Tabla 10).

Tasa de Arena	Espesor Neto	Porosidad
> 75%	> 80m	> 18%
50%	>50m	>15%
25%	>30m	>12%
10%	>10m	>10%

Tabla 10.- Correspondencia contenido de arena y porosidad promedio (Pemex, 2008)

De esta manera se establece una porosidad efectiva de 10% y un espesor mínimo de 10 m. como valores de corte necesarios para considerar la efectividad de la roca almacén

Los mapas de segmentos de riesgo común (CRS) para la efectividad de la roca almacén se muestran en la figuras IX.4.4, IX.4.5 y IX.4.6. Se ilustra una distribución de segmentos de riesgo común a través de las secuencias del Mioceno, los límites de riesgo bajo para la efectividad de la roca almacén (verde) están asociados a la distribución del sistema turbidítico con porosidades mayores de 10%, en el área de riesgo moderado la sedimentación es arcillo-arenosa y es posible encontrar una reducción de la porosidad efectiva y la permeabilidad debido a la presencia de arcilla.

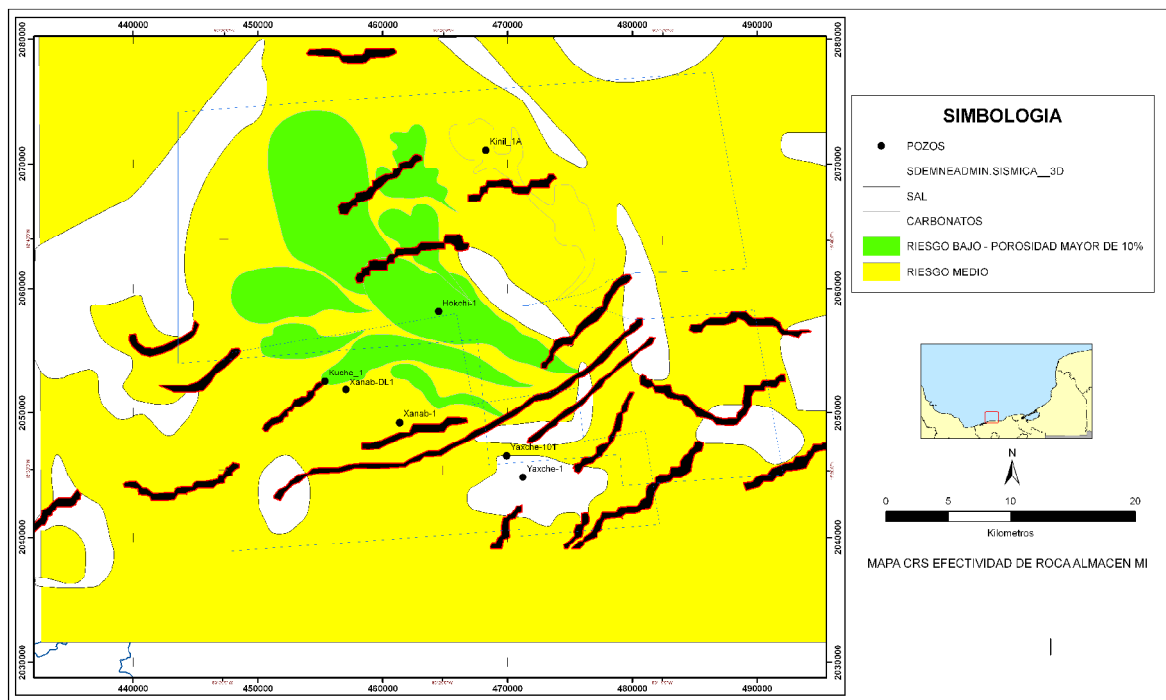


Figura IX.4.4.- Mapa CRS para la efectividad de la roca almacén play Mioceno Inferior.

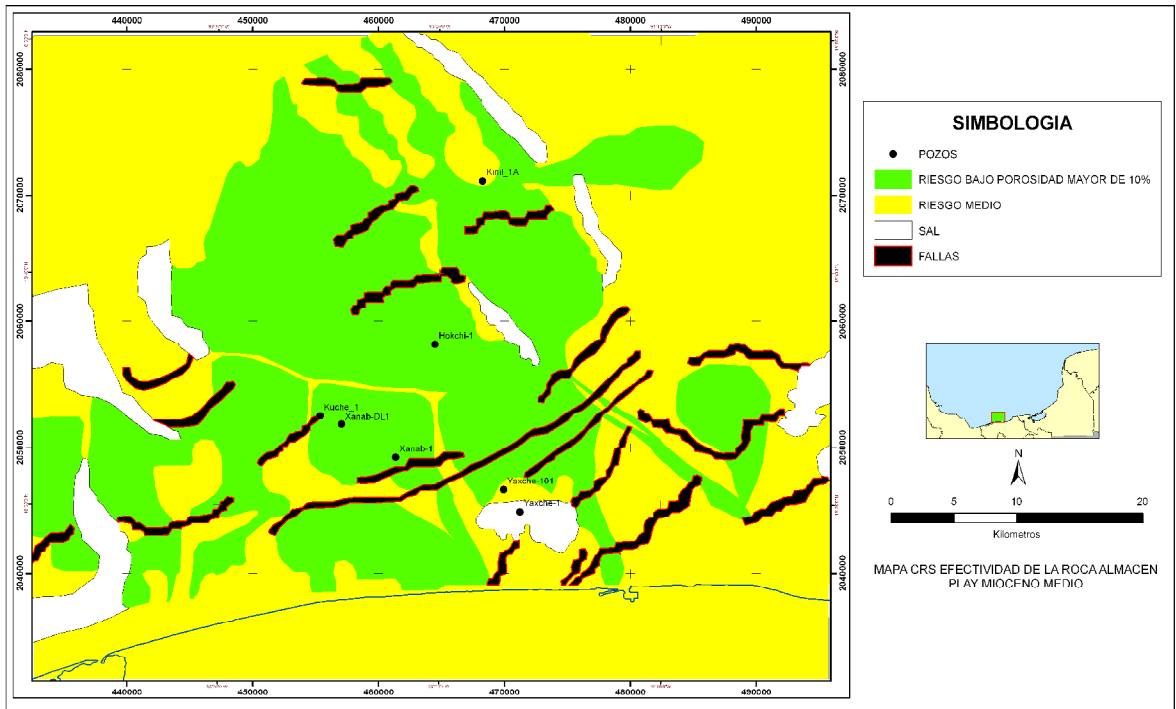


Figura IX.4.5.- Mapa CRS para la efectividad de la roca almacén play Mioceno Medio.

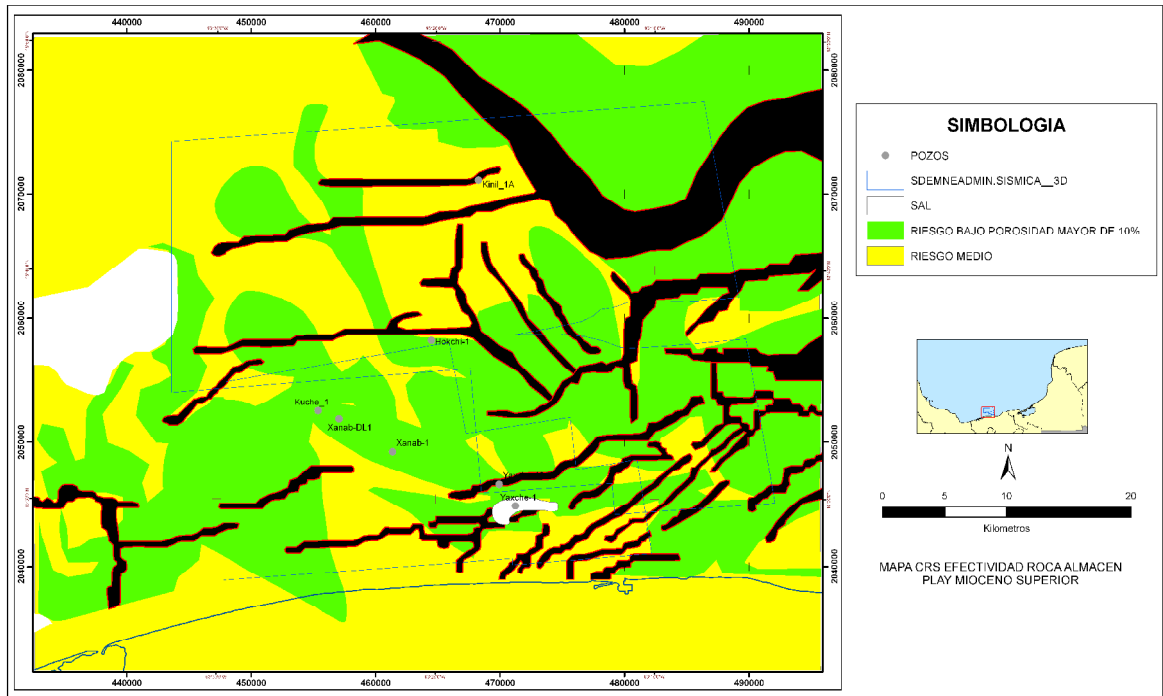


Figura IX.4.6.- Mapa CRS para la efectividad de la roca almacén play Mioceno Superior.

IX.5. - RIESGO DE LA ROCA GENERADORA

Los mapas de riesgo para la presencia y madurez de la roca generadora se derivan de estudios geoquímicos. La roca generadora de edad jurásica superior Tithoniano está representada por calizas y lutitas con abundante contenido de materia orgánica, presenta espesores que alcanzan los 200 m en el área (Figura IX.5.1), está comprobada en el área y se considera como responsable de las acumulaciones de aceite ligero y gas.

Los aceites recuperados en los pozos Yaxche-101 y Xanab-1 correlacionan en origen, ambos proceden de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano, de ambiente marino carbonatado. Los resultados de modelado geoquímico indican que la madurez del área, se encuentra en una etapa de madurez media a alta (Figura IX.5.2), la madurez es aproximadamente de 0.9 a 1.1 de %Ro (Reflectancia de Vitrinita) equivalente en las rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano, lo cual indica que estas rocas generaran hidrocarburos de aproximadamente 35 a 40 °API (Pemex, 2007).

Los valores de corte establecidos para el riesgo de madurez de la roca generadora son: %Ro de 0.65 a 1.8 que implica un riesgo bajo, %Ro de 0.5-0.65, riesgo moderado y %Ro menor a 0.5, riesgo alto. El mapa CRS para la madurez y presencia de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano, indica un riesgo bajo para estos dos factores (Figura IX.5.3).

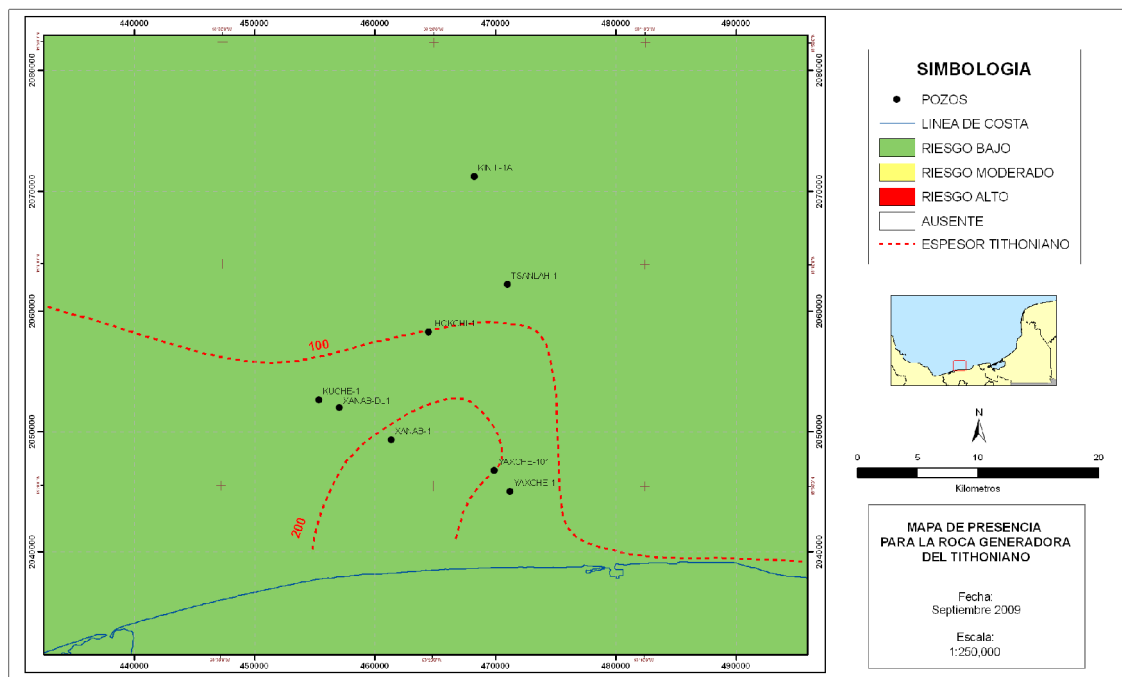


Figura IX.5.1.- Mapa presencia de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano

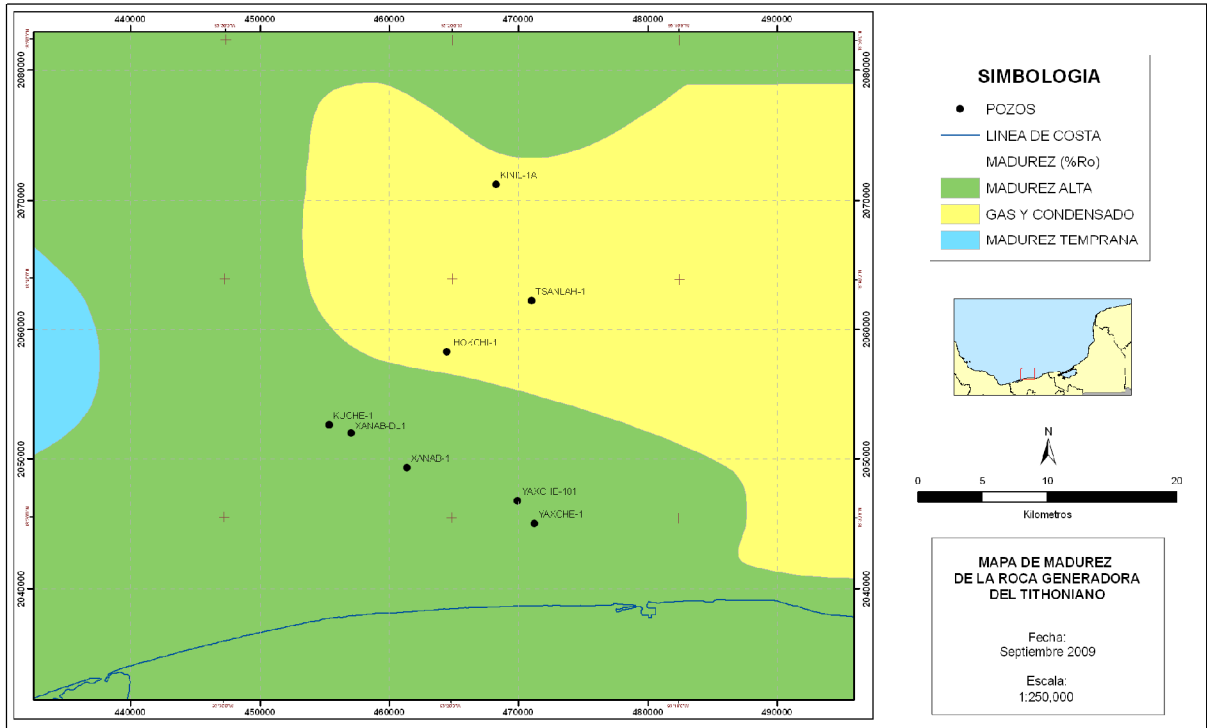


Figura IX.5.2.- Mapa madurez de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano.

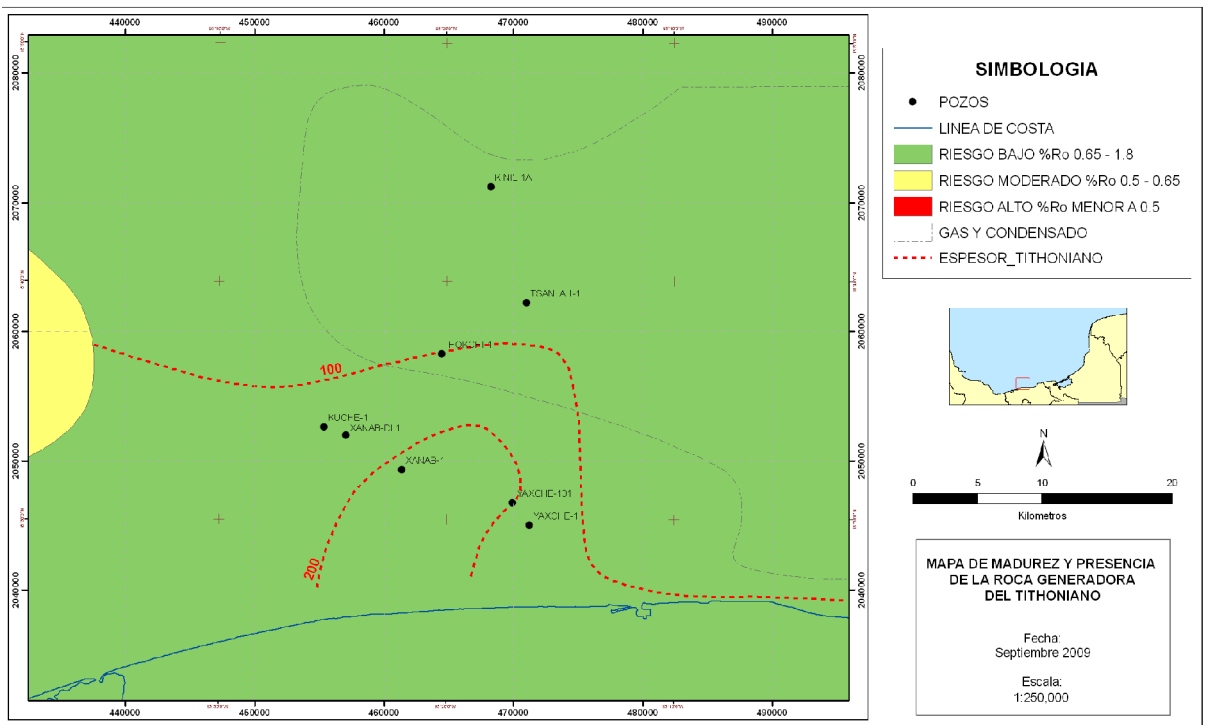


Figura IX.5.3.- Mapa CRS para la madurez y presencia de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano.

IX.6. - RIESGO DEL SELLO

Las superficies de máxima inundación identificadas en los registros geofísicos de pozos exploratorios y en las superficies sísmicas funcionan como sellos superiores regionales, a nivel de yacimiento en el caso del Neógeno, la roca almacén es arenosa, y está siempre asociada a rocas de arcilla en una secuencia de depósito. No hay necesidad entonces de definir un riesgo de presencia de una capa sello.

IX.7. - MAPA RESUMEN PLAY FAIRWAY

Los mapas de segmentos de riesgo común pueden combinarse para elaborar un mapa compuesto de segmentos riesgo común (CCRS). Estos mapas ilustran el riesgo regional efectivo de la roca almacén, un sello efectivo y la presencia y madurez de la roca generadora. Esto provee un resumen regional y una medida del riesgo relativo del play, lo cual permite jerarquizar el área analizando el conjunto de datos local. El mapa se construye asumiendo que el riesgo compuesto en cualquier punto refleja los componentes más altos de riesgo de un mapa individual CRS. De este modo la presencia de un solo componente de alto riesgo (rojo) es suficiente causa para que el área correspondiente en el mapa CCRS sea roja. Para un área que se le asigna un bajo riesgo (verde) todos los componentes de riesgo correspondientes deben necesariamente tener esa área en verde. A todas las áreas remanentes se les asigna un riesgo moderado (amarillo).

El mapa resumen play fairway es complementario al mapa CCRS y provee datos geológicos adicionales para el play, incluyendo la justificación para asignar riesgo alto (rojo) en el mapa CCRS, la localización de yacimientos descubiertos, y objetivos que resultaron secos. El mapa play fairway ilustra áreas de alto grado y áreas prospectivas del play (en verde y amarillo) y provee un sentido geológico de verificación para los mapas CCRS, los cuales solo ilustran el riesgo relativo. Los mapas de play fairway son particularmente útiles en áreas con una exploración relativamente madura donde se considera datos de pozos disponibles para la incorporación en todo el análisis play fairway. En área frontera donde hay muy pocos datos, los mapas play fairway pueden ser menos útiles y pueden no proveer ningún dato adicional que pueda ilustrarse en un mapa CCRS.

Los mapas resumen play fairway se muestran en las figuras IX.7.1, IX.7.2 y IX.7.3. Las áreas grandes de bajo riesgo marcan de manera natural el límite fairway. No hay riesgo

del play en tales áreas para los elementos regionales evaluados, el riesgo del play puede asignarse con base a criterios geológicos, a un valor de 0.9 (90%). Las áreas en amarillo ilustran el área donde hay riesgo moderado, jerarquizado de 0.5 a 0.95, aquí la efectividad de las areniscas es la clave para el riesgo; las áreas en blanco son áreas de ausencia del play.

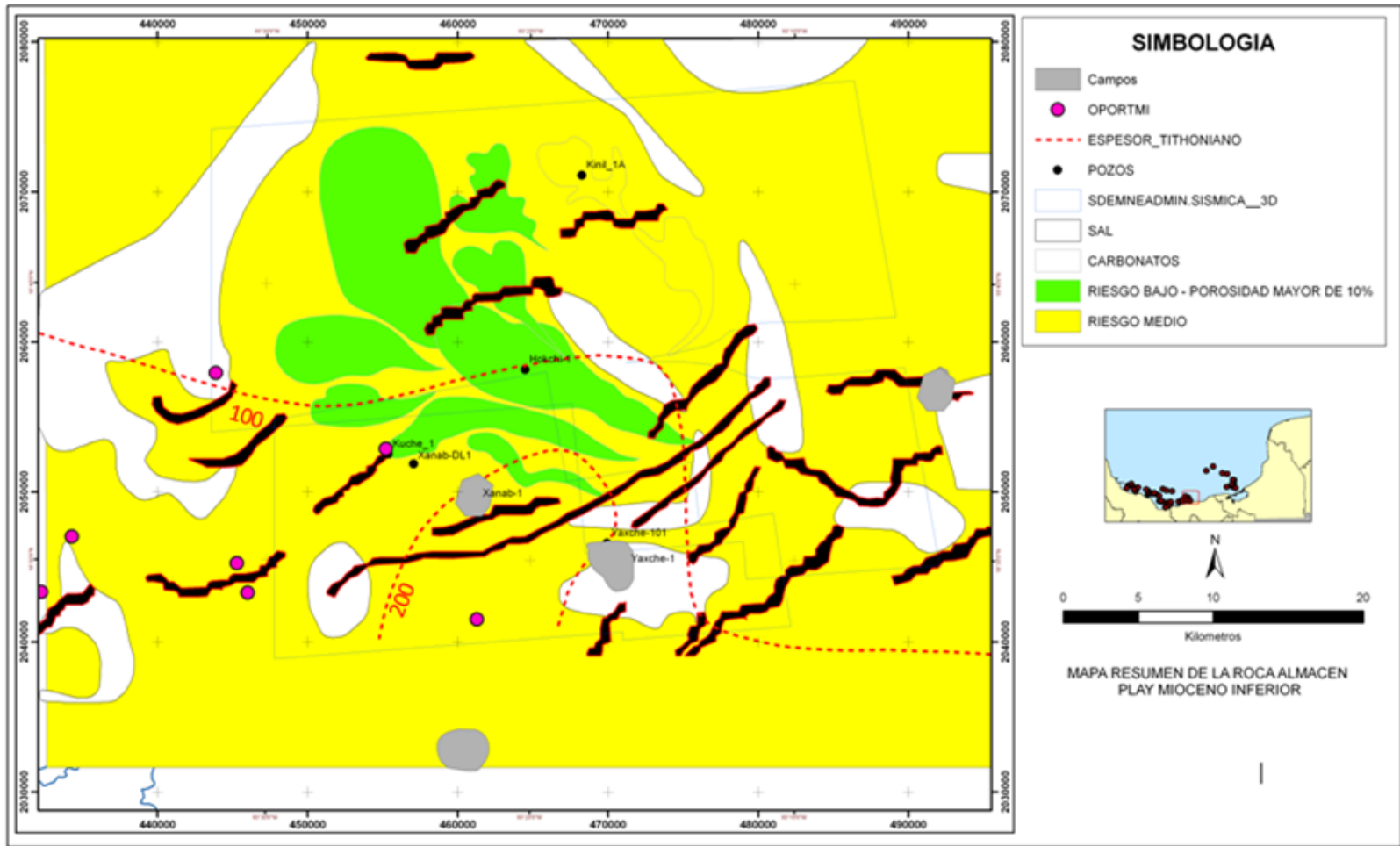


Figura IX.7.1. - Mapa resumen fairway play MI

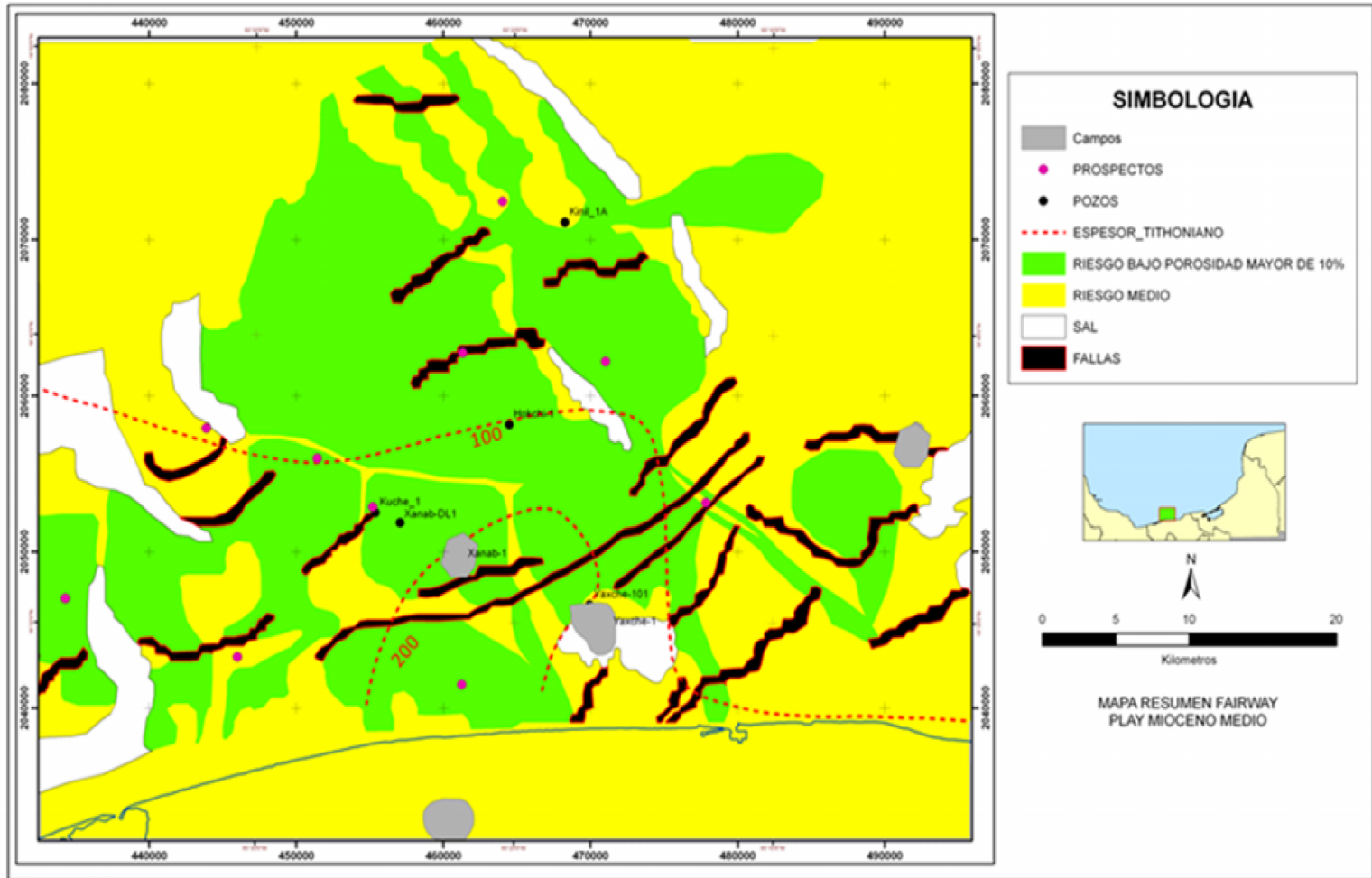


Figura IX.7.2. - Mapa resumen fairway play MM

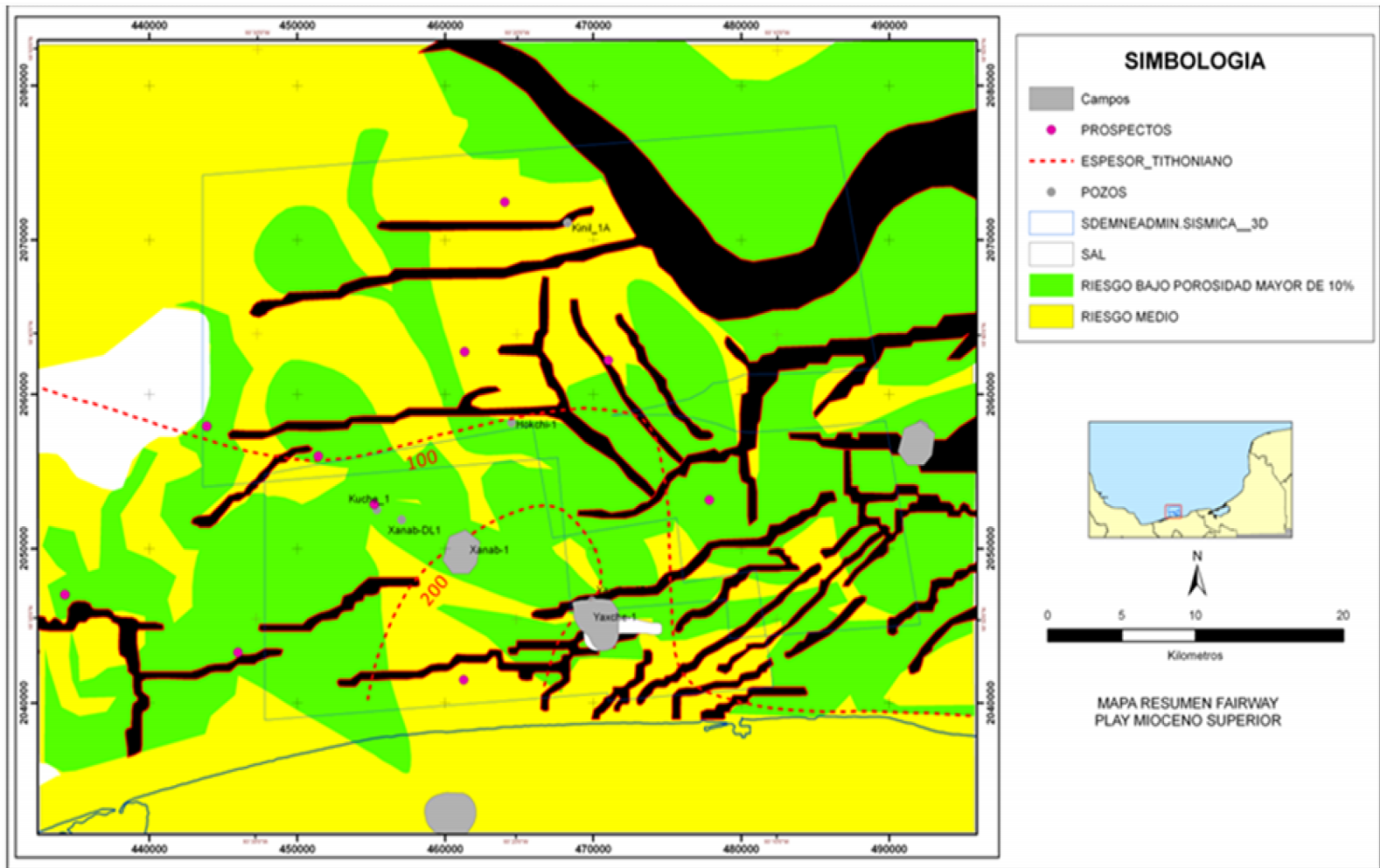


Figura IX.7.3. - Mapa resumen fairway play MS.

X.- ESTADÍSTICAS DE PERFORACIÓN

Los datos estadísticos se usan para calibrar el riesgo de prospectos específicos y tamaño de prospectos dentro del play fairway. El porcentaje de éxito de la perforación (PEP) se define como:

$PEP = \text{No. éxitos} / \text{Objetivos probados}$.

Donde un objetivo probado es un pozo perforado utilizado para verificar un play específico y el éxito técnico produce hidrocarburos en una prueba.

Los porcentajes de intervalos probados en los diferentes niveles estratigráficos (Figura IX.1) señalan a la secuencia del Cretácico, como la secuencia con más pruebas de producción y con un porcentaje de éxito de la perforación de 80%.

El play fairway para la secuencia del Mioceno en la cuenca de Yaxche-Xanab, ha sido muestreado por cinco pozos, el porcentaje de éxito de la perforación es de 50%.

Mientras que la columna del Jurásico tiene el porcentaje de éxito más bajo con un 25%.

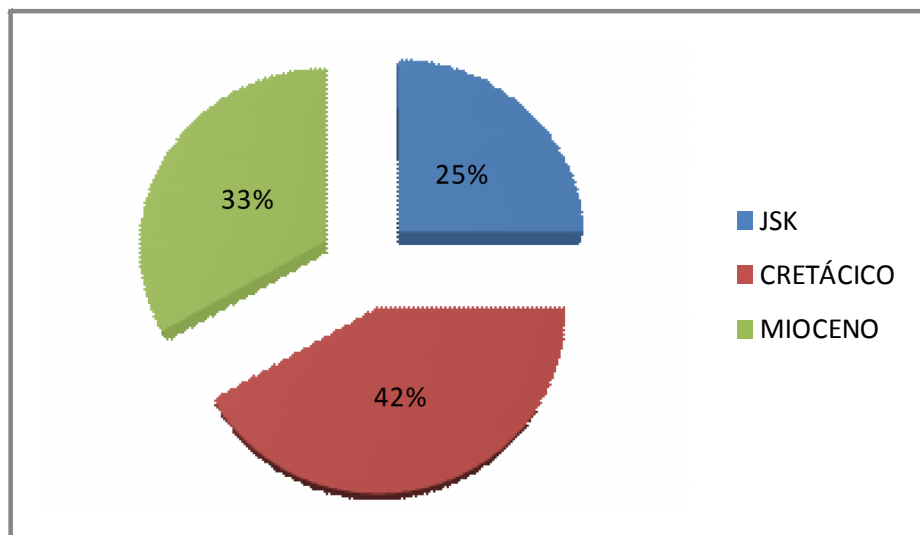


Figura X.1- Porcentaje de intervalos probados en diferentes niveles estratigráficos.

Las situaciones de falla en el Neógeno, se interpreta que están asociadas a la efectividad de la carga, la cual se considera como un riesgo específico del prospecto.

XI.- RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

XI.1. - RESULTADOS

- 1.- Los tipos de sedimentos en el área de estudio son de origen bentonítico y terrígeno y su proveniencia, son de las sierras elevadas de Chiapas y del noreste de Oaxaca.
- 2.- La roca almacén corresponden a areniscas de grano fino a medio asociada a las facies turbidíticas.
- 2.- Los sellos corresponden a intercalaciones de capas de arcillas dentro del yacimiento y regionalmente a superficies de máxima inundación.
- 3.- Los movimientos de la sal crearon una paleo topografía irregular, alterando el gradiente del talud, favoreciendo el desarrollo de minicuecas e influenciando el patrón de los flujos depositacionales.
- 4.- La interpretación de depósitos se explica por corrientes de turbidez, de flujos de dedritos, deslizamientos y derrumbes (slumps).
- 5.- Los carbonatos presentes en el área posiblemente corresponden a un ambiente adyacente de arrecife, donde la sal crea las condiciones para su desarrollo en sus superficies cercanas al nivel medio del mar.
- 6.- La matriz de riesgo muestra que la confianza en el modelo geológico es alta, mientras que la confianza en la base de datos es baja, debido principalmente a la escasa densidad de pozos exploratorios en el play de interés.
- 7.- Se calcula que el riesgo absoluto para la localización Hokchi-1 es de 0.65, lo que corresponden a una probabilidad geológica razonable.
- 11.- En general para secuencia del Mioceno, las facies son más arcillosas hacia el área del pozo Kinil-1A y fuera de las facies turbidíticas, lo que representa una disminución de la efectividad de la roca almacén y de su capacidad para almacenar hidrocarburos.

XI.2. - CONCLUSIONES

1.- El mapa CRS para la madurez y presencia de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano, indica un riesgo bajo para estos dos factores.

2.- Las áreas grandes de bajo riesgo marcan de manera natural el límite fairway. No hay riesgo del play para los elementos evaluados, el riesgo del play puede determinarse en base a criterios geológicos a un valor de 0.9 (90%).

3.- Las áreas en amarillo ilustran un área donde hay riesgo moderado, jerarquizado de 0.5 a 0.95, aquí la efectividad de las areniscas para almacenar hidrocarburos es la clave para el riesgo.

4.- Las áreas en blanco indican ausencia del componente debido a la presencia de intrusivos salinos.

5.- La zona con mayor potencial en el Mioceno Inferior se ubican en la zona denominada "Tortuga" donde las amplitudes altas se interpretan como depósitos de un sistema de abanico submarinos distales.

6.- La zona con mayor potencial en el Mioceno Medio y Mioceno Superior están asociadas a sistemas turbidíticos depositados como abanicos en "minicuenas" originadas por el movimiento de la sal.

XIII. - BIBLIOGRAFÍA

Aguayo-Camargo, J.E., Gutiérrez-Estrada, M.A., Araujo-Mendieta, J., 2003, Modelo conceptual sobre la evolución tectono-sedimentaria del suroeste del Golfo de México y de la llanura costera contigua. Universidad Nacional Autónoma de México-Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, P. 225-244.

Araujo-Mendieta, J., Aguayo-Camargo, J.E., Gutiérrez-Estrada, M.A. y Sandoval-Ochoa, J.Hector, 2003, Provincias fisiográficas marinas recientes, su relación con la tectónica salina y la presencia de hidrocarburos, en el suroeste del Golfo de México. Universidad Nacional Autónoma de México-Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, P. 209-224.

Bernabé M., M.G., 2005: Análisis Estratigráfico-Sedimentológico y Calidad de Yacimiento en Burgos. Tesis de Maestría (Inédita), Facultad de Ingeniería, UNAM, 71 p.

Cross, N. E., Cunningham, A., Cook, A.T., Esmatie, E., Swidan, N.E., 2009, Three-dimensional Seismic geomorphology of a deep-water slope-channel system: the Sequoia field, offshore west Nile Delta, Egypt. AAPG Bulletin, v. 93, no. 8, pp. 1063–1086.

Brown, Alistar, 1999. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists. Memoir 42.

Fugelli, E. M. G., and T. R. Olsen, 2005. Risk Assessment and Play Fairway analysis in frontier basins. AAPG Bulletin, v. 89, no. 7 (July 2005), pp. 883–896.

Grant, S., Milton, N., Thompson, M., 1996. Play fairway analysis and risk mapping: an example using the Middle Jurassic Brent Group in the northern North Sea. Norwegian Petroleum Society Special Publications, Volume 6, 1996, Pages 167-181.

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, 2007, P. 19-42.

Sandoval-Ochoa, J.Hector, 2003, Reflexiones sobre los procesos regionales en los sistemas de ambientes deposicionales y en las deformaciones del suroeste del Golfo de México.

Universidad Nacional Autónoma de México-Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, P. 245-250.

Saller, A., Lin R., Dunham, J., 2006, Leaves in turbidite sands: The main source of oil and gas in the deep-water Kutei Basin, Indonesia. AAPG Bulletin, v. 90, no. 10, pp. 1585–1608.

Shanmugam, G., 1997. The Bouma Sequence and the turbidite mind set. Earth-Science Reviews, v. 42, pp. 201-229.

Tripsanas, E.K., W.R. Bryant, D.B. Prior, and B.A. Phaneuf, 2003. Slope-instability Processes caused by salt movements in a complex deep-water environment. AAPG Bulletin, v. 88, no. 6. Pp. 801-823.

Saller, A. H., Sugiaman, F., Cebastian, A., May, R., Glenn, D., Barker, C., 2008, Characteristics of Pleistocene deep-water fan lobes and their application to an upper Miocene reservoir model, offshore East Kalimantan, Indonesia. APG Bulletin, v. 92, no 7, pp. 919–949

PEMEX, 1983. Informe Final del Pozo Kinil-1A. Gerencia de Exploración, Región Marina. Inédito.

PEMEX, 1985. Informe Final del Pozo Kuche-1. Gerencia de Exploración, Región Marina. Inédito.

PEMEX, 1993. Informe Final del Pozo Yaxche-1. Gerencia de Exploración, Región Marina. Inédito.

PEMEX, 2002, Identificación, Definición y Delimitación de los Plays Terciarios, Activo de Exploración Reforma-Comalcalco, Inédito.

PEMEX, 2005. Informe Final del Pozo Xanab-1. Activo Regional de Exploración, Región Marina. Inédito.

PEMEX, 2006, Informe Final de Plays Terciarios en el Área Yaxche-Xanab-Kuche. Coordinación de Plays, Proyectos de Exploración, RMSO, Inédito.

PEMEX, 2006., Procedimiento Operativo: Identificación y Evaluación de Plays, SCTER. Inédito.

PEMEX, 2006. Informe Final del Pozo Yaxche-101. Activo Regional de Exploración, Región Marina. Inédito.

PEMEX, 2007. Informe Final del Pozo Xanab-DL1. Activo Regional de Exploración, Región Marina. Inédito

PEMEX y BeicipFranlab, 2008, Estudio Estratigrafía de Secuencias, Modelado de Prospectos y Análisis de Riesgo en la Región Marina, Proyectos de Exploración, RMSO, Inédito.

X. - FIGURAS Y TABLAS

Figura I.1.- Área de estudio en el suroeste del Golfo de México.

Figura I.2.- Elementos estructurales en la Sonda de Campeche.

Figura I.3.- Cubos sísmicos en el área de estudio.

Figura II.1.- Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (PEMEX, 2003).

Figura IV.1- Horizontes con significado sismo estratigráfico

Figura IV.2.- Superficies de máxima inundación (MFS)

Figura IV.3.- Correlación de pozos y superficies de máxima inundación (MFS).

Figura IV.4.- Correlación de pozos y espesor de arena.

Figura IV.5.- Correlación de pozos y espesor de arena

Figura V.1- Arcillas arenosas masivas con laminaciones locales, apiladas y correspondientes a turbiditas distales (XANAB DL-1 N-2 MIOCENO MEDIO, Batial Inferior).

Figura V.2.- Turbiditas proximales depositadas en un abanico de sabana apilado Flujos de detritos de clastos angulares sin ninguna orientación (YAXCHE-1 DL N-3 Mioceno Superior Batial superior)

Figura V.3.- Arenas y arcillas depositadas en diques, bordeando un canal de abanico proximal (YAXCHE-1 DL N-2 Mioceno Superior Batial superior)

Figura V.4.- Depósitos de turbiditas proximales apiladas en abanicos de sabana o planicie anastomosada (YAXCHE-1 DL N-1 Mioceno Superior Batial superior)

Figura VII.1.- Áreas Yaxche y Tortuga utilizadas para evaluar los niveles de confianza.

Figura VIII.1.- Inline 3452 Horizontes de interés y domos de sal formando minicuencas

Figura VIII.2.- Inline 3452 detalle en amplitud RMS para las secuencias del Mioceno

Figura VIII.3.- Identificación de la cima y base en la ventana de interés.

Figura VIII.4.- Mapa de amplitud (Mioceno Inferior), indicando el área donde se ubican los complejos turbidíticos.

Figura VIII.5.- Turbiditas formando abanicos submarinos dentro de la secuencia del Mioceno Inferior.

Figura VIII.6.- Depósitos de corrientes turbidíticas (amplitudes altas) y área de carbonatos cortados en el pozo Kinil-1A.

Figura VIII.7.- Mapa de amplitud en la cima del Mioceno Medio.

Figura VIII.8.- Base del Mioceno Medio, interpretación de abanicos y canales

Figura VIII.9.- Mapa de amplitud dentro de la secuencia del Mioceno Medio

Figura VIII.10.- Desarrollo de canales en la parte basal del Mioceno Medio

Figura VIII.11.- Imagen 3D, extracción de amplitud Rms, inline 3452 y time slice a 2500 ms, influencia salina y desarrollo de minicuenas.

Figura IX.1.1.- Metodología de análisis play fairway.

Figura IX.1.2.- Diagrama de flujo para el mapeo del riesgo del play (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005).

Figura IX.2.1.- Mapa GDE del Mioceno inferior

Figura IX.2.2.- Mapa GDE del Mioceno medio

Figura IX.2.3.- Mapa GDE del Mioceno superior

Figura IX.3.1.- Mapa CRS para la presencia de la roca almacén play Mioceno Inferior

Figura IX.3.2.- Mapa CRS para la presencia de la roca almacén play Mioceno Medio.

Figura IX.3.3.- Mapa CRS para la presencia de la roca almacén play Mioceno Superior.

Figura IX.4.1.- Gráfico de Pickett intervalo 3987-4101 m del pozo Y-31 mostrando el potencial en el intervalo graficado en valores Sw (saturación de agua).

Figura IX.4.2.- Gráfico de Pickett intervalo 4123-4316 m del pozo Y-31 mostrando el potencial en el intervalo graficado en valores Sw (saturación de agua) y la porosidad efectiva del yacimiento.

Figura IX.4.3.- Gráfico de Pickett intervalo 3990-4075 m del pozo Y-101 mostrando el potencial en el intervalo graficado en valores Sw (saturación de agua) y la porosidad efectiva del yacimiento.

Figura IX.4.4.- Mapa CRS para la efectividad de la roca almacén play Mioceno Inferior.

Figura IX.4.5.- Mapa CRS para la efectividad de la roca almacén play Mioceno Medio.

Figura IX.4.6.- Mapa CRS para la efectividad de la roca almacén play Mioceno Superior.

Figura IX.5.1.- Mapa presencia de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano

Figura IX.5.2.- Mapa madurez de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano.

Figura IX.5.3.- Mapa CRS para la madurez y presencia de la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano.

Figura IX.7.1. - Mapa resumen fairway play MI.

Figura IX.7.2. - Mapa resumen fairway play MM

Figura IX.7.3. - Mapa resumen fairway play MS

Figura X.1- Porcentaje de intervalos probados en diferentes niveles estratigráficos.

Tabla 1.- Relación de pozos utilizados.

Tabla 2.- Edades para los pozos del área de acuerdo a Bolli et al., (1985).

Tabla 3.- Componentes del Play y análisis de riesgo para la presencia y efectividad de los elementos del sistema petrolero (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005).

Tabla 4.- Horizontes de interés y pozos en el área

Tabla 5.- Espesor neto de arena (m) para las secuencias MS, MM y MI

Tabla 6l.- Matriz de riesgo.

Tabla 7.- Relación entre incertidumbre, datos y riesgo relativo (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005).

Tabla 8.- Riesgo relativo y datos (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005)

Tabla 9.- Cuantificación del Riesgo (Tomado y modificado de Fugro-Robertson, 2005)

Tabla 10.- Correspondencia contenido de arena y porosidad promedio (Pemex, 2008)