



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERIA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES – EXPLORACIÓN

ANÁLISIS SISMOESTRATIGRÁFICO Y ESTRUCTURAL DEL MESOZOICO
PARA LA EVALUACIÓN DE PROSPECTOS EN LA PORCIÓN SUR DE LA
CUENCA TAMPICO MISANTLA, MÉXICO.

TESIS:
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ROSA ISELA ANAYA MENDOZA

TUTOR: DR. GUILLERMO ALEJANDRO PÉREZ CRUZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

COMITÉ

DR. RICARDO J. PADILLA Y SÁNCHEZ
M. en C. NOÉ SANTILLAN PIÑA
M. en C. DAVID ESCOBEDO ZENIL
DRA. IZA CANALES GARCÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA

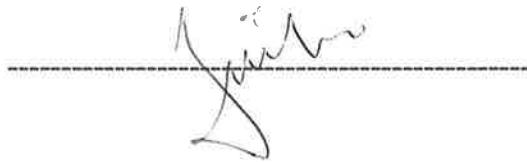
CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX., FEBRERO 2019.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. RICARDO J. PADILLA Y SÁNCHEZ
Secretario: M. en C. NOÉ SANTILLAN PIÑA
Vocal: DR. GUILLERMO ALEJANDRO PÉREZ CRUZ
1 er. Suplente: M. en C. DAVID ESCOBEDO ZENIL
2 d o. Suplente: DRA. IZA CANALES GARCÍA

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad de México.

TUTOR DE TESIS:
DR. GUILLERMO ALEJANDRO PÉREZ CRUZ





En memoria de
Alejandrina Fuentes Ortiz

AGRADECIMIENTOS...

En el marco del día internacional de la mujer y la niña en la ciencia, me es grato reconocer el apoyo recibido por mi país a través de sus instituciones, especialmente por el apoyo económico brindado por CONACYT-SECRETARÍA DE ENERGÍA-HIDROCARBUROS, sustento clave para poder continuar en la ciencia.

A la máxima casa de estudios, la Universidad Nacional Autónoma de México, por impulsar, respaldar e inspirar el desarrollo científico del país, el mío y el de este trabajo.

Asimismo, agradezco a la Facultad de Ingeniería, por brindarme una vez más el espacio académico ideal para el desarrollo de este proyecto, a su posgrado y a la División de Ciencias de la Tierra y sus miembros por poner a mi alcance siempre todo su conocimiento y apoyo con la mejor disposición.

Al Dr. Guillermo Pérez Cruz, por su excelente transmisión de conocimientos y experiencia durante la maestría, por aceptar dirigir este trabajo y por su gran disposición, paciencia y profesionalismo para llevarlo a cabo de la mejor manera.

A los sinodales, Dr. Ricardo J. Padilla y Sánchez, M. en C. Noé Santillán Piña, M. en C. David Escobedo Zenil y Dra. Iza Canales García, por contar con su apoyo y disposición para la excelente revisión de este trabajo, con el profesionalismo y empatía que desde siempre los distinguen.

A todos mis compañeros y colegas por el tiempo y el conocimiento compartido, especialmente al mejor equipo que la maestría me dejó: Elaine Arellano, Lupita Aguilar, Jesús Bardales y Héctor Ángeles.

A la mejor compañera de esta aventura, Socorro Leynes, por siempre estar, por entender lo que todo significa y por hacer de mi estadía un hogar. A mi colega y amiga Carmen Alfaro por su apoyo incondicional.

A mi familia, hermanos y sobrinos, por enseñarme que, pese a todas las dificultades, seguiremos adelante, por alegrarme los días, la vida. Por que su unión hace mi fuerza.

A mis padres, que me demuestran que la confianza y el respeto es el mejor estímulo para ver a un hijo progresar. Por creer en mí, apoyarme y respaldarme siempre. Los amo infinitamente.

Al responsable de mis pensamientos entre cada palabra, entre cada desvelo de este trabajo. Gracias por tu amor, por tu confianza, por ser mi soporte y mi inspiración.

*"La felicidad es una elección, haz lo que te hace feliz.
La felicidad es satisfacción, se feliz con lo que tienes "*
Khenpo Karma Tshultrim

RESUMEN

A través de una metodología basada en un análisis sismoestratigráfico dentro de un pequeño sector sur de la cuenca Tampico-Misantla y con apoyo en la interpretación de datos geológicos y geofísicos del área fue posible ubicar, correlacionar y mapear doce secuencias de depósito para el Mesozoico, las cuales de acuerdo al marco geológico establecido corresponden a depósitos clásticos de la Formación Cahuasas, que subyacen a las rocas carbonatadas de ambiente de rampa y cuenca asociadas a ciclos de variaciones del nivel eustático, del Jurásico medio al Jurásico Superior Kimmeridgiano, que abarcan de la Formación Huehuetepec a la Formación Tamán, y que estructuralmente están afectadas por el fallamiento normal synrift distribuido en toda el área, generando estructuras anticlinales con una alineación preferencial NE-SW y con un cierre estructural definido, que genera importancia para la prospección petrolera.

Por otro lado, el estudio incluye también además de las calizas arcillosas de la Formación Pimienta, las rocas carbonatadas de mar abierto asociadas a un periodo de margen pasivo del Cretácico y que corresponden a la Formación Tamaulipas Inferior a Méndez, mismas que se vieron afectadas por esfuerzos resultado de la aproximación del evento laramídico que produjeron pliegues y cabalgaduras, dando lugar a una serie de fallas inversas presentes en el área representadas por anticlinales y sinclinales con alineamiento estructural preferencial NW-SE.

La configuración estructural y las propiedades petrofísicas de cada nivel, permitieron proponer con base en los antecedentes de producción y estudio de plays preestablecidos, cuatro prospectos petroleros denominados A, B, C y D respectivamente con objetivos asociados a la Formación Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe-Agua Nueva, sobre los que se realizó el cálculo volumétrico, la probabilidad de éxito geológico y el recurso medio arriesgado para su jerarquización, resultando el prospecto A como el de mayor posibilidades de éxito exploratorio.

ABSTRACT

Through a methodology based on a sismostratigraphy analysis within a small southern sector of the Tampico-Misantla basin and with support in the interpretation of geological and geophysical data of the area it was possible to locate, correlate and map twelve deposit sequences for the Mesozoic, which according to the geological framework established correspond to deposits clastic of the Cahuwasas formation, which underlie the carbonated rocks of ramp and basin environment associated to cycles of variations of the eustatic level, from the Middle Jurassic to the Upper Jurassic Kimmeridgian, which encompass the Huehuetepc to the Tamán formation, and that structurally they are affected by the normal fault synrift distributed throughout the area, generating anticline structures with a preferential alignment NE-SW and with a defined structural closure, which generates importance for oil prospecting.

On the other hand, the study also includes in addition to the clayey limestones of the Pimienta formation, the carbonated rocks of open sea associated with a period of passive margin of the Cretaceous and corresponding to the Tamaulipas Lower Formation to Méndez, same that were affected by efforts result of the approximation of the Laramide orogeny that produced folds and overthrust, resulting in a series of reverse failures present in the area represented by anticlines and inclines with preferential structural alignment NW-SE.

The structural configuration and the petrophysicals properties of each level, allowed to propose based on the antecedents of production and study of pre-established plays, four oil prospects denominated A, B, C and D respectively with objectives associated to the formation Tamán, Tamaulipas Inferior and San Felipe-Agua Nueva, on which the volumetric calculation, the probability of geological success and the medium risky resource for its hierarchy, resulting in the prospect A as the most likely of exploratory success.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Particulares	3
1.3 Metas	4
1.4 Ubicación del área de estudio.....	5
1.5 Metodología	6
1.6 Historia de exploración y desarrollo	7
CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO.....	9
2.1 Marco tectónico estructural.....	9
2.1.1 Geología Estructural.....	9
2.1.1.1 Alto de Tamaulipas	10
2.1.1.2 Homoclinal de San José de las Rusias.....	11
2.1.1.3 El Alto o Isla de Arenque	11
2.1.1.4 Paleocañón Bejuco - La Laja	11
2.1.1.5 Alto de Sierra de Tantima	12
2.1.1.6 Paleocanal de Chicontepec	12
2.1.1.7 Faja Volcánica Transmexicana.....	13
2.1.1.8 Plataforma de Tuxpan,	13
2.1.1.9 Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental	13
2.1.1.10 Frente Tectónico Sepultado del CPSMO	14

2.1.2 Evolución tectónica estructural.....	16
2.1.2.1 Primer tectono-secuencia (Etapa synrift).....	16
2.1.2.2 Segunda Tectono- secuencia (Etapa de margen pasiva).	18
2.1.2.3 Tercera Tectono -secuencia (Antefosa).....	20
2.2 Marco estratigráfico-sedimentológico	21
2.2.1 Basamento.....	23
2.2.2 Formación Huizachal [Triásico Tardío (Noriense-Retiense)]	23
2.2.3 Formación Huayacocotla [Jurásico Inferior (Sinemuriano - Pliensbachiano)].....	25
2.2.4 Formación Cahuizas [Jurásico Medio (Aaleniano-Bathoniano)]	26
2.2.5 Formación Huehuetepic [Jurásico Medio (Bathoniano-Calloviano)]	26
2.2.6 Formación Tepexic [Jurásico Medio (Batoniano tardío-Calloviano medio)].....	28
2.2.7 Formación Santiago [Jurásico Medio (Calloviano)-Jurásico Superior (Oxfordiano)].....	29
2.2.8 Formación San Andrés [Jurásico Superior (Oxfordiano- Kimmerigdiano)].....	30
2.2.9 Formación Tamán [Jurásico Superior (Kimmeridgiano- Tithoniano)].....	32
2.2.10 Formación Pimienta [Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano (Berriasiano/Valanginiano)].....	33
2.2.11 Formación Tamaulipas Inferior [Cretácico Inferior (Berriasiano/Aptiano)].....	34
2.2.12 Formación Tamaulipas Superior [Cretácico Medio (Albiano/Cenomaniano)].....	35
2.2.13 Formación Tamabra [Cretácico Inferior (Berriasiano/Aptiano)] .	36

2.2.14 Formación El Abra [Cretácico Temprano (Albiano)-Cretácico Tardío (Santoniano)]	37
2.2.15 Formación Agua Nueva [Cretácico Tardío (Cenomaniano-Turoniano)].....	38
2.2.16 Formación San Felipe [Cretácico Tardío (Cenomaniano-Campaniano)].....	40
2.2.17 Formación Méndez [Cretácico Tardío (Campaniano-Maastrichtiano)].....	41
2.3 Geología petrolera	42
2.3.1 Sistema Jurásico Inferior- Jurásico Medio.....	42
2.3.1.1 Roca Generadora	42
2.3.1.2 Roca Almacén	44
2.3.1.3 Roca Sello	45
2.3.1.4 Trampa	45
2.3.1.5 Sincronía.....	45
2.3.1.6 Extensión	46
2.3.2 Sistema Jurásico Superior – Cretácico	48
2.3.2.1 Roca Generadora	48
2.3.2.2 Roca Almacén	50
2.3.2.3 Roca Sello	53
2.3.2.4 Trampa	53
2.3.2.5 Sincronía.....	54
2.3.2.6 Extensión	55
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS SISMO-ESTRUCTURAL.....	57
3.1 Análisis sismoestratigráfico.....	57

3.1.1 Estratigrafía Sísmica	57
3.1.1.1 Formación Cahuasas	59
3.1.1.2 Formación Huehuetepec.....	60
3.1.1.3 Formación Tepexic	62
3.1.1.4 Formación Santiago.....	65
3.1.1.5 Formación Tamán.....	67
3.1.1.6 Formación Pimienta	69
3.1.1.7 Formación Tamaulipas Inferior (Miembro Bentonítico)	71
3.1.1.8 Formación Tamaulipas Inferior	74
3.1.1.9 Formación Tamaulipas Superior	76
3.1.1.10 Formación Agua Nueva	78
3.1.1.11 Formación San Felipe.....	80
3.1.1.12 Formación Méndez	82
3.2 Análisis Estructural	84
3.2.1 Etapa extensional (Formaciones Cahuasas- Tamán)	85
3.2.2 Etapa contraccional (Formaciones Pimienta - Méndez)	92
CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS.....	95
4.1 Descripción del proceso exploratorio en general	95
4.1.1 Estudios de cuencas	95
4.1.2 Sistema petrolero	96
4.1.3 Plays	99
4.1.4 Prospectos	100
4.1.4.1 Volumetría	100
4.1.4.2 Riesgo	105

4.2 El proceso exploratorio en el área de estudio	108
4.2.1 Características de la cuenca en la que se encuentra el área	108
4.2.2 Los sistemas petroleros del área.....	109
4.2.3 Plays de estudio	111
4.2.4 Flujo de trabajo para la generación de prospectos.....	112
4.3 Identificación de prospectos	113
4.3.1 Análisis de información de subsuelo de los plays de interés.....	113
4.3.1.1 Modelos sedimentarios	113
4.3.1.2 Propiedades petrofísicas	115
4.3.1.3 Antecedentes de producción	116
4.3.2 Identificación y análisis de prospectos	117
4.3.2.1 Prospecto A	118
4.3.2.2 Prospecto B	120
4.3.2.3 Prospecto C	122
4.3.2.4 Prospecto D.....	124
4.3.2.5 Estimación de la probabilidad de éxito geológico (Pg)	126
4.3.2.6 Jerarquización de prospectos.....	127
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES.....	129
BIBLIOGRAFÍA.....	134

Capítulo 1

Generalidades

1.1 Introducción

Históricamente la cuenca Tampico Misantla ha sido de gran importancia al marcar la pauta para la exploración y explotación de hidrocarburos en México, siendo ésta la cuenca en donde en 1904, con la perforación del pozo La Pez-1 se inicia en México la producción comercial de hidrocarburos de calizas fracturadas del Cretácico, aunado a los descubrimientos de los primeros grandes campos como el de la Faja de Oro terrestre que dieron gran renombre a esta provincia.

Geológicamente, la evolución de la cuenca se asocia a procesos tectónicos globales como la apertura del Golfo de México acompañado con procesos synrift que produjeron fosas y pilares, las cuales controlaron la sedimentación mesozoica y por tanto la distribución de las facies almacenadoras jurásicas, las cuales incluyen predominantemente rocas clásticas para el Jurásico Medio, rocas carbonatadas de ambiente de rampa y cuenca asociadas a cambios eustáticos del Jurásico Superior y rocas carbonatadas de mar abierto durante el Cretácico, y en conjunto constituyen la columna estratigráfica de la cuenca que durante el Eoceno fue afectada por la orogenia Laramide, lo que dio lugar a estructuras anticlinales afectadas por fallamiento inverso y fracturamiento extensivo en las rocas más frágiles de la columna sedimentaria creando vías de migración para salmueras de cuenca e hidrocarburos.

Estudios geoquímicos han determinado que las principales rocas generadoras de esta provincia son del Jurásico y corresponden a la Formación Santiago del Oxfordiano con kerógeno tipo I, II y III, a la Formación Tamán del Kimmeridgiano con kerógeno tipo II, y a las rocas arcillosas de la Formación

Pimienta del Tithoniano con kerógeno tipo II, las cuales hasta el 2009 se encontraban en el pico de generación de aceite. Para el Cretácico los intervalos con potencial generador corresponden al horizonte Tamaulipas Inferior y a la Formación Agua Nueva y la roca generadora activa se distribuye regionalmente identificándose varios focos de generación distribuidos en toda la cuenca. Adicionalmente, hay evidencias importantes de generación en rocas de edad cenozoica (Schlumberger, 2010). Por tanto, convencionalmente, se han establecido cinco principales plays dentro del Mesozoico: las rocas carbonatadas detríticas del Jurásico Kimmeridgiano (Play San Andrés - Tamán), las rocas fracturadas de la formación Tamaulipas Inferior y Superior del Cretácico Inferior y Superior respectivamente (Plays KTI y KTS) y las rocas carbonatadas detríticas del Albiano Cenomaniano (Play Tamabra), además de las rocas carbonatadas con influencia arcillosa de las formaciones San Felipe y Agua Nueva del Cretácico Superior; mientras que para el Cenozoico solo se han identificado dos plays correspondientes a areniscas del Paleoceno y del Mioceno.

Aunque se ha establecido producción en cada uno de ellos, respecto al Mesozoico con excepción del Play Tamabra, han recibido poca atención, debido a que los esfuerzos exploratorios y de explotación actuales se han enfocado en las reservas remanentes de plays no convencionales como lo es el del Cenozoico en el que han encontrado resultados satisfactorios pero insuficientes.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la cantidad de plays que se han reconocido en la cuenca, resulta pertinente dedicar un trabajo de tesis de maestría a la investigación de las propiedades y características de la columna litológica correspondiente al Mesozoico, por medio de una metodología que se basa en un análisis sismoestratigráfico dentro de un pequeño sector sur de la cuenca en donde se cuenta con información de pozos y datos sísmicos 3D de adquisición reciente, con el fin de hacer una revisión exhaustiva para caracterizar y jerarquizar las rocas que han sido ya consideradas como objetivo petrolero en la cuenca y cuya importancia no ha sido del todo establecida, lo cual pretende ser resuelto a través de este trabajo.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Realizar un modelo estructural mediante la interpretación sismoestratigráfica y análisis de atributos asociados a superficies claves de la secuencia mesozoica presente en la porción sur de la cuenca Tampico Misantla, con el fin de comprender el marco sedimentológico, estratigráfico y estructural para identificar áreas prospectivas y predecir las zonas de mayor y menor acumulación de hidrocarburos.

1.2.2 Objetivos Particulares

- Realizar la correlación de horizontes en el área para determinar y caracterizar las superficies correspondientes a la misma.
- Analizar sismoestratigráficamente los horizontes de interés para confirmar y complementar estructuras previamente establecidas.
- Utilizar atributos sísmicos especiales que permitan hacer una interpretación geomorfológica y una descripción más asertiva de los sitios más proclives a contener hidrocarburos.

1.3 Metas

- Caracterizar y correlacionar horizontes sísmicos asociados a cimas formacionales del Mesozoico.
- Definir y caracterizar superficies de interés.
- Establecer mapas de estructuras, de isopacas y de atributos sísmicos que permitan caracterizar estructuralmente el área de estudio.
- Conjuntar toda la información obtenida para concluir con la elaboración de un modelo estructural del área.
- Explicar y predecir las zonas de menor y mayor acumulación de hidrocarburos.

1.4 Ubicación del área de estudio

La cuenca Tampico-Misantla se ubica en el oriente de México y comprende desde el extremo sur del estado de Tamaulipas hasta la parte central del estado de Veracruz, porciones orientales de San Luís Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y hasta la isobata de 200 m en la plataforma continental del Golfo de México (Schlumberger, 2009).

Geológicamente el área de estudio se ubica en la porción sur de la cuenca Tampico- Misantla (Figura 1.1). Abarca una franja de aproximada de 128 km² en la que se han perforado algunos pozos exploratorios que han alcanzado rocas del Cretácico y Jurásico, así como decenas de pozos de desarrollo con objetivos cenozoicos.



Figura 1.1 Ubicación del área de estudio denotada por la línea roja (Tomada de CNH,2018).

1.5 Metodología

Para la realización del presente trabajo, el primer paso a considerar es la selección de los datos de inicio, teniendo en cuenta su factibilidad, así como la calidad y cantidad de estos, lo cual a su vez ayuda a determinar el alcance de la investigación y la delimitación del área de estudio, así como objetivos, metas y justificación.

Una vez teniendo lo anterior bien establecido, es importante conocer los antecedentes del área con el fin de tener una referencia y una base para lo que se va a investigar, por lo cual es pertinente realizar un trabajo de recopilación bibliográfica que incluya la consulta de trabajos previos de investigación, geológicos, de desarrollo y de producción regional y local, lo cual debe sustentar y quedar plasmado en los capítulos teóricos del escrito.

Por otra parte, como apoyo al estudio, se utilizaron datos sísmicos de reflexión y de pozo que para este trabajo han sido denominados como: V-01, W-01, X-01, Y-01 y Z-01.

Para poder realizar el análisis sismo estratigráfico, los pasos a seguir son los siguientes:

1. Obtención, creación y corrección de Well Tops
2. Elección e interpretación de horizontes sismoestratigráficos
3. Control de calidad de marcado de horizontes
4. Interpretación y marcado de fallas
5. Creación de polígonos y superficies
6. Extracción de atributos sísmicos
7. Análisis e interpretación sismoestratigráfica y de superficie por cada nivel estratigráfico
8. Elección de importancia de niveles por grado de probabilidad prospectiva
9. Análisis de volumetría y producción
10. Generación y jerarquización de prospectos

1.6 Historia de exploración y desarrollo

La exploración de hidrocarburos en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla se remonta a la segunda mitad del siglo pasado, cuando se perforaron los primeros pozos en el área de Furbero en el estado de Veracruz, a través de técnicas rudimentarias, y que no lograron explotarse comercialmente. No fue sino hasta 1904, con la perforación del pozo La Pez-1 en la parte norte de la provincia, que se inicia en México la producción comercial de hidrocarburos de calizas fracturadas del Cretácico. Posteriormente siguieron los importantes descubrimientos de la Faja de Oro terrestre que dieron gran renombre a esta provincia, y en la década de 1920 llegó a producir más de 500 mil barriles por día, habiendo acumulado hasta el 2010 más de 5,500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas (PEMEX,2010).

Sin embargo, específicamente en el sur de la cuenca, el descubrimiento del área de estudio data de marzo de 1956, con la perforación del pozo H-1, evaluado en la Formación Chicontepec Medio e Inferior, con una prueba de formación, con lo cual se recuperó lodo viscoso y se taponó como improductivo. No fue hasta abril de 1977 con la perforación del pozo B-1 que inició la producción del área, con un gasto de 189 bpd, 0% de agua y una RGA de $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ de la Formación Chicontepec Medio, y posteriormente en septiembre de 1977 entró a producción el pozo H-1D con un gasto de 57 bpd, 0% de agua y una RGA de $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (PEMEX,2013).

En el 2010 se reiniciaron las actividades de operación y mantenimiento, reactivando pozos con reparaciones menores en los campos vecinos de esta área, los cuales en abril de ese año tenían gastos promedios antes de la reactivación de 20 bpd, de 79 pozos en operación, con 1750 bpd promedio mensuales y para julio del 2012 el gasto promedio aumentó a 30 bpd con 110 pozos en operación y una producción mensual promedio de 3300 bpd (PEMEX,2013).

La actividad de perforación se reinició en los años 2011 y 2012, perforándose tres pozos horizontales, de los cuales se terminaron dos: C-423D y C-276D, ambos

con multifracturas. El gasto inicial del primero de estos fue de 400 bpd de aceite neto de 37 °API y 0.471 mmmpcd con un corte agua de 30% el cual disminuyó a 15%, el gasto inicial del segundo pozo fue de 318 bpd de aceite de 28 °API y 0.093 mmmpcd de gas con un corte de agua de 35% y hasta el 2012 continuaba en limpieza por lo cual se consideró que el corte de agua disminuirá como se observó en el primer pozo (PEMEX,2013).

Para 2013, Petróleos Mexicanos inició una campaña exploratoria para evaluar mediante la perforación de pozos horizontales, las formaciones geológicas consideradas como rocas generadoras de hidrocarburos, las cuales están consideradas como *shale oil* y tiene contemplado perforar un pozo exploratorio a 32.3 km al noroeste de esta área teniendo como su objetivo principal la Formación Pimienta del Jurásico Superior (PEMEX,2013), lo cual refrenda la importancia de un análisis exhaustivo de los prospectos mesozoicos en esta área.

Capítulo 2

Marco Geológico

2.1 Marco tectónico estructural

2.1.1 Geología Estructural

La cuenca de Tampico-Misantla es considerada una cuenca de margen pasivo cuya geometría de bloques de basamento está relacionada a la etapa de apertura del Golfo de México y que durante el Paleógeno evolucionó a una cuenca de antepaís, cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca.

Actualmente está conformada por los siguientes elementos tectono-estructurales y estratigráficos que han influido en la creación de diferentes unidades litoestratigráficas y que se distribuyen regionalmente de la siguiente manera: el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias como su límite norte, el Paleocañón Bejuco-La Laja, el Alto de la Sierra de Tantima y el Paleocañón de Chicontepec en el centro y limita al sur con la Franja Volcánica Transmexicana, mientras que al este se tiene el Alto o Isla de Arenque y el Alto de la Plataforma de Tuxpan y finalmente, hacia el oeste limita con el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental (PEMEX, 2010), como se observa en la figura 2.1 y que a continuación son descritos.

2.1.1.2 Homoclinal de San José de las Rusias

Se considera una prolongación regional del flanco oriental del Arco de Tamaulipas hasta la actual plataforma continental del Golfo de México y se caracteriza por tener una pendiente suave e interrumpida por el alineamiento Cabecera-Capellanía paralelo al Arco. Presenta un sistema de fallas normales de orientación NW-SE con caída hacia el oriente. La edad de su depresión se remonta al Paleozoico Tardío, siendo más joven al occidente donde los granitos permo-triásicos y lechos rojos triásicos subyacen discordantemente a las rocas del Jurásico Superior. Su carácter como homoclinal se agudizó durante el Terciario con el levantamiento de la sierra y la regresión forzada del mar al oriente (PEMEX,2010).

2.1.1.3 El Alto o Isla de Arenque

Situado en la plataforma continental del Golfo de México, en el sur del estado de Tamaulipas y norte del estado de Veracruz. Forma parte de un tren estructural cuyo eje principal es de aproximadamente 50 km de largo por 10 km de ancho, con saltos estructurales menores de 100 m que independizan estas estructuras entre sí (PEMEX,2010).

2.1.1.4 Paleocañón Bejuco - La Laja

Se ubica en la porción centro-noroeste de la Cuenca Tampico-Misantla, con una superficie promedio de 4000 km². Su formación data del Cenozoico como resultado de la erosión de rocas del Eoceno, Paleoceno, Cretácico y Jurásico, estando asociado a un bloque bajo del basamento. Los sedimentos que rellenaron el paleocanal están representados por calizas del Jurásico Superior y Cretácico, así como por rocas arcillosas del Paleoceno, de tal forma que los sedimentos producidos corresponden a potentes espesores de lutitas con intercalaciones de conglomerados arcillo arenosos y areniscas arcillosas. Estos depósitos están relacionados con ambientes marinos que van de neríticos hasta batiales y es un área donde se han perforado más de 140 pozos, presentando interés económico petrolero con producción en rocas fracturadas del Cretácico Inferior (PEMEX,2010).

2.1.1.5 Alto de Sierra de Tantima

Elemento asociado con un alto del basamento de orientación E-W, como una nariz estructural del alto de la Plataforma de Tuxpan que divide a la Cuenca Tampico Misantla de norte a sur en dos partes. Por su parte, la sierra tiene 19 km de largo, 5 km de ancho, y 1320 m de altura, con una alineación NE, que se eleva desde la llanura costera del Golfo de México (PEMEX,2010).

2.1.1.6 Paleocanal de Chicontepec

Tectónicamente se encuentra entre los elementos de la Sierra Madre Oriental y la Plataforma de Tuxpan, abarcando parte de los Estados de Puebla, Veracruz e Hidalgo. Es considerado como una depresión alargada en la cual las diferencias de relieve no exceden los 200 m, su origen se asocia a los esfuerzos del evento orogénico laramídico y los movimientos corticales ascendentes relacionados que provocaron el levantamiento, la deformación del cinturón orogénico y la formación de una antefosa al oriente que dio lugar a una cuenca de antepaís, cuya hidrodinámica estuvo condicionada por la morfología del talud del frente tectónico, ubicación de altos del basamento y cambios del nivel del mar, que en conjunto coadyuvaron a la formación del Paleocañón de Chicontepec a finales del Paleoceno e inicio del Eoceno. Esta cuenca se rellenó con una columna sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, en algunos lugares con más de 2700 m de espesor compuesta por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, cuyas edades van del Paleoceno al Eoceno Inferior. Los principales alineamientos estructurales son de este a oeste y su importancia económica petrolera radica en que en él se encuentran el mayor porcentaje de reservas remanente del país, ya que buena parte de los yacimientos actuales están estratigráficamente por debajo del paleocanal (PEMEX,2010).

2.1.1.7 Faja Volcánica Transmexicana

Esta provincia se encuentra desde la costa del Golfo de México en la porción central del estado de Veracruz, hasta el Océano Pacífico, siendo así uno de los elementos mayores de la República Mexicana, constituida por secuencias volcanosedimentarias y continentales del Cenozoico Tardío que enmascara la distribución de las rocas preexistentes, como resultado de tres principales ciclos volcánicos durante el Jurásico-Cretácico, con predominancia de andesitas y dacitas intercaladas en rocas del Jurásico Superior, Cretácico Inferior y metamorfismo en rocas del Cretácico Medio; el Oligoceno-Mioceno, está caracterizado por la emisión de lavas y piroclásticos por conductos fisúrales, dando origen a una morfología tabular de mesetas y Plioceno-Cuaternario, que se caracterizó por emisiones volcánicas de basalto a riolitas, predominando rocas intermedias como la andesita y dacita, formando una gran estructura con orientación E-W (PEMEX,2010).

2.1.1.8 Plataforma de Tuxpan,

Banco carbonatado del Mesozoico, basculado hacia el oriente, desarrollado sobre un alto de basamento y actualmente sepultado por sedimentos clásticos terciarios. En este elemento se encuentran una gran cantidad de campos productores tanto en su porción marina como terrestre (PEMEX,2010).

2.1.1.9 Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental

Cinturón de pliegues y cabalgaduras producidas por esfuerzos no coaxiales de SW a NE durante el Cretácico Tardío-Eoceno. Las cabalgaduras y fallas inversas, los pliegues isoclinales con plano axial de vergencia al NE, así como las fallas laterales, se produjeron durante el mismo evento de deformación. Las rocas aflorantes de la Sierra Madre Oriental están constituidas principalmente por rocas carbonatadas del Cretácico (PEMEX,2010).

2.1.1.10 Frente Tectónico Sepultado del CPSMO

Forma parte del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental en su porción correspondiente al sector Huayacocotla. Corresponde a una franja plegada y cabalgada de aproximadamente de 50 km de ancho que forman estructuras anticlinales angostas y alargadas con vergencia hacia el NE afectadas por fallas inversas en sus flancos que se formaron durante la orogenia laramídica, delimitado al sur por el Cinturón Volcánico Transmexicano, al oeste por el relieve estructural de la Sierra Madre Oriental, al este por la denominada Antefosa de Chicontepec Cretácico (PEMEX,2010).

En general, en la cuenca, las rocas anteriores al Jurásico Medio son estructuras de extensión asociadas a la apertura del Golfo de México y afectadas por el fallamiento normal synrift que produjo una serie de bloques basculados creando fosas y pilares que controlaron la sedimentación mesozoica y por tanto la distribución de las facies almacenadoras jurásicas, además de los estilos estructurales terciarios, ya que algunas de estas fallas fueron reactivadas en el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano pero principalmente durante la deformación laramídica desde finales del Cretácico hasta el Eoceno, afectando principalmente a las rocas mesozoicas y terciarias con despegues que ocurren en carbonatos arcillosos de diferentes niveles estratigráficos del Jurásico y Cretácico creando vías de migración para salmueras de cuenca e hidrocarburos, además, algunos límites de bloques fueron reactivados como fallas inversas como es el caso del límite que constituye la denominada falla Brinco-Escobal, ubicada entre los elementos Frente Tectónico Sepultado y la porción oriental del Paleocanal de Chicontepec . En la parte occidental y norte de la provincia los esfuerzos laramídicos produjeron pliegues y cabalgaduras que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior y Cenozoico.

Aunado a esto, la subsidencia térmica y la acumulación de la cuña sedimentaria cenozoica de margen pasiva provocaron el basculamiento regional de esta provincia hacia el este, por lo cual se infiere que el estilo estructural define un sistema cabalgante, imbricado en escamas tectónicas, donde el basamento metasedimentario participó en la deformación, presentándose acuñamientos de unidades estratigráficas y rampas de falla que ascienden a niveles estratigráficos superiores, además de la presencia de fallas de crecimiento sintéticas y antitéticas que afectan a los sedimentos terciarios de la plataforma continental, creando anticlinales tipo roll-over , como lo muestra la figura 2.2, (Schlumberger,2009).

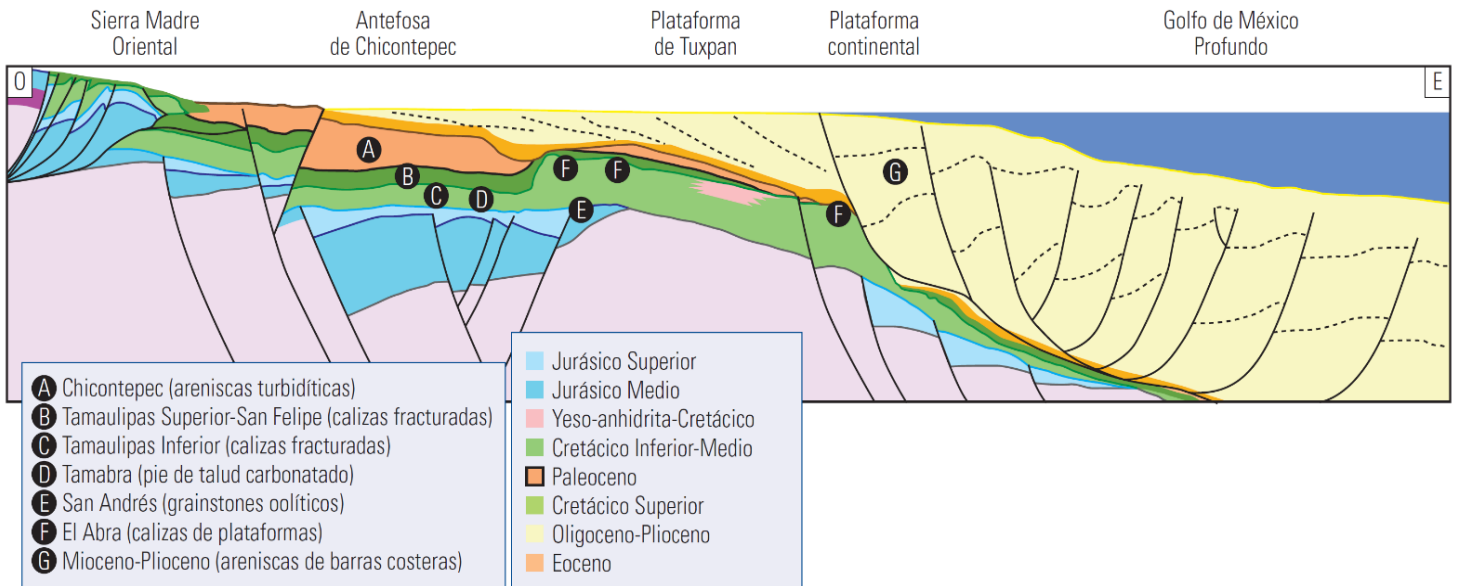


Figura 2.2 Sección estructural de la Provincia Tampico - Misantla (Tomada de Schlumberger, 2009).

2.1.2 Evolución tectónica estructural

La estructura actual de la Cuenca Tampico-Misantla es producto de varios eventos tectónicos que se relacionan con la evolución de la mega cuenca del Golfo de México, entre los cuales se reconocen principalmente tres tectono-secuencias.

2.1.2.1 Primer tectono-secuencia (Etapa synrift).

Se relaciona a la primera etapa de apertura del Golfo de México desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio en la que se formaron fosas tectónicas (Figura 2.3).

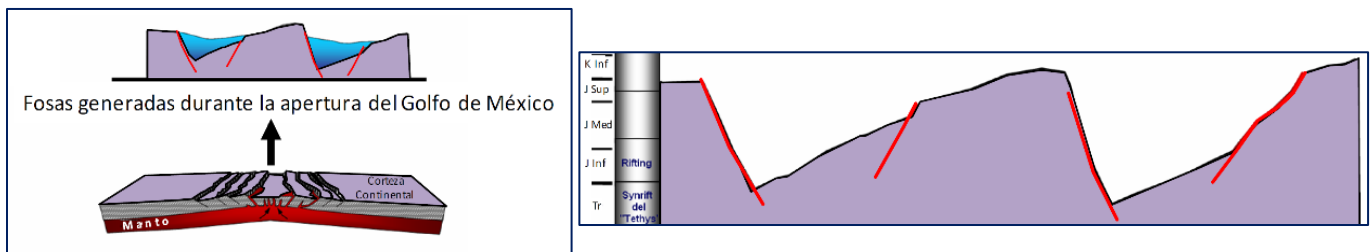


Figura 2.3 Generación de fosas tectónicas (Modificada de PEMEX,2010).

En el Triásico Tardío se depositaron sobre el basamento cristalino y metamórfico, potentes espesores de lechos rojos, de origen continental asociados a la Formación Huizachal.

A principios del Jurásico Inferior comienza una transgresión marina, dando origen en la porción centro-oriental de México a la Cuenca de Huayacocotla, la cual constituye una depresión irregular de aguas someras a profundas, bajo un régimen de sedimentación rítmica tipo flysch, dando lugar a la Formación Huayacocotla.

En el Jurásico Medio se generaron movimientos relativos de los bloques de basamento existentes, que provocaron la retirada de los mares, restituyendo en el centro y oriente del país las condiciones continentales, efectuándose a la vez manifestaciones de actividad ígnea que afectaron a la Formación Huayacocotla en varias localidades de la porción sur del sector oriente de la Sierra Madre Oriental y depositándose clásticos de la Formación Cahuizas.

Para el final de este periodo, se inició una nueva transgresión marina, la cual favoreció el depósito de calizas oolíticas de rampa interna de la Formación Huehuetepic las cuales pasan a anhidritas en su parte superior y depósitos locales de halita y hacia los altos de basamento a areniscas y conglomerados. Sobre esta formación, se depositaron durante el Calloviano calizas arenosas de rampa media y externa de la Formación Tepexic, las cuales fueron sobreyacidas por lutitas calcáreas de aguas profundas de la Formación Santiago.

Al ir avanzando la transgresión marina, alrededor de los altos de basamento, se desarrollaron rampas carbonatadas sobre las cuales en su parte interna y borde se depositaron calizas arcillo-arenosas y calizas oolíticas de las Formaciones San Pedro y San Andrés respectivamente y sus equivalentes laterales hacia aguas más profundas, las calizas arcillosas de la Formación Chipoco y calizas arcillosas negras de cuenca de la Formación Tamán.

Las condiciones de mares transgresivos continuaron, y durante el Tithoniano se presentó una superficie de máxima inundación, que dejó bajo condiciones subacuáticas la mayoría de los altos de basamento, donde se depositaron calizas arcillosas de la Formación Pimienta, y en las partes emergidas del basamento bajo condiciones costeras y/o litorales se depositó la Formación La Casita, constituida por areniscas glauconíticas (Figura 2.4), (Humapa,2013).

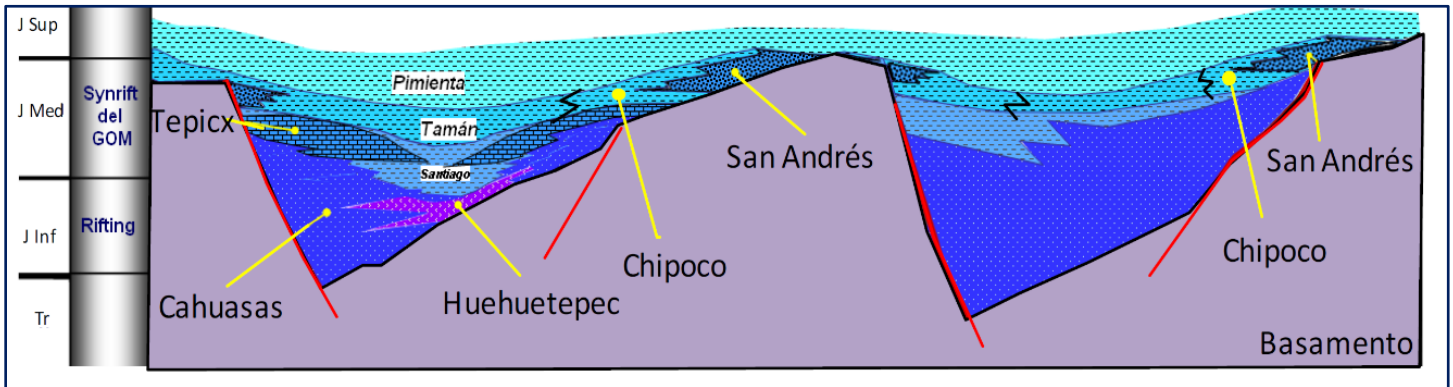


Figura 2.4 Relleno sedimentario de fosas durante el Jurásico (Modificada de PEMEX,2010).

2.1.2.2 Segunda Tectono- secuencia (Etapa de margen pasiva).

De acuerdo con Schlumberger 2010, a partir del Jurásico Tardío – Cretácico Inferior, se presenta un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México.

Este margen pasivo da lugar a cuencas de mares profundos asociadas a un proceso de subsidencia térmica en donde se depositaron, junto a un proceso transgresivo, unidades principalmente carbonatadas como la Formación Tamaulipas Inferior; hacia el alto de Tuxpan calizas de agua somera de la Formación El Abra que constituyen la parte principal de la plataforma; cerca del límite Aptiano-Albiano se depositan en toda el área mudstones y wackestones arcillosos y lutitas laminares del Horizonte Otates y durante el Albiano - Cenomaniano se depositaron mudstones y wackestones de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal de la Formación Tamaulipas Superior en la mayor parte de la provincia, a excepción del alto de Tuxpan, sobre el que se desarrollaron bancos someros sobre los cuales se acumulan los carbonatos masivos de la Formación El Abra

(Pedrazzini,1978), bordeados por delantales (aprons) de facies de talud de la Formación Tamabra.

A finales del Cenomaniano la plataforma sufre una exposición subaérea y con la transgresión subsiguiente se restablece temporalmente la sedimentación carbonatada somera, pero la tasa de sedimentación no alcanza a mantener el paso con el ascenso relativo en el nivel del mar y la plataforma se ahoga depositándose calizas pelágicas carbonosas de la Formación Agua Nueva y posteriormente calizas bentónicas de la Formación San Felipe seguidas por margas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Méndez marcando el final de la tectono-secuencia Margen Pasiva (Figura 2.5).

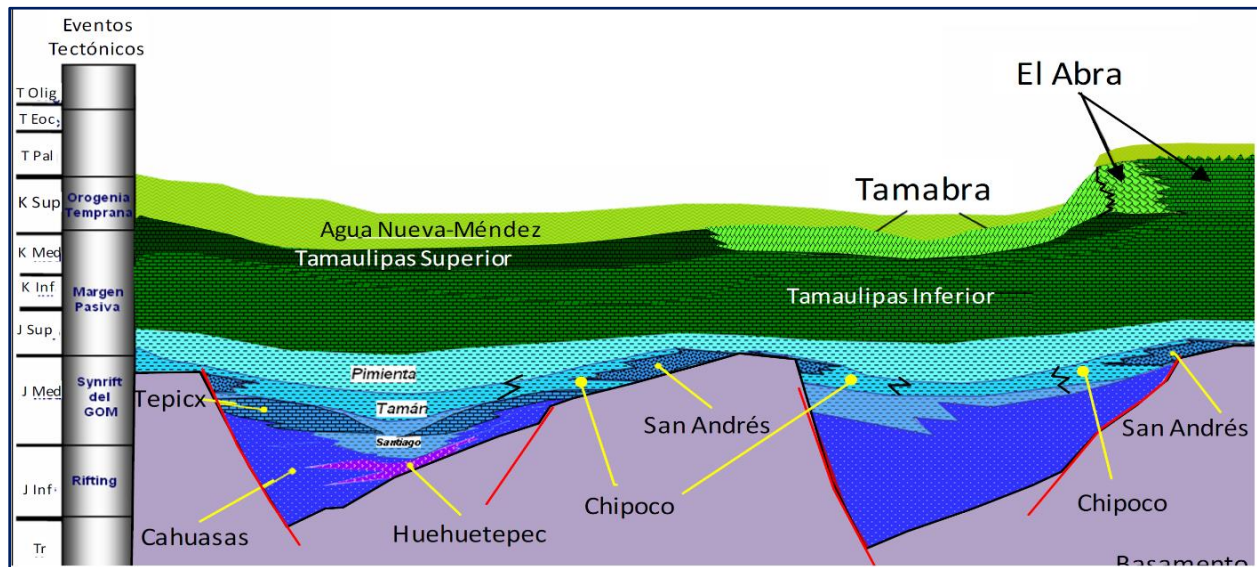


Figura 2.5 Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio. (Modificada de PEMEX,2010).

2.1.2.3 Tercera Tectono -secuencia (Antefosa).

Durante el Cretácico Tardío la sedimentación del margen pasivo concluyó con el inicio de los efectos de la orogenia Laramide que dio origen a la Sierra Madre Oriental. Las rocas mesozoicas de la parte occidental de la provincia fueron plegadas y cabalgadas al ser incorporadas al cinturón de deformación, la carga tectónica provocó la subsidencia por flexura de la corteza y dio origen a la cuenca de antepaís o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno- Eoceno, en la que se depositaron grandes volúmenes de sedimentos arcillo-arenosos tipo flysch, correspondientes a las formaciones del Grupo Chicontepec. Tras el cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó a un dominio de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el paquete terciario depositado sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de esta provincia hacia el Golfo de México (PEMEX, 2010).

De esta manera, geológicamente se reconocen cuatro subprovincias parcialmente superpuestas (Figura 2.6):

1. La subprovincia mesozoica que incluye principalmente yacimientos en rocas carbonatadas del Jurásico y Cretácico y que constituyó el basamento de la antefosa terciaria.
2. El frente de sierra sepultado en el occidente que comprende los pliegues y cabalgaduras laramídicos en rocas mesozoicas.
3. La antefosa de Chicontepec con yacimientos en turbiditas del Paleoceno-Eoceno
4. La plataforma continental del Terciario, con yacimientos de gas en areniscas de plataforma, talud y cuenca.

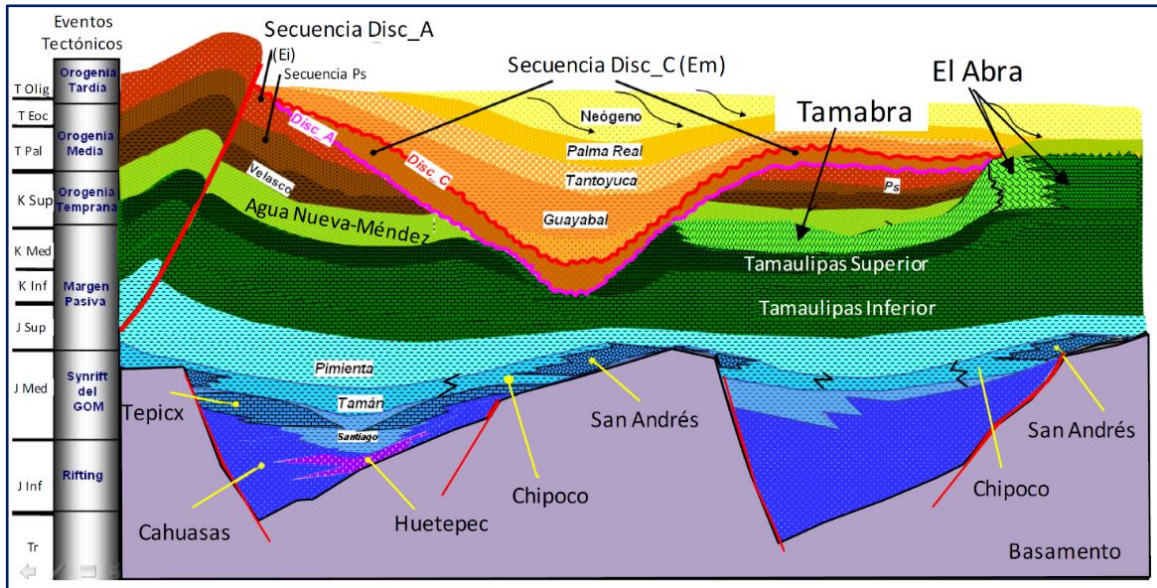


Figura 2.6 Subprovincias cronoestratigráficas constituyentes de la Cuenca Tampico Misantla (Tomada de PEMEX,2010).

2.2 Marco estratigráfico-sedimentológico

La secuencia sedimentaria de la cuenca Tampico-Misantla descansa discordantemente sobre un basamento cristalino y metamórfico de edad permotriásico, el cual ha sido penetrado por diversos pozos a lo largo de la cuenca y a profundidades que varían entre 2440 y 4181 m. Dicha secuencia está compuesta por 31 formaciones geológicas, de las cuales 18 son predominantemente rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas del Mesozoico, mientras que las 13 restantes son consideradas terrígenos pertenecientes al Cenozoico.

De acuerdo con Schlumberger 2009, la columna estratigráfica completa de la Provincia Tampico-Misantla, está representada esquemáticamente en la figura 2.7.

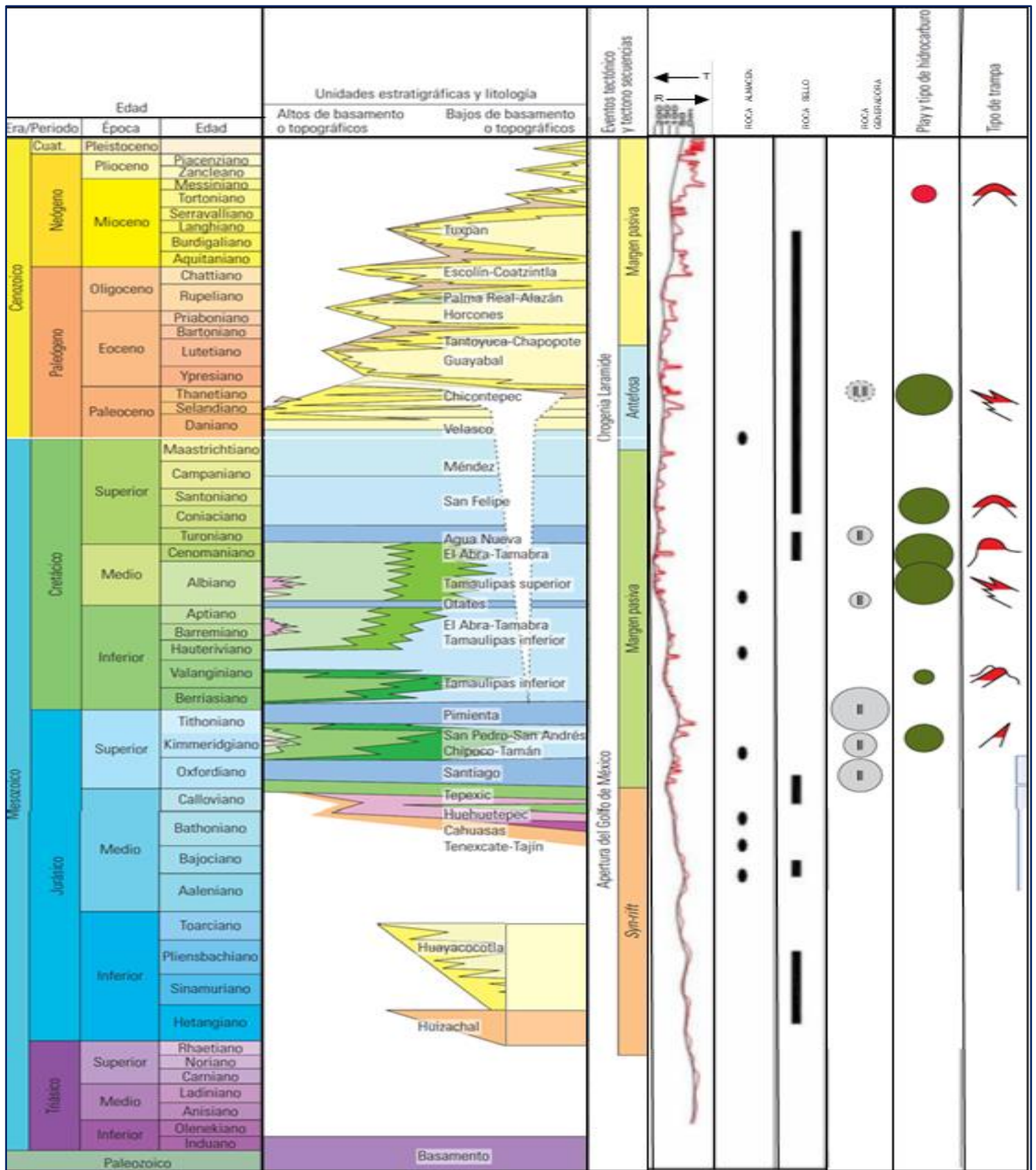


Figura 2.7 Columna estratigráfica de la Provincia Tampico Misantla (Modificada de Schlumberger, 2009).

2.2.1 Basamento

De tipo metamórfico y cristalino, el primero, correspondiente a los anticlinorios de Huizachal-Peregrina y de Huayacocotla, considerado como el basamento Precámbrico (Greenvilliano) autóctono del cratón de América del Norte (Coney, 1983), mientras que el basamento cristalino, se encuentra dispuesto en grandes bloques de falla que conforman las cuencas Prerift y Synrift durante el Triásico Superior al Jurásico Inferior.

Por lo tanto, las rocas más antiguas dentro de la cuenca son de tipo granítico metamórfico, que según datos derivados por la perforación de 120 pozos en el área y por estudios radiométricos (K-Ar), dicho emplazamiento batolítico data del Paleozoico Tardío (Carbonífero Tardío-Triásico Temprano) (Álvarez y Castaños, 1981), además se considera que para el Pérmico Tardío-Triásico se registró una fase tafrogénica en la región (Orogenia Palizada), en las que se formaron horst que fueron erosionados y llenados de clastos continentales, derivados de la destrucción de la cadena montañosa formada por la Orogenia Apalachana, lo cual, aunado a emisiones volcánicas emanadas por zonas débiles de fallas corticales, constituyeron la primera formación sedimentaria de la columna, la Formación Huizachal.

2.2.2 Formación Huizachal [Triásico Tardío (Noriense-Retiense)]

La columna sedimentaria inicia con la acumulación de depósitos de conglomerados y lechos rojos en las partes topográficas bajas y que corresponden a la Formación Huizachal durante el Triásico Tardío en el Noriense-Retiense según Silva-Pineda y Buitrón- Sánchez, (1999).

La unidad consiste en una secuencia de espesor variable, el cual en superficie se le estima un promedio de 1000 m, y en el subsuelo al poniente de la Cuenca Tampico-Misantla se perforaron 2200 m sin lograr atravesarla (PEMEX, 1988).

De acuerdo con Imlay (1948), está compuesta por lutita calcárea de color rojo claro a medio, con limolita, arenisca de grano fino, arenisca cuarcítica y conglomerado, el cual tiene espesores de 3 a 493 m y caracteriza a la parte basal de la misma, aunque también se distribuye en otras partes de la formación. Barboza et al. (1999), mencionan que en el Anticlinorio Huizachal-Peregrina, en la Formación Huizachal está expuesta una sección volcanogénica que consiste en flujos de lava básicos a intermedios interestratificados con materiales piroclásticos, así como domos riolíticos mostrando bandas de flujo bien desarrolladas y fábrica esferulítica, aunado a la composición antes mencionada. Byerly (1991) y Salvador (1991), señalan que a lo largo de la Cuenca del Golfo de México las capas rojas del Triásico Superior - Jurásico Inferior están asociadas con diques, flujos y *sills* de basalto y diabasa. Los intrusivos y cuerpos ígneos extrusivos han sido datados por métodos isotópicos, con edades que van de 200 a 180 Ma, mismos que se encuentran en la formación.

En la parte más oriental de México los depósitos de capas rojas son asociados a una cuenca tipo *rift* durante la apertura del proto-Golfo de México, la cual estaba asociada al rompimiento de Pangea. Las capas rojas representan el llenado de fosas, y semifosas, o cuencas de *rift* con subsidencia activa durante su depósito, donde los sedimentos clásticos producto de la erosión de los altos estructurales fueron depositados como abanicos aluviales, o depósitos de tipo fluvial meándrico, planicie deltaica o lacustre (Salvador, 1987).

La formación subyace a depósitos marinos del Jurásico Superior, en la parte este y noreste de México, sobreyace a depósitos marinos del Jurásico Inferior en el área de la Huasteca de Veracruz, Puebla e Hidalgo, y sobreyace a rocas paleozoicas o probable precámbricas en otros lugares.

2.2.3 Formación Huayacocotla [Jurásico Inferior (Sinemuriano - Pliensbachiano)]

En el Jurásico Inferior ocurre el depósito de una secuencia transgresiva marina de areniscas y lutitas correspondientes a la Formación Huayacocotla, la cual de acuerdo con Silva-Pineda y Buitrón Sánchez (1999) data del Jurásico Inferior durante el Sinemuriano-Pliensbachiano.

La formación tiene un espesor que varía entre los 500 m y 1000 m, registrándose un adelgazamiento progresivo del sur hacia el norte y este (Salvador, 1991). De manera general, está constituida por lutita oscura con intercalaciones de arenisca, conglomerado y escasos lentes de caliza, además de considerable material vegetal en la parte superior e inferior, así como contenido de carbón hacia la cima (Imlay 1980). Camarillo (1998) distingue tres miembros correspondientes a esta unidad; el miembro inferior consta de conglomerado, arenisca, limolita y lutita con exoclastos que contienen fósiles retrabajados como fusilínidos y crinoides que fueron transportados por corrientes de alta energía y depositadas en forma de abanicos aluviales indicando el inicio del relleno de las fosas. El miembro intermedio, está constituido por conglomerado, areniscas, limolitas y lutitas con amonites lo cual hace suponer de un ambiente poco profundo y próximo a la costa. El miembro superior está formado por areniscas, limolitas, lutitas y conglomerado y se caracteriza por plantas fósiles continentales como las cicadofitas por lo que se sugiere un ambiente de tipo fluvial.

Considerando lo anterior, la presencia de fauna relativamente variada de amonites y pelecípodos, sugiere en general condiciones de depósito marinas someras, de baja energía, en zonas de plataforma cercanas al continente (PEMEX,1988). Las condiciones mencionadas corresponden a un periodo de transgresión marina, cuyas aguas provinieron del Océano Pacífico dando como resultado intercalaciones marinas con parte de los depósitos continentales pertenecientes a esta formación.

Las características litológicas, especialmente en la parte superior de la Formación Huayacocotla, permiten considerarla como roca potencialmente generadora de hidrocarburos (PEMEX, 1988).

2.2.4 Formación Cahuasas [Jurásico Medio (Aaleniano-Bathoniano)]

En el Jurásico Medio se restablecieron condiciones continentales y se depositaron clásticos de la Formación Cahuasas, la cual ha sido considerada como parte temprana del Jurásico Medio (Aaleniano, Bajociano, y Bathoniano) (Salvador, 1991).

La unidad cuenta con espesores variables dentro de las localidades tipo, sin embargo puede estimarse un promedio de 450 m en superficie, mientras que en el subsuelo se han reportado espesores de 20 a 80 m. Salvador (1991) señala que la Formación Cahuasas está constituida de arenisca, conglomerado, limolita y lutita de color predominantemente rojo; el conglomerado es más común hacia la base, está pobremente clasificado, de estratificación gruesa, y formado por clastos subangulares de cuarzo y varias clases de arenisca; la estratificación cruzada es común en areniscas y conglomerados. Además, menciona que la composición litológica, la ausencia de fósiles, la distribución geográfica, el abrupto cambio de espesor y las relaciones estratigráficas sugieren que los lechos rojos del Jurásico Medio fueron acumulados como abanicos aluviales y como depósitos fluviales y lacustres; asimismo, agrega que su presencia, es indicativo de una regresión durante la parte temprana del Jurásico Medio.

2.2.5 Formación Huehuetepec [Jurásico Medio (Bathoniano-Calloviano)]

Una nueva transgresión favoreció el depósito de calizas oolíticas de rampa interna de la parte inferior de la Formación Huehuetepec, las cuales pasan a anhidritas en su parte superior y depósitos locales de halita y hacia los altos de basamento estas facies pasan a areniscas y conglomerados (Schlumberger, 2009).

Aun cuando esta unidad presenta abundante contenido biógeno y fauna de *Favreina sp.* y *Ammobaculites sp.*, su edad ha sido determinada por posición estratigráfica dentro del Bathoniano Superior-Calloviano Inferior (González-García, 1970; PEMEX, 1988; Salvador, 1991); aunque debido a que estas rocas están incluidas en una secuencia transgresiva, no se descarta la posibilidad que hacia zonas paleo topográficamente altas, sean de edad más joven.

Los espesores reportados para esta unidad en el subsuelo son de 100 a 250 m. En cuanto a su descripción litológica, González-García (1970), separa a esta unidad en dos unidades con características definidas:

- I. Unidad inferior (facies marina): Constituida de capas de micrita, limolitas calcáreas, calizas fosilíferas y calcarenitas.
- II. Unidad superior (facies evaporítica): Constituida por anhidritas, capas de sal, lutitas rojas y nuevamente anhidritas con lutitas.

Por su parte, personal de PEMEX (1988), considera que la unidad (de la base a la cima) consiste en arenisca, grainstone, wackestone y mudstone de pellets, oolitas, bioclastos y algas de color café claro a gris verdoso, que alternan con lutitas y limolitas rojas y culminan en cuerpos de anhidrita y sal.

Además, González-García (1970) menciona en el caso de la unidad inferior, está contiene predominantemente fragmentos de fósiles de aguas someras; mientras que el predominio de anhidrita y sal en la unidad superior, sugiere, que los sedimentos se depositaron en aguas quietas suficientemente concentradas para que las evaporitas fueran precipitadas; lo cual le permite concluir que con base en su litología, contenido faunístico y estructuras sedimentarias, esta unidad fue depositada en un ambiente de agua somera, probablemente en una plataforma de pendiente suave, en aguas muy cercanas a la costa; dentro de una zona de planicie de mareas, con clima caluroso y seco. Personal de PEMEX (1988), mencionan que, con base en su litología y edad, es probable que esta formación sea el producto del depósito en facies “sabkha” en uno de los canales ancestrales de la invasión marina proveniente del pacífico.

Las capas de anhidrita y sal intercaladas dentro de esta unidad, en ocasiones pueden constituir un “sello” para los diferentes fluidos entrampados en los sedimentos subyacentes, como lo demostró la manifestación de aceite y gas encontrada en el pozo Huehuetepec No. 1 (Ordela, 1969). Asimismo, González-García (1970) menciona que el descubrimiento de hidrocarburos en esta unidad abre enormes posibilidades petroleras para la explotación de horizontes más antiguos que los del miembro San Andrés y justifica la perforación de pozos profundos que permitan evaluar el potencial económico de este nuevo horizonte. Finalmente, se ha interpretado que el interés económico petrolero de estos sedimentos radica en que pueden ser generadores y almacenadores de hidrocarburos (PEMEX, 1988).

2.2.6 Formación Tepexic [Jurásico Medio (Batoniano tardío-Calloviano medio)]

Durante el Calloviano, una transgresión marina más extensa estableció un ambiente de plataforma abierta representada por la Formación Tepexic. En el subsuelo de Poza Rica; Cantú-Chapa (1992, 1998) interpreta que esta unidad tiene un rango estratigráfico que va del Batoniano al Calloviano.

Sutter (1990) reporta un espesor aproximado de 20 m, y Cantú-Chapa (1971) divide esta unidad en cuatro unidades litológicas (base a cima):

- I. 30 m de “calcarenita” café oscuro, en capas de 60 a 100 cm, la cual alterna con lutita gris oscura en capas de 5 a 10 cm, de espesor;
- II. 50 m de “biolilita con *Liogryphaea nebrascensis*” de color gris oscuro en capas de 5 a 20 cm de espesor;
- III. 5 m de “calcarenita con *Neuquenicerias neogaeum* y *Liogryphaea nebrascensis*” de color negra de textura fina en capas de 5 a 10 cm de espesor y estratificación ondulante, estas capas se alternan con lutita calcárea negra;

- IV. 40 m de “calcarenita con *Neuquenicerias neogaeum*” de color negra en estratos de 30 a 60 cm que alterna con capas de lutita gris oscura de 10 a 20 cm de espesor.

Ochoa-Camarillo (1998) interpreta que se depositó en un ambiente de plataforma muy somero, cercano a la costa, evidenciado por la presencia de horizontes oncolíticos y estratificación ondulada, así como abundantes ostreídos y trigónidos; por otro lado, menciona que los sedimentos marinos de esta formación están indicando el inicio de la sedimentación de carbonatos, observándose en Molango, Hidalgo un cambio notable en la naturaleza química de los sedimentos del Jurásico Inferior y Jurásico Medio; el autor interpreta este cambio como el inicio de una transgresión marina, posiblemente relacionada con la apertura del Golfo de México.

Por las características físicas de los carbonatos de la Formación Tepexic, es posible considerarlos como rocas almacén de hidrocarburos (PEMEX, 1988).

2.2.7 Formación Santiago [Jurásico Medio (Calloviano)-Jurásico Superior (Oxfordiano)]

Al alcanzar un punto de máxima transgresión, se depositaron calizas arcillosas y carbonosas de aguas profundas de la Formación Santiago, la cual según Cantú-Chapa (1969, 1971) corresponde al Calloviano Medio-Oxfordiano Tardío en las localidades de Poza Rica, Veracruz (estudios de subsuelo) y en los afloramientos de Huehuetla, Hidalgo y Ometepetl, Puebla, con base en su posición estratigráfica.

En su localidad tipo Cantú-Chapa (1984) midió un espesor de 160 m y en subsuelo este último reportó espesores 155-306 m en el área de Soledad-Miquetla, además de que litológicamente distingue que la parte media-superior consta de tres horizontes litológicos:

- I. Capas delgadas de lutita gris oscuro, que intemperiza en café o rojizo, la cual contiene nódulos de caliza, gris oscuro de 40-70 cm de diámetro.

- II. Intercalación de capas delgadas de caliza arcillosa, amarillo ocre con capas de lutita calcárea, en la cual se presentan nódulos de caliza gris oscura de 20-30 cm de diámetro
- III. Capas delgadas de lutita gris oscuro, exfoliable, con intercalaciones de capas delgadas de caliza arcillosa, de color gris.

Pedrazzini y Basáñez (1978) basados en la composición limolítica calcárea y la ausencia de fósiles en la parte media de la Formación Santiago, señalan que esta se depositó en condiciones marinas tranquilas reductoras en facies de cuenca.

2.2.8 Formación San Andrés [Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimmerigiano)]

Alrededor de los altos de basamento se desarrollaron rampas carbonatadas en las que se depositaron en la parte interna calizas arcillo-arenosas de la Formación San Pedro y oolíticas de la Formación San Andrés y sus equivalentes laterales de rampa media y externa de la Formación Chipoco y de cuenca de la Formación Tamán. Estas facies alcanzaron su máximo desarrollo durante el Kimmeridgiano, progradando hacia la cuenca, sobre todo durante el siguiente descenso del nivel del mar, observándose en algunas zonas un cambio abrupto de la Formación Santiago a Chipoco y/o San Andrés, por lo cual, se considera de edad equivalente a la Formación Tamán del Jurásico Superior (Oxfordiano-Kimeridgiano), y también se correlaciona con la Formación Chipoco (PEMEX, 2000).

Está representada por grainstone de oolitas, peletoides, bioclastos e intraclastos. Campa (1970), la describe como calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas y la divide en dos partes:

- I. Miembro superior. Formado por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes

combinaciones dentro de un cementante de espatita; de color café oscuro en algunos casos por impregnación de aceite.

- II. Miembro inferior. Constituido en más del 60% de calcarenitas oolíticas con cementante de espatita y ocasionalmente en matriz de micrita; presenta algunos estratos de dolomías y de areniscas feldespáticas cementadas con calcita (Nava y Alegría, 2001).

Durante el Kimmeridgiano (Figura 2.7), aunque la paleotopografía existente era más suave, continua el depósito de sedimentos de aguas profundas en los depocentros, mientras que en los altos de basamento se desarrollaron plataformas con depósitos de cuerpos formados por grainstone oolíticos, bioclastos con fragmentos de algas y corales de la Formación San Andrés en los bordes, que cambian lateralmente hacia el interior a facies lagunares constituidos por calizas de bioclastos, miliólidos y pellets principalmente. El depósito de la Formación San Andrés se llevó a cabo en un ambiente de alta energía posiblemente sobre una plataforma tipo rampa, formando una franja de bancos oolíticos en las partes estructurales más altas que cambian lateralmente a facies arcillosas de mar abierto en los depocentros de la cuenca donde se depositan los sedimentos de las Formaciones Chipoco y Tamán de ambientes de rampa media a externa respectivamente, condiciones que la Formación San Andrés sea una excelente roca almacenadora (PEMEX, 2013).

2.2.9 Formación Tamán [Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano)]

Una nueva transgresión provoca que las facies de la Formación Tamán cubran a las formaciones Chipoco y San Andrés. Cantú-Chapa (1971, 1984) encuentra en la parte basal de la unidad a los amonites *Ataxioceras* (*Ataxioceras*) aff. *subinvolutum* del Kimmeridgiano temprano, mientras que en la cima se registra la presencia de *Virgatosphinctes mexicanus* (amonite) y *Aulacomyella neogaeae* (pelecípodo) de la parte basal del Tithoniano temprano.

En su localidad tipo, Heim (1926) estima un espesor superior a 1000 m. Pessagno *et al.* (1987) mencionan que el miembro inferior está constituido de caliza micrítica gris oscura a negra de estratificación media a gruesa, con interlechos delgados de lutita negra; mientras que el miembro superior consiste en caliza micrítica negra de estratificación delgada, con interlechos de lutita negra y limolita; estos autores agregan que se observan nódulos de caliza, que varían de 7.6 a 9 cm de diámetro en la mitad superior y en casi todo el miembro superior.

Hermoso De La Torre y Martínez-Pérez (1972), mencionan que el ambiente de depósito de esta unidad es de cuenca y que en ella se observan estructuras sedimentarias primarias que nos indican condiciones de alta energía temporal, producida por corrientes de turbidez. Por otro lado, Salvador (1999) interpreta que la Formación Tamán fue depositada en una plataforma abierta. Finalmente, Pessagno *et al.* (1987) mencionan que la asociación de radiolarios, aptychus de amonites, pectínidos (*Aulacomyella*) y calpionélidos, sugieren que esta unidad se depositó en profundidades que van de abisal a batial por arriba de los niveles de compensación de aragonita.

La parte calcáreo-arcillosa de esta unidad es considerada como roca generadora de una parte de los hidrocarburos extraídos de los campos de la Cuenca Tampico-Misantla (PEMEX, 1988).

2.2.10 Formación Pimienta [Jurásico Tardío (Tithoniano)-Cretácico Temprano (Berriasiano/Valanginiano)]

Toda la secuencia comprendida del Jurásico Medio al Tithoniano corresponde a un sistema transgresivo de segundo orden con espesores mayores en los depocentros y reducción y acuñaamiento en los altos de basamento y con una superficie de máxima inundación también de segundo orden (MFS) (PEMEX, 2013), y como resultado, a principios del Tithoniano culmina el depósito de calizas carbonosas de ambiente de cuenca profunda de la Formación Tamán, que cambia gradualmente a una secuencia de calizas de estratificación delgada con capas y lentes de pedernal negro, con abundante materia orgánica, pertenecientes a la Formación Pimienta. Estos depósitos cambian transicionalmente hacia algunas porciones de la Plataforma de Tuxpan a sedimentos bioclásticos someros y siliciclásticos costeros de la Formación La Casita la cual consiste en una unidad basal de limolitas, areniscas y conglomerados calcáreos.

Salvador (1991), menciona que en la parte superior de la Formación Pimienta se encuentra presencia de tintínidos (*Calpionella eliptica*, *C. alpina*, *Calpionellites darderi*, *Tintinnopsella oblonga*, *T. longa*, los cuales indican una edad de Tithoniano más tardío a posiblemente Cretácico Temprano (Berriasiano-Valanginiano). Por lo anterior, se considera que la Formación Pimienta tiene un alcance del Tithoniano al Berriasiano/Valanginiano.

Cuenta con profundidades que varían entre 880 m en la porción occidental y 5000 m en la porción sur. Sus espesores comúnmente delgados van entre los 300 a 500 m en la porción central de la cuenca y de 500 m en la porción sur. Por su parte, PEMEX (1988) mencionan que los espesores de esta unidad en superficie varían desde unos 60 m hasta 300 y 500 m, y en subsuelo reportan 86 m.

En general consiste en mudstone y wackestone arcilloso, de color negro a gris oscuro, carbonoso, dispuestos en capas que varían de 5 a 30 cm de espesor, con los que se intercalan lutitas calcáreas y lutitas laminares negras ricas en materia

orgánica. Además, son comunes lentes y nódulos de pedernal negro, lutitas bentónicas y lechos de bentonita de color gris a verde (PEMEX, 1988).

Su ambiente es de plataforma sumergida inestable, de aguas tranquilas, claras y salinidad normal (Aguilera, 1972). Varía de Plataforma externa a cuenca, con baja energía (PEMEX, 1988, Salvador, 1991), y refleja aporte de terrígenos y numerosos estratos de bentonita y pedernal negro en estratos (lentes y nódulos) los cuales indican la existencia de actividad volcánica para este tiempo probablemente en el oeste de México (Salvador, 1991).

Debido a su alto contenido orgánico, los mudstone y wackestone, así como las lutitas negras carbonosas de la Formación Pimienta, se han considerado como las principales rocas generadoras de los hidrocarburos que se extraen en las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y del Sureste (PEMEX, 1988). Las lutitas y lutitas calcáreas de la Formación Pimienta, rica en materia orgánica, han sido consideradas como excelentes rocas generadoras de petróleo en muchos campos del centro este y sur de México (Salvador, 1991).

2.2.11 Formación Tamaulipas Inferior [Cretácico Inferior (Berriasiano/Aptiano)]

Debido a un efecto de subsidencia térmica, las áreas bajas se fueron profundizando, dando lugar a cuencas de mares profundos en donde se depositaron los tres miembros de la Formación Tamaulipas Inferior (miembro calcarenítico, miembro bentonítico y miembro calizas cremas), de edad Barresiense-Barremiense.

Se encuentra aflorando al sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, en el este-centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transversal; además también aflora en el norte y noreste de la cuenca mesozoica del centro de México. En el subsuelo esta unidad es reportada en varios pozos petroleros de la cuenca, manteniéndose continua a través de toda su extensión, también se encuentra en otras cuencas como la de Burgos, Veracruz y toda el área de la Provincia Tampico-Misantla.

La litología está compuesta de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal grainstone con oolitas, bioclastos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y diseminaciones de hematita. El espesor de los estratos varía de 0.6 a 2.20 m. y el espesor promedio de la formación es de 400 m (Nava y Alegría, 2001).

2.2.12 Formación Tamaulipas Superior [Cretácico Medio (Albiano/Cenomaniano)]

Durante el Albiano - Cenomaniano se depositaron calizas tipo mudston y wackeston de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal de la Formación Tamaulipas Superior en la mayor parte de la provincia, a excepción del alto de Tuxpan, sobre el que se desarrollaron bancos someros sobre los cuales se acumulan los carbonatos masivos de la Formación El Abra (Pedrazzini,1978), bordeados por delantales (aprons) de facies de talud de la Formación Tamabra (Schlumberger, 2009). Por lo tanto, su distribución ha sido reportada al sur de la Península de Tamaulipas, al este de la Sierra Madre Oriental, al sureste de la Cuenca de Sabinas, al este de la cuenca mesozoica del Centro de México y la Cuenca de Burgos, así como en la Cuenca de Chicontepec; aunque algunos autores la ubican solo en la parte norte de la Cuenca, haciéndola equivalente a la Formación Tamabra en la parte sur en el área de Poza Rica, Veracruz. Por su microfauna se le asigna una edad del Albiano-Cenomaniano, ya que contiene micro y macrofósiles tales como: *Rotalispora* sp. *Colomiella recta*, *Nannoconus Truitti*, *Calciesphaerula innominata*, *Inoceramús comancheanus*, *Microcalamoides diversus*, *Praeglobotruncana aptiensis*, *Pithonella ovalis*, *Munuaniceras uddeni* y *Kingena wacoensis*, entre otros, (SGM,2014).

En el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec consiste en calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con estilolitas, bandas y lentes de pedernal, así como nódulos de hematita. Presenta además intercalaciones de lutitas, margas y delgados horizontes de tobas y abundante disolución. Hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris; su espesor varía de 60 a 400 m (SGM,2014).

Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material tobáceo bentonítico en capas delgadas, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente.

Se le considera roca almacenadora dada su buena porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco.

2.2.13 Formación Tamabra [Cretácico Inferior (Berriasiano/Aptiano)]

Alrededor del alto de Tuxpan, se desarrollaron facies de talud de la Formación Tamabra, la cual fue descrita por Heim en 1940.

Se encuentra aflorando al este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y del Atolón de la Faja de Oro, así como en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza Rica y en Misantla, Veracruz.

El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m para la zona de Poza Rica, aunque se han reportado 370 m cerca de la zona. Su edad Albiano-Cenomaniano, se confirma basándose en su posición stratigráfica y su contenido faunístico de especies planctónicas y bentónicas como: *Stomiosphaera conoidea*, *Microcalamoides diversus*, *Nannoconus minutus*.

La unidad consiste en brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide, en el Campo Poza Rica, en miembro superior (zona de

calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto.

Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

2.2.14 Formación El Abra [Cretácico Temprano (Albiano)-Cretácico Tardío (Santoniano)]

Sobre el alto de Tuxpan se desarrollaron bancos someros sobre los cuales se acumulan los carbonatos masivos de la Formación El Abra (Pedrazzini, 1978), la cual registra una variedad de espesores que varían de 90 a 2000 m, dependiendo del área y/o de la litofacies. Esta unidad ha sido generalmente incluida dentro de un rango entre el Albiano-Cenomaniano con base en la presencia de foraminíferos de los géneros *Dictyoconus*, *Orbitolina* y *Dicyclina* sp; los rudistas *Radiolites abraensis*, *Sauvagesia texana*, *Caprinuloidea multitubifera*, *Mexicaprina* y el amonite *Mariella (Plesioturrilites) bosquensis* (Aguayo-Camargo, 1993, 1997) entre otros.

Generalmente, se divide en las facies El Abra y Taninul, las cuales han sido descritas litológicamente por diferentes autores. En un contexto textural, Aguayo-Camargo (1975) menciona que el miembro El Abra consiste en mudstone de color crema a gris interestratificado con wackestone bien estratificado con estratos de 1 a 5 m de espesor, todos ricos en milióidos y capas estromatolíticas y otros organismos bentónicos como gasterópodos, pelecípodos, ostrácodos; mientras que el miembro Taninul consiste en bancos de rudistas asociados con mudstone, wackestone y packstone.

PEMEX (1988) interpreta que el ambiente de depósito de esta unidad corresponde al de una plataforma amplia y estable de aguas someras, con dos facies principales: la post-arrecifal o lagunar y la arrecifal. Por su lado, Aguayo-Camargo (1998) menciona que El Abra en su localidad tipo es un complejo arrecifal

depositado en el margen este de la plataforma Valles-San Luis Potosí, y agrega que esta unidad es definida por dos grandes ambientes sedimentarios: 1) arrecife de rudistas (“*foreslope reef* y *shelf-edge reef*”) y 2) post-arrecife (“*near-back reef-lagoon*, *tidal-flat lagoon* y *lagoon*”) estas fueron reconocidas por medio de su posición estratigráfica lateral, litofacies, biofacies, estructuras sedimentarias primarias y patrones diagenéticos. Finalmente, Basañez *et al.* (1993) mencionan que esta formación consiste en tres ambientes deposicionales: arrecifal, lagunar y laguna evaporítica.

Esta unidad es relevante en el subsuelo de la porción media oriental de la Cuenca Tampico-Misantla en la región conocida como La Faja de Oro, por la producción de hidrocarburos, obtenida de la facies arrecifal, de talud y de post-arrecife (PEMEX, 1988).

2.2.15 Formación Agua Nueva [Cretácico Tardío (Cenomaniano-Turoniano)]

A finales del Cenomaniano la plataforma sufre una exposición subaérea particularmente prolongada y con la transgresión subsiguiente se restablece temporalmente la sedimentación carbonatada somera, pero la tasa de sedimentación no alcanza a mantener el paso con el ascenso relativo en el nivel del mar y la plataforma se ahoga depositándose calizas pelágicas carbonosas de la Formación Agua Nueva, que ha sido reportada al oriente de la Sierra de Tamaulipas en el Cañón de la Peña con 175 m de espesor; en el área de Ebano-Pánuco de 80 a 100 m; en Moralillo alcanza de 20 a 30 m y en Poza Rica el espesor es de 20 m. Asimismo, en informes de PEMEX (1988) se establece que por su posición estratigráfica y contenido faunístico en la porción sur de la Península de Tamaulipas, en el borde oriental de la Sierra Madre Oriental y en el noreste de la Cuenca de la Mesa Central, así como en el subsuelo de la cuenca de Tampico-Misantla, su edad corresponde al Turoniano, pero en los bordes noreste y noroeste de la Península de Tamaulipas y de la Cuenca de Burgos, respectivamente, su rango es Cenomaniano Superior-Turoniano.

De acuerdo con Santamaría *et al.* (1990), la unidad está constituida principalmente por capas de caliza de colores ocre oscuro, gris y gris oscuro, arcillosas, y en menor proporción caliza negra carbonosa y caliza de color gris criptocristalina, con microfauna planctónica; estas alternan con frecuentes y delgadas capas de lutita negra bituminosa laminar, y con aisladas capas de bentonita de color gris y gris verdoso principalmente, con presencia en la secuencia de pequeños nódulos de pedernal negro; la caliza llega a presentar pigmentos verdes, posiblemente por la presencia de glauconita. En subsuelo, Bello (1978) describe a la Formación Agua Nueva de la parte meridional de la Faja de Oro como una caliza criptocristalina de color gris y microcristalina café claro, compacta y ligeramente arcillosa; presenta capas de lutita negra laminada, bentonita verde claro y nódulos de pedernal negro.

Carrillo-Bravo (1971) menciona que la alternancia rítmica de lutita y caliza arcillosa indica que el depósito se efectuó en condiciones inestables, en un ambiente nerítico, cerca de una fuente de material terrígeno y transgredió a los sedimentos de la Formación El Abra. Padilla y Sánchez (1978) menciona que dicha unidad representa un ambiente de depósito marino normal intranerítico y que la profundidad de los mares durante el Turoniano era mayor hacia el este-noreste en donde se depositó la unidad. Por su parte, PEMEX (1988) establece que, por sus características litológicas y contenido faunístico, se interpreta que estos sedimentos se depositaron en ambientes que varían de plataforma externa a cuenca; asimismo, agregan que la presencia de material bentónico, indica el vulcanismo contemporáneo del lado Pacífico correspondiente al arco magmático, reflejo de la subducción de las Placas de Farallón bajo la de la América del Norte.

Debido a sus características litológicas ha sido establecida como roca generadora.

2.2.16 Formación San Felipe [Cretácico Tardío (Cenomaniano-Campaniano)]

Posteriormente se depositan calizas bentoníticas con intercalaciones de bentonita de la Formación San Felipe la cual presenta una amplia distribución, ya que, se le reporta al sur de la Paleo-Península de Tamaulipas, en las cuencas de: Burgos, Veracruz y las del Sureste; aflora en el este de la Sierra Madre Oriental y en la cuenca mesozoica del centro de México. Además, se encuentra en el subsuelo de la Provincia de Tampico-Misantla, incluyendo Chicontepec, aunque con espesores muy variados a lo largo de la cuenca. La localidad tipo se ubica al oeste del poblado de San Felipe en San Luis Potosí, en donde se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso con capas de bentonita verde (Nava y Alegría, 2001). Su espesor va de 50 hasta 330 m., aunque en Poza Rica, Veracruz, se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 m. Algunas especies de su amplio contenido faunístico son las siguientes: *Globo truncana lapparenti*, *Heterohelix globulosa*, *Inoceramus unduloplicatus*, *Ostrea plumosa*, *Globo truncana fornicata*, *Marginotruncana difformis*, lo que implica una edad Coniaciano-Santoniano.

Su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. Mayoritariamente se compone de wackestone gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm. de espesor (SGM,2014)

El ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del Occidente de México.

Es considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava y Alegría, 2001).

2.2.17 Formación Méndez [Cretácico Tardío (Campaniano-Maastrichtiano)]

Finalmente, y marcando el final de la tectono-secuencia Margen Pasiva I, se depositaron margas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas de la Formación Méndez, de la cual se han reportado espesores en la región de San Nicolás-La Concha y Sinclinal de Valles de 150 a 300 m; y en la margen sureste de la Plataforma Valles-San Luis Potosí (sur-sureste de Aquismón) de 500 a poco más de 1000 m (Carrillo-Bravo, 1971). Carrillo-Bravo (1971) propone la edad de Campaniano-Maastrichtiano en base a su contenido faunístico y posición estratigráfica.

Wilson *et al.* (1955) señala que esta unidad está representada por estratos gruesos de lutita gris oscura poco carbonosa que sobresalen entre otros estratos más delgados de caliza, lutita calcárea y grauvaca que alternan con ellos. Bondelos (1956) describe a esta unidad como una sucesión de capas uniformes de lutita calcárea de color gris verdoso o gris azulado, hacia la cima de la unidad se encuentran capas rojas. Pessagno (1969) señala que la Formación Méndez incluye limolita y mudstone calcáreo variando el color de gris claro a café, blanco y rojo. Carrillo-Bravo (1971), describe esta unidad como lutita y marga de color gris y gris verdoso, en capas medianas y gruesas, que con frecuencia alternan con capas delgadas de bentonita blanca.

Carrillo-Bravo (1971) indica que los sedimentos de esta unidad fueron depositados en mares abiertos, con profundidades considerables. López-Ramos (1979) menciona que las características litológicas de esta unidad sugieren una cuenca de depósito que perteneció a un mar somero y regresivo en la que se depositaron sedimentos arcillo-arenosos. Por otra parte, PEMEX (1988) describe el ambiente de depósito como una secuencia de “flysch” característico en zonas de antifosa en mar abierto, con intercalaciones de flujos turbidíticos provenientes de las áreas de plataforma, que evolucionaron al final del Maastrichtiano a brechas calcáreas de talud en las cercanías con el borde de la plataforma. Las pequeñas marcas de corriente, gradación, laminación y convolutas sugieren que el Miembro Tamuin de la Formación Méndez, son depósitos turbidíticos distales a lo largo del flanco este de la Sierra El Abra (Aguayo-Camargo y Kanamori, 1976). Ifrim *et al.*

(2005), sugieren que, por la abundancia de foraminíferos planctónicos y sedimentos margosos, esta unidad fue depositada en mar abierto en las partes neríticas interior y media.

PEMEX (1988) señala que las rocas margosas y arcillo-calcáreas de la Formación Méndez tienen un importante lugar como almacenadoras de aceite y gas, particularmente; asimismo, las brechas calcáreas de la culminación de esta unidad, son las que constituyen los intervalos productores en algunos campos del noreste de Campeche, de la porción sureste del área de Chiapas-Tabasco y en la Cuenca del Sureste; en la región de Ébano-Pánuco de la Cuenca de Tampico-Misantla, se estableció producción en las rocas margosas de esta unidad afectadas por fracturamiento, además, los intervalos conglomeráticos de esta unidad son también productores en la Cuenca de Veracruz, y localmente en el extremo noroeste de la sierra de Chiapas (área de Cerro Nanchital).

2.3 Geología petrolera

En la Cuenca Tampico-Misantla diversos estudios geoquímicos han permitido identificar rocas generadoras correspondientes al Jurásico Inferior-Medio y Jurásico Superior Tithoniano. Estudios comparativos entre la composición isotópica-molecular de los bitúmenes extraídos de estas rocas generadoras y los aceites producidos en las calizas oolíticas del Kimmeridgiano, las calizas arrecifales del Cretácico Inferior y Cretácico Medio, además de las calizas fracturadas del Cretácico Superior han servido para establecer dos principales sistemas petroleros para el Mesozoico, los cuales se describen a continuación.

2.3.1 Sistema Jurásico Inferior- Jurásico Medio

2.3.1.1 Roca Generadora

Las rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio están representadas por lutitas carbonosas alternantes con areniscas, limolitas y calizas arcillosas de ambiente transicional marino-lacustre, cuya edad abarca desde el Sinemuriano hasta el Aaleniano y que corresponden a la Formación Huayacocotla, cuya distribución regional está restringida a la porción occidental de la cuenca con un espesor bruto variable entre 50 y 1150 m, y espesor promedio de 400 m (PEMEX, 2010).

Geoquímicamente se caracteriza por tener un contenido de Carbono Orgánico Total (COT) de entre 0.1 y 4.6% con potencial generador de pobre a excelente. Su índice de Hidrógeno varía desde 53 en el frente de la Sierra Madre Oriental hasta 542 mg HC/g COT hacia el oriente, correspondientes a kerógenos tipo II y III precursores de gas y aceite y que han registrado una temperatura máxima de pirólisis desde 432°C (madurez baja) correspondiente a la entrada a la ventana de generación de aceite en el oriente, hasta 450-544°C (madurez alta-sobremadurez) ligada a la ventana de generación de gas y condensado al occidente en el frente de la sierra. Los estudios ópticos de la materia orgánica muestran un predominio de la materia orgánica leñosa sobre la amorfa (Figura 2.8)

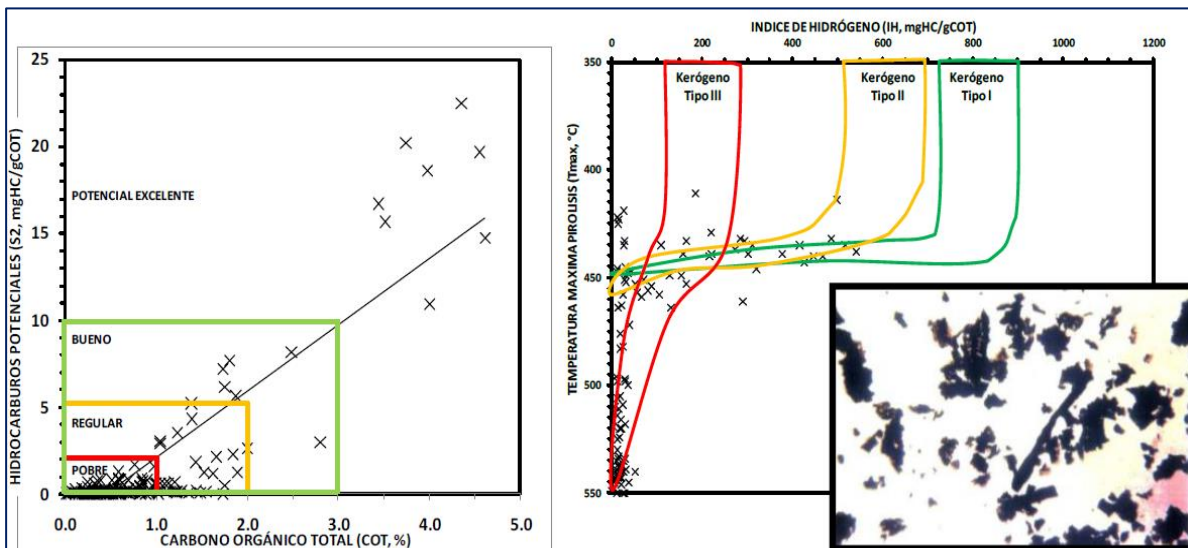


Figura 2.8 Gráficas y la micrografía donde se muestran la cantidad, calidad y madurez de una mezcla de kerógenos II/III (material herbáceo y amorfo) presente en las lutitas del Jurásico Inferior –Medio de la Provincia Petrolera Tampico Misantla (Tomada de PEMEX, 2010).

2.3.1.2 Roca Almacén

La roca almacén del Jurásico Medio está representada por limolitas y litarenitas feldespáticas de grano fino y medio a grueso de aspecto conglomerático con matriz arcillosa calcárea de porosidad baja entre 4-14% (promedio 8%) y permeabilidad baja (Figura 2.9) y calizas oolíticas y bioclásticas del miembro inferior de la Formación Huehuetepec.

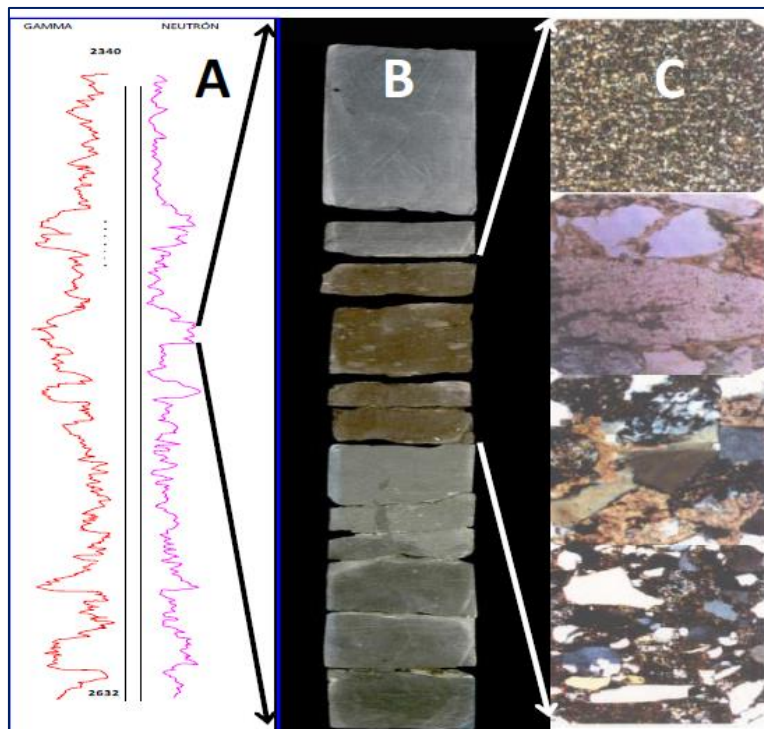


Figura 2.9 A): Registro Gamma-Neutrón mostrando la alternancia de lutitas y areniscas del Jurásico Medio. B): Fotografía de núcleo de roca almacén de aspecto conglomerático intercalada con lutitas del Jurásico Medio impregnada de aceite. C): Micrografías de limolitas y areniscas líticas feldespáticas de tamaño de grano diverso con porosidad secundaria por disolución impregnada de aceite. (Tomada de PEMEX, 2010).

2.3.1.3 Roca Sello

La roca sello del Jurásico medio está representada por lutitas y lutitas calcáreas intraformacionales (PEMEX,2010).

2.3.1.4 Trampa

Las trampas son de tipo combinado formadas por sedimentos deltaicos con una tendencia SW-NE, subparalela a los bloques del rift del Triásico-Jurásico Temprano (PEMEX,2010).

2.3.1.5 Sincronía

La roca generadora depositada durante el Jurásico Inferior-Medio, maduró muy rápidamente debido a la intensa tasa de sedimentación que provocó una sobrecarga, además del efecto del flujo de calor de la etapa rift, provocando la entrada a la ventana de generación de aceite a inicios del Jurásico Tardío.

La componente estratigráfica de las trampas fue contemporánea con la sedimentación-compactación de los sellos, mientras que la componente estructural está influenciada por el evento compresivo iaramídico del Paleoceno-Eoceno, fenómeno que reactivó las fallas del basamento, formando pliegues en la cubierta sedimentaria paralelos a los bordes de las fosas del synrift Triásico-Jurásico.

El pico de la generación fue alcanzado durante el Paleoceno-Eoceno con la formación y relleno sedimentario de la antifosa de Magiscatzin- Chicontepec, teniendo como consecuencia que la parte media de esta fuente generadora alcanzara la ventana de generación del gas húmedo durante el Oligoceno, para que a finales del mismo se suspendiera dicha generación por la inversión, levantamiento y erosión parcial de la columna sedimentaria en la porción occidental de la cuenca; a partir de ese momento crítico ha estado en riesgo la preservación de los hidrocarburos (Figura 2.10), (PEMEX,2010).

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO

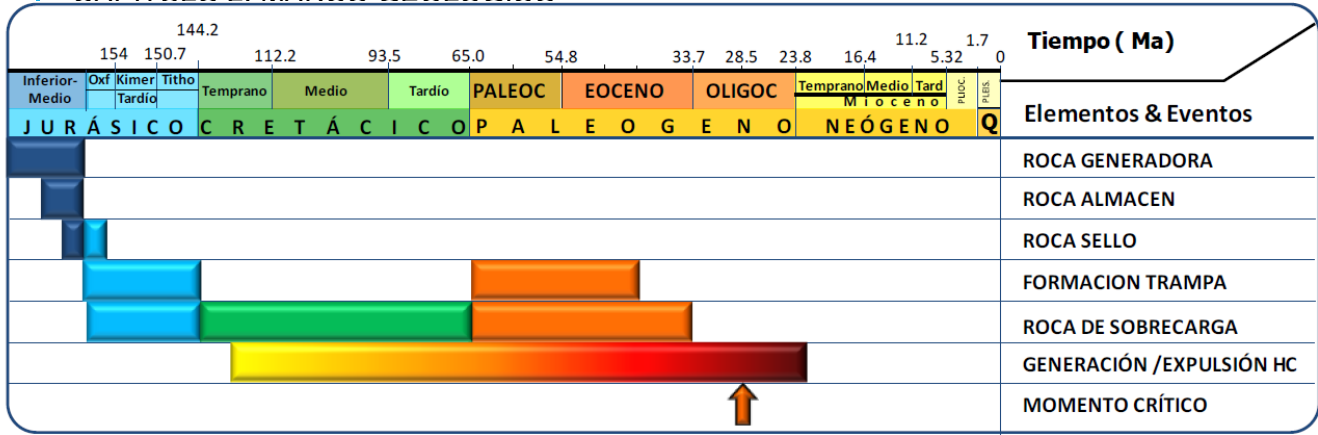


Figura 2.10 Esquema de sincronía en el cual se muestra el Sistema petrolero y la relación temporal de cada elemento para el Jurásico Inferior-Medio de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (Tomada de PEMEX, 2010).

2.3.1.6 Extensión

La extensión geográfica de este sistema petrolero (Figura 2.11) cubre el área de influencia de las rocas generadoras del Jurásico Inferior- Medio (Huayacocotla) donde se conoce que las rocas almacenadoras del Jurásico Medio han almacenado parte de los hidrocarburos expulsados por estas rocas generadoras. En esta extensión geográfica de aproximadamente 20 mil kilómetros cuadrados se sabe que los procesos y los elementos esenciales del Sistema Petrolero han sido efectivos y han dado como resultado la presencia de acumulaciones de hidrocarburos (PEMEX,2010).

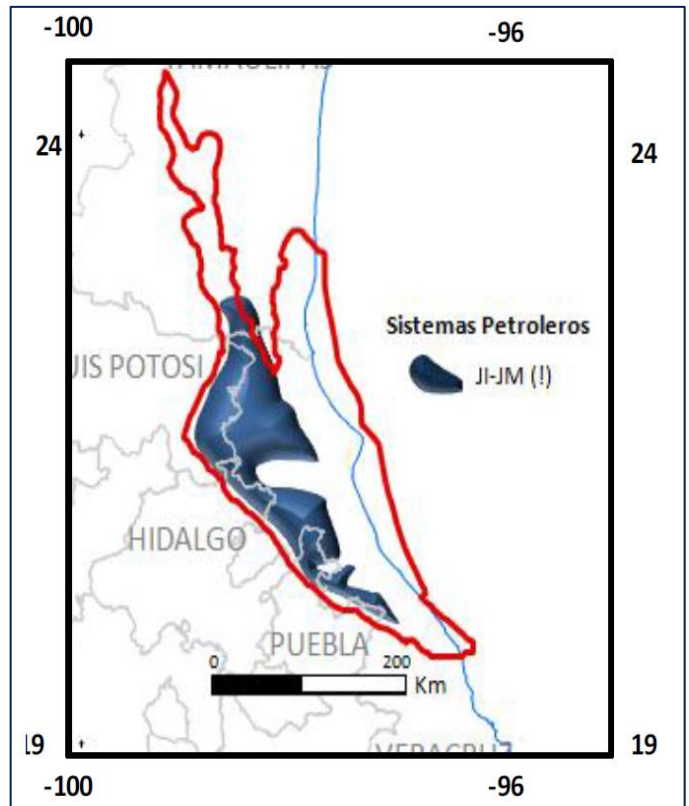


Figura 2.11 Extensión geográfica del sistema petrolero Jurásico Inferior - Medio (Tomada de PEMEX, 2010).

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO

Los elementos de este sistema petrolero se encuentran bien delimitados en la columna geológica. Los espesores y evolución de las rocas sepultantes regulan la generación y migración de los hidrocarburos. De tal manera tenemos que las rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio están soportando la carga litostática de los sedimentos del Jurásico Superior, Cretácico y Paleógeno con espesores que alcanzan los 4 kilómetros en el centro de la cuenca, pero que en el momento de máxima subsidencia alcanzaron 5000 – 6000 m de profundidad en el frente de sierra (Figura 2.12), (PEMEX,2010).

Así, tenemos de producción y manifestaciones de aceite y gas ligados a este sistema en pozos de la porción central, en el frente de la sierra y en la parte sur de la cuenca.

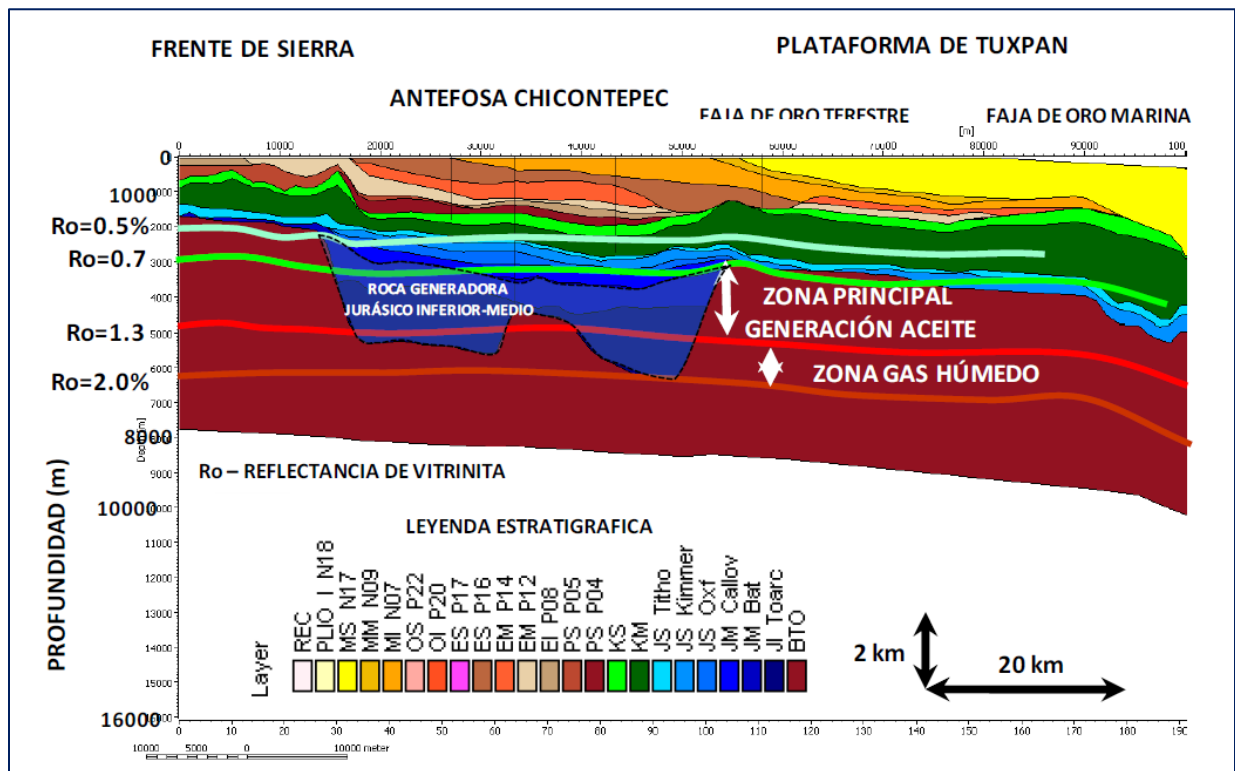


Figura 2.12 Mapa de ubicación y distribución del sistema petrolero Jurásico Inferior y Medio en la Provincia Petrolera Tampico Misantla (Tomada de PEMEX, 2010).

2.3.2 Sistema Jurásico Superior – Cretácico

2.3.2.1 Roca Generadora

Jurásico Superior Oxfordiano (Formación Santiago)

El Oxfordiano está constituido por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, mudstones arcillo-piritizados y horizontes con nódulos calcáreos, pertenecientes a la Formación Santiago. La fauna es pobre y está representada por algunos bivalvos y cefalópodos. Sus espesores varían entre 10 y 755 m, concentrándose preferentemente en la porción sur de la cuenca. El contenido de carbono orgánico total (COT) y de Hidrocarburos potenciales (S2) varía entre regular y excelente, 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (T_{máx}) que varían entre 425 y 525°C (Figura 2.13). Estos valores son propios de un kerógeno de tipo II que se encuentra desde maduro hasta sobremaduro (Figura 2.14). Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcilloso (PEMEX, 2010).

Jurásico Superior Kimmeridgiano (Formación Tamán)

El Kimmeridgiano corresponde a la Formación Tamán y se constituye por mudstones arcillosos, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas. Cuenta con estratificación y un predominio de los carbonatos sobre la arcilla. Sus espesores varían entre 3 y 998 m. El COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, mientras los valores de S2 fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los de T_{max} de 421 a 527°C (Figura 2.13). Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (PEMEX, 2010).

Jurásico Superior Tithoniano (Formación Pimienta)

La Formación Pimienta, correspondiente al Tithoniano está compuesta por mudstones arcillosos negros, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal. Sus

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO

espesores varían entre 3 y 485 m. El COT se encuentra entre 0.4 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg hc/g Cot. El IH varía entre 18 y 959, mientras que la Tmax se encuentra entre 412 y 476°C. (Figura 2.13). Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (PEMEX, 2010).

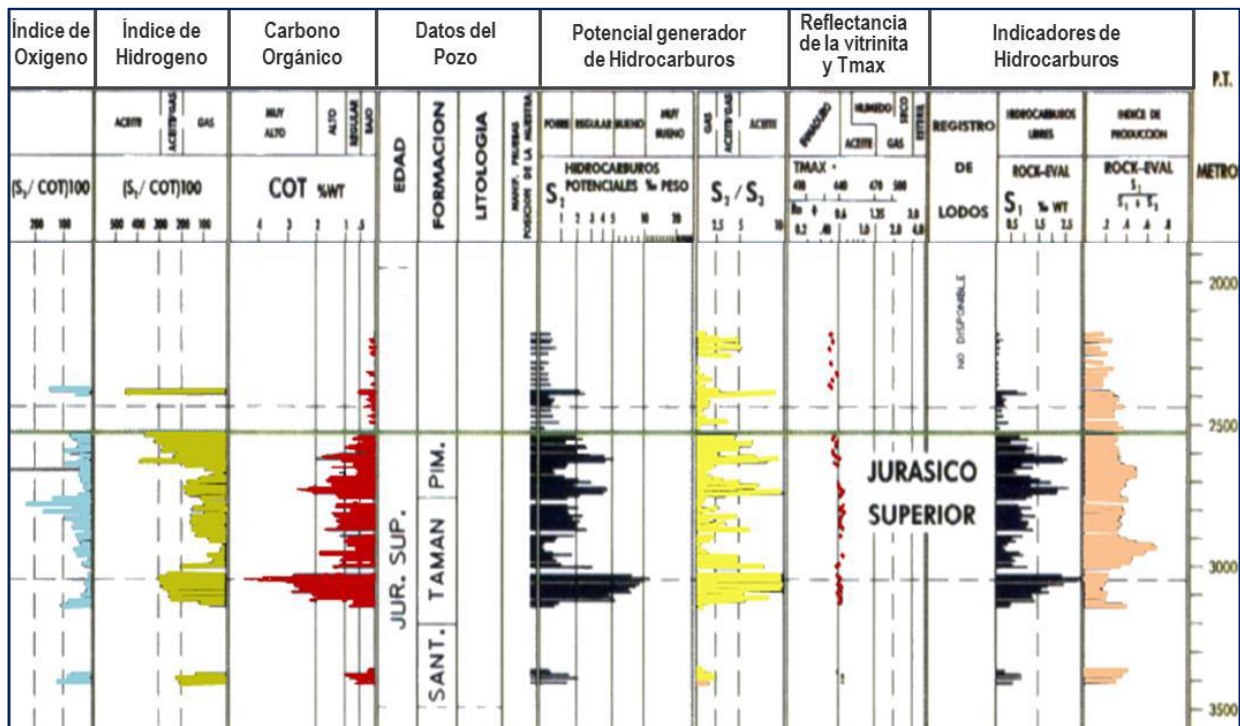


Figura 2.13 Registro geoquímico del Jurásico Superior en la parte norte de la Provincia Petrolera Tampico Misantla. (Tomada de CNH, 2017).

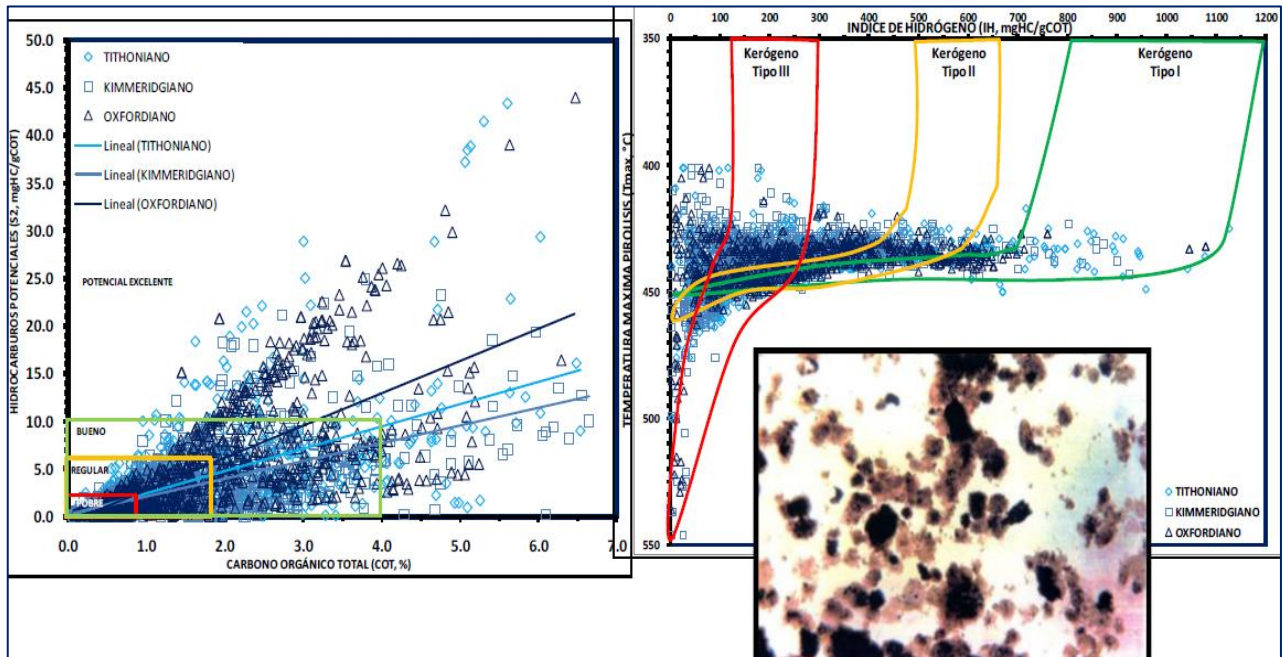


Figura 2.14 Las gráficas y la micrografía muestran la cantidad, calidad y madurez de una mezcla de kerógenos I/II y II/III, material predominantemente amorfo (algáceo) presente en las calizas arcillosas del Jurásico Superior de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. (Tomada de PEMEX, 2010).

2.3.2.2 Roca Almacén

Jurásico Superior Kimmeridgiano

La roca almacén del Jurásico Superior Kimmeridgiano está representada por calizas oolíticas y arenas calcáreas transgresivas formadas por la denudación de arrecifes jurásicos preexistentes y depositadas en los bordes de los altos del basamento. Su porosidad varía de 9 a 15%, mientras su permeabilidad se encuentra entre 0.2 y 300 mD, estando relacionada la mejor calidad de la roca almacén con las facies oolíticas. Su espesor varía de 31 hasta 204 m (PEMEX, 2010).

Cretácico Inferior

Las rocas almacén del Cretácico Inferior consisten en calizas tipo mudstone – wackestone de nannoconus y tintínidos de color crema-café y café grisáceo con nódulos de pedernal y delgadas intercalaciones de bentonita gris verdosa, estilolitas, fracturas rellenas de calcita y a veces por dolomía. Los horizontes productores presentan porosidades entre 12 y 20% siendo está intercrystalina y secundaria por fracturamiento, provocado por la compactación diferencial en los bordes de los bloques del synrift. Su permeabilidad es baja de 1 a 5mD, la cual se incrementa por la presencia de fracturas hacia la cima (Figura 2.15), (PEMEX, 2010).

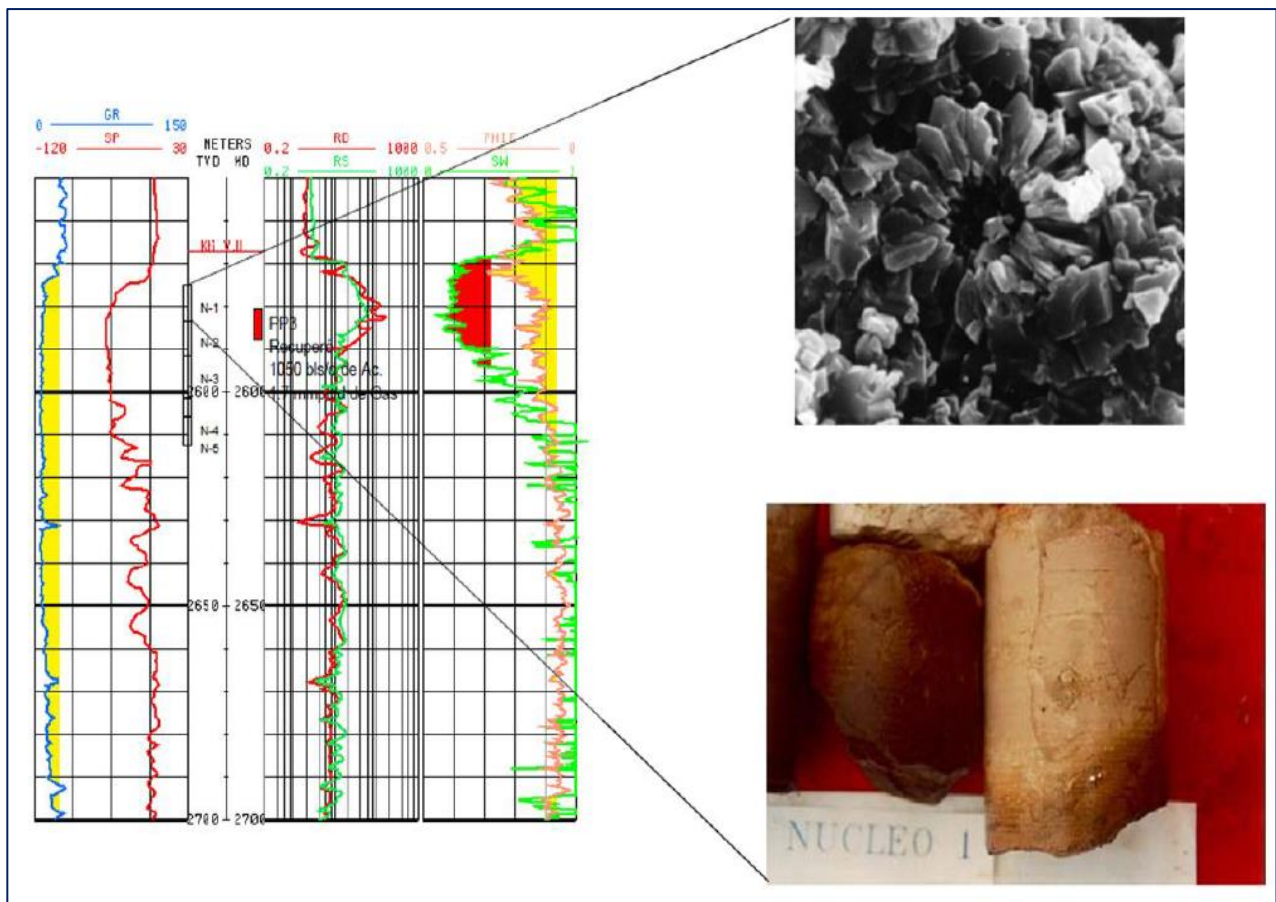


Figura 2.15 Registro tipo de la roca almacén del Cretácico Inferior, imagen MEB de la microporosidad y foto de núcleo tipo mostrando las fracturas. (Tomada de PEMEX, 2010).

Cretácico Medio (Formaciones El Abra -Tamabra)

La roca almacén del Cretácico Medio correspondiente a la Formación El Abra consiste en packstone y grainstone de miliólidos, intraclastos, peloides de edad Albiano-Cenomaniano depositados en un ambiente de plataforma interna como son las arenas de playa, canal, delta de marea, eolianitas y barras, estando distribuidas en la parte protegida del borde arrecifal del atolón de la Faja de Oro desarrollado sobre la plataforma de Tuxpan. Hacia el sur de la plataforma se preservaron crecimientos de rudistas conformados por calizas rudstone, floatstone y framestone y corales. Los espesores encontrados de las calizas arrecifales varían de 1800 a 2000 m, pero es su cima la que presenta la mejor calidad como roca almacén, relacionada ésta con la zona discordante donde se presentan fenómenos de karsticidad, colapso y porosidad vugular que incrementan la permeabilidad. Las porosidades determinadas son de tipo intergranular, intragranular, móldica y fracturas. Los rangos de porosidad se encuentran entre 14 y 35%, mientras la permeabilidad llega alcanzar hasta 600 mD (PEMEX, 2010).

Por otra parte, la Formación Tamabra también consiste en una roca almacén del Cretácico Medio ya que se compone de brechas de edad Albiano-Cenomaniano depositadas en un ambiente de talud como una franja alrededor de la plataforma de Tuxpan con porosidades hasta de 30% y permeabilidades mayores a 1000 mD (PEMEX, 2010).

Cretácico Superior Turoniano –Santoniano (Formaciones Agua Nueva-San Felipe)

Las rocas almacén del Cretácico Superior Turoniano –Santoniano (Formaciones Agua Nueva-San Felipe) están conformadas por calizas arcillosas, cuya porosidad y permeabilidad están condicionadas por la presencia de fracturas. Los valores de porosidad varían entre 2 y 12%. Éstas se encuentran asociadas a las fallas de los bordes de las fosas del synrift, que fueron reactivadas durante el evento compresivo Laramídico provocando la inversión y el fracturamiento (PEMEX,2010).

2.3.2.3 Roca Sello

La roca sello del Kimmeridgiano corresponde a las calizas arcillosas de la Formación Pimienta (Jurásico Tithoniano) que se encuentran ampliamente distribuidas a excepción de sus cambios a facies más terrígenas o adelgazamientos sobre los altos de basamento u erosiones (PEMEX, 2010).

Para el Cretácico Inferior la roca sello la conforman las lutitas del Mioceno en ciertas áreas del borde oriental de la Plataforma de Tuxpan, mientras que el sello del Cretácico Medio, en esta región está constituido por rocas arcillosas terciarias, así como por calizas compactas de plataforma interna interestratificadas correspondientes a eventos de máxima inundación. Para la Franja Tamabra está representado por calizas arcillosas intraformacionales y del Cretácico Superior Turoniano correspondientes a la Formación Agua Nueva (PEMEX, 2010).

Por último, el sello del Campaniano Maastrichtiano está constituido por calizas arcillosas y margas de la Formación Méndez.

2.3.2.4 Trampa

Las estructuras del Kimmeridgiano y Cretácico Inferior están asociadas a trampas estructurales, estratigráficas y combinadas, con el predominio de las últimas y formando alineamientos norte-sur asociadas a las fallas de rifting.

Las trampas de la franja Tamabra son combinadas, producto del acuñamiento y plegamiento de los flujos de escombros y turbiditas, por reactivación del basamento durante el evento compresivo.

Las trampas del Cretácico Superior son del tipo estructural y fueron formadas por la reactivación de las fallas del synrift, inversión y fracturamiento de las rocas a lo largo de ellas (PEMEX, 2010).

2.3.2.5 Sincronía

Debido al decremento de la tasa de sedimentación durante el Cretácico por el régimen tectónico pasivo de la cuenca en este periodo, las condiciones profundas de sedimentación en su porción centro-occidental, el sepultamiento de las rocas generadoras del Jurásico Superior maduraron con mayor lentitud que sus análogas del Jurásico Inferior-Medio, entrando a la ventana de generación de aceite a finales del Cretácico e inicios del Cenozoico, alcanzando su mayor madurez a través del Eoceno como resultado del hundimiento rápido de la antifosa por el flexuramiento del basamento causado por el acercamiento del Frente Tectónico Sepultado de la Sierra Madre Oriental y el mayor aporte de sedimentos. A partir del Oligoceno, la inversión de la cuenca por reacomodo o rebote isostático de la corteza y la consecuente migración al oriente de los depocentros sedimentarios, causaron que el proceso de generación de hidrocarburos en el occidente fuera extinguiéndose lentamente, transfiriendo su intensidad hacia el oriente, de tal manera que en la porción oriental de la cuenca este proceso sucedió durante el Mioceno-Plioceno, alcanzando el pico de la generación de aceite durante el Plio-Pleistoceno. Por lo tanto, las rocas generadoras del Jurásico Superior se encuentran distribuidas dentro de la ventana de generación de aceite, habiendo alcanzado su momento crítico de máxima madurez durante el Oligoceno (Figura 2.16) en la porción occidental correspondiente a la antifosa de Chicontepec y en el Plio-Pleistoceno en la parte oriental, actualmente correspondiente a la plataforma continental del Golfo de México (PEMEX,2010).

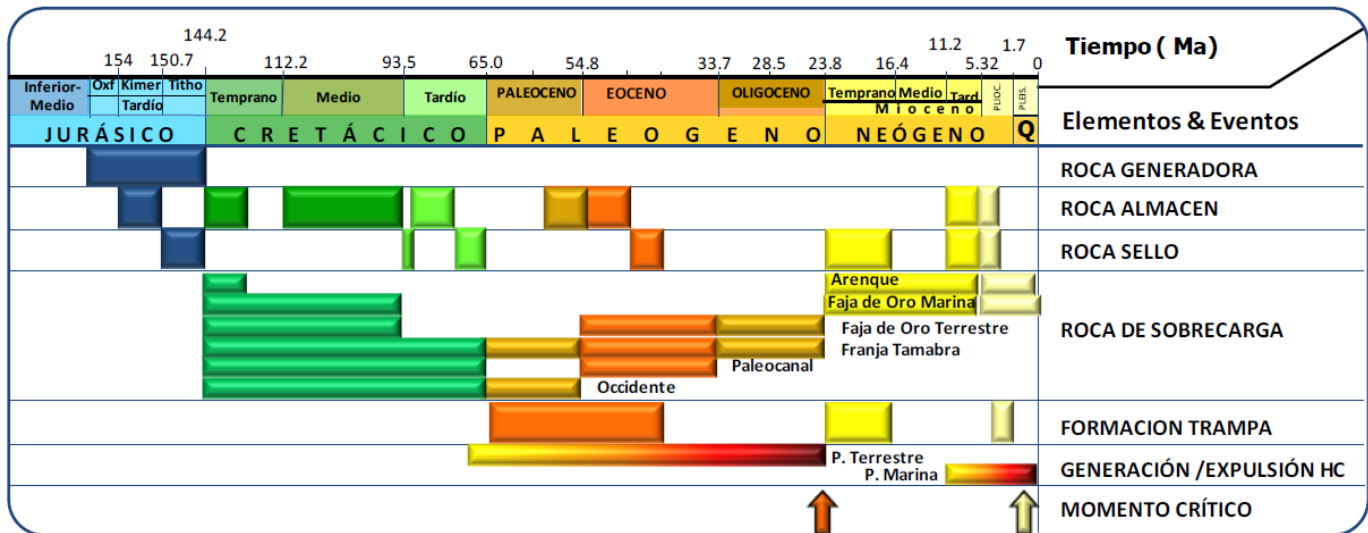


Figura 2.16 Esquema de sincronía en el cual se muestra el Sistema petrolero y la relación temporal de cada elemento para el Jurásico Inferior-Medio de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (Tomada de PEMEX, 2010).

2.3.2.6 Extensión

Los elementos de este Sistema Petrolero se encuentran bien delimitados en la columna geológica. Como ya se mencionó, los espesores y evolución de las rocas de sobrecarga o sepultantes regulan la generación y migración de los hidrocarburos. De tal manera tenemos que las rocas generadoras del Jurásico Superior están soportando la carga litostática de los sedimentos del Cretácico y Terciario con espesores remanentes que van desde los 3 kilómetros en el occidente de la cuenca hasta 6-7 kilómetros en la porción marina (PEMEX,2010).

En la figura 2.17 se representan las áreas de influencia del sistema petrolero donde la roca generadora es principalmente del Jurásico Superior Tithoniano. El sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico Inferior es conocido en los extremos norte y sur de la cuenca y en tierra en los alrededores del puerto de Tampico. Respecto al sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Medio, ocurre en la parte centro oriental de la cuenca entre la Laguna Tamiahua al norte y Tecolutla al

CAPÍTULO 2. MARCO GEOLÓGICO

sur, la plataforma continental del Golfo de México al oriente y Poza Rica al occidente, teniendo como centro el puerto de Tuxpan. Este sistema tiene continuidad hacia el Golfo de México. El sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Superior se encuentra ubicado al noroeste de la cuenca y en el extremo sur del Alto de Tamaulipas. El sistema petrolero Tithoniano-Paleógeno se encuentra en el Paleocanal de Chicontepec y es el más importante por sus recursos petrolíferos, cubriendo un área aproximada de 4000 km². Finalmente, el sistema petrolero Tithoniano -Neógeno está presente en la porción marina de la cuenca ubicada al sureste (PEMEX,2010).

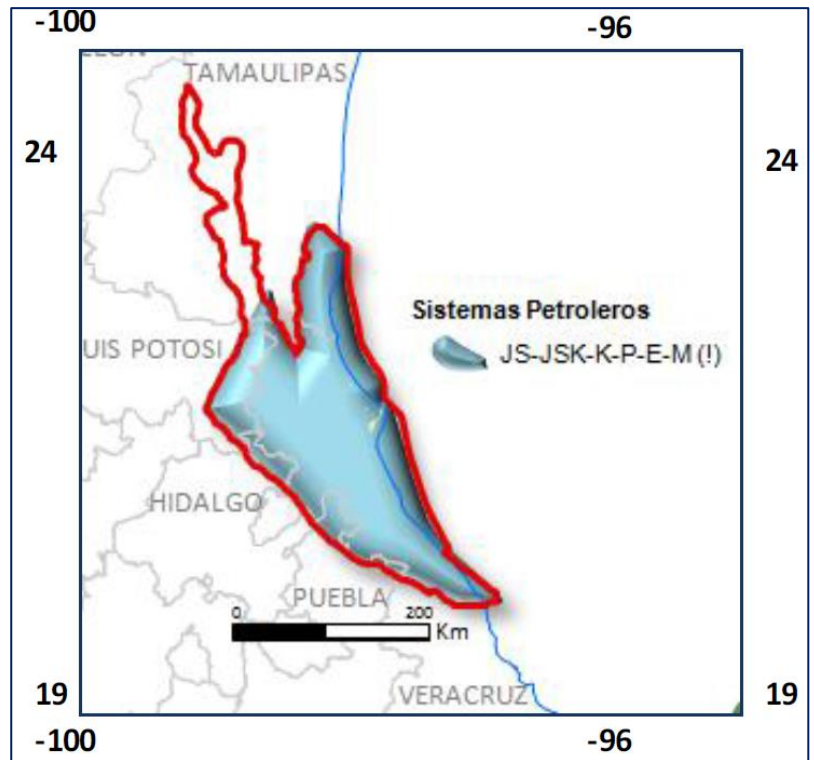


Figura 2.17 Mapa de ubicación y distribución del sistema petrolero Jurásico Inferior y Medio en la Provincia Petrolera Tampico Misantla (Tomada de PEMEX, 2010).

Capítulo 3 | Análisis sísmo-estructural

3.1 Análisis sísmoestratigráfico

3.1.1 Estratigrafía Sísmica

De acuerdo con Cross y Lessenger, 1988, la estratigrafía sísmica se define como la disciplina que tiene como objetivo interpretar y modelar estratigráficamente las facies sedimentarias y su historia geológica, a partir de los datos de reflexión en relación con cambios globales del nivel del mar.

Los estudios de estratigrafía sísmica convencionales constan de tres principales etapas:

1. Definición de secuencias sísmicas
2. Análisis de facies sísmicas
3. Determinación de variaciones relativas del nivel de mar

Sin embargo, al ser un método de interpretación, el procedimiento es variable de acuerdo con los objetivos de estudio y la información disponible.

Tomando en cuenta que uno de los principales objetivos de esta disciplina es la recuperación de información estratigráfica a partir del análisis de los eventos de la sísmica de reflexión, la metodología desarrollada para este trabajo está basada en la información disponible de 4 pozos exploratorios y uno en desarrollo los cuales

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS SISMO-ESTRUCTURAL

cuentan con registros de pozos Gamma Ray y RD así como los well tops preestablecidos, los cuales fueron calibrados para lograr una concordancia entre eventos sísmicos, cambios en las curvas de los registros y well tops, logrando así una correlación de pozos como se muestra en la figura 3.1 que es la clave para el establecimiento y análisis de 12 niveles estratigráficos aquí definidos.

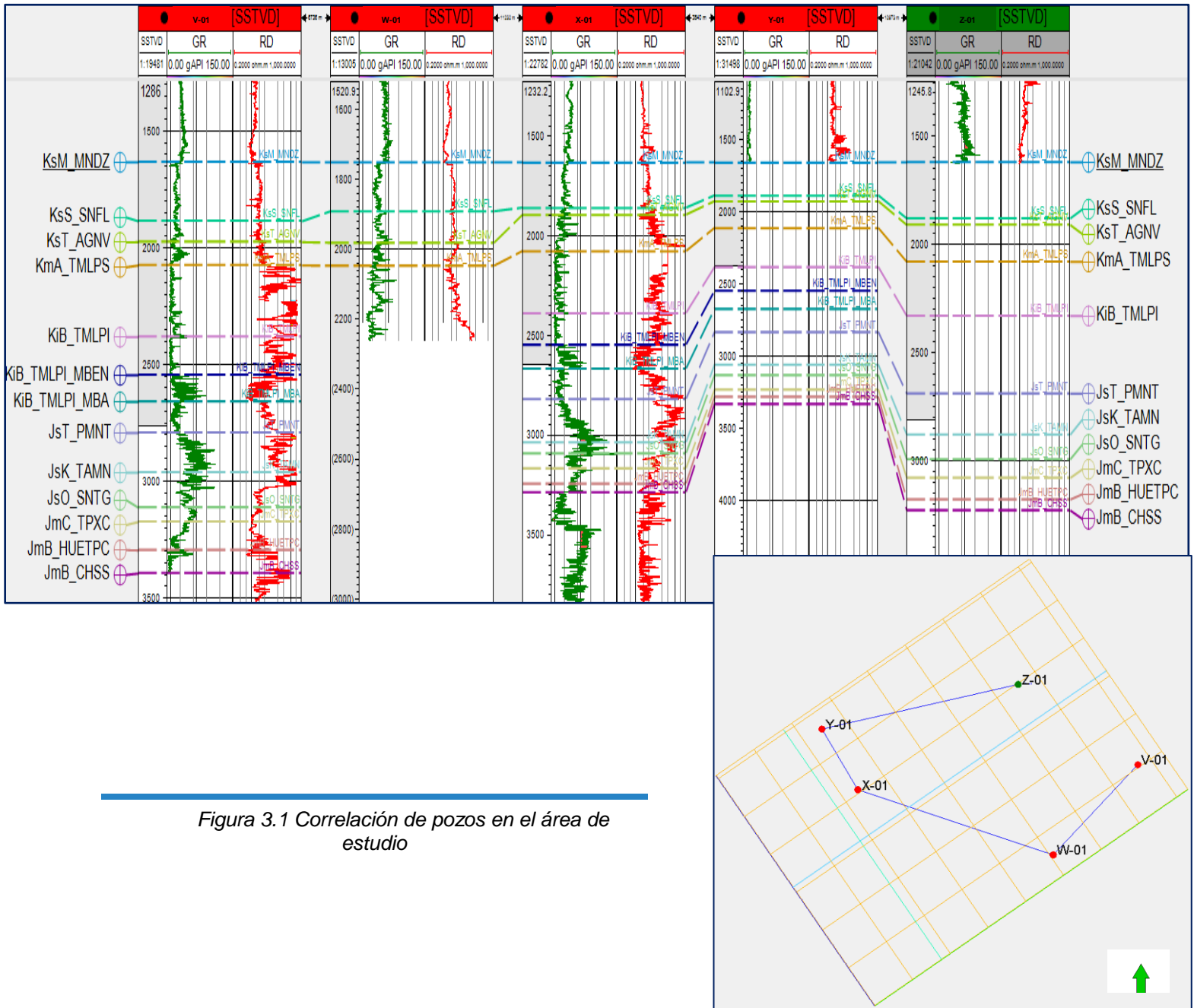


Figura 3.1 Correlación de pozos en el área de estudio

3.1.1.1 Formación Cahuwasas

Correspondiente al Jurásico Medio (Aaleniano-Bathoniano), tiene una profundidad promedio de 3342 m, se encuentra distribuida en toda el área de estudio y sus espesores no han sido determinados en este trabajo debido a que es la formación base de este, sin embargo, de acuerdo con datos recabados del pozo X-01 que cortó 672 m de la unidad, se establece que consiste en lutitas y limolitas de coloración rojiza de posible origen continental.

Sísmicamente, la cima de esta formación se definió sobre el inicio de una secuencia con valores muy bajos de radioactividad con 2.80 gAPI y sobre un reflector positivo de amplitud alta, que marca el fin de una secuencia con continuidad, frecuencias y amplitudes bajas (Figura 3.2).

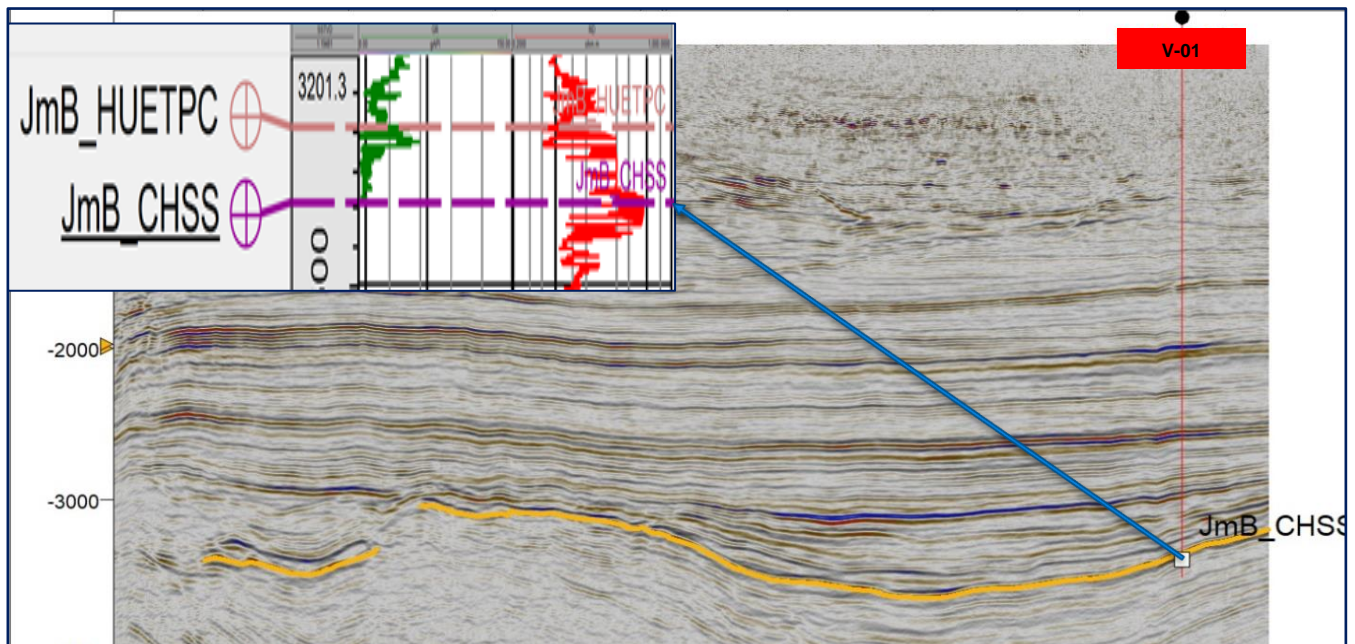


Figura 3.2 Cima y correlación de la Formación Cahuwasas.

3.1.1.2 Formación Huehuetepc

Correspondiente al Jurásico Medio (Bathoniano-Calloviano), se localiza en una profundidad promedio de -3258 m y su litología consiste en limolitas, lutitas, calizas arcillosas y horizontes de anhidritas, por lo que ,de acuerdo a los registros de pozo GR la unidad representa valores bajos de entre 2.80 y 14.44 gAPI y su cima está marcada por un ligero ascenso en estos valores, lo cual sísmicamente está representado por un cambio en la impedancia acústica que se denota por la presencia de un reflector negativo de amplitud media-alta , sobre el cual se delimitó la formación como se muestra en la figura 3.3.

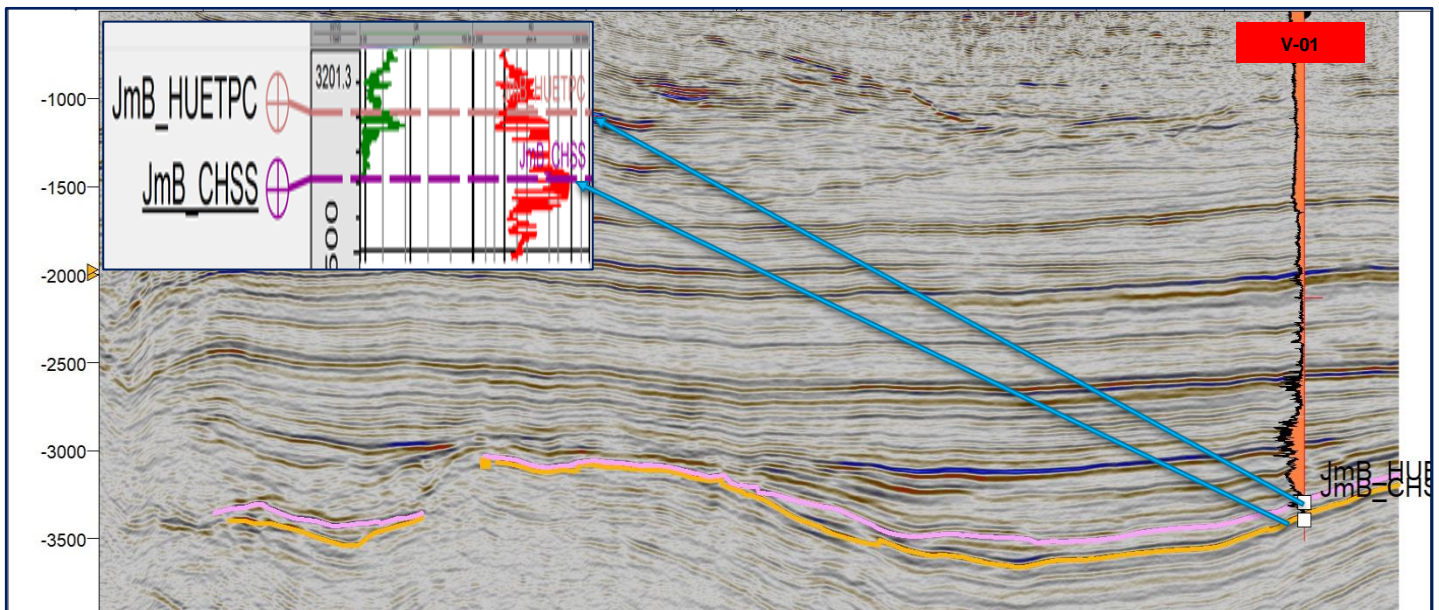


Figura 3.3 Cima y correlación de la Formación Huehuetepc.

Se encuentra distribuida en toda el área con espesores variables que van desde muy cercanos a 0 m en el SW preferentemente donde la unidad se adelgaza y tiende a desaparecer, hasta 160 m hacia el E donde la formación cuenta con sus mayores espesores, sin embargo, los datos promedio indican que de manera general se tienen espesores en el área de 82.93 m, como se muestra en la figura 3.4.

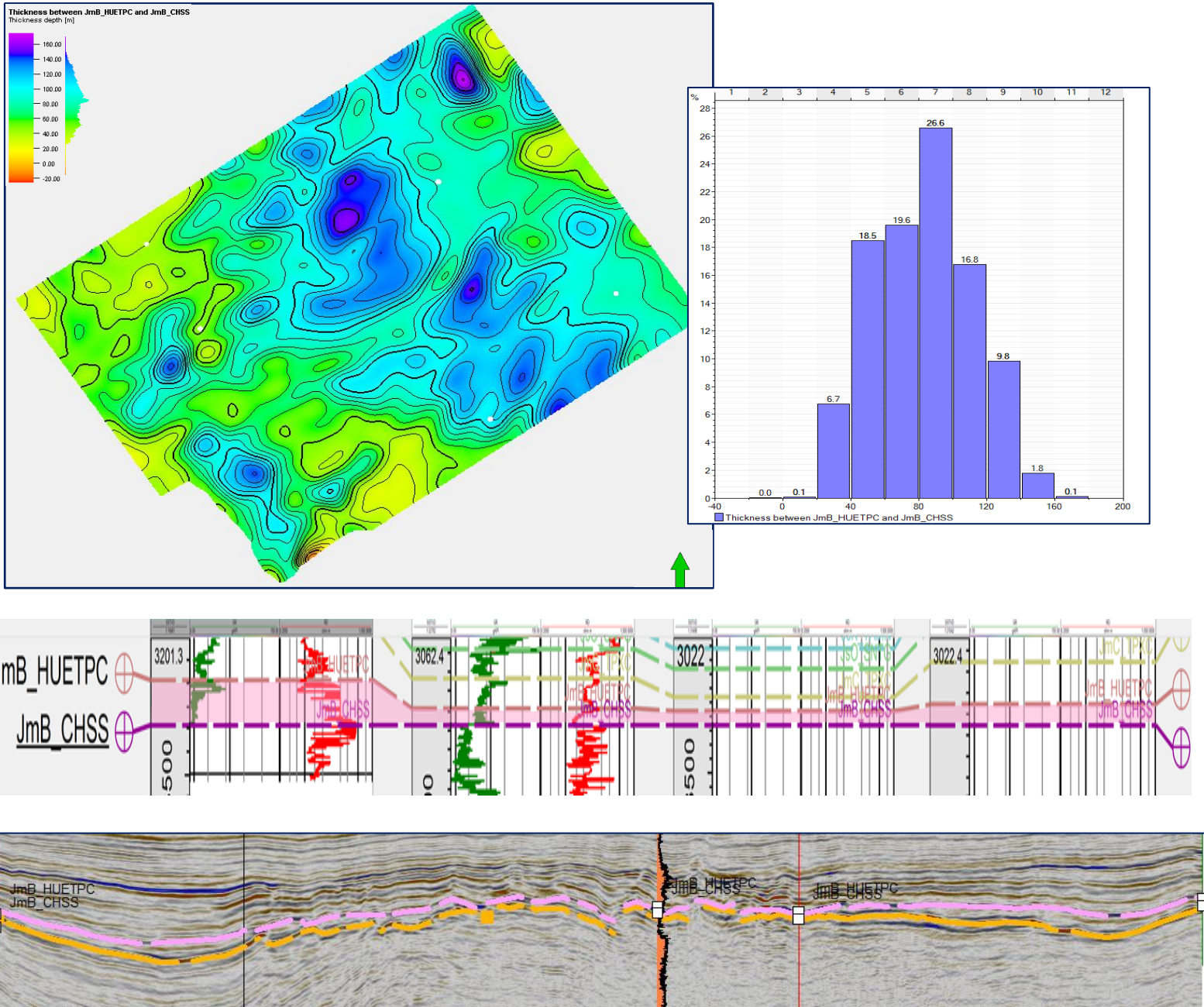


Figura 3.4 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Huehuetepec.

Los reflectores sísmicos presentan frecuencias y continuidades medias, amplitudes bajas entre 2500 y 7500 y sus patrones de configuración interna muestran un arreglo tipo boudinage (Figura 3.5), característico de la formación y en general de componentes relacionados con anhidrita, lo cual confirma la presencia de ésta en la formación, como se mencionó anteriormente.

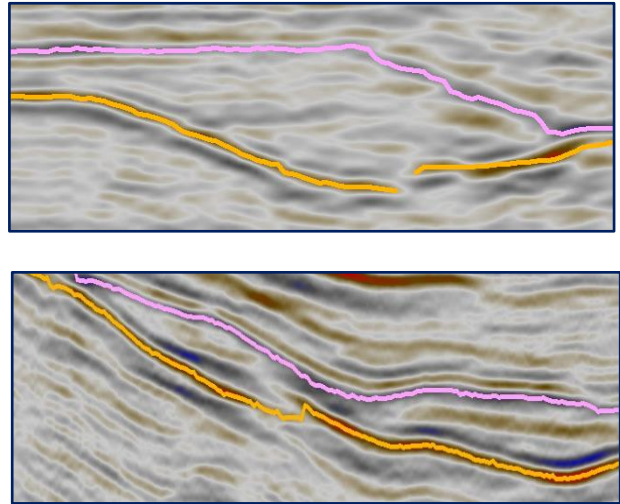


Figura 3.5 Patrones de configuración interna de la Formación Huehuetepec.

3.1.1.3 Formación Tepexic

Correspondiente al Jurásico Medio Calloviano, su litología consiste predominantemente de mudstone café y café grisáceo. Se localiza en una profundidad media de -3179 m y de acuerdo a los registros de pozo GR y RD la unidad se delimita por cambios notables en estos valores que van de 15.32 gAPI en su base a 47.82 gAPI en su cima, lo cual sísmicamente está representado por un cambio en la impedancia acústica que se denota por la presencia de un reflector positivo de amplitud media, sobre el cual se delimitó la formación como se muestra en la figura 3.6

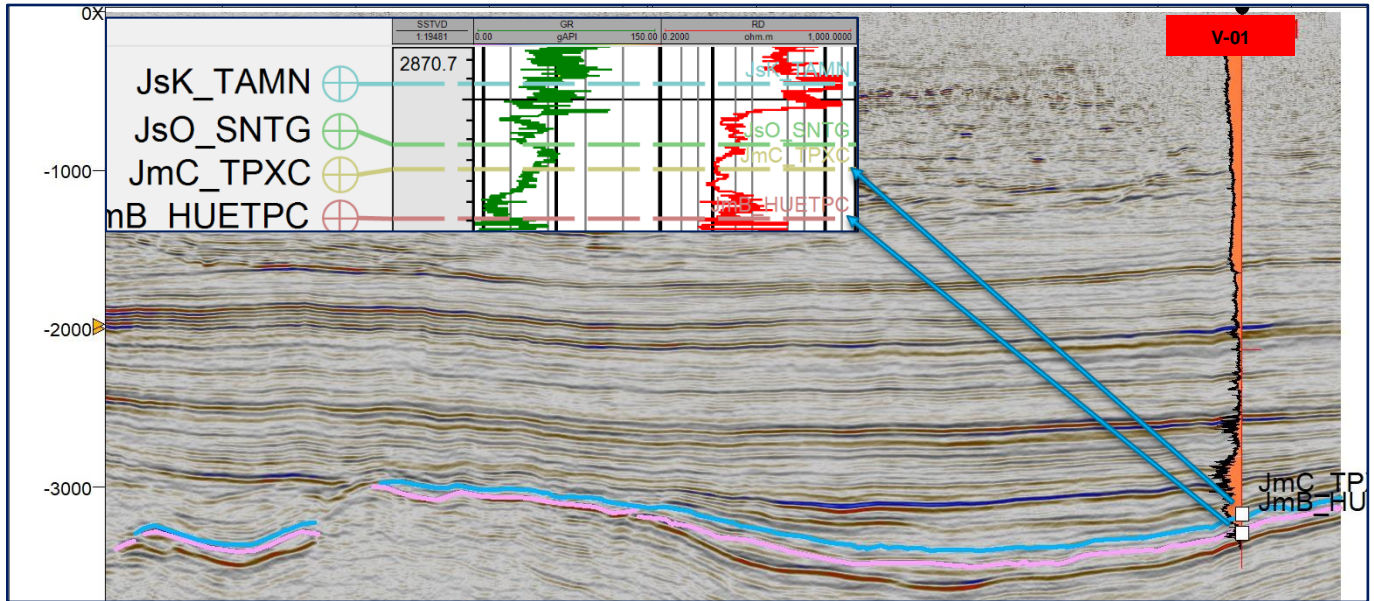


Figura 3.6 Cima y correlación de la Formación Tepexic.

Se encuentra distribuida en toda el área con espesores variables que van desde 40 m en el W preferentemente, hasta 180 m hacia el NE donde la formación cuenta con mayores espesores, sin embargo, los datos promedio indican que de manera general se tienen espesores en el área de 77.67 m, como lo indica la figura 3.7.

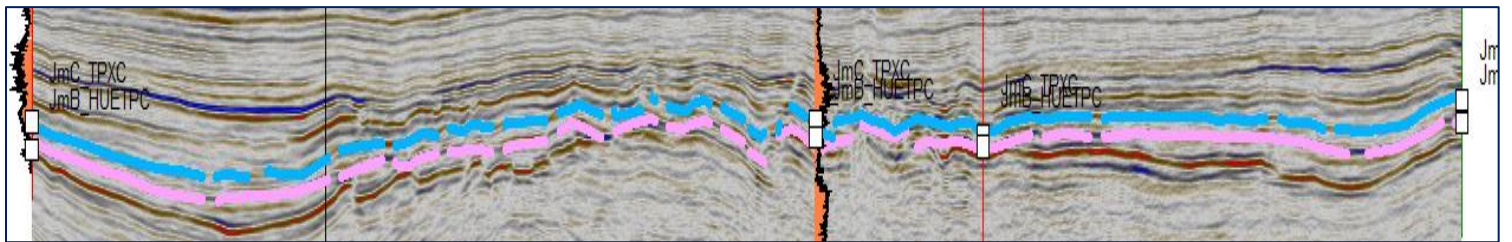
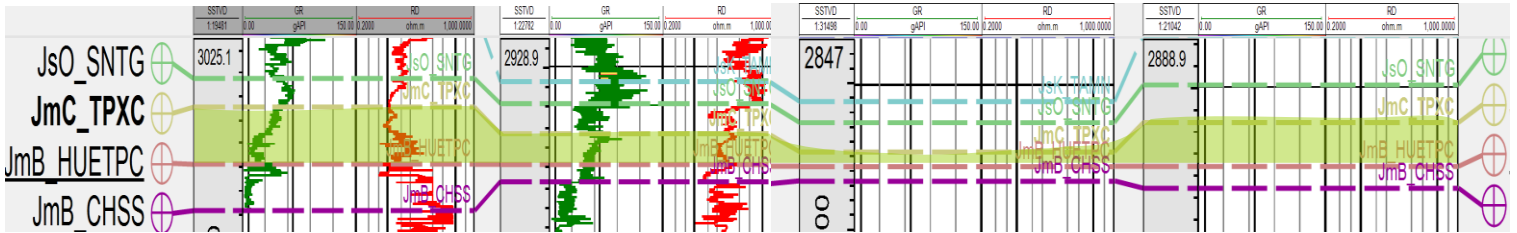
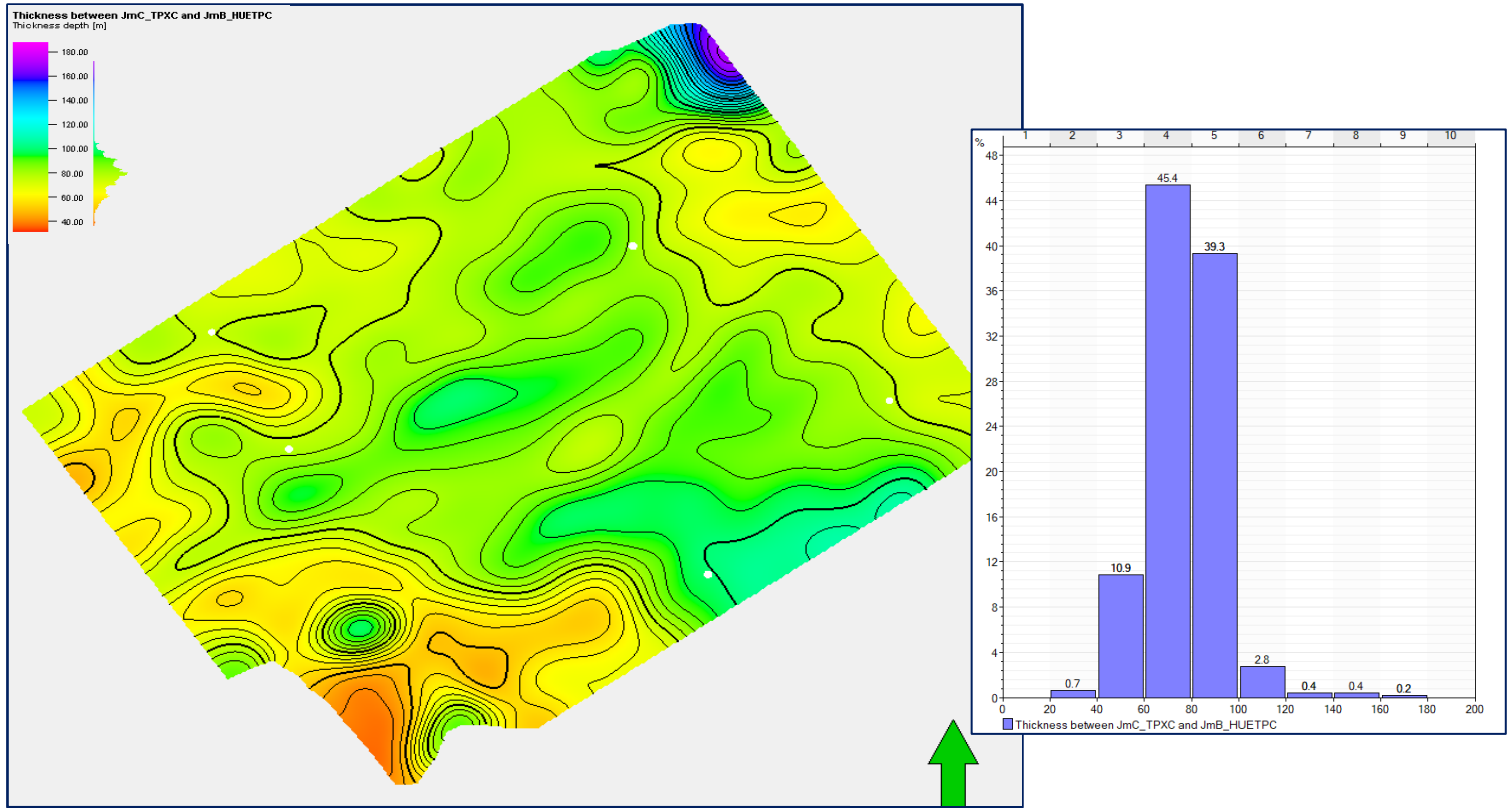


Figura 3.7 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Tepexic.

Los reflectores sísmicos presentan frecuencias y continuidades medias y amplitudes bajas entre 2000 y 6000, con una configuración interna subparalela y ondulada en algunas secciones.

3.1.1.4 Formación Santiago

Correspondiente al Jurásico Medio (Calloviano) y Jurásico Superior (Oxfordiano), está constituida por mudstone y lutita negra a café oscuro y en su parte inferior contiene limolita y caliza mudstone grisáceo. Se localiza en una profundidad promedio de -3082 m y de acuerdo con los registros de pozo GR la unidad se caracteriza por valores de 57.79 gAPI, que corresponden a datos más altos respecto a la formación subyacente, lo cual sísmicamente está representado con un reflector positivo de amplitud media, sobre el cual se delimitó la formación como se muestra en la figura 3.8.

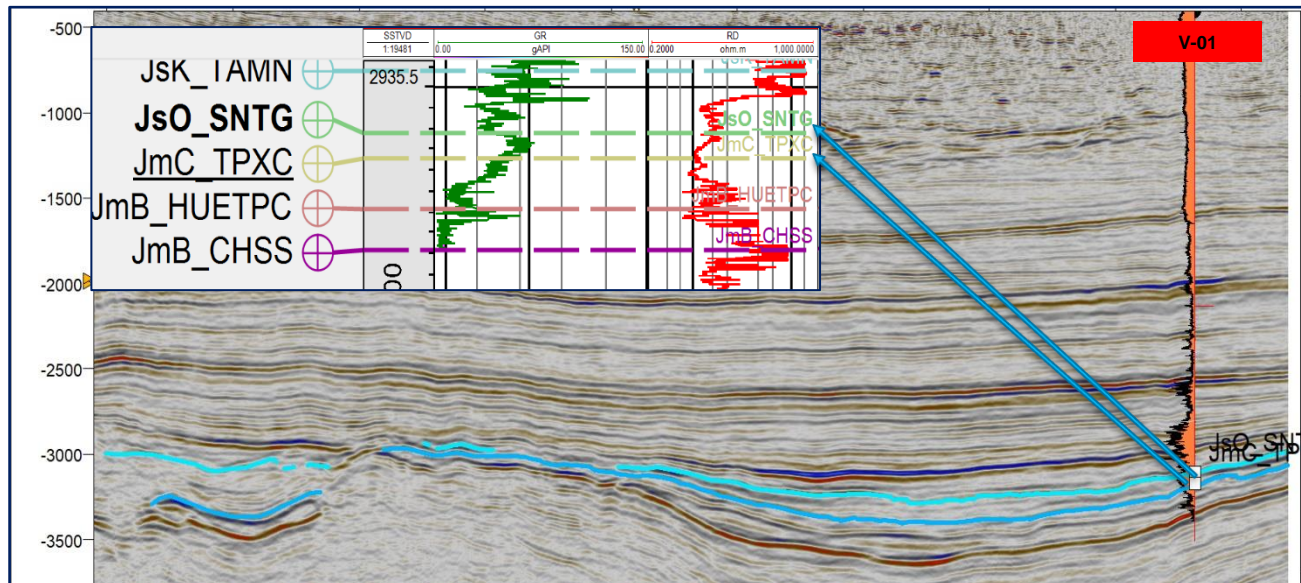


Figura 3.8 Cima y correlación de la Formación Santiago

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS SISMO-ESTRUCTURAL

Se encuentra distribuida en toda el área con espesores variables, excepto en una pequeña porción del SW de la sección donde la formación no está presente. En el resto los espesores van de 50 m a 300 m, con una media calculada para toda la región de 102.65 m como se muestra en la figura 3.9.

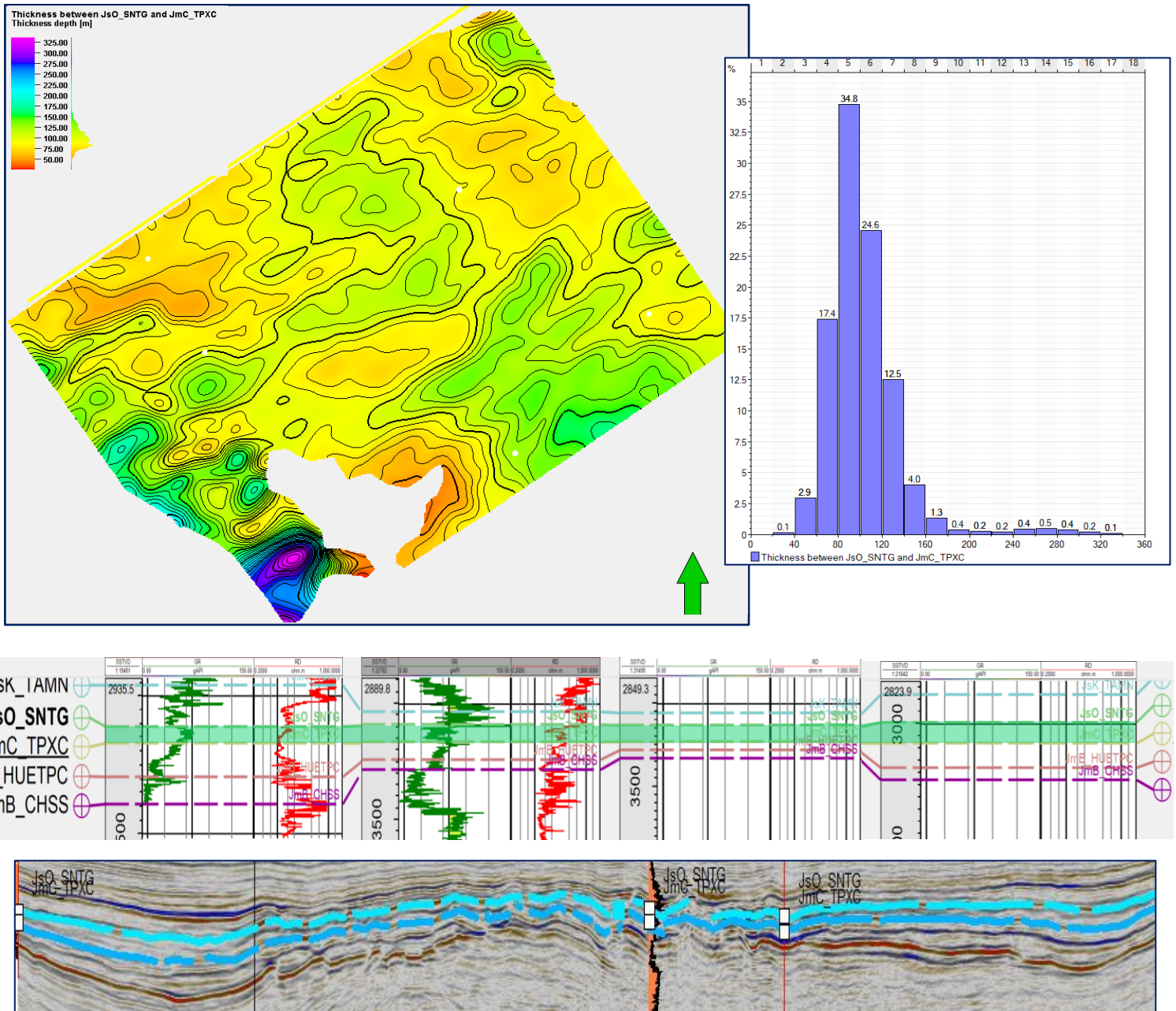


Figura 3.9 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Santiago.

Los reflectores sísmicos presentan frecuencias y continuidades medias a bajas y amplitudes bajas entre 2000 y 6000, con una configuración interna subparalela y ondulada.

3.1.1.5 Formación Tamán

Correspondiente al Jurásico Superior Kimmeridgiano con una profundidad promedio de -2997 m, una litología consistente en mudstone café oscuro a negro, mudstone negro intercalado con lutitas negras y bentonita, que de acuerdo con los registros de pozo GR se caracteriza por valores más bajos respecto a la formación subyacente, lo cual sísmicamente está representado con un reflector positivo de amplitud media - alta, sobre el cual se delimitó la formación como se muestra en la figura 3.10.

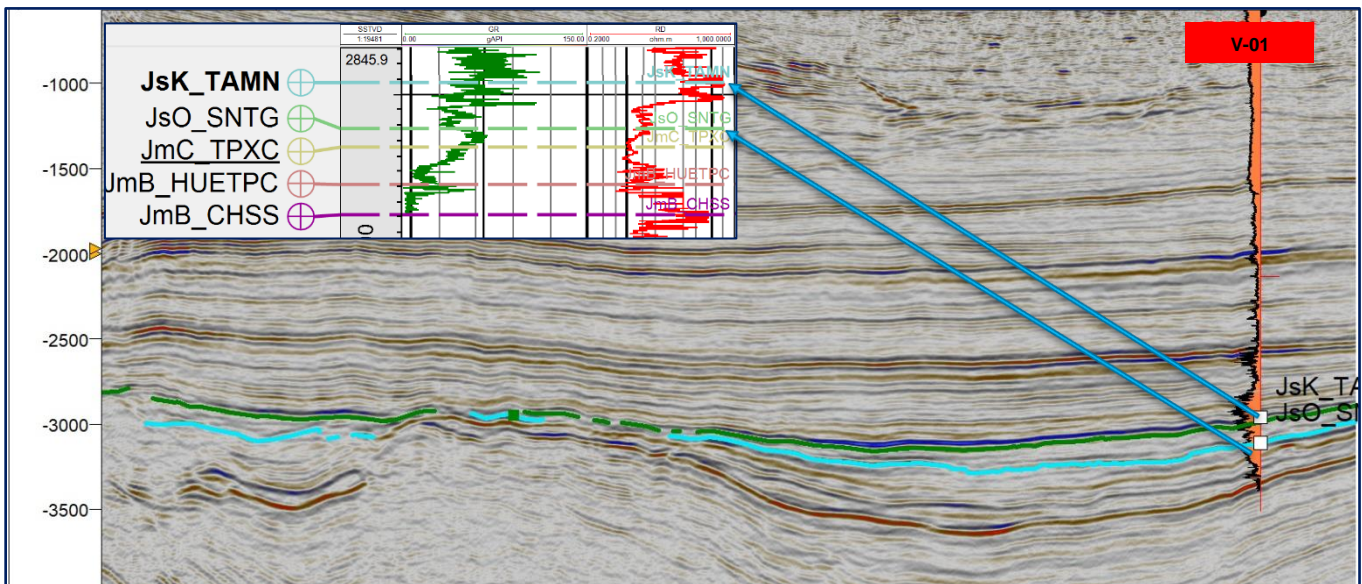


Figura 3.10 Cima y correlación de la Formación Tamán.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS SISMO-ESTRUCTURAL

Se encuentra distribuida en toda el área con espesores variables, excepto en una pequeña porción SW de la sección donde la formación no está presente. En el resto los espesores van de 50 m a 300 m, con un promedio calculado para toda la región de 100 m como se muestra en la figura 3.11.

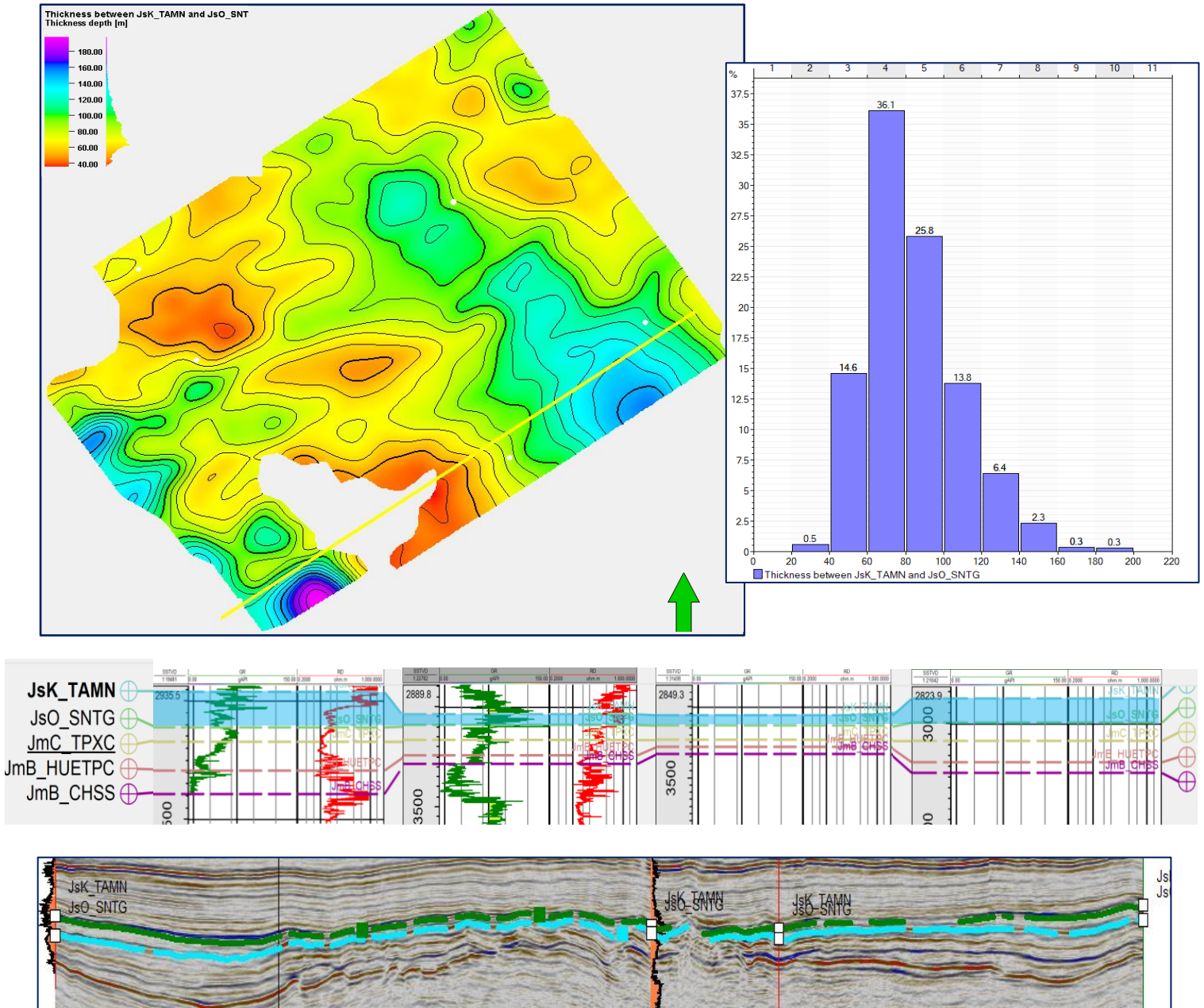


Figura 3.11 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Tamán.

El área presenta una variación de amplitudes con rangos de 2000 a 8000, la frecuencia y la continuidad de sus reflectores es baja y con una configuración interna subparalela y sigmoidal.

3.1.1.6 Formación Pimienta

De edad Jurásico Superior Tithoniano y con una profundidad media de -2810 m, la Formación Pimienta litológicamente está compuesta de mudstone café oscuro a negro parcialmente recristalizado, mudstone negro arcilloso y lutitas café grisáceo y negro, por lo que se caracteriza por tener los valores más altos registrados para toda la columna en los registros GR, con 97.09 gAPI, que confirma un alto contenido arcilloso. Sísmicamente, su base está representada por un fuerte cambio en la impedancia acústica denotada por un reflector positivo de amplitud alta, mientras que su cima fue determinada sobre un reflector positivo de amplitud media- baja, debido a un descenso en los valores GR con 21.16 gAPI que denotan el fin de dicha unidad, como se muestra en la figura 3.12.

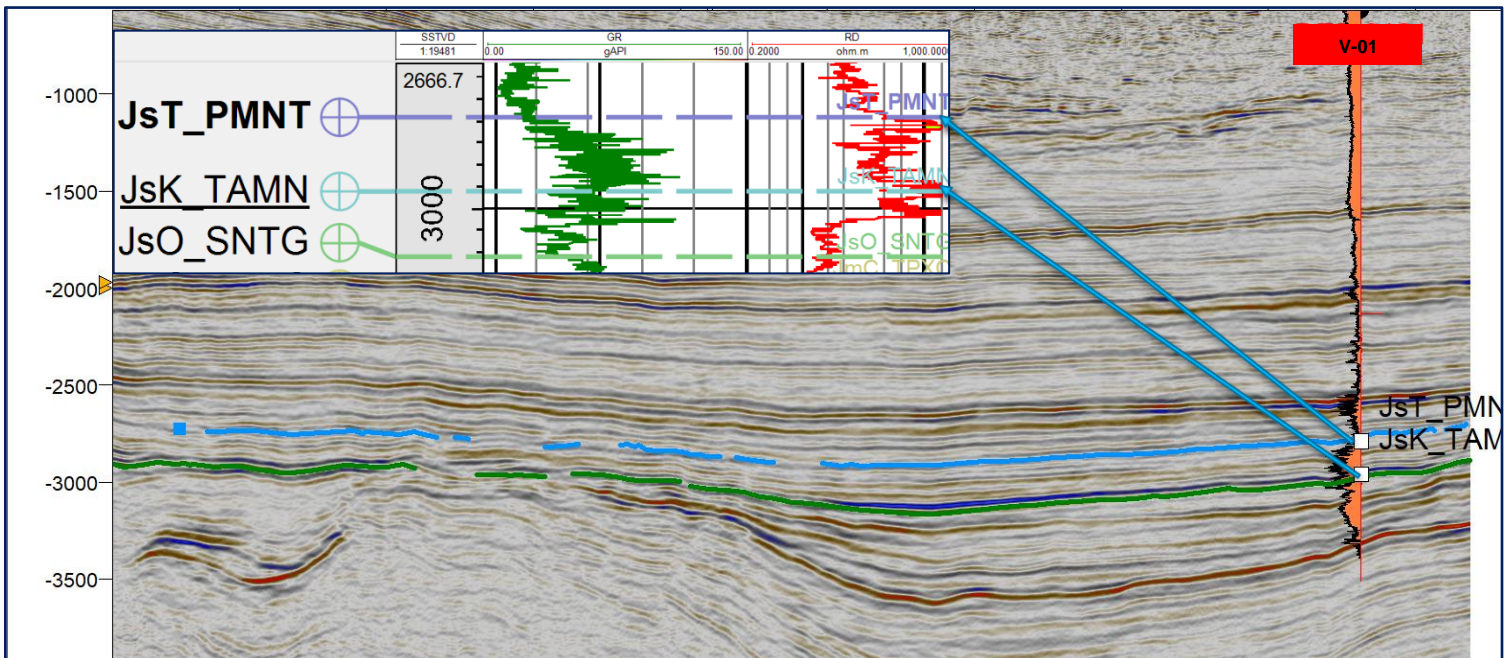


Figura 3.12 Base, cima y correlación de la Formación Pimienta.

Aun cuando sus espesores tienen una media de 190.43 m, presentados en los flancos de la sección, su distribución no es homogénea, debido a una disminución de estos en la parte central del área, donde se concentran los espesores más bajos entre 140 m y 160 m. Adicionalmente, la formación presenta discontinuidad en algunos sectores, lo que implica la ausencia de esta como se muestra en el mapa de espesores y sección de la figura 3.13.

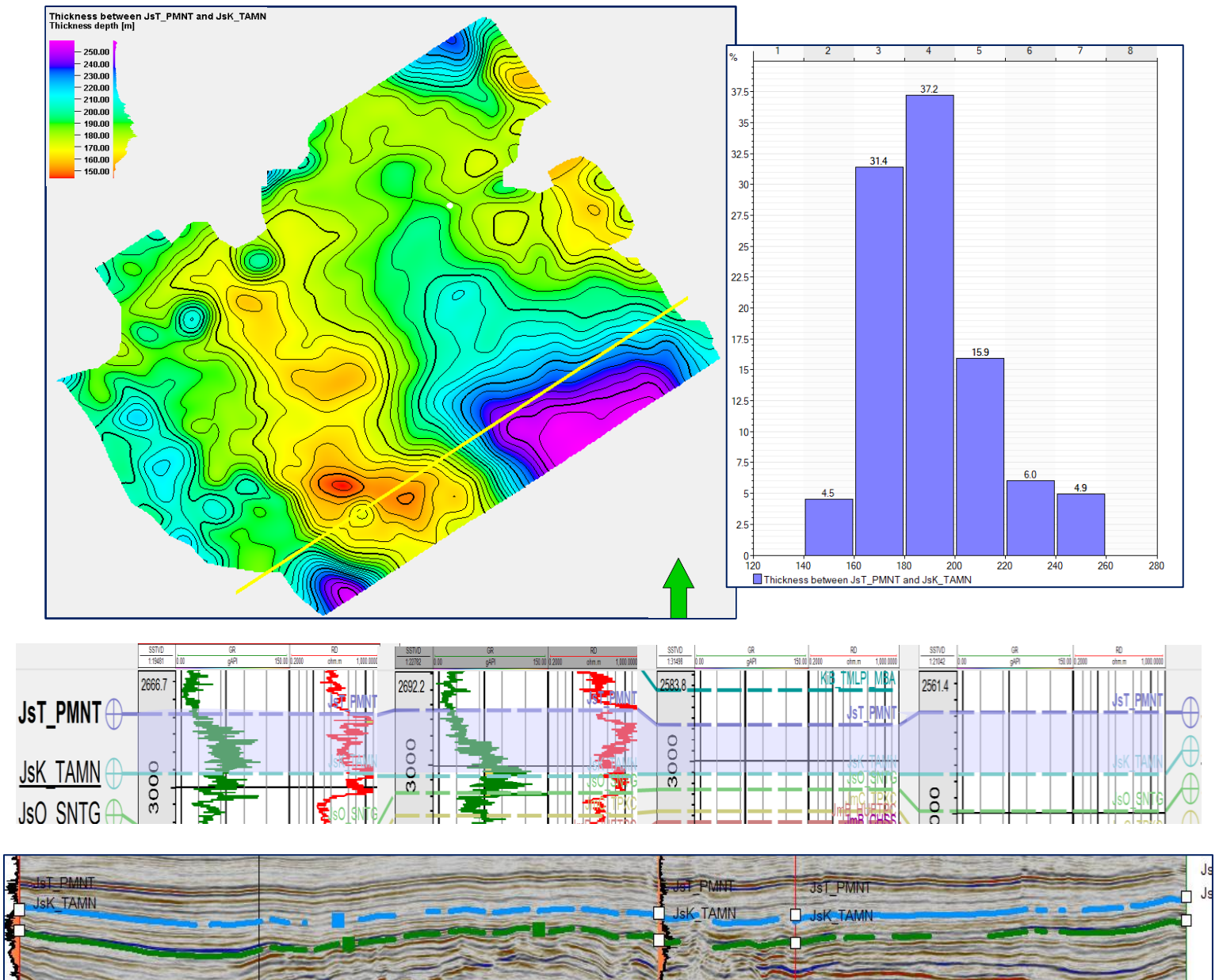


Figura 3.13 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Pimenta.

Los reflectores presentan una configuración interna mayormente paralela, con continuidad y frecuencia medias.

3.1.1.7 Formación Tamaulipas Inferior (Miembro Bentonítico)

Convencionalmente, la Formación Tamaulipas Inferior ha sido dividida estratigráficamente en tres principales miembros:

- 1) Miembro calcarenítico
- 2) Miembro bentonítico
- 3) Miembro calizas cremas

El miembro de calizas constituye la parte basal de la formación y a su vez subyace el miembro bentonítico, el cual por su contenido litológico representa un especial interés en este estudio, por lo que fue marcado como un nivel estratigráfico más con una profundidad media de -2567 m y caracterizado por tener valores de 56.87 gAPI en su parte basal que indica un alto contenido arcilloso, con una disminución a 20.67 gAPI en su cima, que sísmicamente representa un reflector positivo de amplitud alta como se muestra en la figura 3.14.

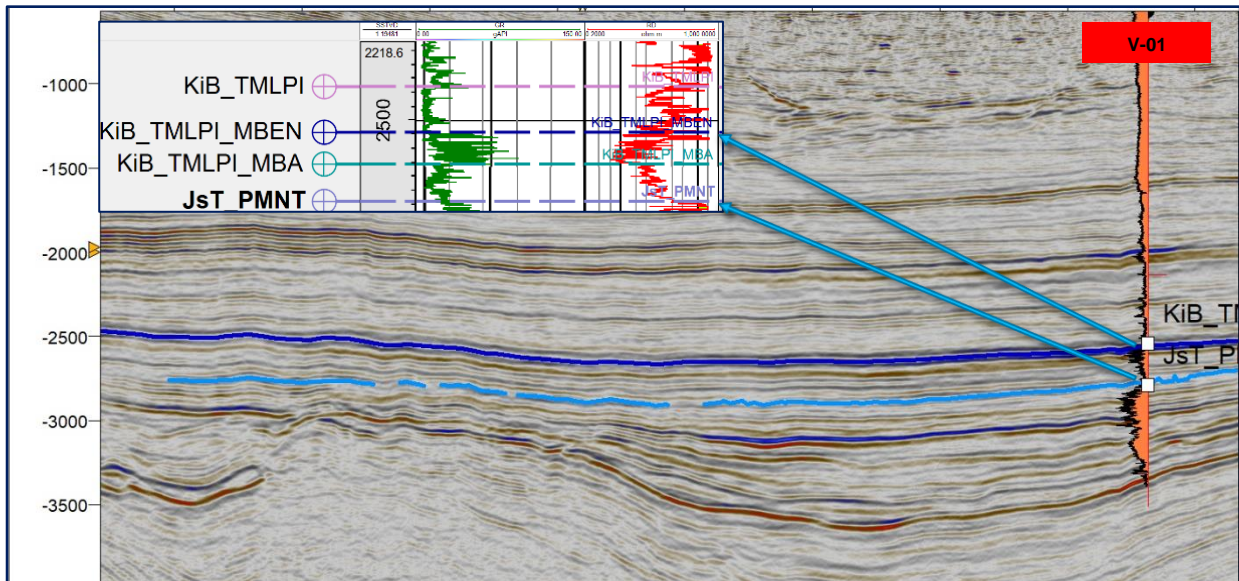


Figura 3.14 Base, cima y correlación del miembro bentónico de la Formación Tamaulipas Inferior.

Se encuentra distribuido en toda el área, con espesores de 180 m en el E a 320 m hacia el NW y una media de 243.17 m, como se muestra en la figura 3.15, en donde puede observarse el mapa de espesor calculado entre la Formación Pimienta y la cima del Miembro Bentonítico; sin embargo, se observa también una valoración de espesor neto del miembro denotado por la correlación de pozos en donde fue calculada con base en el miembro de calizas subyacente y que nos indica un valor ponderado de 108.24 como espesor.

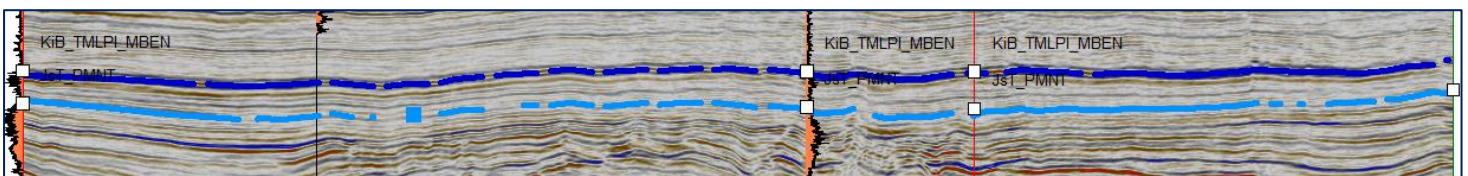
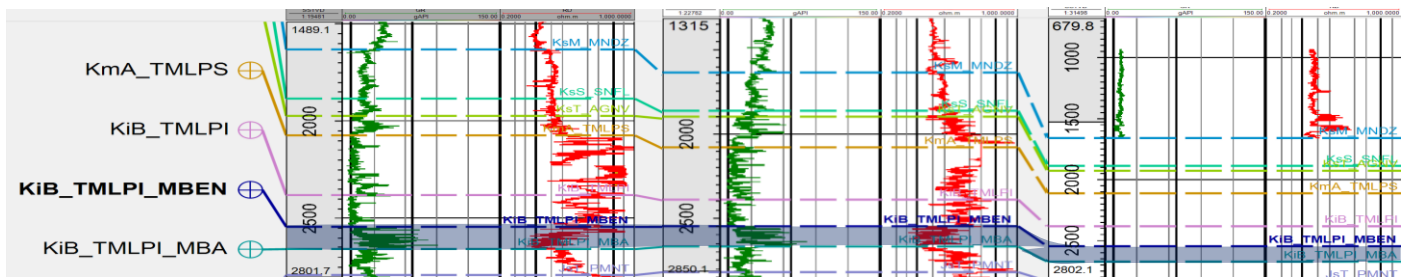
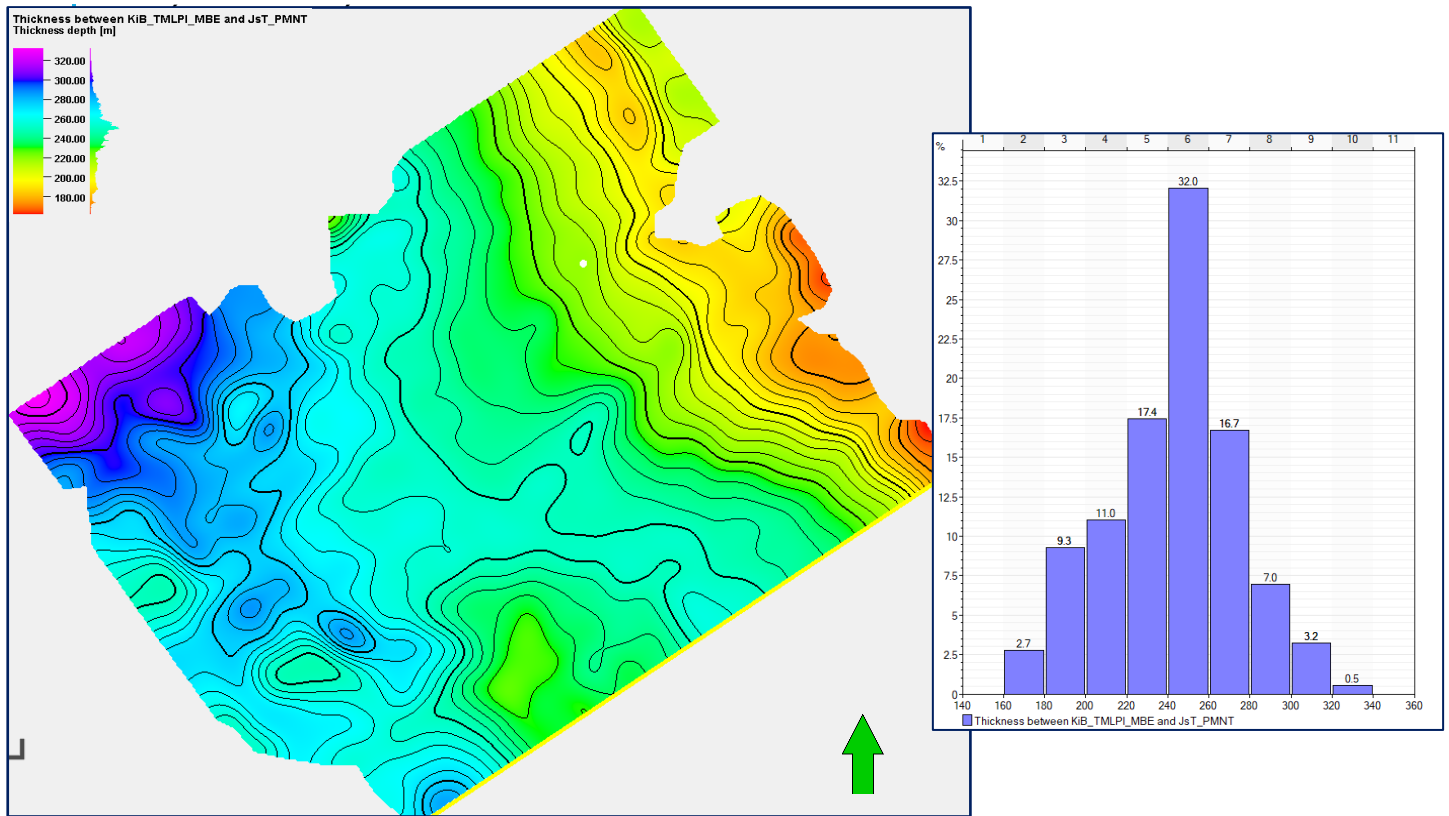


Figura 3.15 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores del miembro bentónico de la Formación Tamulipas Inferior.

Por otra parte, los reflectores presentan una configuración interna paralela, su continuidad y frecuencia son medias – altas y la variación de amplitud entre valores de 2000 a 12000 y una media de 6645.44.

3.1.1.8 Formación Tamaulipas Inferior

De edad Cretácico Inferior Berriasiano, cuenta con una profundidad media de -2364 m, se caracteriza por tener los valores más bajos registrados para toda la columna en los registros GR, con 7.07 gAPI en su miembro superior. Sísmicamente, su base y cima están representadas por reflectores positivos de amplitud media (Figura 3.16).

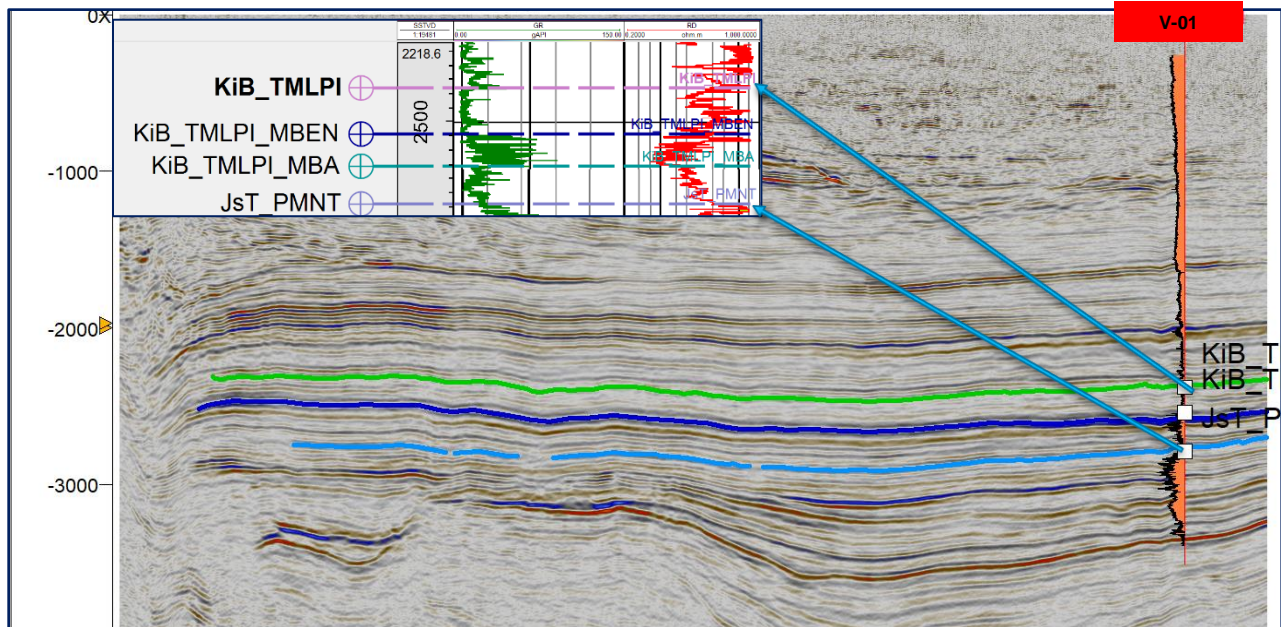


Figura 3.16 Base, cima y correlación de la Formación Tamaulipas Inferior

Se encuentra distribuida en toda el área, con espesores de 100 m en el SW a 260 m hacia el NW y una media de 204.24 m, entre su cima y el miembro bentonítico como se muestra en la figura 3.17.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS SISMO-ESTRUCTURAL

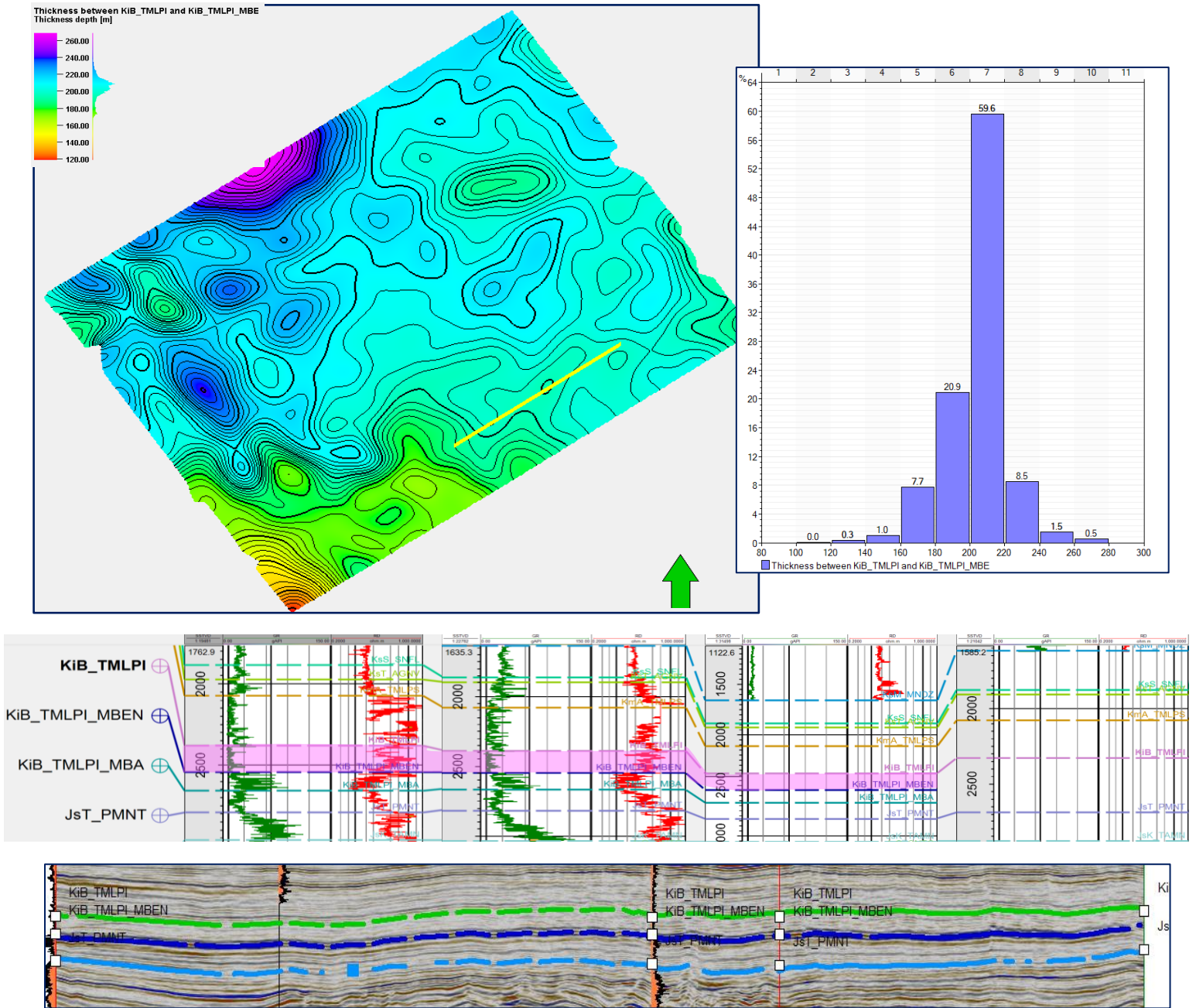


Figura 3.17 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Tamaulipas Inferior.

Los reflectores presentan una configuración interna paralela, su continuidad y frecuencia son bajas y la variación de amplitud se observa en valores de 1000 a 7000 y una media de 6645.44.

3.1.1.9 Formación Tamaulipas Superior

De edad Cretácico Medio Albiano y con una profundidad media de -2084 m, la formación se constituye principalmente de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con estilolitas, bandas y lentes de pedernal. Cuenta con valores bajos de entre 8 y 12 gAPI. Sísmicamente, su base está representada por un cambio en la impedancia acústica denotada por un ligero aumento en los valores GR respecto a la formación subyacente, que se representa con un reflector positivo de amplitud baja, mientras que su cima fue determinada sobre un reflector positivo de amplitud media- baja, debido a un ascenso en los valores GR con 24.06 gAPI que denotan el fin de dicha unidad, como se muestra en la figura 3.18.

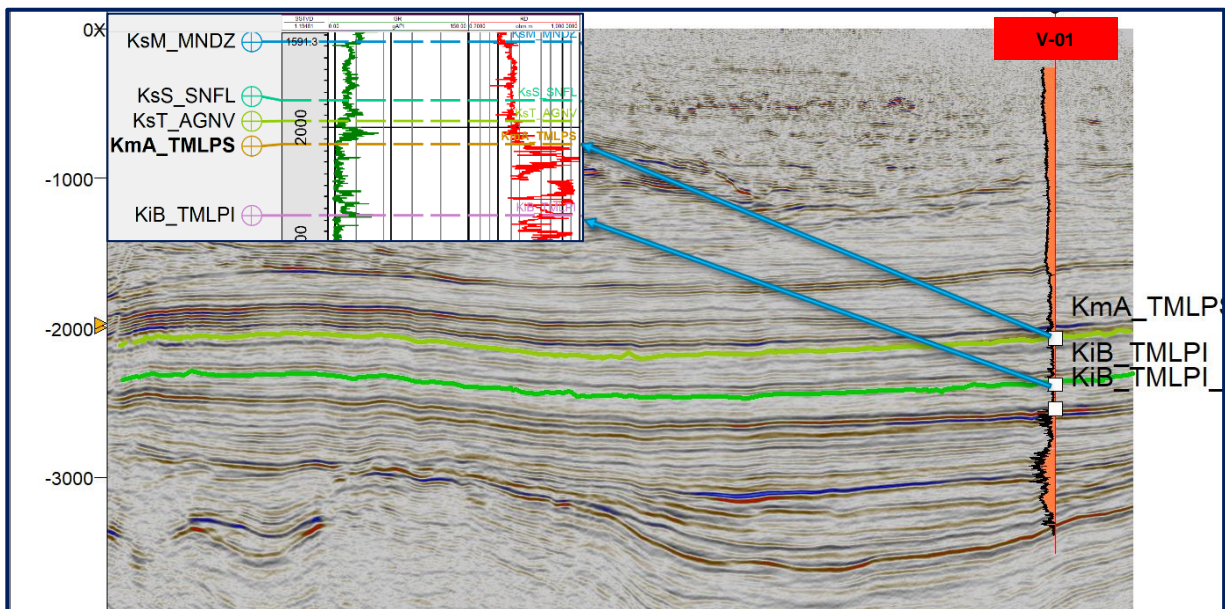


Figura 3.18 Base, cima y correlación de la Formación Tamaulipas Superior

Se encuentra distribuida en toda el área y sus espesores son variables con valores de 240 m en la porción W donde la formación es más delgada y 310 m al S donde presenta sus mayores espesores. La media fue calculada en 280.49 m, como muestra la figura 3.19.

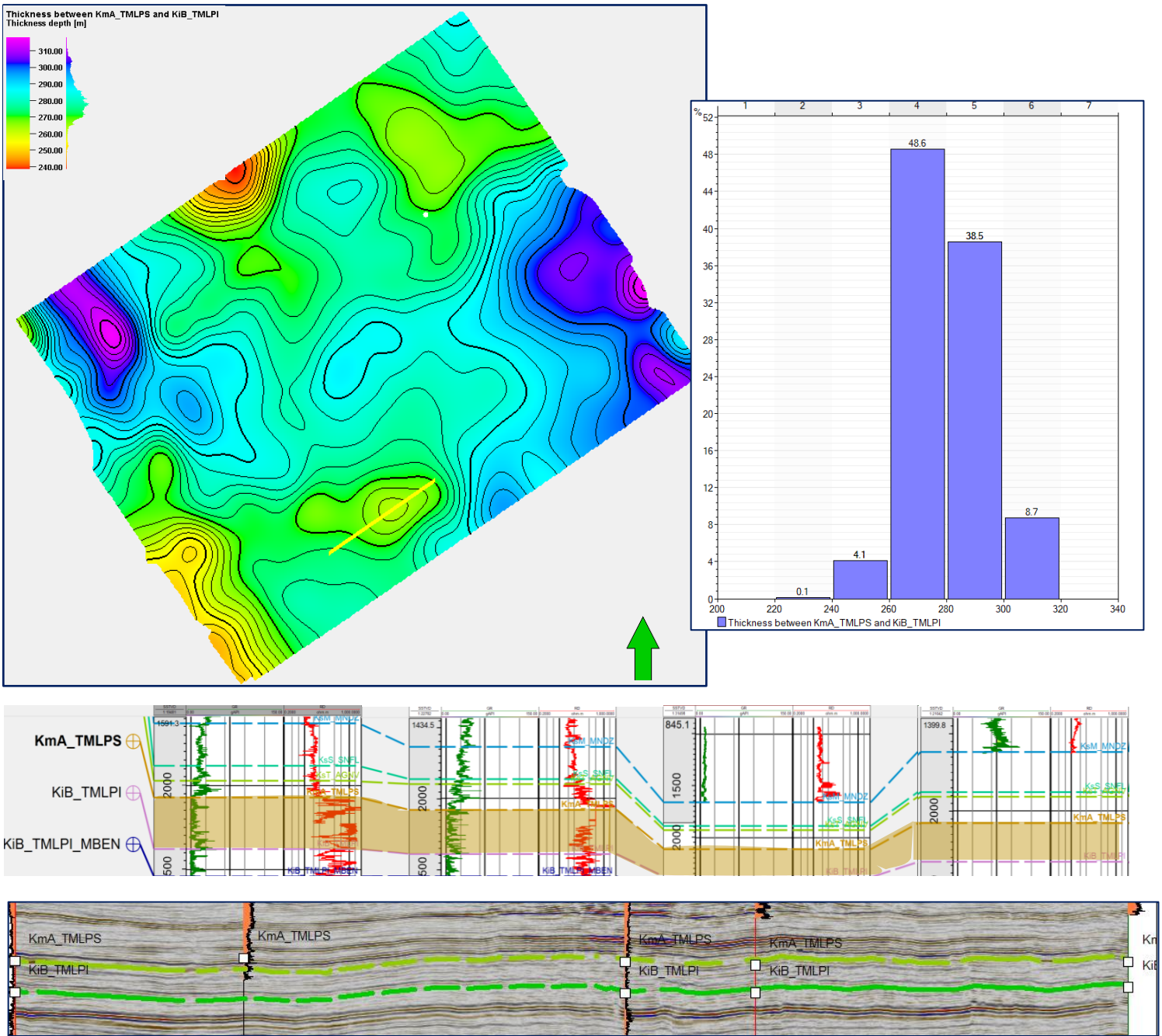


Figura 3.19 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Tamaulipas Superior.

Los reflectores presentan una configuración interna paralela, su continuidad y frecuencia son de medias a bajas y la variación de amplitud se observa en valores de 1000 a 14000 y una media de 3865.94.

3.1.1.10 Formación Agua Nueva

De edad Cretácico Superior Turoniano, la unidad está constituida principalmente por capas de caliza ocre y gris oscuro, arcillosas, y en menor proporción caliza negra carbonosa y caliza de color gris criptocristalina. Cuenta con una profundidad media de -1950 m, con valores de entre 13.68 a 30.77 gAPI fue delimitada sísmicamente, sobre un reflector positivo de amplitud media (Figura 3.20).

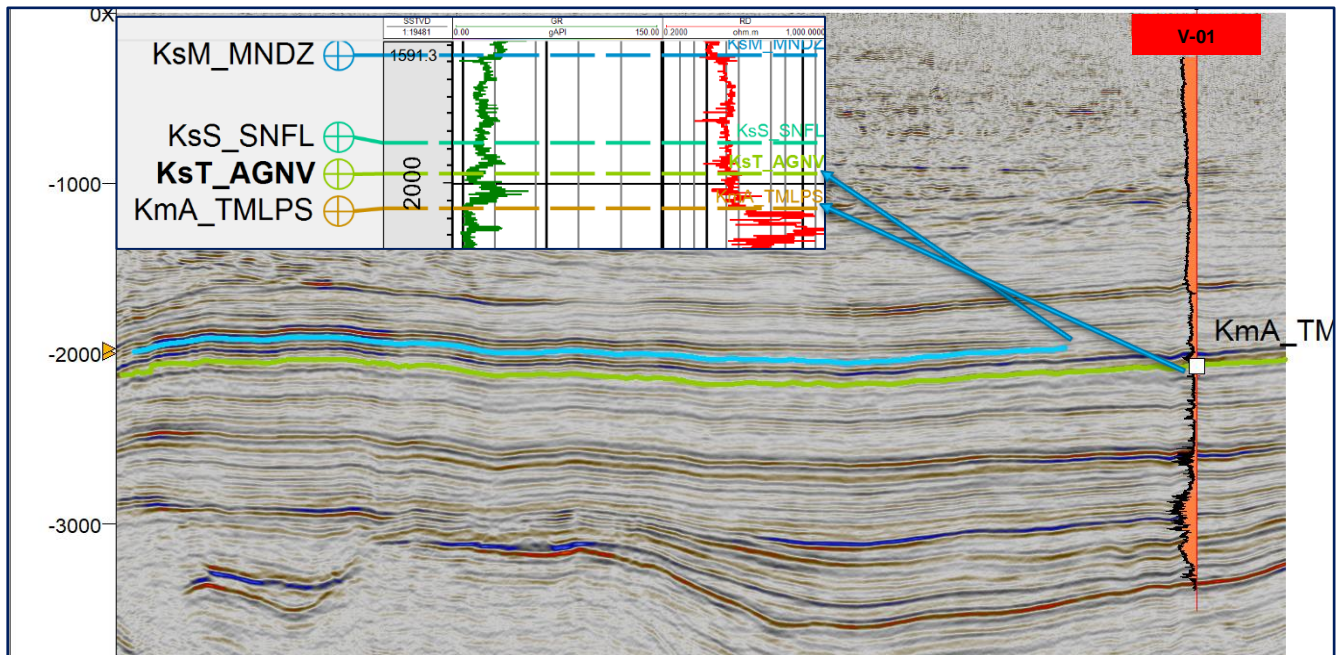


Figura 3.20 Base, cima y correlación de la Formación Agua Nueva.

Su distribución no es homogénea, debido a que sus espesores tienen una media de 135.24 m, presentados en el centro de la sección con una disminución de estos en el SE donde se concentran los espesores más bajos entre 115 m y 125 m, y la sección es discontinua. Adicionalmente, los máximos espesores de 160 m se concentran al NW del área como se muestra en la figura 3.21.

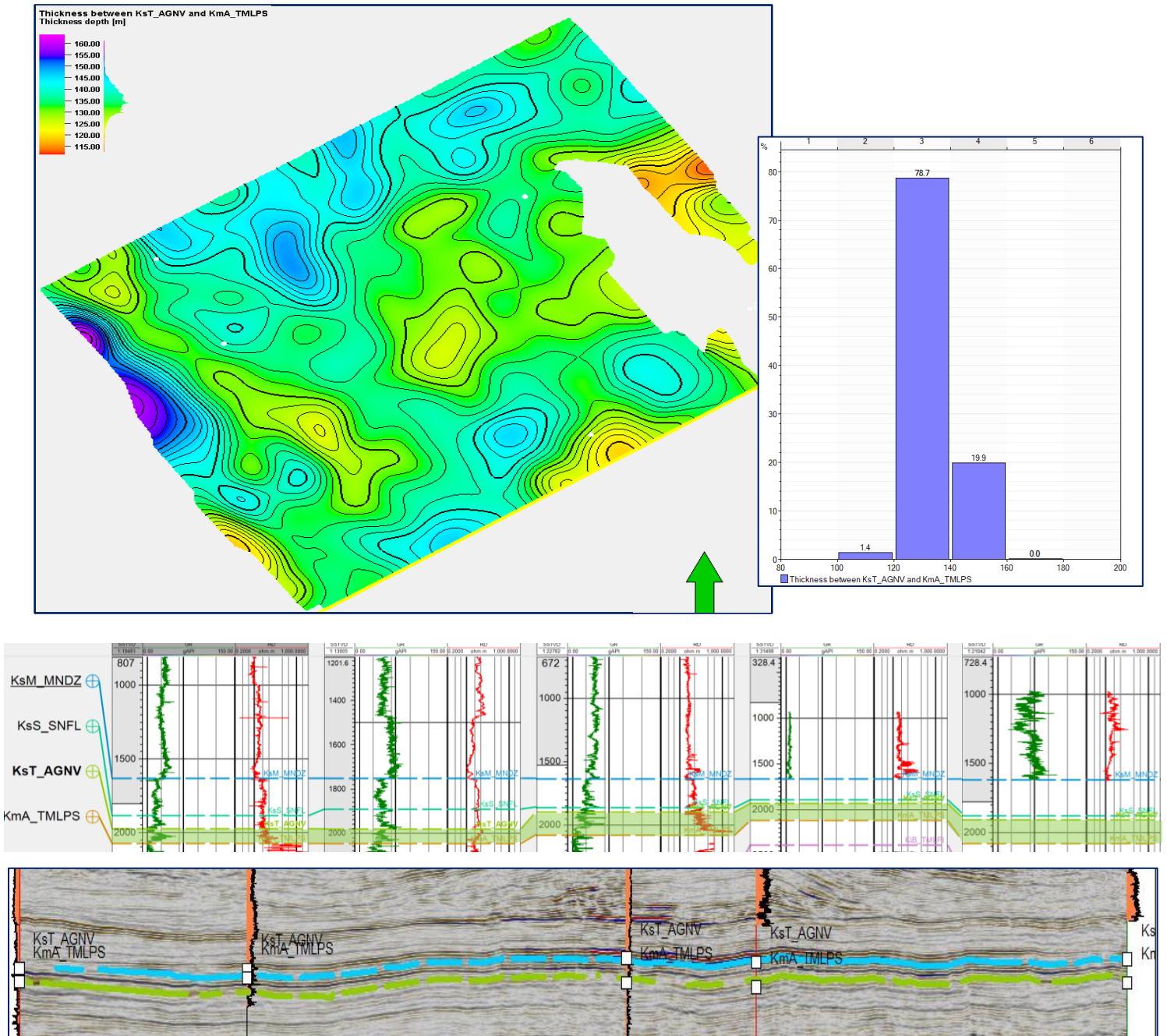


Figura 3.21 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Agua Nueva.

Los reflectores presentan una configuración interna paralela, su continuidad y frecuencia son altas y la variación de amplitud se observa con valores de 2000 presentes en E preferentemente a 14000 en el W y una media de 4000.

3.1.1.11 Formación San Felipe

Correspondiente al Cretácico Superior Santoniano, su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal que alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con una profundidad media de -1884 m, y valores de 19 a 26.95 gAPI. Sísmicamente, su cima está representada por cambio en la impedancia acústica, que se representa con un reflector negativo de amplitud alta, como se muestra en la figura 3.22.

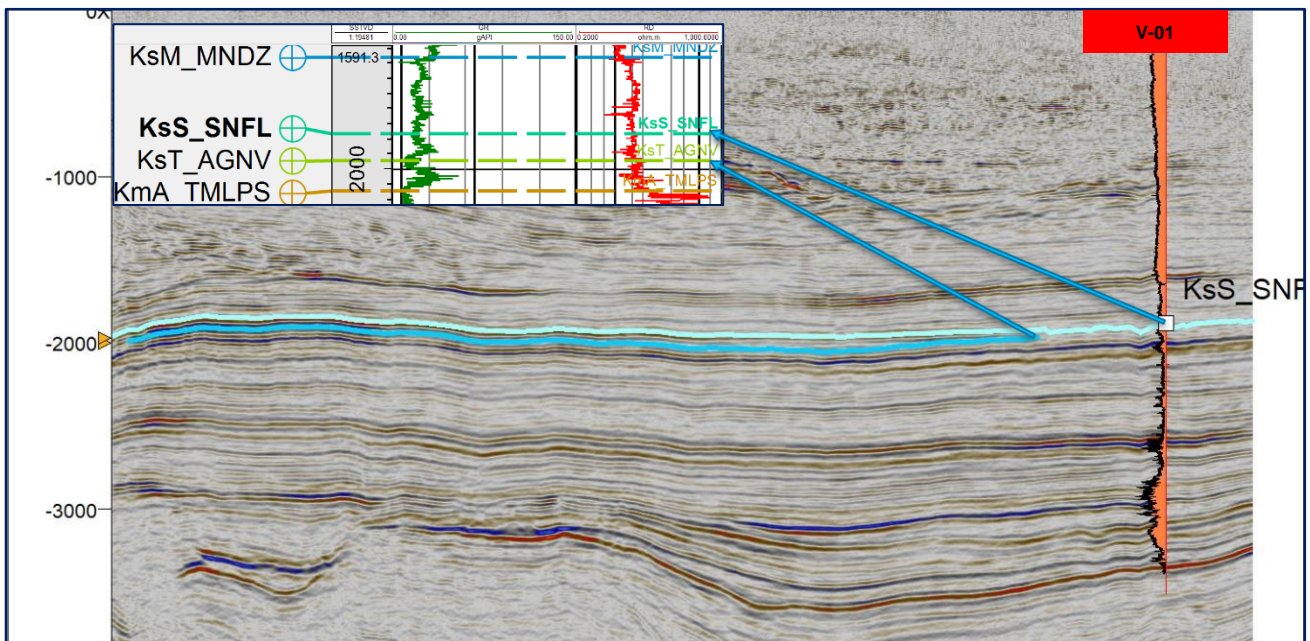


Figura 3.22 Base, cima y correlación de la Formación San Felipe.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS SISMO-ESTRUCTURAL

Se encuentra distribuida en toda la región y sus espesores varían de 45 m al E, en donde incluso se denota ausente en ciertas áreas, a 95 m hacia el W, con una media de 69.19 como se muestra en la figura 3.23.

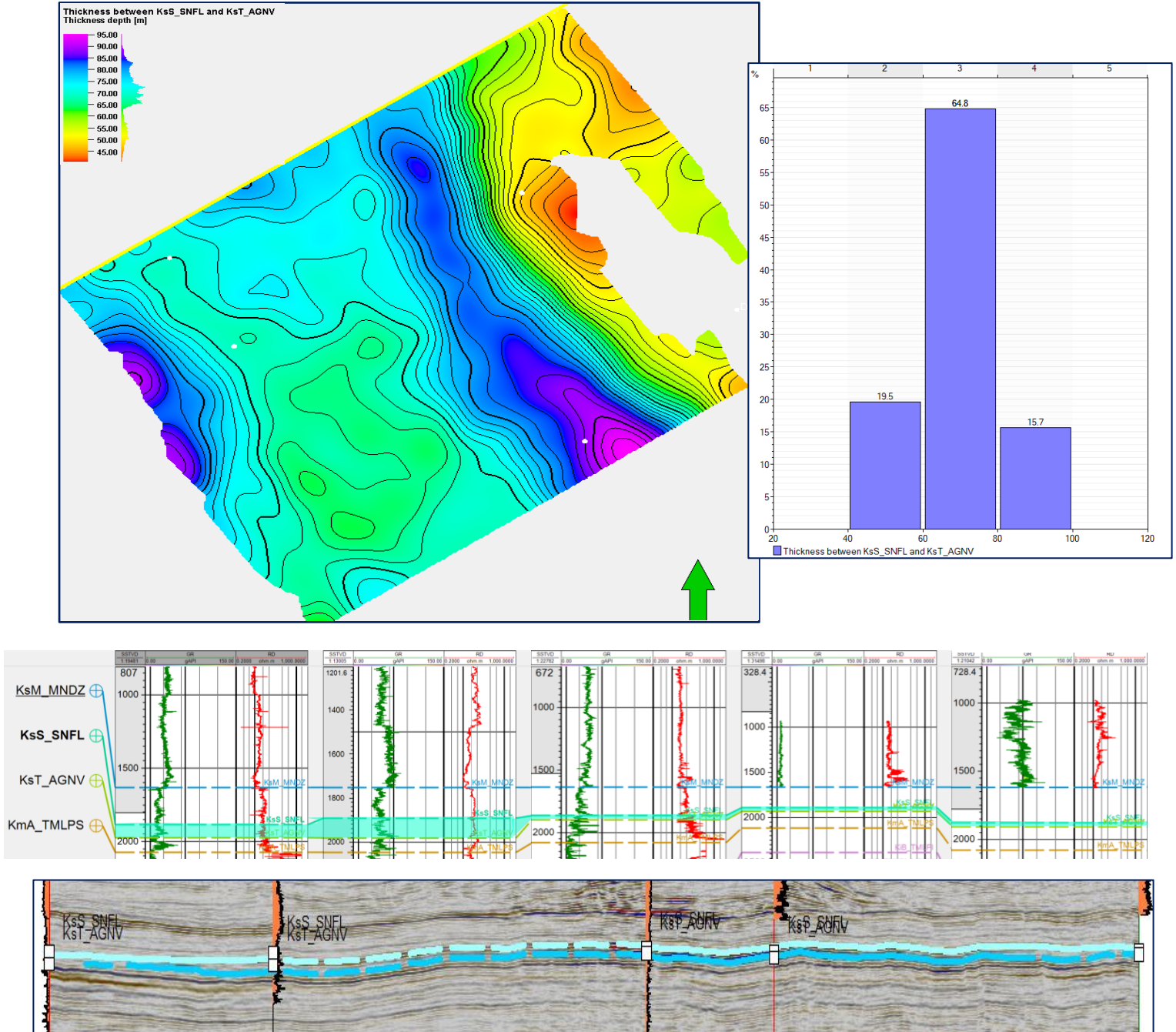


Figura 3.23 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación San Felipe.

Los reflectores presentan una configuración interna paralela, su continuidad y frecuencia son altas y la variación de amplitud se observa en valores de 2000 presentes en el E preferentemente a 16000 en el W y una media de 4379.

3.1.1.12 Formación Méndez

Asociada al Cretácico Superior Maastrichtiano, constituida de margas, calizas arcillosas y lutitas calcáreas con una profundidad media de -1685 y valores de 19 a 25 gAPI, la cima de la unidad esta representada por un reflector positivo de amplitud media-alta que denota también la cima del Mesozoico y base del Cenozoico, marcado por un ascenso notable en los valores GR, como se muestra en la figura 3.24.

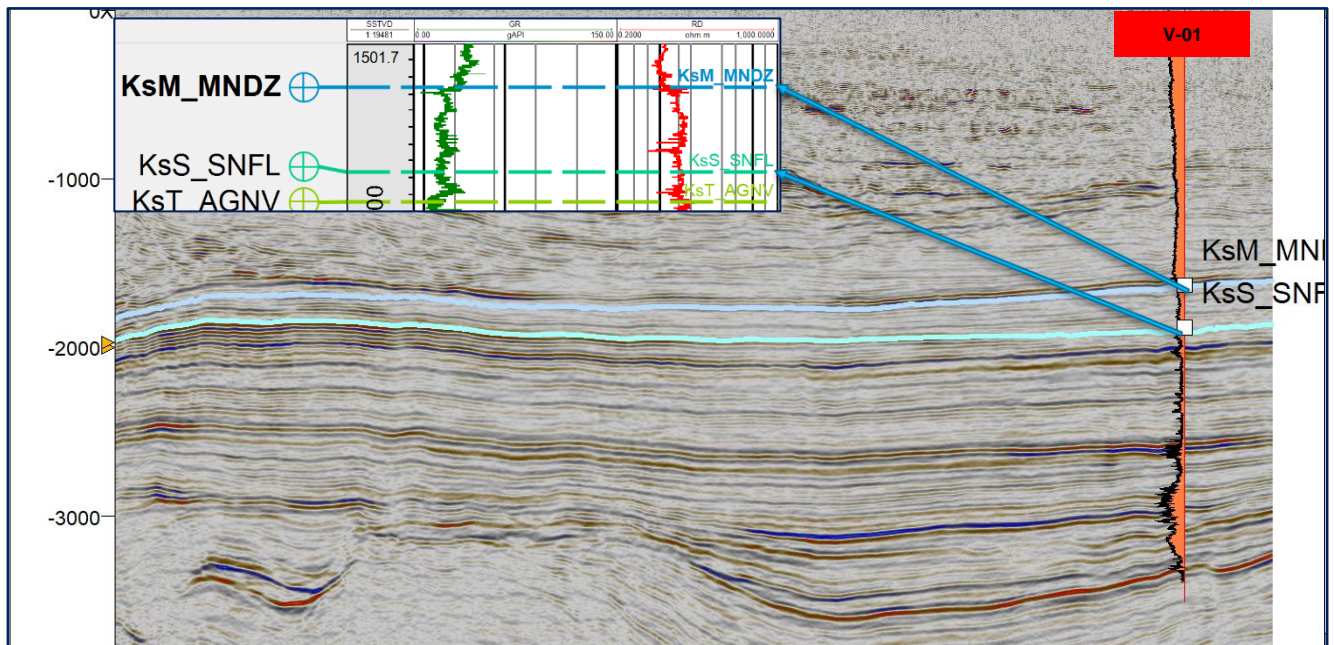


Figura 3.24 Base, cima y correlación de la Formación Méndez.

Se encuentra distribuida en toda el área con espesores que van desde los 140 m en el SW a 260 m hacia el SE donde el área tiene mayores espesores, y su media está calculada en 197.07 m (Figura 3.25).

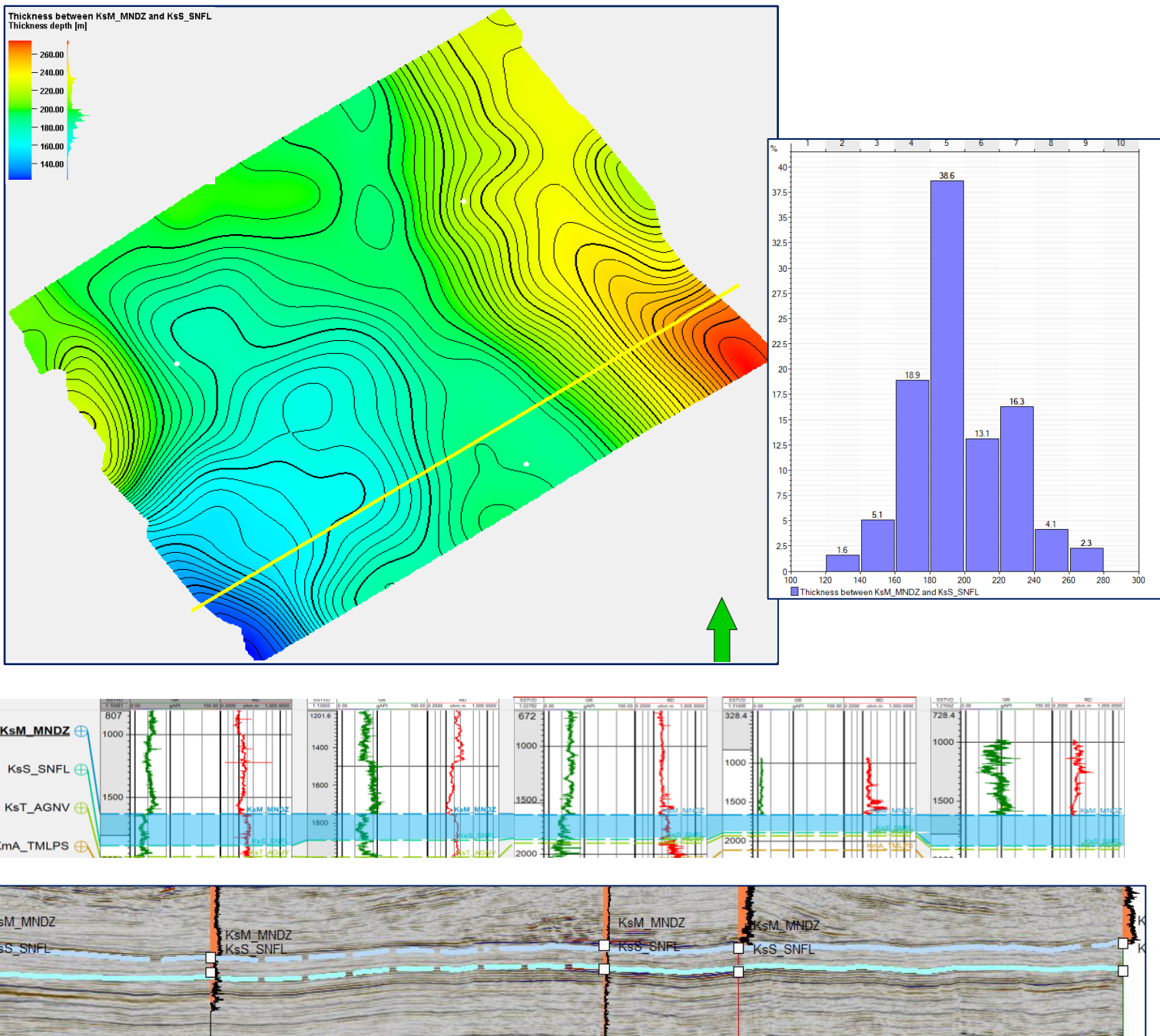


Figura 3.25 Correlación, distribución y mapa e histograma de espesores de la Formación Méndez.

Los reflectores presentan una configuración interna paralela, su continuidad y frecuencia son bajas y la variación de amplitud se observa con valores de 1000 a 13000 y una media de 3768.09.

3.2 Análisis Estructural

La evolución de la Cuenca Tampico Misantla estuvo influenciada por eventos tectónicos globales asociados principalmente al desarrollo del Golfo de México, lo cual aunado a un sistema de cambios eustáticos, dieron lugar a la estratigrafía y a la configuración estructural actual.

Específicamente en el ámbito estructural, se han definido para el Mesozoico dos principales eventos tectónicos que marcaron la pauta para la presencia y el acomodo de estructuras características en el área, los cuales han sido definidos como un primer evento extensional asociado a la expansión del Golfo de México, durante el Jurásico Superior Oxfordiano al Kimmeridgiano, afectando a rocas del Jurásico Medio y parte del Jurásico Superior que incluye de las formaciones Cahuasas a Tamán y un segundo evento contraccional que inició del Mastrichtiano al Paleoceno, asociado al desarrollo de la Orogenia Laramide, que afectó a toda la columna sedimentaria, y para el Mesozoico principalmente a las formaciones Pimienta a Méndez.

Tomando en cuenta lo anterior, para el desarrollo de este estudio se han considerado dos secciones que se clasifican de acuerdo con los eventos tectónicos por los cuales las formaciones del Mesozoico se vieron estructuralmente afectadas y abarcan por tanto los dos eventos antes mencionados, como se muestra en la figura 3.26, sobre los cuales se hará el análisis requerido.

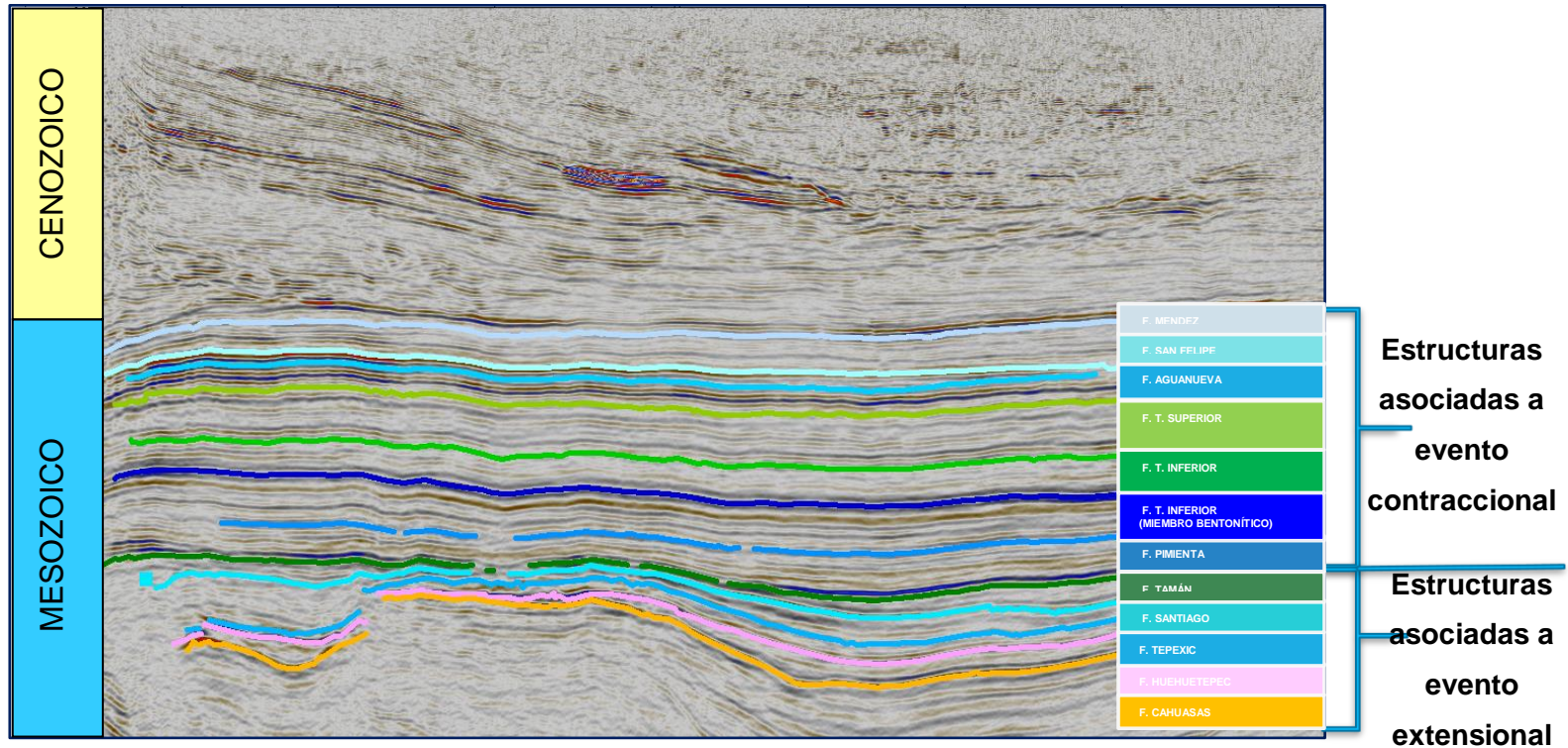


Figura 3.26 División del área de estudio por eventos tectónicos para su análisis estructural.

3.2.1 Etapa extensional (Formaciones Cahuasas- Tamán)

A finales del Triásico (Rhaetiano) se formaron cuencas que han sido relacionadas al inicio del proceso de rift del Golfo de México. Durante el Jurásico Temprano y Medio se presentó una etapa de rift que dio lugar a la apertura del Golfo de México y durante el Jurásico Tardío y hasta inicios del Cretácico Temprano se presentó la etapa de deriva (drift) con la formación de corteza oceánica en la parte central del mismo, por lo que, desde el punto de vista estructural, las rocas anteriores al Jurásico Medio y parte del Jurásico Superior están afectadas por el fallamiento normal synrift que produjo una serie de bloques basculados y que controló la distribución de las facies almacenadoras jurásicas (Schlumberger, 2010).

Dicho fallamiento normal se encuentra distribuido en toda el área de estudio, alcanzando niveles estratigráficos correspondientes a la parte de la sección más profunda hasta la Formación Santiago y Tamán como se muestra en la figura 3.27, donde se puede observar una serie de fallas sintéticas dominadamente con caída al SW y que delimitan una serie de bloques caídos con vergencia al NE, característicos de esta zona y que pueden observarse en secciones transversales.

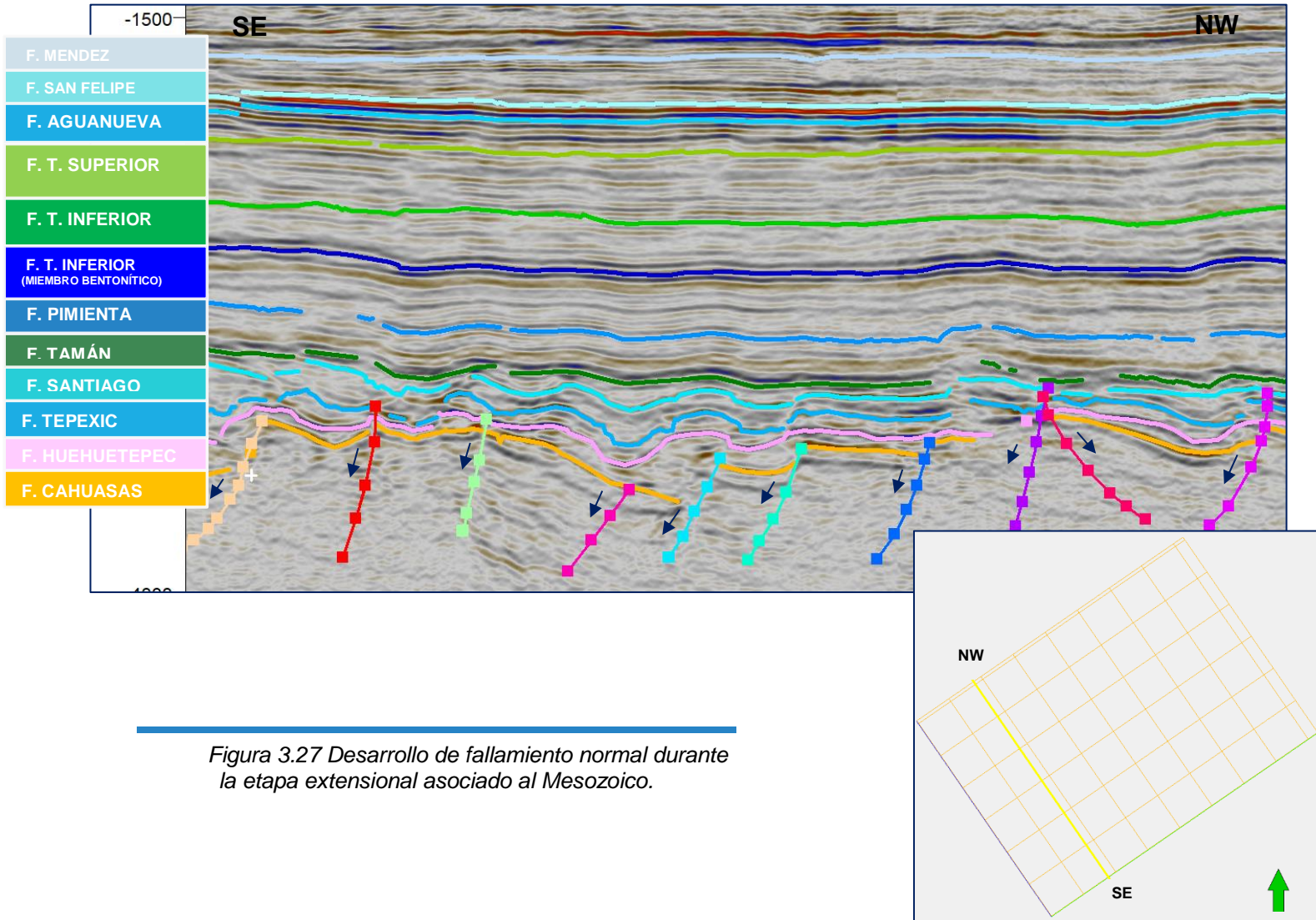
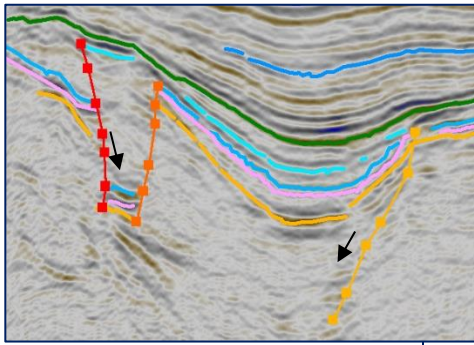


Figura 3.27 Desarrollo de fallamiento normal durante la etapa extensional asociado al Mesozoico.

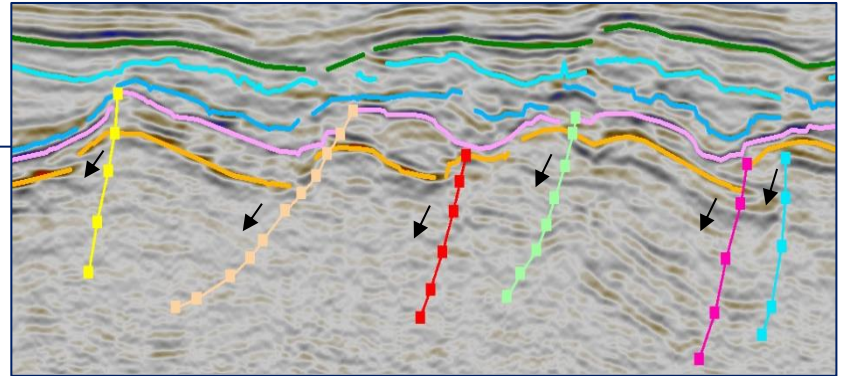
Específicamente, existen sistemas de fallas regionales, con características similares, como se muestra en las siguientes secciones:



O-ESTRUCTURAL

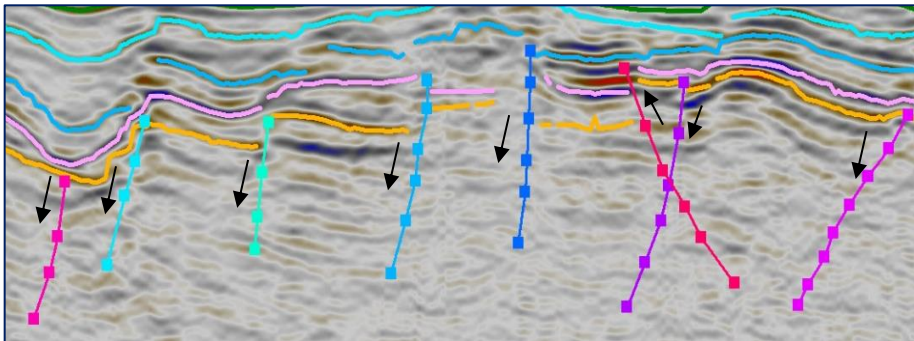
Sección SW - IL

- Fallas normales sintéticas con caída al SW
- Falla normal antitética con caída al SE
- Delimitación de sinclinal



Sección NW -XL

- Fallas normales sintéticas con tendencia lístrica y caída al SW. Delimitación de bloques caídos efecto domino

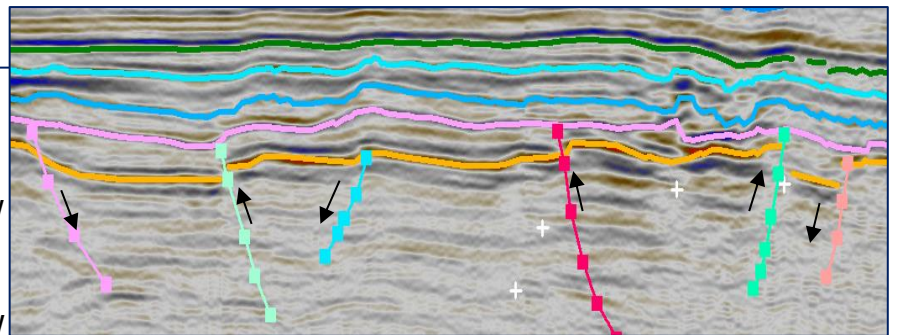


Sección NW -XL

- Fallas normales sintéticas semiverticales. Delimitación de bloques caídos efecto domino
- Fallas normales con caída al SW
- Fallas inversas antitéticas con caída al SE

Sección NE -XL

- Fallas normales sintéticas con caída al SE
- Fallas normales antitéticas con caída al SW
- Delimitación de grabens
- Fallas inversas antitéticas con caída al SW y SE



La extensión y proyección de las fallas varía en el área, aunque en general, las más chicas se extienden lateralmente de entre 2500 a 3200 metros y las más grandes cuentan con extensiones de 4500 a 10 600 m laterales; ambas se extienden en dirección SW-NE, como se muestra en la figura 3.28, donde puede observarse la extensión y proyección de las mismas sobre líneas sísmicas transversales a un time slice de -3417 donde se muestran las interrupciones a los eventos sísmicos que corresponden a las trazas de las fallas y que además son confirmados por las discontinuidades arrojadas a través del atributo sísmico de varianza aplicado sobre las mismas líneas.

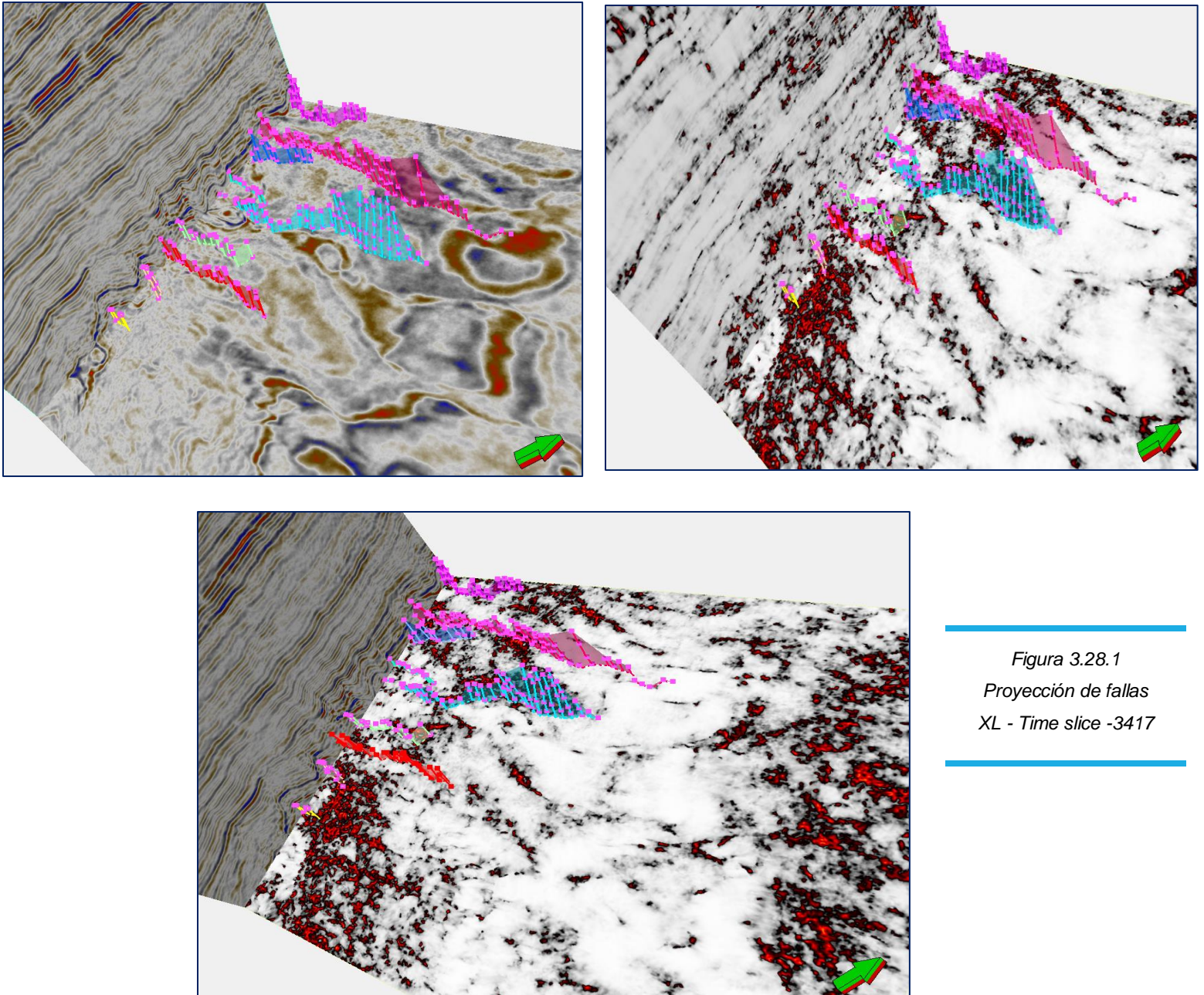


Figura 3.28.1
Proyección de fallas
XL - Time slice -3417

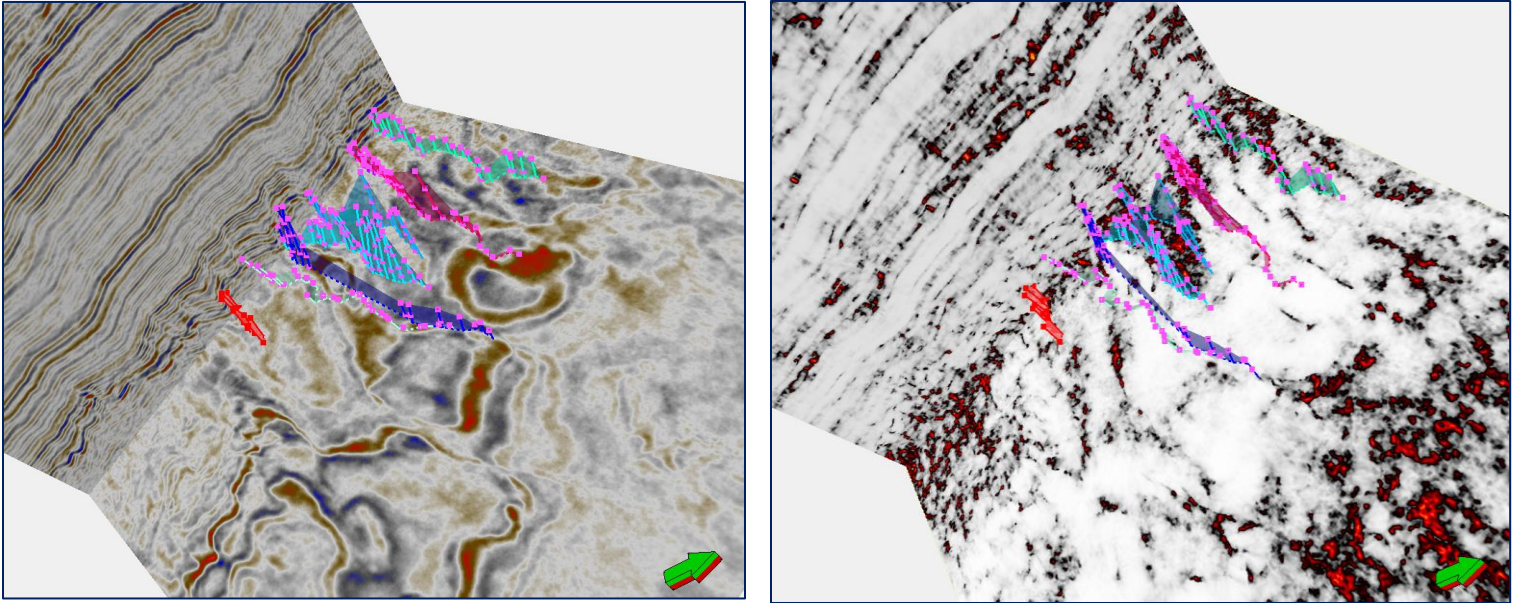
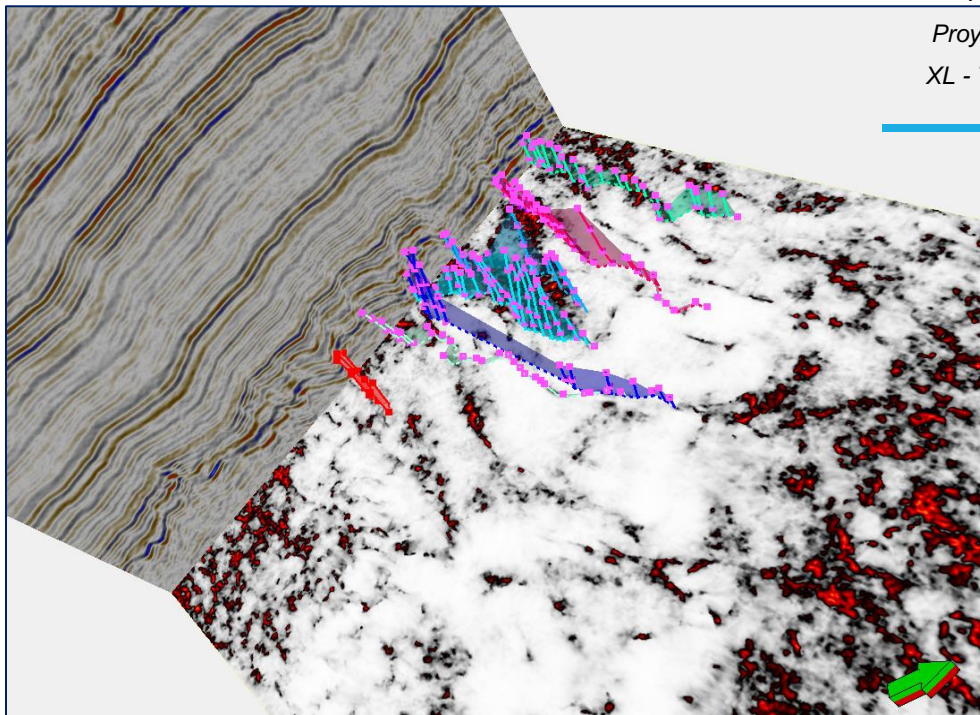


Figura 3.28.2
Proyección de fallas
XL - Time slice -3417



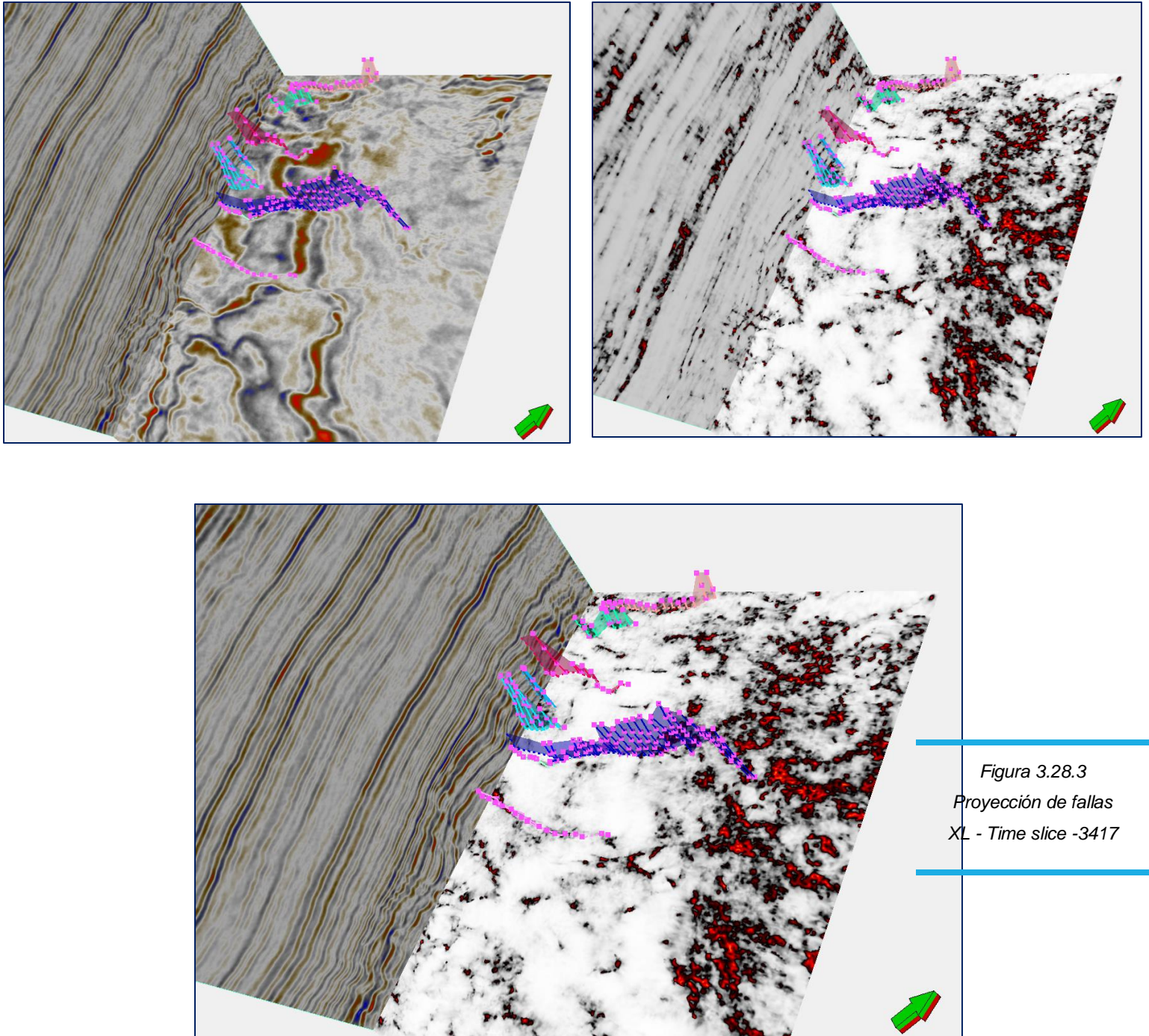


Figura 3.28.3
Proyección de fallas
XL - Time slice -3417

Figura 3.28 Secciones sísmicas transversales a un time slice de -3417 m, con atributos de varianza para la confirmación y proyección de las fallas en el área de estudio.

De esta manera, la formación de pilares y fosas delimitadas por estas fallas, generan en el área estructuras anticlinales y sinclinales, las cuales a través de estos cinco niveles estratigráficos muestran la misma posición y características como se muestra en la figura 3.29 donde puede observarse una alineación estructural preferencial NE-SW sobre la cual se encuentran una serie de anticlinales asimétricos con alta amplitud y cierre estructural definido, que son de importancia para la prospección petrolera.

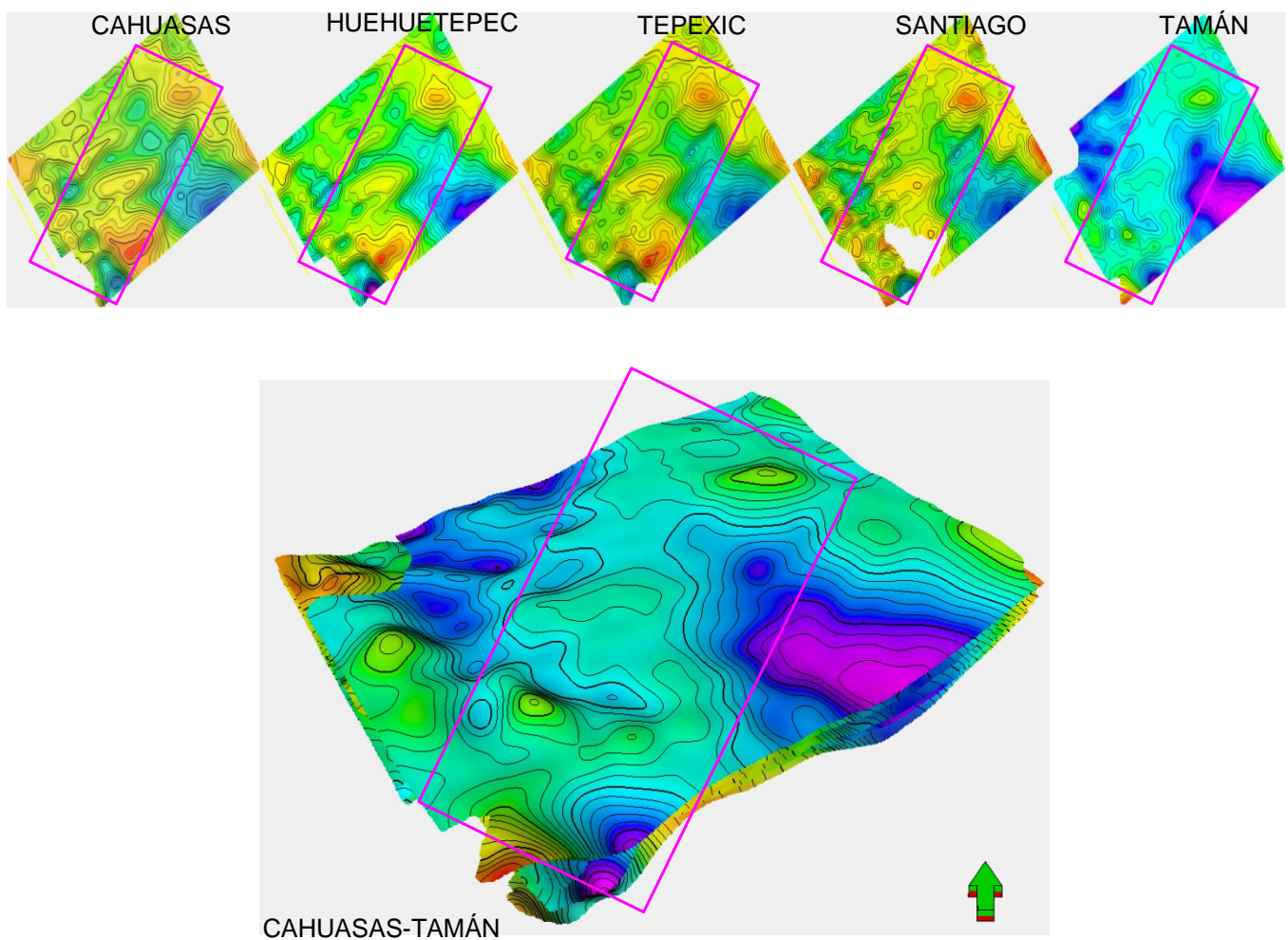


Figura 3.29 Mapas estructurales de las formaciones Cahuascal a Tamán.

3.2.2 Etapa contraccional (Formaciones Pimienta - Méndez)

Como resultado de la aproximación del evento laramídico que dio lugar a la Sierra Madre Oriental, desde finales del Cretácico las rocas mesozoicas de la parte occidental y norte de la provincia se vieron afectadas por dichos esfuerzos que produjeron pliegues y cabalgaduras que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior y Cenozoico.

Lo anterior dio lugar a una serie de fallas inversas presentes en el área y observables en secciones longitudinales en su porción oeste, como se observa en la figura 3.30, donde se denota la presencia de los principales pares conjugados de fallas inversas, así como las discontinuidades de la zona que confirman el intenso fallamiento y el grado de deformación que la zona presenta.

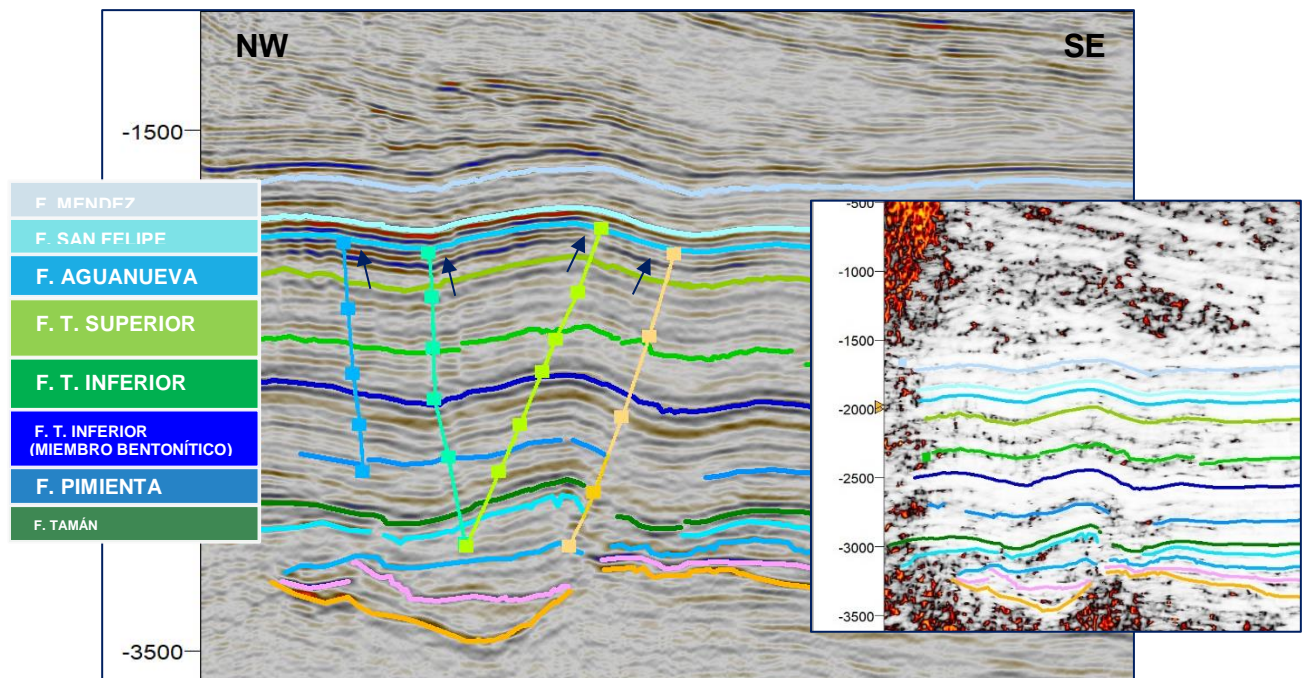


Figura 3.30 Desarrollo de fallamiento inverso durante la etapa contraccional asociada al Mesozoico.

Debido a lo anterior, las estructuras presentes en estos niveles están representadas por anticlinales y sinclinales menos prominentes que la sección subyacente, sin embargo, igualmente tienen una distribución parecida entre sí, como se muestra en la figura 3.31 donde puede observarse el alineamiento estructural preferencial NW-SE de las estructuras, que denota la dirección de los esfuerzos sobre el área durante este evento contraccional.

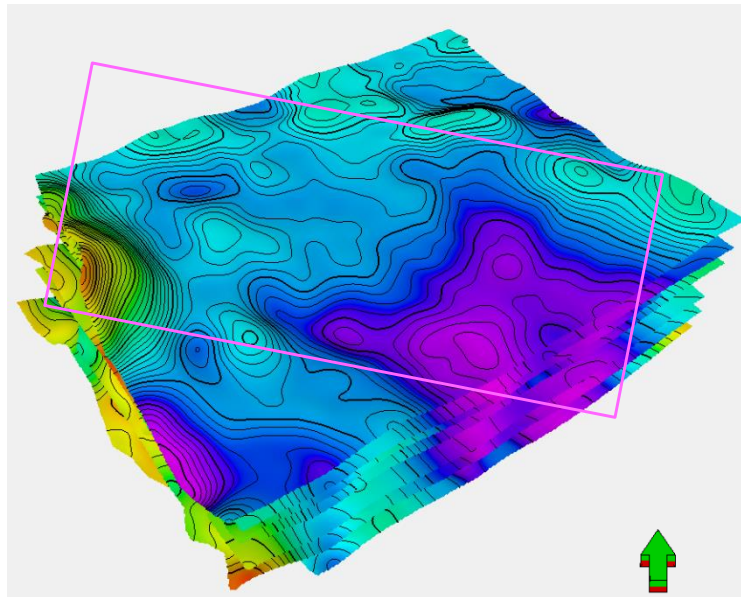
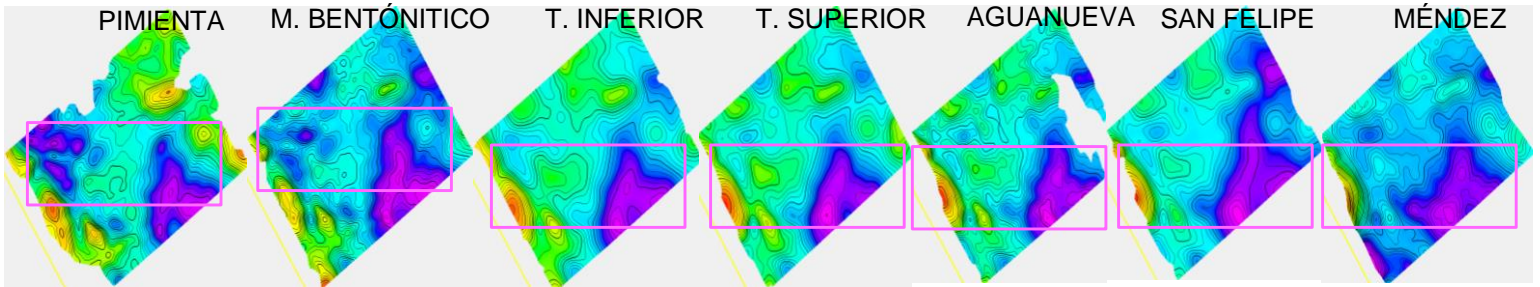


Figura 3.31 Mapas estructurales de las formaciones Pimienta a Méndez.

Los atributos de varianza aplicados a los niveles estratigráficos de interés confirman la presencia de fallas en la porción oeste del área, que, conjugados con la formación de anticlinales con cierres estructurales definidos, resaltan la importancia de estos niveles en materia de prospección petrolera (Figura 3.32)

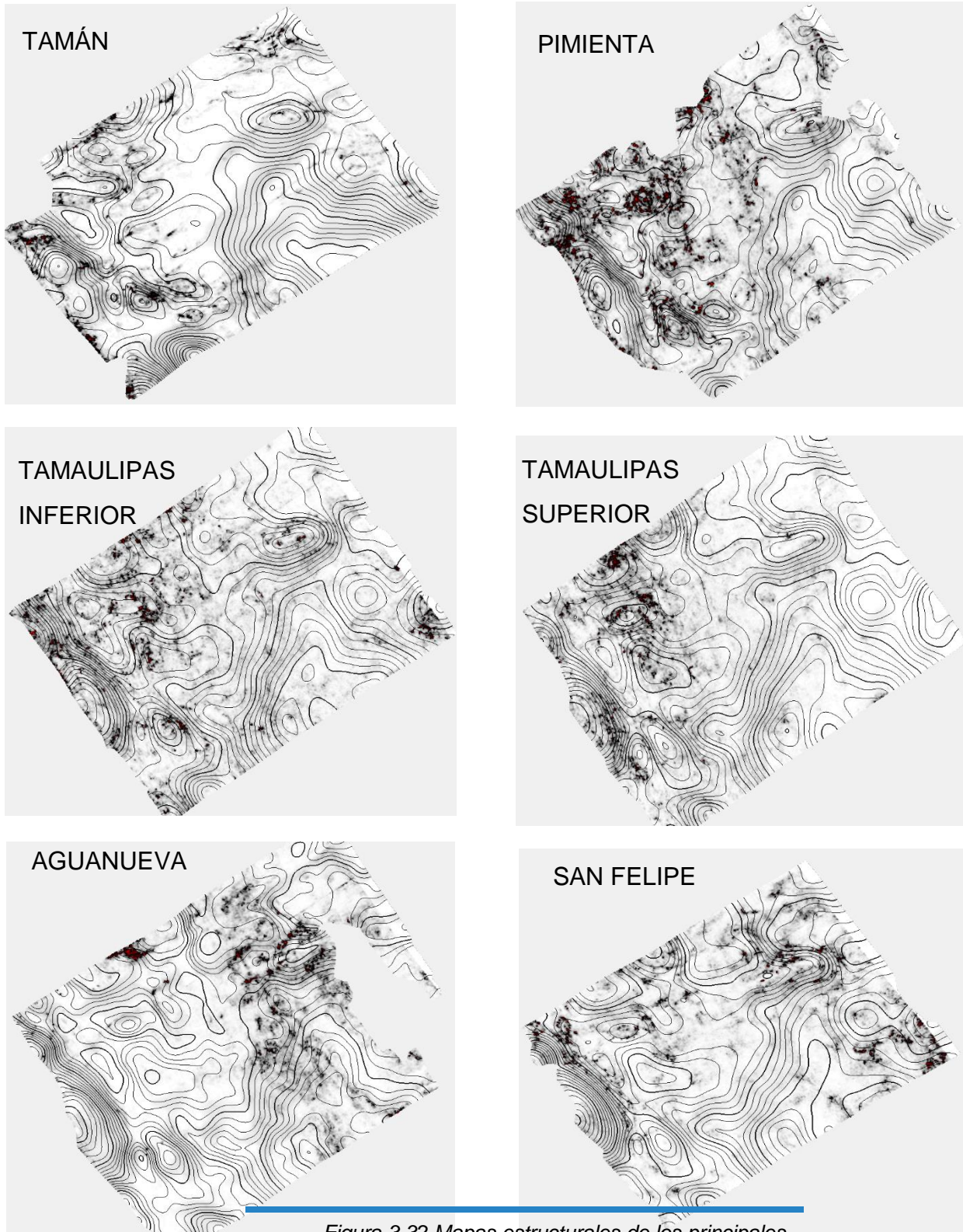


Figura 3.32 Mapas estructurales de los principales niveles de interés prospectivo con atributo de varianza.

Capítulo 4 | Generación de Prospectos

4.1 Descripción del proceso exploratorio en general

La exploración de hidrocarburos se define como la actividad o conjunto de actividades apoyadas de métodos directos e indirectos, con la finalidad de identificar, descubrir y evaluar las estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos en el subsuelo, estos métodos incluyen la fase de reconocimiento previo, estudios de superficie y estudios de subsuelo mediante la perforación de pozos, cuyo objetivo es evaluar la potencialidad petrolera de una región, reflejada en la generación de prospectos en la misma (SENER, 2015).

Puede considerarse como un método inductivo, al partir de estudios regionales a nivel de cuenca, pasando por el análisis del sistema petrolero, plays y finalmente generación de prospectos en un área específica, de manera que, cada concepto y su análisis forman parte del proceso, por lo cual el conocimiento y desarrollo de los mismos es fundamental y se muestra en este apartado.

4.1.1 Estudios de cuencas

Una cuenca es una depresión morfológica donde se acumula progresivamente el material que procede de la actividad química y bioquímica, o del intemperismo físico y mecánico de las rocas que conforman los relieves circundantes.

Se forman generalmente bajo regímenes tectónicos en procesos extensionales o transtensionales, compresivos o transpresivos o neutrales (poco común), con la generación de una depresión a través de fallas y bajo disponibilidad de sedimento para que se acumule en la misma.

Los procesos tectónicos mencionados ocurren principalmente a lo largo de los márgenes de las placas, y se pueden clasificar con base en el tipo de límite de placa a lo largo del cual estas se desarrollan, y con base en la posición específica que la cuenca ocupa a lo largo de dicho límite.

El relleno sedimentario incluye material rocoso, materia orgánica y agua. En ciertos casos, como con el carbón y algunos depósitos de carbonatos, el material sedimentario se forma in situ y en conjunto, forman capas superpuestas que representan edades geológicas sucesivas.

Para el estudio de cuencas sedimentarias se requieren hacer un conjunto de estudios que permitan evaluar sus características geológicas principales, como son:

1. Mecanismos de formación de las cuencas sedimentarias
2. Edad de la creación y del relleno de una cuenca sedimentaria
3. Interpretaciones geodinámicas de la historia tectónica
4. Deformaciones tectónicas del sedimento
5. Características del relleno sedimentario

4.1.2 Sistema petrolero

Un sistema petrolero está definido por los elementos y procesos que lo conforman, y su existencia depende de la ocurrencia de estos, ya sea conocida o con alta probabilidad de ocurrir.

Incluye principalmente la porción de la roca generadora activa y todas las acumulaciones de gas y aceite genéticamente relacionadas (Magoon, 1995) y cuyos elementos esenciales son:

- Roca generadora
- Roca almacén
- Roca sello

Que son los medios a través de los cuales ocurren los principales procesos del sistema:

- Formación de trampas
- Generación, migración y acumulación de hidrocarburos

Sin embargo, todos los elementos y procesos deben estar conectados en espacio y tiempo para propiciar que la materia orgánica incluida en la roca generadora pueda convertirse en una acumulación de petróleo.

Además, un sistema petrolero está limitado en tiempo y espacio, e individualmente pueden tener características singulares bajo estos aspectos.

Los tres principales aspectos temporales son:

- Edad: Tiempo requerido para el proceso de generación, migración y acumulación de hidrocarburos.
- Momento crítico: Tiempo en el que convergen la ocurrencia de la generación, migración y acumulación y momento de mayor probabilidad de entrapamiento y preservación de los hidrocarburos.
- Tiempo de preservación: Comienza después de los procesos de generación-migración-acumulación. Corresponde al tiempo geológico en el que los hidrocarburos se conservan o sufren cambios en sus acumulaciones por procesos de re-migración, degradación física o biológica o destrucción completa sin dejar evidencia.

Espacialmente, los elementos que caracterizan a un sistema petrolero son:

- Extensión geográfica: Determinada por el momento crítico y considerada como el área que delimita la porción de roca generadora activa, así como las acumulaciones migradas de hidrocarburos.
- Extensión estratigráfica: Extensión de unidades litológicas que engloban los elementos esenciales dentro de la extensión geográfica del sistema petrolero. Puede ser representada a través de una carta histórica de sepultamiento y de una sección estructural

La inclusión de todos los elementos y procesos del sistema es representado en una carta de eventos (Figura 4.1) que muestra la relación temporal de estos , el tiempo de preservación y el momento crítico de cada sistema.

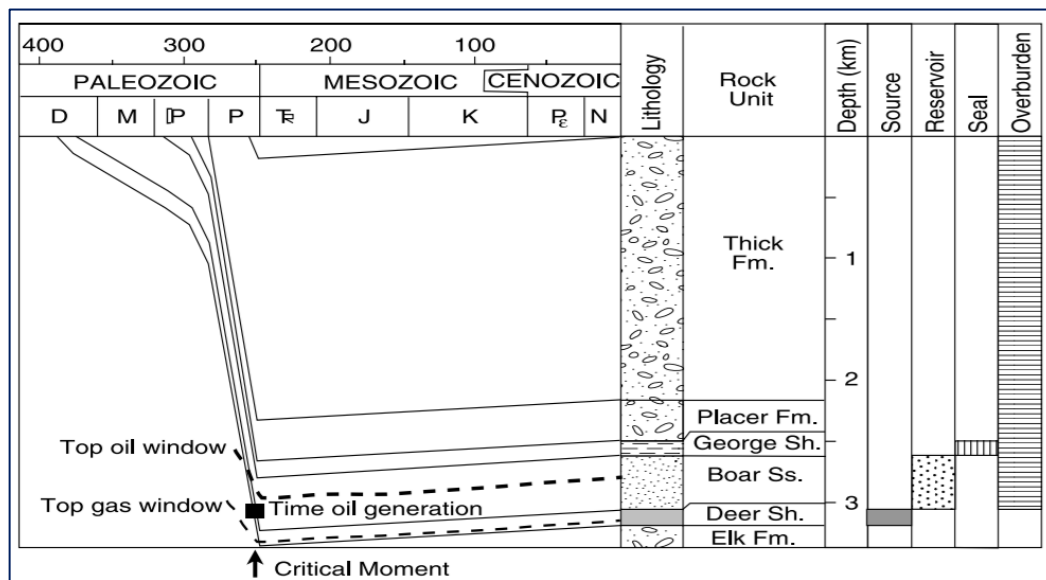


Figura 4.1 Ejemplar de carta de eventos de un sistema petrolero (Tomada de Magoon, 1995)

4.1.3 Plays

Un play se define como un conjunto de yacimientos de hidrocarburos, prospectos u oportunidades exploratorias con características geológicas similares como roca generadora, migración, roca almacén, estilo de entrapamiento y roca sello, así como carga de hidrocarburos, fluidos y propiedades de flujo (Schlumberger, 2010).

La relación que este concepto guarda con el sistema petrolero, se debe a que en un play las acumulaciones de petróleo son comerciales y no descubiertas y en un sistema petrolero, las ocurrencias de petróleo ya han sido descubiertas, de manera que un play puede ser aunado al estudio de un sistema petrolero en particular, denominándose play complementario (Magoon, 1995).

Por su parte, el concepto de sistema petrolero es útil de dos maneras en la exploración, ya que, puede comportarse como un caso de estudio para el descubrimiento de sistemas afines, o bien sirve para el establecimiento de nuevos plays para agregar nuevos campos de petróleo o gas al mismo sistema, y cuya relación se muestra en la siguiente ecuación:

$$PS_{total} = PS_{parcial} + CP1 + CP2 + CP3$$

donde,

PS_{total} = Sistema petrolero con la totalidad de sus yacimientos descubiertos.

$PS_{parcial}$ = Sistema petrolero con algunos yacimientos descubiertos.

$CP1, \dots$ = Plays complementarios usados para encontrar reservas o acumulaciones comerciales aún no descubiertas en el sistema.

4.1.4 Prospectos

Un prospecto es una trampa potencial que debe ser evaluada para determinar si contiene cantidades comerciales de petróleo. La ocurrencia de uno o dos prospectos relacionados geológicamente conforman un play y su existencia constituye el argumento que justifica la perforación de acumulaciones comerciales aún no descubiertas (Magoon, 1995).

El establecimiento de prospectos es considerado el objetivo de la exploración y se desarrolla en una última etapa de la misma, conocida como etapa de prospección cuyos objetivos son señalar los límites y volumen del yacimiento, determinar su potencial y la saturación de sus estratos y horizontes de aceite y gas, así como el cálculo de las reservas probadas de petróleo y la evaluación del riesgo y probabilidad de éxito con lo cual finalmente, de ser exitoso, se elaboran recomendaciones para poner el yacimiento en explotación.

4.1.4.1 Volumetría

La evaluación volumétrica de un prospecto es usada esencialmente para conocer la cantidad de hidrocarburo original en sitio, ya sea petróleo, gas, condensado, entre otros y consiste en una ecuación que nos permitirá por medio de algunos parámetros característicos del yacimiento predecir un estimado del contenido de hidrocarburos en una roca yacimiento específica.

Incluye por lo tanto el análisis de varios parámetros que la conforman, los cuales según su rango de importancia, se muestran en la figura 4.2 y que son obtenidos a través de estudios geológicos y geofísicos así como de datos de pozo y resultados del análisis sísmico, y cuyo origen puede estar determinado bajo métodos probabilísticos donde los parámetros son obtenidos por inferencia de

CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS

campos análogos, o determinísticos, donde los parámetros son obtenidos durante la perforación de pozos en el campo.

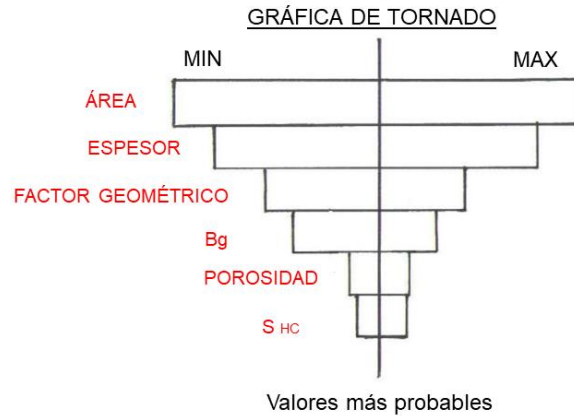


Figura 4.2 Gráfica de Tornado, donde la parte central representa la media de todos los parámetros que se ven indicados por los valores más probables. (Tomada de Petroleum Evaluation Associates, 2000).

Basado en los parámetros indispensables para el cálculo volumétrico, se puede deducir la ecuación general para determinar el volumen de hidrocarburo en un yacimiento:

$$N = A \times h \times \phi \times Sh$$

donde:

N = Cantidad de hidrocarburo contenido en el yacimiento a condiciones de yacimiento.

A= Extensión areal del yacimiento de hidrocarburos.

h= Espesor de la roca yacimiento (poroso).

ϕ = Porosidad del yacimiento.

Sh= Saturación de hidrocarburos.

Área

La selección de un área prospectiva se apoya en la observación de mapas estructurales sobre los cuales se eligen zonas de isopacas con cierres estructurales definidos o con tendencia a serlo, y se calcula un rango de valores para un prospecto en la parte superior del objetivo, este rango debe aproximarse a una distribución lognormal y corresponden a un rango de posibles columnas de hidrocarburos para el prospecto (Figura 4.3).

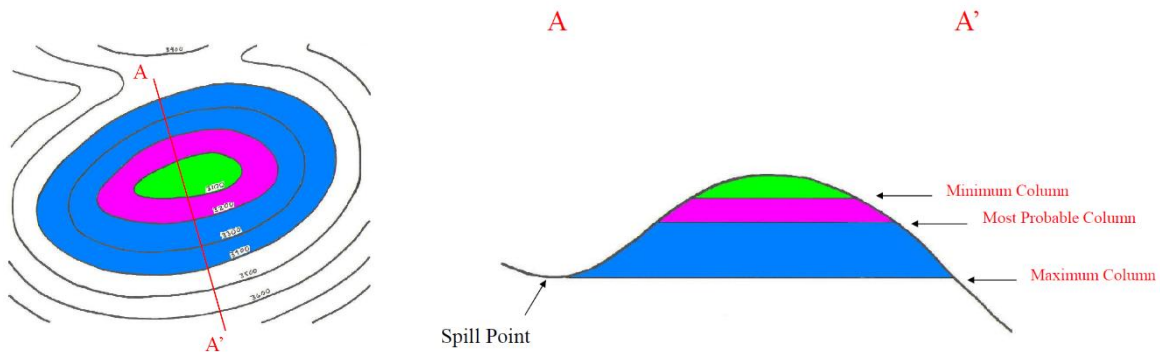


Figura 4.3 Selección de un área prospectiva con cierre estructural y división de rango de columnas con hidrocarburos (Tomada de Petroleum Evaluation Associates, 2000).

La selección de la columna máxima se define fácilmente por el punto de derrame (spill point), mientras que la mínima se basa en alguna característica distintiva, como el estilo de entrapamiento o atributos sísmicos que delimitan el área.

Una vez que se definen la columna o área mínima y máxima, se puede definir la más probable usando la relación:

$$\text{Más probable} = (\text{Min} * \text{Max})^{1/2}$$

Espeor

Se refiere a la determinación del espesor total de las capas de roca almacén en un paquete de rocas almacén y no almacén alternantes, teniendo como resultado espesor total o bruto, espesor neto y espesor neto impregnado y cuya definición de cada uno y su relación entre sí se puede observar de manera ilustrativa en la figura 4.4. El espesor bruto, representa el espesor completo del intervalo de la formación, incluso si incluye otras litologías menores, como intercalaciones de lutitas. El espesor neto es la suma de los intervalos en la cual el contenido de arena es mayor o igual al valor límite del cutoff de arcillosidad, el cual representa el límite fraccional del volumen de formación que se considera no productivo, por lo cual el valor de arena neta generalmente excluye otras litologías. El espesor neto impregnado reduce el espesor neto a solo aquellos intervalos que tienen la capacidad de almacenar y transmitir los fluidos del yacimiento, que es generalmente determinado con la aplicación de cutoffs de porosidad y permeabilidad, por lo cual el espesor neto impregnado o el pago neto (net pay) es la suma de los intervalos netos que contienen hidrocarburos por encima del límite del cutoff de saturación de agua (Portal del Petroleo, 2017).

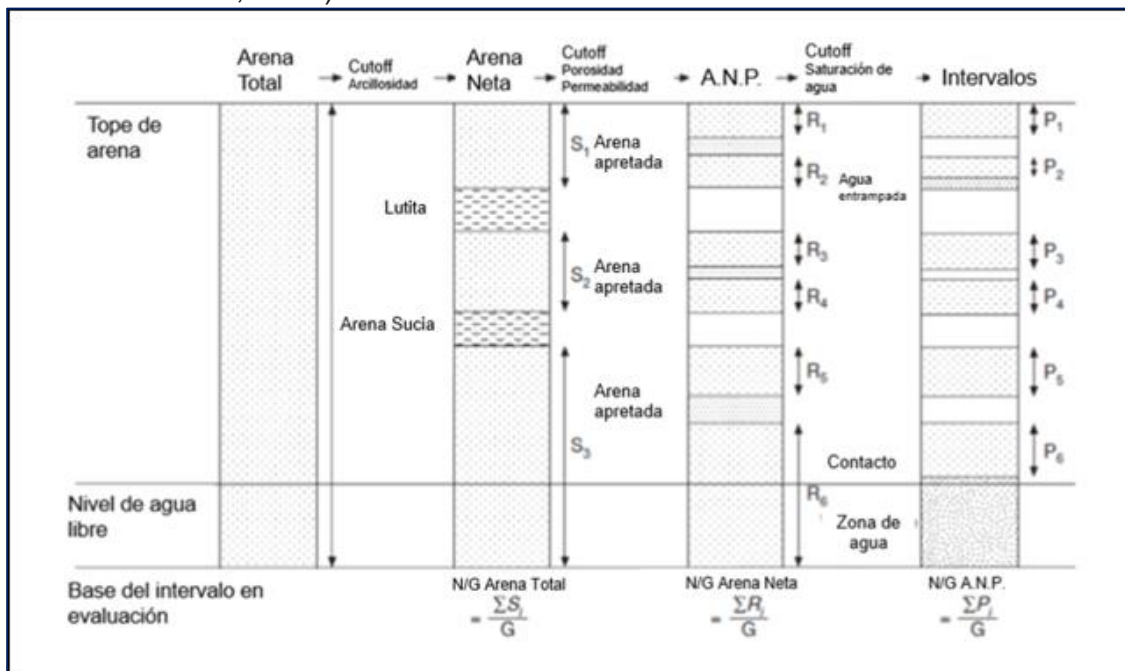


Figura 4.4 Definiciones de Arena Total, Arena Neta y Arena Neta Petrolífera en base a criterios de cutoff usados en las evaluaciones petrofísicas. (Tomada de Portal del Petróleo).

Porosidad

La porosidad es la fracción de volumen de roca ocupada por el espacio poroso (Jorden y Campbell,1984). De acuerdo a su origen, la porosidad se define como el volumen de todos los poros, fracturas, grietas, etc., de una muestra relacionadas con el volumen total de la misma.

Para efectos de volumetría podemos definir a la porosidad como una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos, como se muestra en la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\text{volumen de espacios para almacenar fluidos}}{\text{volumen total}}$$

Para la determinación de estos parámetros es necesario implementar métodos a través de análisis de registros sísmico, de densidad, neutrón, RMN y muestras de núcleos.

Saturación de hidrocarburos

El espacio poroso de la roca almacén está ocupado por fluidos que son esencialmente agua e hidrocarburos y cuyos volúmenes relativos son designados como saturaciones. La saturación de agua en la roca yacimiento es la fracción de volumen poroso ocupado por agua, mientras que la saturación de hidrocarburo en la roca yacimiento es la fracción del volumen poroso ocupado por hidrocarburos. La suma de la saturación de agua e hidrocarburos en la roca yacimiento es igual a 1. Esta relación está expresada como se muestra a continuación:

$$\mathbf{S_h + S_w = 1}$$

donde:

S_h = Saturación de hidrocarburos (fracción).

S_w = Saturación de agua (fracción).

De la que podemos deducir que la saturación de hidrocarburos está dada por la relación

$$S_h = 1 - S_w$$

4.1.4.2 Riesgo

El riesgo se define como la combinación de la probabilidad de que se produzca un evento y sus consecuencias negativas y se expresa como el producto de dos factores: amenaza y vulnerabilidad.

Dentro de la exploración petrolera el establecimiento de prospectos debe ir aunado a un último pero decisivo paso que es una metodología para cuantificar el grado del riesgo geológico en la exploración, reducir su incertidumbre y mejorar la toma de decisiones con su consecuente impacto económico.

Tras la evaluación de tres variables independientes, durante el proceso de exploración: carga de petróleo (fluidos), trampa y sincronía. El riesgo puede ser determinado multiplicando estas tres variables:

$$\text{Riesgo} = \text{carga} \times \text{trampa} \times \text{sincronía}$$

Cada variable independiente tiene el mismo peso porque si alguna variable está ausente (0), el prospecto es un fracaso; si todas las variables están presentes (1.0),

el prospecto es un éxito comercial. Por lo tanto, cada variable independiente se puede evaluar en una escala de cero a uno (0-1.0), (Magoon, 1995).

Además de esto, el establecimiento cualitativo del riesgo de un prospecto puede hacerse conociendo la extensión geográfica del sistema, como se muestra en la figura 4.5 y estipulando que el establecimiento de un play complementario se encuentra en la ruta de migración para este sistema petrolero, de manera que un play ubicado dentro o fuera de la extensión geográfica del sistema tiene el siguiente nivel de riesgo:

1. Menor riesgo: con acumulaciones que rodean la trampa.
2. Algún riesgo: con acumulaciones ubicadas en tres lados.
3. Más riesgoso: con acumulaciones ubicadas en un solo lado
4. Mayor riesgo: con acumulaciones distantes del prospecto

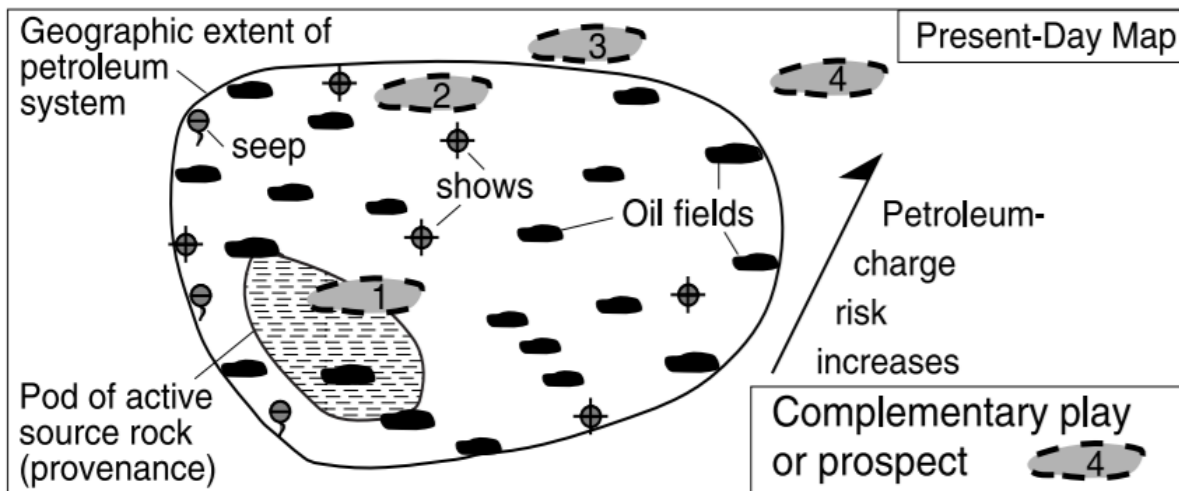


Figura 4.5 Extensión geográfica de un sistema petrolero y riesgo para ubicación de sus distintos prospectos (Tomada de Magoon, 1995).

Por último, un aspecto importante a considerar es la relación entre el tiempo de proceso de exploración vs la perforación de prospectos con indicios de acumulación de hidrocarburos, como se muestra en la figura 4.6, donde los gráficos resumen conceptualmente el proceso de exploración relativo al tiempo. El gráfico superior muestra que un sistema petrolero comienza con solo prospectos (1.00 o 100%); con el tiempo, algunos o todos de esos prospectos se convierten en campos de petróleo (gas), y dependiendo del tiempo que transcurra, puede ser indicado como un fracaso comercial o no, mientras, que el gráfico inferior muestra que el porcentaje más alto de las reservas acumuladas de petróleo se encuentran al principio del proceso de exploración, que es un buen indicio para definir a futuro un éxito comercial. Es decir, cuanto más rápido determinemos el tamaño y el alcance de un sistema petrolero, más probabilidades tendremos de decidir si continuamos perforando pozos exploratorios (Magoon, 1995).

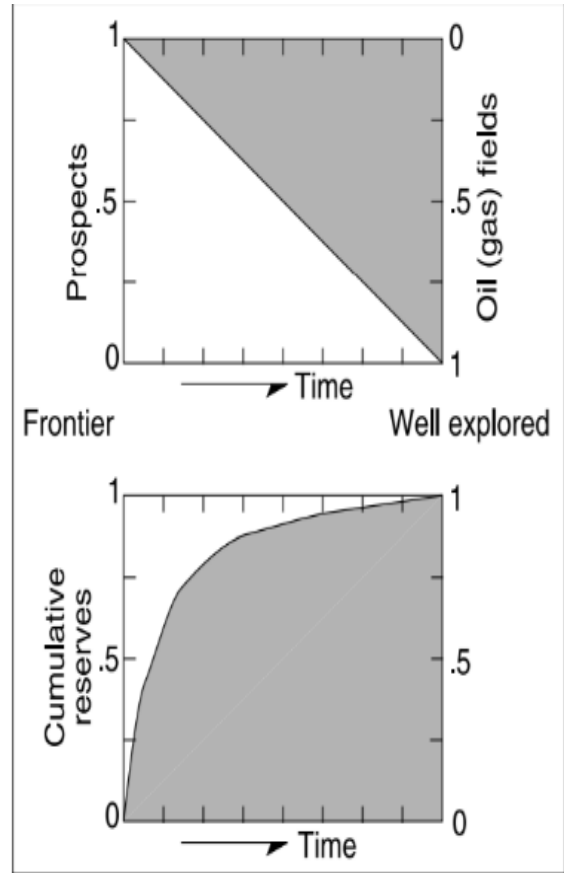


Figura 4.6 Gráficos de relación proceso de exploración vs tiempo (Tomada de Magoon, 1995).

4.2 El proceso exploratorio en el área de estudio

4.2.1 Características de la cuenca en la que se encuentra el área

La cuenca Tampico-Misantla es considerada actualmente una cuenca de margen pasiva, sin embargo su evolución ha sido afectada por distintos eventos tectónicos asociados al desarrollo del Golfo de México y que ha sido establecido en tres principales etapas.

La primer etapa se conoce como primer tectono-secuencia o etapa synrift donde ocurre la etapa de apertura del Golfo desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio en la que se formaron fosas bajo un régimen de fallamiento normal, las mismas que dieron lugar a la geometría de bloques de basamento de la cuenca Tampico Misantla y sobre los que se depositaron lechos rojos continentales, que precedidos de un ciclo de cambios eustáticos marinos de transgresión , regresión y transgresión dieron lugar al depósito de sedimentos tipo flysh, clásticos y calizas y lutitas calcáreas respectivamente, desarrollándose además rampas carbonatas en los altos del basamento y calizas arcillosas negras de cuenca. El fin de esta etapa está marcada por una superficie de máxima inundación durante el Tithoniano que termina por sepultar los altos de basamento aun emergidos y da lugar al depósito de calizas arcillosas de cuenca .

La segunda tectonosecuencia, se caracteriza por el establecimiento del Golfo de México que da lugar a una margen pasiva durante el Jurásico Tardío, en donde ocurre el desarrollo de cuencas de mares profundos por subsidencia térmica, seguido de una trasgresión que desarrolla el depósito de carbonatos y plataformas carbonatadas.

Para el Cretácico tardío concluye el periodo de margen pasiva con el desarrollo de la Orogenia Laramide que da lugar a la tercer tectonosecuencia que implicó el plegamiento y cabalgamiento por un régimen de fallamiento inverso de las rocas mesozoicas de occidente provocando a su vez subsidencia por flexura de corteza, dando origen a una cuenca de antepaís o antifosa de Chicontepec como hoy se conoce , sobre la que se depositaron sedimentos arcillo arenosos tipo flysh.

Más tarde, cesa la deformación y la colmatación de la antifosas, con lo que la provincia pasa a un régimen de margen pasiva nuevamente y debido a la carga sedimentaria terciaria ocurre la subsidencia y basculamiento del área hacia el Golfo de México, situación que hasta hoy predomina en la región.

4.2.2 Los sistemas petroleros del área

Para efectos prácticos, en este estudio, los diversos sistemas petroleros establecidos para el área han sido divididos en dos principales:

1. Sistema petrolero Jurásico Inferior - Jurásico Medio
2. Sistema petrolero Jurásico Superior – Cretácico

Las características propias de dichos sistemas han sido desarrolladas ampliamente en este trabajo (2.3 Geología petrolera) y la tabla 4.1 muestra el resumen de la relación de estas y sus principales elementos.

Sistema petrolero	Edad	Roca Generadora	Roca Almacén	Roca Sello	Trampa
Jurásico Inferior - Jurásico Medio	Sinemuriano	Formación Huayacocotla *Lutitas carbonosas con areniscas, limolitas y calizas arcillosas *Ambiente transicional *kerógeno II y III *COT = 0,1 - 4,6%		Lutitas calcáreas intraformacionales, anhidritas.	Sedimentos deltaicos con tendencia SW-NE, subparalela a los bloques del rift del Triásico-Jurásico Temprano
	Bathoniano		Formación Huehuetepic *Miembro inferior: calizas oolíticas y bioclásticas *Porosidad 8%		
Jurásico Superior – Cretácico	Oxfordiano	Formación Santiago *Lutitas carbonatadas negras, limolitas arcillosas, mudstones arcillo-piritizados y horizontes con nódulos calcáreos *Ambiente marino *kerógeno II *COT = 0,5 - 6,3%	Formación San Andrés *Calizas oolíticas y arenas calcáreas *Ambiente Transicional *Porosidad 9 -15%	Formación Pimienta	Las estructuras del Kimmeridgiano y Cretácico Inferior están asociadas a trampas estructurales, estratigráficas y combinadas, con el predominio de las últimas y formando alineamientos norte-sur asociadas a las fallas de rifting.
	Kimmeridgiano	Formación Tamán *Mudstones arcillosos, lutitas calcáreas laminares *Ambiente marino * kerógeno II * COT = 0,1 - 5,4%			
	Tithoniano	Formación Pimienta *Mudstones arcillosos negros, ligeramente piritizados, con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal *Ambiente marino *kerógeno II *COT = 0,4 - 6,5%			
	Cretácico Inferior Berriasiano		Formación Tamaulipas Inferior *Calizas oolíticas y arenas calcáreas transgresivas *Porosidad 9 - 15 %	Lutitas del Mioceno en ciertas áreas del borde oriental de la Plataforma de Tuxpan	
	Cretácico Medio Albiano		Formación Tamaulipas Superior *Mudstones y wackestones de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal	Rocas arcillosas terciarias, así como calizas compactas de plataforma interna interestratificadas correspondientes a eventos de máxima inundación	Las trampas de la franja Tamabra son combinadas, producto del acuífero y plegamiento de los flujos de escombros y turbiditas, por reactivación del basamento durante el evento compresivo.
	Cretácico Superior Turoniano –Santoniano		Formaciones Agua Nueva y San Felipe *Calizas arcillosas, con presencia de fracturas. *Porosidad 2 y 12%.	Calizas arcillosas y margas de la Formación Méndez.	Las trampas del Cretácico Superior son del tipo estructural y fueron formadas por la reactivación de las fallas del synrift, inversión y fracturamiento de las rocas a lo largo de ellas

Tabla 4.1 Resumen de los sistemas petroleros presentes en la Provincia Petrolera Tampico Misantla.

4.2.3 Plays de estudio

Durante el desarrollo comercial de la cuenca han sido establecidos alrededor de siete principales plays en diferentes niveles estratigráficos, y su estudio ha aportado además de información para la exploración, producción comercial en esta provincia.

Para este estudio en específico, se consideró retomar la información disponible al respecto para ajustarla al Mesozoico junto con el alcance y el trabajo previo disponible, así como los antecedentes teóricos, y que en conjunto llevaron a indicar para el área de estudio seis principales plays, de los cuales cuatro son preestablecidos y dos propuestos (hipotéticos) y cuyas características se muestran en la tabla 4.2.

Nombre	Edad	Litología	Sello	Trampa	Tipo de Hidrocarburo	Campos
Huehuetepec	Bathoniano	Miembro inferior: calizas oolíticas y bioclásticas	Lutitas calcareas intraformacionales, anhidritas.	Sedimentos deltaicos con tendencia SW-NE, subparalela a los bloques del rift del Triásico-Jurásico Temprano	(?)
Taman-San Andrés	Kimmeridgiano	Grainstones oolíticos. Porosidad primaria y secundaria	Formación Pimienta	Estratigráficas (acuñamientos contra altos de basamento, cambio de facies)	Aceite ligero	Arenque, San Andrés
Pimienta	Tithoniano	Mudstones arcillosos con intercalaciones de lutita negra laminar	Formación Pimienta	Estructurales, estratigráficas y combinadas, formando alineamientos norte-sur asociadas a las fallas de rifting.	(.)
Tamaulipas Inferior	Berriasiano	Calizas pelágicas fracturadas	Formación Tamaulipas Inferior (Otates)	Estructurales, combinadas (anticlinales, bajo discordancia)	Aceite pesado a ligero	Tamaulipas-Constituciones
Tamaulipas Superior	Albiano	Mudstones y wackestones de foraminíferos planctónicos Porosidad primaria y secundaria	Formación Agua nueva, San Felipe y Méndez	Combinadas (por cambio lateral de facies y basculamiento)	Aceite pesado a ligero	Poza Rica, Tres hermanos, Cerro Azul
San Felipe - Agua Nueva	Turoniano-Santoniano	Calizas fracturadas de cuenca	Formación Méndez	Estructurales (pliegues y zonas de fractura asociadas a fallas)	Aceite pesado a ligero	Ébano, Pánuco

Tabla 4.2 Plays en el área de estudio.

4.2.4 Flujo de trabajo para la generación de prospectos

Para el establecimiento y desarrollo de prospectos se han establecido una serie de pasos básicos que conforman el flujo de trabajo (Figura 4.7) de este estudio y que va desde análisis ya realizados en los primeros capítulos, tales como el estudio general del marco geológico del área, hasta el análisis de su sistema petrolero y plays y que son los antecedentes que sustentan la creación y la jerarquización de prospectos que es el objetivo de este trabajo y el tema en el siguiente apartado.

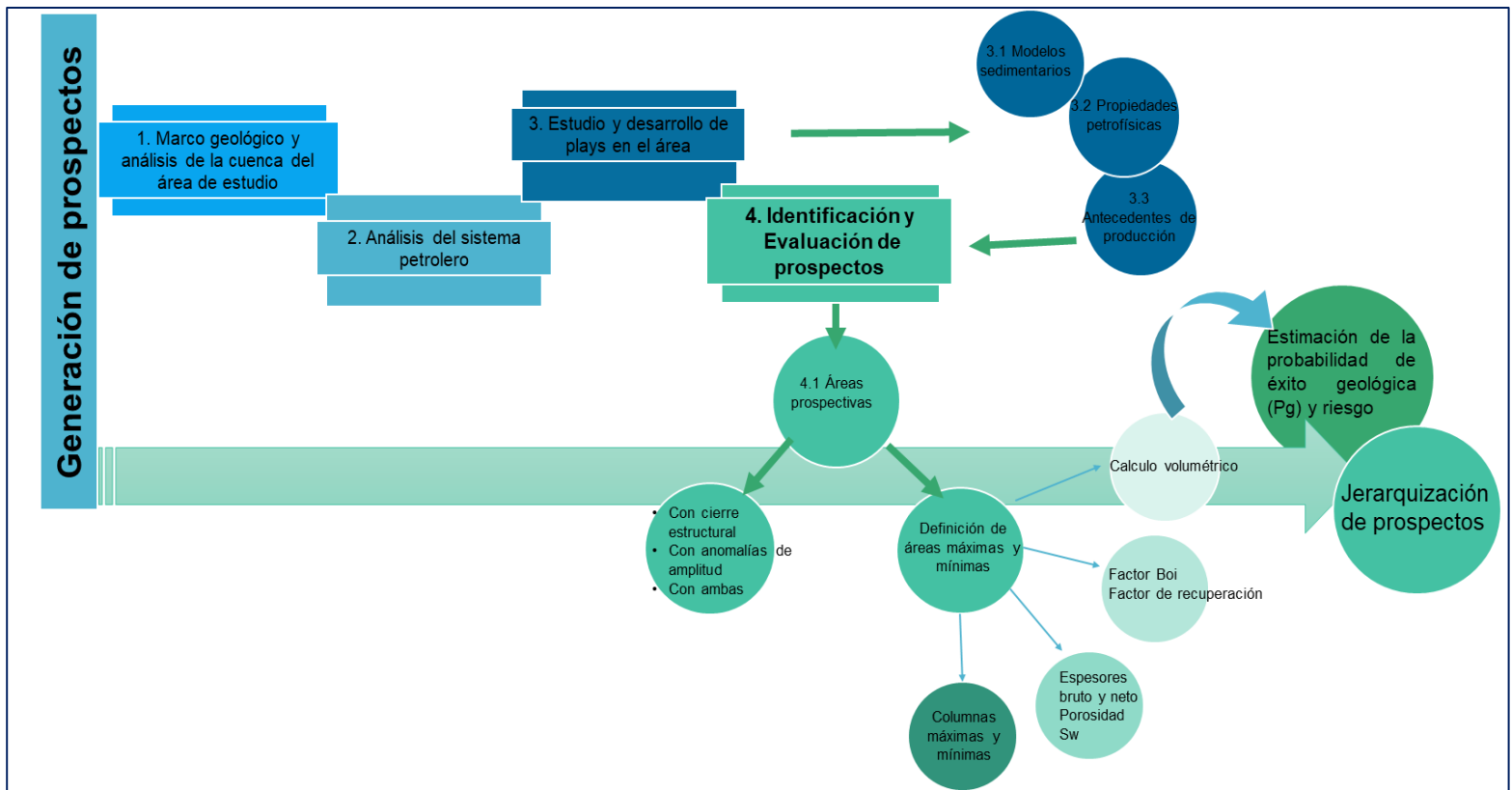


Figura 4.7 Flujo de trabajo para la generación de prospectos.

4.3 Identificación de prospectos

4.3.1 Análisis de información de subsuelo de los plays de interés

Como se indicó en el apartado 4.2.3 los plays establecidos para el área de estudio constan de seis para el Mesozoico, de los cuales cuatro son conocidos ampliamente y dos propuestos de acuerdo a la información recabada (Tabla 4.2).

Para alcanzar los objetivos de este trabajo, se recurrió a una selección de los plays más prominentes en cuanto a información disponible y mejor posible desarrollo de los mismos, resultando así, los plays Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe – Agua Nueva como los mejores objetivos sobre los que se identificaron prospectos relevantes y por lo tanto los plays de interés de este estudio.

4.3.1.1 Modelos sedimentarios

4.3.1.1.1 *Play Tamán*

Tras el desarrollo de una trasgresión marina en el Jurásico Medio, su aumento durante el Kimmerigiano y con una paleotopografía relativamente suave, se desarrollaron en los altos del basamento plataformas con depósitos de cuerpos formados por grainstone oolíticos, bioclastos con fragmentos de algas y corales de la Formación San Andrés en los bordes o partes estructurales más altas que cambian lateralmente a facies arcillosas de ambientes de rampa media a externa de la Formación Chipoco y que con el aumento de la transgresión cambiaron lateralmente y subyacen en algunos puntos por el depósito de calizas negras de cuenca de la Formación Tamán, la cual según sus estructuras sedimentarias primarias indican condiciones de alta energía temporal, producida por corrientes de turbidez que dieron como resultado un miembro inferior constituido de caliza

micrítica gris oscura a negra de estratificación media a gruesa, con interlechos delgados de lutita negra; mientras que el miembro superior consiste en caliza micrítica negra de estratificación delgada, con interlechos de lutita negra y limolita.

4.3.1.1.2 Play Tamaulipas Inferior

A partir del Jurásico Tardío se presenta un amplio margen pasivo que se relaciona con el establecimiento del Golfo de México. Este margen pasivo aunado a un proceso de subsidencia térmica, provocaron que las áreas bajas se fueran profundizando dando lugar a cuencas de mares profundos en donde se depositaron los tres miembros de la Formación Tamaulipas Inferior (Miembro calcarenítico, Miembro Bentonítico y Miembro Calizas Cremas).

4.3.1.1.1 Play San Felipe- Agua Nueva

A finales del Cenomaniano la plataforma sufre una exposición subaérea particularmente prolongada, con la transgresión subsiguiente se restablece temporalmente la sedimentación carbonatada somera, pero la tasa de sedimentación no alcanza a mantener el paso con el ascenso relativo en el nivel del mar y la plataforma se ahoga depositándose calizas pelágicas carbonosas de la Formación Agua Nueva que de acuerdo con Padilla y Sánchez (1978) representa un ambiente de depósito marino normal intranerítico y cuya profundidad de los mares durante el Turoniano era mayor hacia el este-noreste en donde se depositó la unidad. Posteriormente se depositan calizas bentoníticas de la Formación San Felipe la cual presenta una amplia distribución con litología dominante de mudstones y wackestones bentoníticos depositados en un ambiente de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del Occidente de México.

4.3.1.2 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas de los 3 plays de interés en este estudio se muestran en la Tabla 4.3, donde se observan además de los espesores brutos y netos por pozo, los valores ponderados máximo, mínimo y promedio para los mismos y para porosidad, saturación de agua y Boi respectivamente.

PLAY		POZO	ESPESOR BRUTO	ESPESOR NETO	POROSIDAD	Sw	Boi
TAMÁN		V-01	150	45	-	-	-
		X-01	55	16.5	-	-	-
		Y-01	72	21.6	-	-	-
		MÁXIMO	150	45	-	-	-
	MÍNIMO	55	16.5	-	-	-	
	PROMEDIO	92	27.7	10.40%	36%	1.81	
TAMAULIPAS INFERIOR		V-01	411	31.3	12%	20%	-
		X-01	430	12.3	10.70%	26%	-
		Y-01	450	3.1	8.70%	28%	-
		MÁXIMO	450	31.3	12.00%	28%	-
	MÍNIMO	411	3.1	8.70%	20%	-	
	PROMEDIO	430	15.6	10.45%	24.67%	1.63	
SAN FELIPE-AGUA NUEVA		V-01	189	6.1	17%	32%	-
		X-01	217	17.5	10.40%	30%	-
		Y-01	225	5.3	8.40%	34%	-
		MÁXIMO	225	17.5	17.00%	34%	-
	MÍNIMO	189	5.3	8.40%	30%	-	
	PROMEDIO	210	9.6	11.93%	32.00%	0.85	

Tabla 4.3 Propiedades petrofísicas de los plays de interés.

4.3.1.3 Antecedentes de producción

El volumen original para el área de estudio es de 1,955.47 MMbl de aceite y 725.19 MMMpc de gas; con un factor de recuperación de 9 % para el aceite y 64 % para el gas, se tienen unas reservas originales 159.042 MMbbls de aceite y 429.732 MMMpc de gas. La producción acumulada de 522.269 Mbl de aceite y 272.880MMMpc de gas, para unas reservas remanentes 2P estimadas son 158.52 MMbl de aceite y 429.46 MMMpc para el gas, como se muestra en la tabla 4.4, (Humapa, 2013).

Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original		Factores de recuperación		Producción acumulada		Reservas remanentes 2P	
	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (Mbl)	Gas (MMpc)	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)
128	1,955.47	725.19	9.0	64.0	522.269	272.8	158.52	429.46

Tabla 4.4 Volumen original, producción y reservas remanentes del área contractual Humapa (Tomada de Humapa,2013):

Específicamente, según la información recabada, las reservas para dos de los principales plays se muestran en la tabla 4.5, en donde pueden observarse por encima los valores para las reservas en toda las categorías del play Tamán (PEMEX, 2012).

PLAY	OOIP (MMbo)	OGIP (Bcf)	Recursos Aceite (MMbo)	Recursos GAS (Bcf)
TAMÁN	926	933	46-93	188-372
TAMAULIPAS INFERIOR	1059	1067	74-159	300-640

Tabla 4.5 Reservas preestablecidas para el play Tamán y Tamaulipas Inferior.

4.3.2 Identificación y análisis de prospectos

En el área de estudio fueron identificados cuatro prospectos exploratorios, cada uno de ellos está asociado con los plays arriba descritos y que fueron denominados prospecto A, B, C y D. Su ubicación y distribución se muestra en la figura 4.8 y a continuación son descritos.

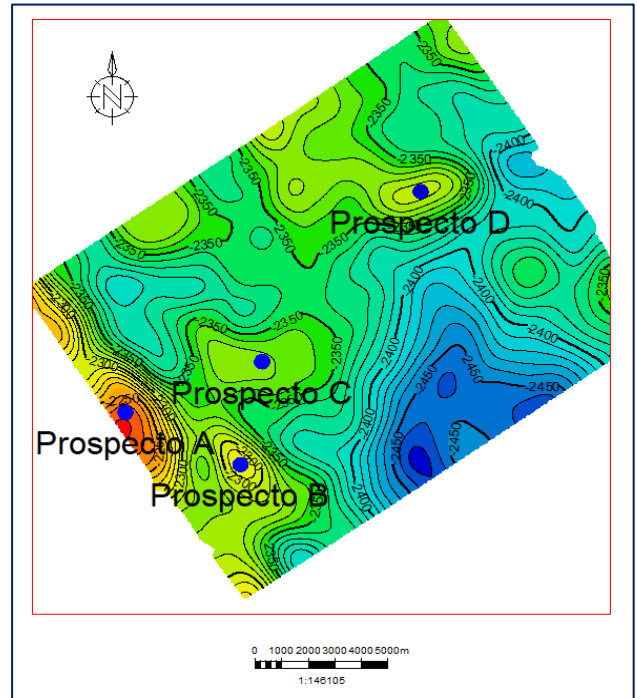


Figura 4.8 Mapa de distribución de los prospectos exploratorios identificados en el área.

4.3.2.1 Prospecto A

Se ubica sobre el anticlinal más prominente al W del área, propuesto con base en los cierres estructurales que mejor se encuentran definidos en la zona y que sirvieron de base para la definición de áreas mínimas delimitadas por polígonos blancos y máximas delimitadas con polígonos rojos, los cuales, a pesar de su delimitada presencia en la zona, fueron inferidos por su tendencia estructural como un cierre próximo definido, como se muestra en la figura 4.9.

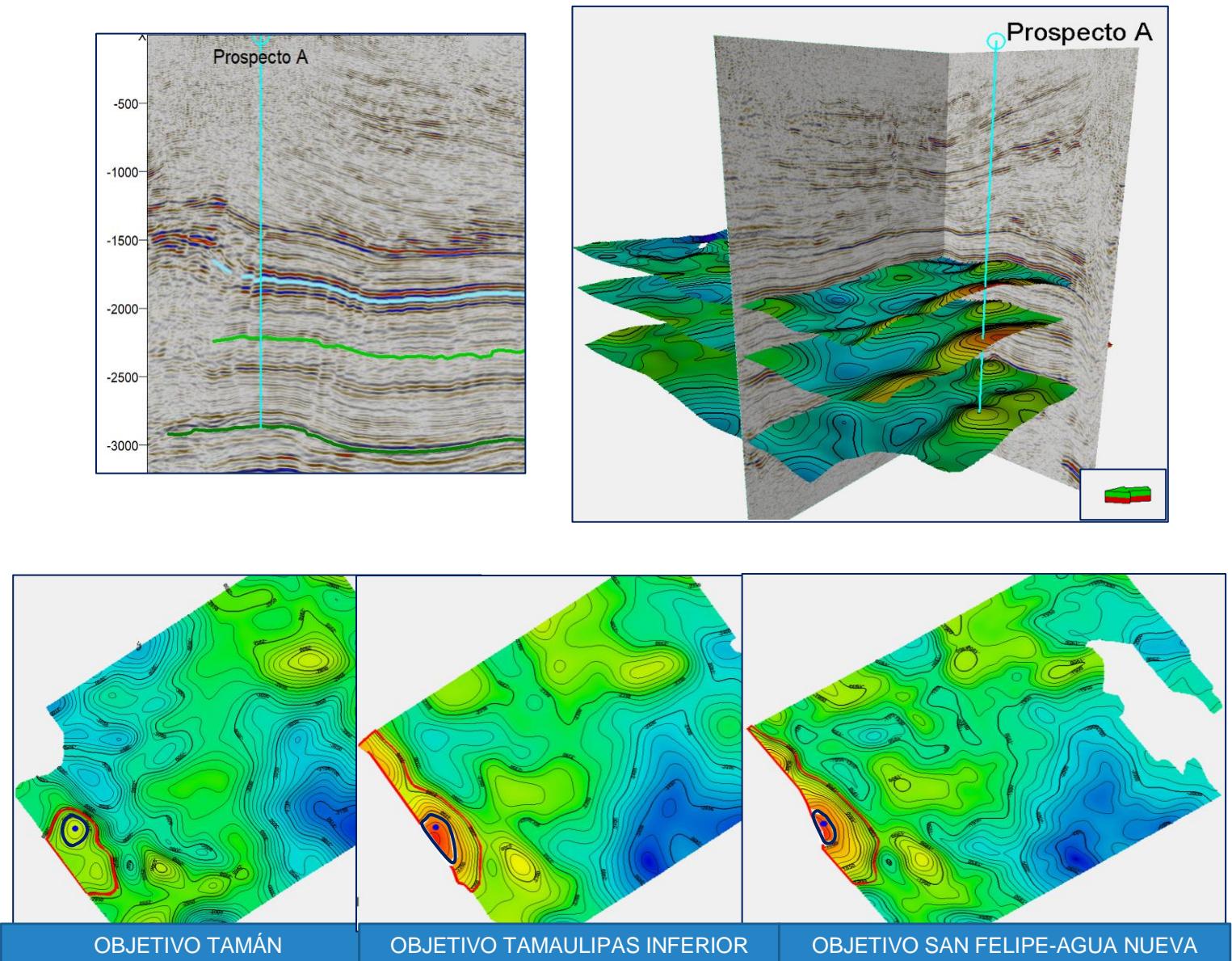


Figura 4.9 Ubicación y delimitación del prospecto A en sección sísmica 2D, 3D y definición de áreas mínimas y máximas sobre mapas estructurales de los objetivos de interés.

CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS

Para realizar el cálculo volumétrico, se determinaron los valores máximos (P90), mínimos (P10) y medios (Pmedia) para cada objetivo de los siguientes valores: áreas, propiedades petrofísicas, espesores bruto y neto, factor de volumen Boi y factor de recuperación, como se muestra en la tabla, donde puede observarse el recurso potencial de aceite en MMpce de 5.3, 4.96 y 4.7 para los objetivos Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe – Agua Nueva, siendo en este caso Tamán el objetivo con mayor potencial, asociado a los mayores espesores netos y mejores propiedades petrofísicas así como Boi y factores de recuperación más altos, como se muestra en la tabla 4.6.

PROSPECTO	OBJETIVO	P	ÁREA	ESPESOR BRUTO	ESPESOR NETO	FACTOR GEOMETRICO	N/B	POROSIDAD	1-SW	Boi	FRA	VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE (MMpce)	RECURSOS POTENCIALES ACEITE (MMpce)
A	TAMÁN	P90	1.25	55	16.5	0.81	0.3	9.88	0.66	1.72	0.12	24.39	5.3
		Pmedia	4.4	92	29.2	-	0.3	9	0.64	1.8	0.15		
		P10	9.13	150	45	0.95	0.3	10.92	0.63	1.9	0.18		
	TAMAULIPAS INFERIOR	P90	2.42	411	3.1	0.91	0.007	8.7	0.8	1.5485	0.1	28.48	4.96
		Pmedia	7.3	430	14	-	0.03	10	0.76	1.629	0.12		
		P10	14.5	450	31.3	0.98	0.06	12	0.72	1.7115	0.14		
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	P90	0.961	189	5.3	0.95	0.02	8.4	0.7	0.8075	0.08	35.83	4.7
		Pmedia	5.6	210	10.6	-	0.04	12	0.68	0.845	0.09		
		P10	13.5	225	17.5	0.98	0.07	17	0.66	0.8925	0.1		

Tabla 4.6 Valores ponderados de parámetros físicos para el cálculo volumétrico para los tres objetivos del prospecto A.

4.3.2.2 Prospecto B

Se ubica sobre el segundo anticlinal más prominente hacia al SW del área, propuesto con base en los cierres estructurales observados, asimismo como en la definición de áreas mínimas y máximas en blanco y rojo respectivamente, que se encuentran distribuidas en todos los objetivos como se muestra en la figura 4.10.

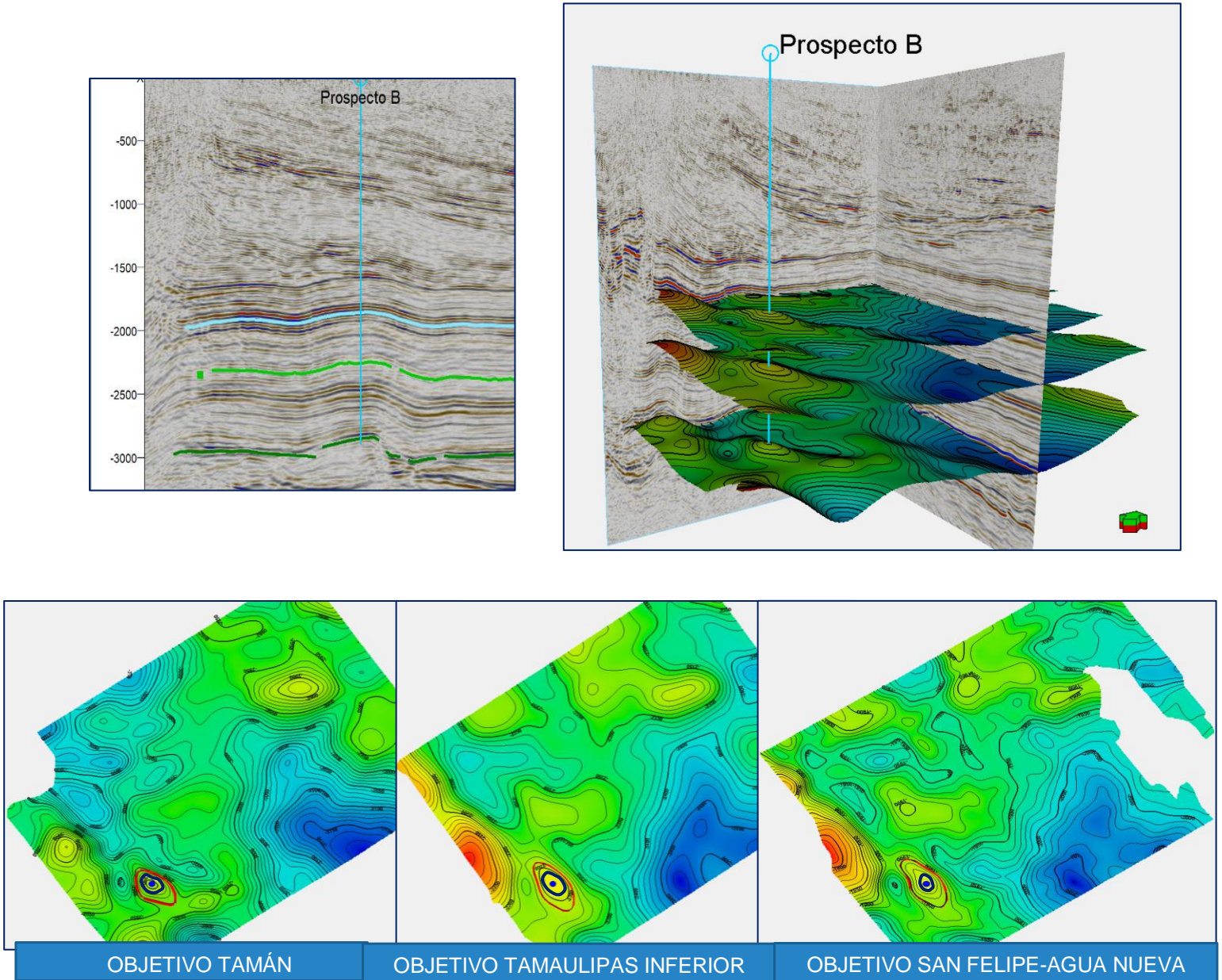


Figura 4.10 Ubicación y delimitación del prospecto B en sección sísmica 2D, 3D y definición de áreas mínimas y máximas sobre mapas estructurales de los objetivos de interés.

CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS

Para el cálculo volumétrico, se determinaron los valores máximos (P90), mínimos (P10) y medios (Pmedia) de áreas, propiedades petrofísicas, espesores bruto y neto, factor de volumen Boi y factor de recuperación, para los tres objetivos, como se muestra en la tabla 4.7, donde finalmente se calculó el recurso potencial en MMpce en 1.53, 1.32 y 1.13 Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe – Agua Nueva, respectivamente, teniendo así valores con una variación mínima para los recursos de los tres objetivos.

PROSPECTO	OBJETIVO	P	ÁREA	ESPESOR BRUTO	ESPESOR NETO	FACTOR GEOMETRICO	N/B	POROSIDAD	1-SW	Boi	FRA	VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE (MMpce)	RECURSOS POTENCIALES ACEITE (MMpce)
B	TAMÁN	P90	2.45	55	16.5	0.71	0.3	9.88	0.66	1.72	0.12	7.05	1.53
		Pmedia	1.4	92	29.2	-	0.3	9	0.64	1.8	0.15		
		P10	0.572	150	45	0.91	0.3	10.92	0.63	1.9	0.18		
	TAMAULIPAS INFERIOR	P90	0.833178	411	3.1	0.78	0.007	8.7	0.8	1.5485	0.1	7.55	1.32
		Pmedia	2	430	14	-	0.03	10	0.76	1.629	0.12		
		P10	3.59	450	31.3	0.98	0.06	12	0.72	1.7115	0.14		
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	P90	0.281777	189	5.3	0.91	0.02	8.4	0.7	0.8075	0.08	8.59	1.13
		Pmedia	1.4	210	10.6	-	0.04	12	0.68	0.845	0.09		
		P10	3.11	225	17.5	0.98	0.07	17	0.66	0.8925	0.1		

Tabla 4.7 Valores ponderados de parámetros físicos para el cálculo volumétrico para los tres objetivos del prospecto B.

4.3.2.3 Prospecto C

Ubicado sobre un anticlinal poco prominente hacia el centro del área, fue elegido con base en los cierres estructurales que, aunque no muestran un relieve prominente, sus curvas de nivel si tiene un cierre definido observado en los tres objetivos, por lo cual se decidió como un posible prospecto sobre el que se hicieron la definición de áreas mínimas y máximas en blanco y rojo respectivamente, como se muestra en la figura 4.11.

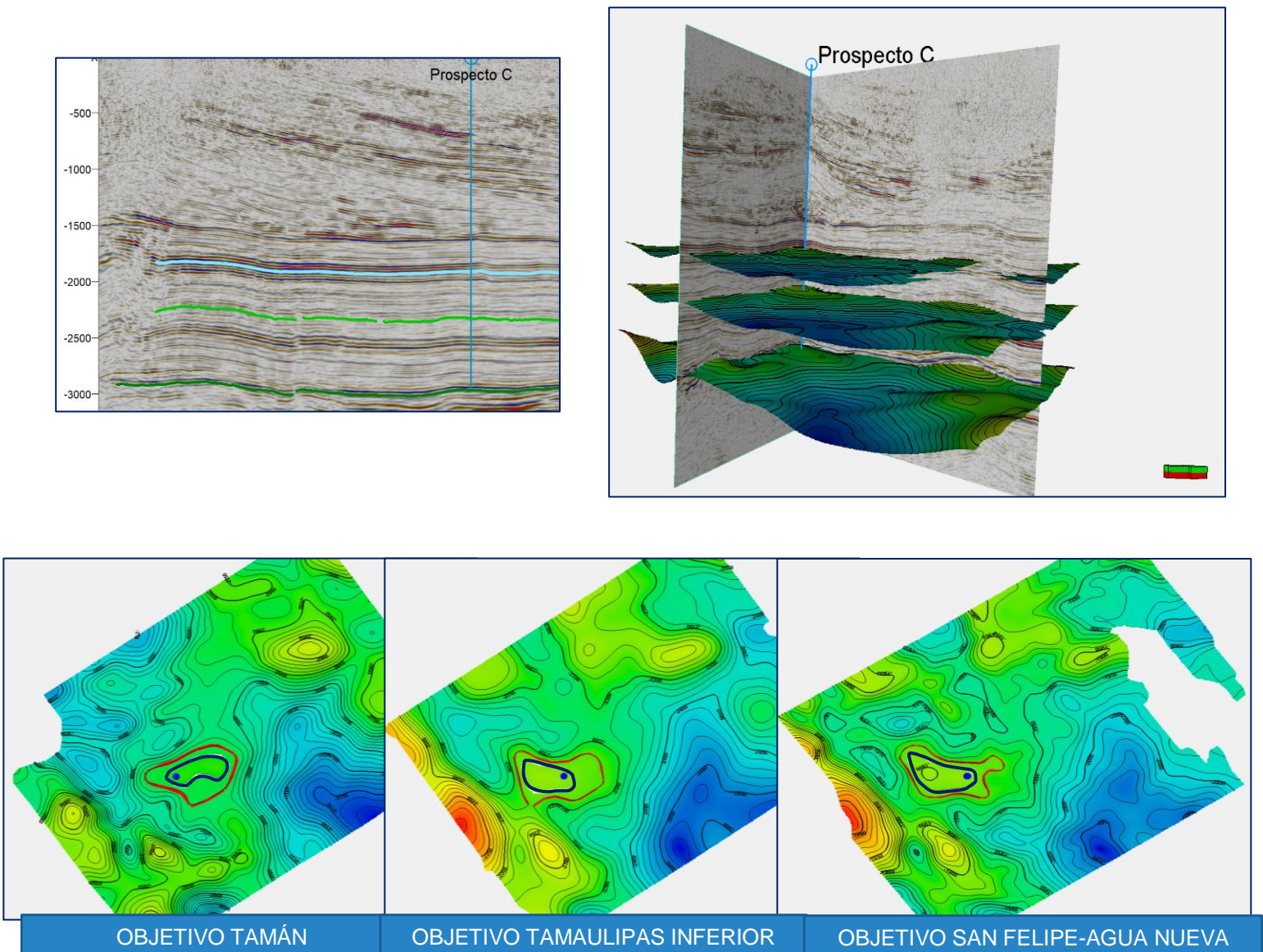


Figura 4.11 Ubicación y delimitación del prospecto C en sección sísmica 2D, 3D y definición de áreas mínimas y máximas sobre mapas estructurales de los objetivos de interés.

CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS

Para realizar el cálculo volumétrico, se determinaron los valores máximos (P90), mínimos (P10) y medios (Pmedia) para cada objetivo de los siguientes valores: áreas, propiedades petrofísicas, espesores bruto y neto, factor de volumen Boi y factor de recuperación, como se muestra en la tabla, donde puede observarse el recurso potencial de aceite en MMpce de 5.74, 43.71 y 2.54 para los objetivos Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe – Agua Nueva, siendo en este caso Tamán el objetivo con mayor potencial, asociado a los mayores espesores netos y mejores propiedades petrofísicas así como Boi y factores de recuperación más altos, como se muestra en la tabla 4.8.

PROSPECTO	OBJETIVO	P	ÁREA	ESPEJOR BRUTO	ESPEJOR NETO	FACTOR GEOMETRICO	N/B	POROSIDAD	1-SW	Boi	FRA	VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE (MMpce)	RECURSOS POTENCIALES ACEITE (MMpce)
C	TAMÁN	P90	2.76	55	16.5	0.68	0.3	9.88	0.66	1.72	0.12	26.41	5.74
		Pmedia	5.3	92	29.2	-	0.3	9	0.64	1.8	0.15		
		P10	8.55	150	45	0.88	0.3	10.92	0.63	1.9	0.18		
	TAMAULIPAS INFERIOR	P90	2.99	411	3.1	0.68	0.007	8.7	0.8	1.5485	0.1	21.28	3.71
		Pmedia	5.7	430	14	-	0.03	10	0.76	1.629	0.12		
		P10	9.28	450	31.3	0.98	0.06	12	0.72	1.7115	0.14		
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	P90	0.375	189	5.3	0.88	0.02	8.4	0.7	0.8075	0.08	19.32	2.54
		Pmedia	3.1	210	10.6	-	0.04	12	0.68	0.845	0.09		
		P10	7.85	225	17.5	0.98	0.07	17	0.66	0.8925	0.1		

Tabla 4.8 Valores ponderados de parámetros físicos para el cálculo volumétrico para los tres objetivos del prospecto C.

4.3.2.4 Prospecto D

Se ubica sobre un pequeño anticlinal al NE del área, propuesto con base en los cierres estructurales observados en los tres objetivos y que sirvieron de base para la definición de áreas mínimas delimitadas por polígonos blancos y máximas delimitadas con polígonos rojos, como se muestra en la figura 4.12.

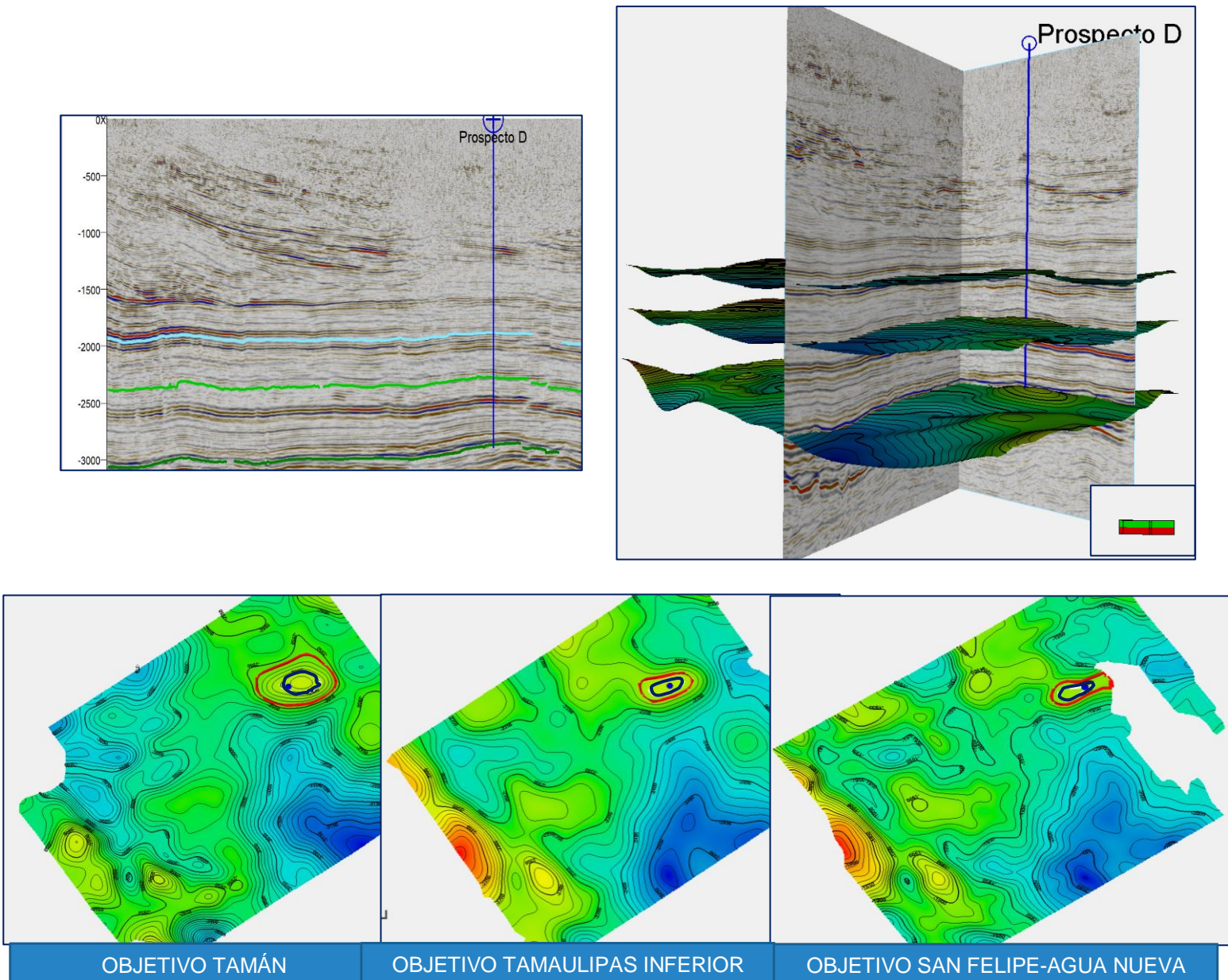


Figura 4.12 Ubicación y delimitación del prospecto D en sección sísmica 2D, 3D y definición de áreas mínimas y máximas sobre mapas estructurales de los objetivos de interés.

CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS

Para el cálculo volumétrico, se determinaron los valores máximos (P90), mínimos (P10) y medios (Pmedia) de áreas, propiedades petrofísicas, espesores bruto y neto, factor de volumen Boi y factor de recuperación, para los tres objetivos, como se muestra en la tabla 4.9, donde finalmente se calculó el recurso potencial en MMpce en 5.12, 1.15 y 1.13 para Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe – Agua Nueva, respectivamente, teniendo así una superioridad significativa de los recursos para Tamán respecto a los otros dos objetivos.

PROSPECTO	OBJETIVO	P	ÁREA	ESPEJOR BRUTO	ESPEJOR NETO	FACTOR GEOMETRICO	N/B	POROSIDAD	1-SW	Boi	FRA	VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE (MMpce)	RECURSOS POTENCIALES ACEITE (MMpce)
D	TAMÁN	P90	1.6	55	16.5	0.84	0.3	9.88	0.66	1.72	0.12	23.55	5.12
		Pmedia	4.3	92	29.2	-	0.3	9	0.64	1.8	0.15		
		P10	8.17	150	45	0.95	0.3	10.92	0.63	1.9	0.18		
	TAMAULIPAS INFERIOR	P90	0.946	411	3.1	0.68	0.007	8.7	0.8	1.5485	0.1	6.58	1.15
		Pmedia	1.8	430	14	-	0.03	10	0.76	1.629	0.12		
		P10	2.83	450	31.3	0.98	0.06	12	0.72	1.7115	0.14		
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	P90	0.645	189	5.3	0.84	0.02	8.4	0.7	0.8075	0.08	8.61	1.13
		Pmedia	1.4	210	10.6	-	0.04	12	0.68	0.845	0.09		
		P10	2.4	225	17.5	0.98	0.07	17	0.66	0.8925	0.1		

Tabla 4.9 Valores ponderados de parámetros físicos para el cálculo volumétrico para los tres objetivos del prospecto D.

4.3.2.5 Estimación de la probabilidad de éxito geológico (Pg)

Para el cálculo de la estimación de probabilidad de éxito geológico se tomaron en cuenta una serie de parámetros a considerar propios del play del que se trata como: sello, roca generadora, almacén, sincronía y migración, aunados a otros parámetros que tienen relación directa con las características y ubicación de cada prospecto, como lo son la geometría de la trampa y los sellos laterales o fallas circundantes, lo que implica una variación en el valor de estos parámetros por objetivo y para cada prospecto, teniendo así una probabilidad de éxito geológico en el prospecto A de 0.28 para Tamán, 0.29 Tamaulipas Inferior y 0.22 para Agua Nueva, con un promedio general para el prospecto de 0.26. Para el prospecto B, se tiene 0.32 para Tamán, 0.33 para Tamaulipas y 0.25 Agua Nueva y un promedio de 0.30. Respecto al prospecto C, se tiene 0.22, 0.25 y 0.19 para Tamán, Tamaulipas y Agua Nueva respectivamente, con un promedio de 0.22. Finalmente, para el prospecto D, se tienen probabilidades de éxito de 0.29, 0.33 y 0.25 para el mismo orden de objetivos, con un promedio de 0.29, como se muestra en la tabla 4.10.

De acuerdo con estos resultados, el orden de probabilidad de éxito geológico es Prospecto B siendo el más probable, seguido del D, A y finalmente C con menos probabilidad de éxito.

PROBABILIDADES	PROSPECTO A			PROSPECTO B			PROSPECTO C			PROSPECTO D		
	TAMAN	TI	SNFL-AGNV	TAMAN	TI	SNFL-AGNV	TAMAN	TI	SNFL-AGNV	TAMAN	TI	SNFL-AGNV
GEOMETRÍA DE LA TRAMPA	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
Características / Presencia	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
Confianza del mapa/Control de los datos	0.7	0.7	0.7	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
SELLO	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
Sello Superior	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8
Sello Lateral/Falla	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
ROCA GENERADORA	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.7
Capacidad de Carga Inicial	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7
Madurez de la Roca Generadora	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
ROCA ALMACENADORA	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.8	0.7
Presencia	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7
Características del Sistema Poroso	0.7	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9	0.7	0.8	0.9
SINCRONÍA Y MIGRACIÓN	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Sincronía	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Rutas de Migración	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Preservación	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO (Pg)	0.28	0.29	0.22	0.32	0.33	0.25	0.22	0.25	0.19	0.29	0.33	0.25
Pg medio	0.26			0.30			0.22			0.29		

Tabla 4.10 Parámetros y cálculo de la probabilidad de éxito geológico.

4.3.2.6 Jerarquización de prospectos

Para realizar la jerarquización de prospectos el criterio más común está basado en el cálculo del recurso medio arriesgado, el cual es el producto del recurso medio por la probabilidad de éxito, cálculo que se muestra en la siguiente tabla 4.11.

PROSPECTO	OBJETIVO	RECURSOS POTENCIALES ACEITE (MMbpce)	RECURSOS POTENCIALES ACEITE TOTALES (MMbpce)	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO (Pg)	Pg medio	RECURSO MEDIO ARRIESGADO (MMbpce)	JERARQUIZACIÓN
A	TAMÁN	5.3	14.96	0.28	0.26	3.89	1
	TAMAULIPAS INFERIOR	4.96		0.29			
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	4.7		0.22			
B	TAMÁN	1.53	3.98	0.32	0.3	1.19	4
	TAMAULIPAS INFERIOR	1.32		0.33			
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	1.13		0.25			
C	TAMÁN	5.74	11.99	0.22	0.22	2.64	2
	TAMAULIPAS INFERIOR	3.71		0.25			
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	2.54		0.19			
D	TAMÁN	5.12	7.4	0.29	0.29	2.15	3
	TAMAULIPAS INFERIOR	1.15		0.33			
	SAN FELIPE-AGUA NUEVA	1.13		0.25			

Tabla 4.11 Jerarquización de prospectos propuestos en el área de estudio.

CAPÍTULO 4. GENERACIÓN DE PROSPECTOS

De esta manera, como se muestra en la tabla, se consideró al prospecto A como el más importante al tener un recurso medio arriesgado de 3.89 Mmbpce, el C como el segundo con 2.64 Mmbpce, y en tercer lugar el D con 2.15 Mmbpce y finalmente el B con 1.19 Mmbpce.

Capítulo 5 | Conclusiones

- Con base en la interpretación de los datos geológicos y geofísicos del área fue posible confirmar la existencia en el subsuelo de secuencias de depósito que en edad varían del Jurásico Medio al Cuaternario Reciente.
- Las secuencias del Jurásico Medio, Cahuascal y Huehuetepic corresponden predominantemente a depósitos continentales y evaporíticos en menor medida, formados en una etapa contemporánea al rompimiento continental que antecede la apertura del Golfo de México. Las rocas del Jurásico Superior representadas por las formaciones Tepexic y Santiago fueron depositadas en la cuenca en la etapa final de rompimiento; mientras que las rocas de las formaciones Tamán y Pimienta en etapa de relleno sedimentario en las depresiones producto de la deformación extensional.
- Las rocas del Cretácico fueron ya depositadas en un ambiente en el que dominaba la deriva continental, aunque las del Cretácico Superior, particularmente las de la Formación Méndez corresponden a rellenos de cuenca de antepais asociada a la orogenia Laramide.
- El desarrollo de la cuenca Tampico Misantla durante el Mesozoico, estructuralmente se definió a través de dos principales eventos tectónicos, uno extensional y otro contraccional:
 - 1) Etapa extensional
 - El evento extensional está asociado a la etapa de apertura y expansión del Golfo de México durante el Triásico Tardío que afectó al basamento con procesos

synrift produciéndose fosas sobre las cuales se depositaron inicialmente los lechos rojos de la Formación Huizachal, la secuencia tipo flysch de la Formación Huayacocotla y los clásticos de la Formación Cahuascal, que subyacen a las rocas carbonatadas de ambiente de rampa y cuenca asociadas a ciclos de variaciones del nivel eustático, del Jurásico medio al Jurásico Superior Kimmeridgiano y que abarcan de la Formación Huehuetepec a la Formación Tamán.

- Estructuralmente, estas formaciones están afectadas por el fallamiento normal synrift distribuido en toda el área donde se puede observar una serie de fallas sintéticas predominantemente con caída al SW y que delimitan una serie de bloques caídos con vergencia al NE, característicos de esta zona, generando estructuras anticlinales a través de estos cinco niveles estratigráficos que muestran la misma posición y características con una alineación estructural preferencial NE-SW y con un cierre estructural definido, que son de importancia para la prospección petrolera.

2) Etapa contraccional

- Durante el Jurásico Superior Tithoniano, se presentó una superficie de máxima inundación que propició el depósito de calizas arcillosas de la Formación Pimienta que actualmente subyace a las rocas carbonatadas de mar abierto asociadas a un periodo de margen pasivo predominante durante el Cretácico y que corresponde a la Formación Tamaulipas Inferior a Méndez.
- Como resultado de la aproximación del evento Iaramídico que dio lugar a la Sierra Madre Oriental, desde finales del Cretácico las rocas mesozoicas de la parte occidental y norte de la provincia se vieron afectadas por dichos esfuerzos que produjeron pliegues y cabalgaduras que crearon fracturas en las rocas jurásicas y cretácicas, dando lugar a una serie de fallas inversas presentes en el

área y observables en secciones longitudinales en su porción oeste y que están representadas por anticlinales y sinclinales con alineamiento estructural preferencial NW-SE, que denota la dirección de los esfuerzos sobre el área durante esta etapa.

- Con base en las características de las formaciones de la cuenca, se definieron en ella dos sistemas petroleros:
 - 1) El sistema del Jurásico Inferior-Medio que corresponde a la Formación Huayacocotla como generadora y Huehuetepic como almacén.
 - 2) Las formaciones generadoras Santiago, Tamán, y Pimienta y los aceites producidos en las calizas oolíticas del Kimmeridgiano, las calizas arrecifales del Cretácico Inferior y Cretácico Medio, además de las calizas fracturadas del Cretácico Superior del sistema definido como Jurásico Superior-Cretácico.
- Convencionalmente, para el Mesozoico han sido establecidos seis principales plays para el área de estudio, de los cuales cuatro de ellos (Tamán- San Andres, Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y San Felipe – Agua Nueva) son preestablecidos y dos propuestos o hipotéticos (Huehuetepic y Pimienta).
- Para alcanzar los objetivos de este trabajo, se recurrió a una selección de los plays más prominentes en cuanto a información disponible y mejor posible desarrollo de los mismos, resultando así, los plays Tamán, Tamaulipas Inferior y San Felipe-Agua Nueva como los mejores objetivos sobre los que se identificaron prospectos relevantes y por lo tanto los plays de interés de este estudio y de los cuales se determinaron los valores máximos (P90), mínimos (P10) y medios (Pmedia) de los siguientes valores: áreas, propiedades petrofísicas, espesores bruto y neto, factor de volumen Boi y factor de recuperación, resultando que:

- El play con mayor área corresponde a Tamaulipas Inferior con una media de 7.3 Km² , seguido de San Felipe – Agua Nueva con 5.6 Km² y finalmente Tamán con 4.4 Km² .
- El espesor neto, la porosidad y la saturación de hidrocarburos son de 29.2, 0.09 y 0.64 , respectivamente para Tamán; 14, 0.10 y 0.76 para Tamaulipas Inferior y 10.6, 0.12 y 0.68 en San Felipe – Agua Nueva.
- Asociados a estos plays, se propusieron en el area cuatro prospectos exploratorios identificados como A, B, C y D, cuya ubicación fue asignada con base en las áreas mínimas y máximas y los cierres estructurales mejor definidos en los objetivos de interes, sobre los que se realizó el cálculo volumétrico, la probabilidad de éxito geológico y el recurso medio arriesgado para su jerarquización , resultando:
 - Prospecto A : 14. 96 Mmbpce de recurso potencial de aceite total, con una probabilidad de exito geologico de 0.26 y un recurso medio arriesgado de 3.89 Mmbpce.
 - Prospecto B : 3.98 Mmbpce de recurso potencial de aceite total, con una probabilidad de exito geologico de 0.3 y un recurso medio arriesgado de 1.19 Mmbpce.
 - Prospecto C : 11.99 Mmbpce de recurso potencial de aceite total, con una probabilidad de exito geologico de 0.22 y un recurso medio arriesgado de 2.64 Mmbpce.

CAPITULO 5. CONCLUSIONES

- Prospecto D : 7.4 Mmbpce de recurso potencial de aceite total, con una probabilidad de éxito geológico de 0.29 y un recurso medio arriesgado de 2.15 Mmbpce.

- Teniendo en cuenta los datos del recurso medio arriesgado para cada prospecto, la jerarquización de los mismos en orden de importancia por su nivel de producción y éxito, define al prospecto A como el más atractivo, seguido del C y D y finalmente el B con el menor recurso, y el que de entre todos tiene menores posibilidades de un éxito exploratorio.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguayo-Camargo, J.E., 1975, *Sedimentary environments and diagenetic implications of the El Abra Limestone at its type locality, east Mexico*: University of Texas at Dallas, Ph. D. dissertation, 159 p.
- Aguayo-Camargo, J.E., 1993, *The middle Cretaceous El Abra Limestone at its type locality and Laguna Colorada, east-central Mexico*, in Alencaster, G., Buitrón, B.E. (eds.): Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Third International Conferences on Rudist, México, D.F. Nov. 20-28, guidebook for field trip "A", 43 p.
- Aguayo-Camargo, J.E., 1997, *The middle Cretaceous El Abra Limestone at its type locality (facies and diagenesis), east-central Mexico*: Instituto de Investigaciones en Ciencias de la Tierra de la Universidad Autónoma del estado de Hidalgo e Instituto de Geología de la Universidad Nacional Autónoma de México, Convención sobre la Evolución Geológica de México y Recursos Asociados, 2nd., Pachuca, Hidalgo, Simposio sobre Estratigrafía y Paleogeografía del Mesozoico en México, Memoria, 4 p.abstract.
- Aguayo-Camargo, J.E., 1998, *The middle Cretaceous El Abra Limestone at its type locality (facies, diagenesis and oil emplacement), east-central Mexico*: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15(1), 1-8
- Aguayo-Camargo, J.E., Kanamori, K., 1976, *The Tamuín Member of the Mendez Shale along the Eastern flank of the Sierra El Abra, San Luis Potosi, East Mexico*: Sociedad Geológica Mexicana Boletín, 37 (1), 11-17.
- Aguilera, H.E., 1972, *Ambientes de Depósito de las Formaciones del Jurásico Superior en la Región Tampico-Tuxpan*: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 24(1-3), 129-163
- Barboza, G.J.R., Tristán, G, M., & Torres, H.J.R., 1999, *Tectonic setting of pre-Oxfordian unit from central and northeastern México*: A review, in Bartolini, C., Wilson, J.L., and Lawton, T.F. eds., Mesozoic sedimentary and tectonic history of North-Central Mexico: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Special Paper 340, p. 197-210.
- Basañez-Loyola, M.A., Fernández-Turner, R., & Rosales-Domínguez, C., 1993, *Cretaceous Platform of Valles-San Luis Potosi, northeastern central Mexico*: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 56, 51-59.
- Bello, M.R., 1978, *Estudio Estratigráfico y Diagenético de 13 pozos localizados al Sur del Río Cazobes en la Faja de Oro*: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 34(2), 34-41.
- Bondelos, A.J., 1956, *Notas sobre la geología de la Sierra Madre Oriental en la sección Zimapan-Tamazunchale*: en XX Congreso Geológico Internacional, México, D.F.: México, D.F., Excursiones A-14 y C-6, 293-309.
- Byerly, G.R., 1991, *Igneous activity, in Salvador, A., The Gulf of Mexico Basin*: Boulder, Colorado, Geological Society of America, The Geology of North America, V.J., 91-108.
- Campa, M. F., 1970, *Clasificación de las rocas carbonatadas sedimentarias y su aplicación en un área de Poza Rica, Ver.*: Revista del I.M.P., vol. II, No. 1.

BIBLIOGRAFÍA

- Campa, M. F., Coney, P. J., 1983, *Tectono-stratigraphic terranes and mineral resource distributions in Mexico*: Canadian Journal of Earth Sciences, 20, 1040-1051.
- Cantú-Chapa, A., 1969, *Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del subsuelo de Poza Rica, Veracruz (Área de Soledad-Miqueta)*: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1 (1), 3-9.
- Cantú-Chapa, A., 1971, *La Serie Huasteca (Jurásico Medio-Superior) del Centro Este de México*: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 3, 17-40.
- Cantú-Chapa, A., 1984., *El Jurásico Superior de Tamán, San Luís Potosí, Este de México*: Perrilliat, M.C. (ed.), Memoria Tercer Congreso Latinoamericano de Paleontología: México, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, 207-215.
- Cantú-Chapa, A., 1992, *The Jurassic Huasteca series in the subsurface of Poza Rica, Eastern Mexico*: Journal of Petroleum Geology, 15(3), 259-82.
- Cantú-Chapa, A., 1998, *Las transgresiones jurásicas en México*: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15(1), 25-37.
- Carrillo-Bravo, J., 1971, *La Plataforma Valles-San Luis Potosí*: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 23(1-6), 102 p.
- Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), 2017. *Portal de información técnica*, (en línea) portal.cnih.cnh.gob.mx
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2016, *Geology and Oil Potential in the Gulf of Mexico Basin: Provinces, structural settings & Plays*
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2018, *Atlas geológico cuenca Tampico-Misantla*(en línea): <https://bit.ly/2q65Lzz> , (2018,Octubre 30).
- Cross, R., Lessenger, M., 1988, *Seismic Stratigraphy*. Ann. Rev. Earth Planet. Sc., 16: 3 19-354.
- Geological Society of America, *The Geology of North América Special Paper 340*.
- George, C.J., Stiles, L., H., 1978, *Técnicas mejoradas para la evaluación de inundaciones de agua con carbonato en el oeste de Texas*. J Pet Technol 30 (11): 1547-1554. SPE-6739-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/6739-PA>
- González-García, R., 1970, *La Formación Huehuetepac, nueva unidad litoestratigráfica del Jurásico de Poza Rica*: Revista Ingeniería Petrolera de la asociación de Ingenieros Petroleros de México, 10(7), 5-22.
- Heim, A., 1926, *Notes on the Jurassic of Tamazunchale (Sierra Madre Oriental, México)*: Eclogae Geologica Helvetiae, 20(1), 84-87.
- Heim, A., 1940, *The front ranges of Sierra Madre Oriental, Mexico, from Ciudad Victoria to Tamazunchale*: Eclogae Geologicae Helvetiae, 33(2), 313-352.
- Hermoso De La Torre, C., Martínez-Pérez, J., 1972, *Medición detallada de formaciones del Jurásico Superior en el frente de la Sierra Madre Oriental*: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 24(1-3), 45-63.
- Ifrim, C., Stinnesbeck, W., Schafhauser, A, 2005, *Maastrichtian shallow-water ammonites of northeastern Mexico*: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 22(1), 48-64.

- Imlay, R. W., Cepeda D. L. C. E., Álvarez, M. and Díaz, G. T., 1948, *Stratigraphic Relations of Certain Jurassic Formations in Eastern México*, American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 2 (9), 1750-1761.
- Imlay, R.W., 1980, *Jurassic paleobiogeography of the conterminous United States in its continental setting*: Geological Survey Professional Paper, 1062, 134 p. López-Ramos, E., 1979, *Geología de México*, Tomo II, 2da. Edición, México, D.F., 454 p. Nava, P. L., Alegría, L. M. A., *Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla*. Tesis de Licenciatura. México UNAM, 2001.
- Instituto Mexicano del Petróleo, 2013. *Presentación Colecta de muestras y cálculo de parámetros cinéticos de las rocas generadoras*, Resumen IMP del estudio *Vitrinite Reflectance and visual Kerogen Description of 7 Samples from México*, GeoS4, Report 20130202”
- Magoon, L. B., and W. G. Dow, eds., 1995, *The petroleum system from source to trap*: AAPG Memoir 60, 655 p.
- Ochoa-Camarillo, H., Buitrón, B.E., Silva-Pineda, A., 1998, *Contribución al conocimiento de la bioestratigrafía, paleoecología y tectónica del Jurásico (Anticlinorio de Huayacocotla) en la región de Molango, Hidalgo, México*: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15(1), 57-63.
- Ochoa-Camarillo, H.R., 1996, *Geología del anticlinorio de Huayacocotla en la región de Molango, Hidalgo*: México, D.F., Facultad de Ciencias, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis profesional, 91 p.
- Ochoa-Camarillo, H.R., 1997, *Aspectos bioestratigráficos, paleoecológicos y tectónicos del Jurásico (anticlinorio de Huayacocotla) en la región de Molango, Hidalgo*, en Gómez-Caballero, A., Alcayde-Orraca, M. (eds.), *II Convención sobre la Evolución Geológica de México y Recursos Asociados*, Pachuca, Hidalgo, México: México, Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo, Instituto de Investigaciones en Ciencias de la Tierra, UAEH, Instituto de Geología, UNAM, Simposio y Coloquio, sin paginación
- Ochoa-Camarillo, H.R., Buitrón, B.E., Silva-Pineda, A., 1998, *Contribución al conocimiento de la bioestratigrafía, paleoecología y tectónica del Jurásico (Anticlinorio de Huayacocotla) en la región de Molango, Hidalgo, México*: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 15(1), 57-63.
- Ordellas, F., 1969, *Posibilidades petrolíferas de los sedimentos subyacentes al Caloviano en sedimentos de facies lagunales (huehuetepac), resumen*: Revista Instituto Mexicano del Petróleo, 1(3), p. 83.
- Padilla y Sánchez, R.J., 1978, *Geología y estratigrafía (Cretácico Superior) del límite sureste del estado de Nuevo León*: Universidad Nacional Autónoma de México, Revista del Instituto de Geología, 2(1), 37-44.
- Pedrazzini, C., Basáñez, M.A., 1978, *Sedimentación del Jurásico Medio-Superior en el Anticlinorio de Huayacocotla–Cuenca de Chicontepec, estados de Hidalgo y Veracruz, México*: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 10(3), 6-25.
- Pedrazzini, C., 1978, *Facies, Ambientales y Desarrollo de la Plataforma Cretácica de Tuxpan-Tecolutla (Faja de Oro)* (en línea): Bol. Soc. Geol. Mexicana, Tomo XXXIX, No. 2, p.p. 118-125, <http://dx.doi.org/10.18268/BSGM1978v39n2a14>, (2018, agosto 15).
- Pemex Exploración y Producción, (2010), *Provincia Petrolera Tampico-Misantla*.

BIBLIOGRAFÍA

- Pemex Exploración y Producción, (2013), *Humapa*, Resumen ejecutivo.
- Pemex Exploración y Producción, 2010, *Sistemas Petroleros de México*, Versión 1.0, Subdirección Técnica de Exploración, equipo de trabajo: Lourdes Clara Valdés, Ernesto Miranda Canseco, Mario Aranda García, Ulises Hernández Romano y Guillermo Mora Oropeza.
- Pemex Exploración y Producción, 2013, *Estrategias en México para la explotación de yacimientos no convencionales*, presentada por el Dr. José Antonio Escalera Alcocer en el Primer Foro de productividad de pozos 2013
- Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, 2012, *Aceite y Gas en Lutitas, Avance en la evaluación de su potencial en México*, Presentación en la Sociedad Geológica Mexicana
- Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Explotación, 2010, *Provincia Petrolera Tampico-Misantla*, Versión 1.0
- Pemex, 1988, *Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico*, Subdirección de Producción
- Pemex, 2000, “*Un siglo de la perforación en México*”.
- Pessagno, E.A., Jr., Longoria, J.F., MacLeod, N., Six, W.M., 1987, *Studies of North American Jurassic Radiolaria: Part. I. Upper Jurassic (Kimmeridgian-Upper Tithonian) Pantanellidae from the Taman Formation, East-Central Mexico*: Tectonostratigraphic, Chronostratigraphic, and Phylogenetic implications, Cushman Foundation for Foraminiferal Research, Special Publication 23, 1-51.
- Pemex, 1988, *Estratigrafía de la República Mexicana, Mesozoico*: México, D.F., Subdirección de Producción Primaria, Coordinación ejecutiva de Exploración, Informe inédito, 216 p.
- Portal del Petroleo, 2017, *Saturación de Fluidos en Yacimiento*, (en línea): http://www.portaldelpetroleo.com/2017/07/saturacion-de-fluidos-en-yacimiento_10.html, (2018, Nov 16).
- Salvador, A. 1987, *Late Triassic – Jurassic Paleogeography and Origin of Gulf of Mexico Basin*. American Association Petroleum Geologist Bulletin, 71 (4) 419-451
- Salvador, A., 1991, *Triassic-Jurassic*, in Salvador, A., *The Gulf of Mexico Basin*: Boulder, Colorado,
- Santamaría-Orozco, D., Arenas-Partida, R., Escamilla-Herrera, A., 1990, *Normalización de la Nomenclatura Estratigráfica en las Cuencas Mesozoicas de México (Etapa I: Zona Norte. Cretácico)*
- Schlumberger, 2009, *Provincias petroleras de México*, WEC, Capítulo 2, México.
- Schlumberger, 2010, *Well Evaluation Conference*: WEC, México, Capítulo 1.
- SENER, Pemex Exploración y Producción, 2010, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*.
- SENER, 2018, *Exploración y Extracción de Hidrocarburos*, (en línea) <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-es-la-exploracion-de-hidrocarburos>, (2018, Nov 16).
- SGM,2014, *Léxico estratigráfico de México*.

BIBLIOGRAFÍA

- Silva-Pineda, A., and Buitrón-Sánchez, B.E., 1999, *Mesozoic redbed floras in east-central Mexico and their stratigraphic relationships with marine beds*, in Bartolini, C., Wilson, J.L., and Lawton, T.F.
- Suter, M., 1990, *Geología de la hoja de Tamazunchale, Estado de Hidalgo, Querétaro y San Luis Potosí, Escala 1: 100,000*: Universidad Nacional Autónoma de México, Revista del Instituto de Geología, (22), 55 p.
- William, C. F., 2000, Evaluación volumétrica (curso-taller): Petroleum Evaluation Associates.
- Wilson, B.W., Hernández, J.P., Meave, E., 1955, *Un banco calizo del Cretácico en la parte oriental del estado de Querétaro, México*: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 18, 1-10.