



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LOS PLAYS
AGUA NUEVA Y SAN FELIPE EN EL ÁREA DE
CACALILAO EN LA CUENCA TAMPICO-
MISANTLA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA

ANALÍ GARCÍA SANDOVAL

DIRECTOR DE TESIS

M.C NOÉ SANTILLÁN PIÑA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A Dios por el regalo de la vida, y por darme la oportunidad de crecer en una familia maravillosa, a la que jamás acabaré de agradecer lo inmensamente feliz que soy a su lado.

A mis padres, las personas más importantes en mi vida; el mejor ejemplo de perseverancia, responsabilidad y humildad, gracias por todo su amor, por creer en mí y estar siempre a mi lado; por todo el sacrificio que han hecho para hacer realidad nuestro sueño. Gracias por ser los mejores, los amo.

A mi tía Angie, mi segunda mamá, por el apoyo que me brindas en cada paso que doy, y por comenzar conmigo este gran sueño, sin importar las veces que esperaste bajo la lluvia.

A quienes ya no están a mi lado pero siguen siendo una gran inspiración en cada momento.

A mis hermanas, por todo el cariño, experiencias y risas, por acompañarme en las noches de desvelo y sobre todo por apoyarme en la tarea más difícil de los colores. Yumi gracias por demostrarme que la madurez no requiere de edad, Milli por hacerme reír siempre. A mi pequeño y guapo Mau por alegrar mi vida con tus travesuras. Siempre contarán conmigo.

A mis amigos, con quienes compartí experiencias inolvidables, volviéndose parte de mi familia en esta gran aventura; ustedes son parte fundamental de este logro.

Gracias Carlos por todo tu cariño, por apoyarme siempre y soportarme en mis peores momentos, por tus valiosos consejos y tu ayuda en la realización de este trabajo.

Berna gracias por escuchar la misma historia una y mil veces, siempre con el mismo interés; gracias por tu amistad incondicional mejor amigo.

A mi director de tesis Noé Santillán Piña, por su confianza y amabilidad desde el primer momento; mi más sincero agradecimiento. A mis sinodales por su atención y valiosa aportación para mejorar este trabajo. Y a todos los profesores que a lo largo de mi vida me han ayudado a ser mejor cada día.

Al Ing. Emilio y su equipo de trabajo, por regalarme parte de su valioso tiempo y recibirme de la mejor manera; especialmente a la Ing. Emery por su gran calidad de ser humano, al Ing. Irving por compartirme parte de su conocimiento y al Ing. Quique por tu enorme ayuda en la inmensa búsqueda de pozos. Gracias por hacer de mi estancia en PEMEX una gran experiencia.

A mi querida Universidad y a la Facultad de Ingeniería por permitirme realizar el primero de mis más grandes sueños.

ANALÍ GARCÍA SANDOVAL

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LOS PLAYS AGUA NUEVA Y SAN FELIPE EN EL CAMPO CACALILAO EN LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA.

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
CAPITULO 1. GENERALIDADES	4
1.1 INTRODUCCIÓN	4
1.2 OBJETIVO	7
1.3 METODOLOGÍA.....	7
1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	10
1.5 DESARROLLO HISTÓRICO DEL SECTOR ÉBANO-PÁNUCO-CACALILAO.....	12
1.6 ESTUDIOS PREVIOS.....	14
CAPITULO 2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	18
2.1 ESTRATIGRAFÍA Y AMBIENTE DE DEPÓSITO.....	18
2.1.1 PRECÁMBRICO-PALEOZOICO.....	20
2.1.2 MESOZOICO.....	21
2.1.3 CENOZOICO	24
2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	26
2.3 EVOLUCIÓN TECTÓNICA.....	31
CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO TITHONIANO-CRETÁCICO SUPERIOR	36
3.1 ROCA GENERADORA.....	39
3.1.1 FORMACIÓN PIMIENTA.....	39
3.2 ROCA ALMACÉN	41
3.2.1 FORMACIÓN TAMAULIPAS SUPERIOR.....	41
3.2.2 FORMACIÓN AGUA NUEVA.....	42

3.2.3 FORMACIÓN SAN FELIPE	43
3.3 ROCA SELLO	45
3.3.1 FORMACIÓN MÉNDEZ	45
3.4 TRAMPA.....	45
3.5 MIGRACIÓN Y SINCRONÍA	46
 CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LOS PLAYS AGUA NUEVA Y SAN FELIPE.....	48
4.1 ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO.....	49
4.1.1 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA I-I'	51
4.1.2 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA II-II'	56
4.1.3 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA III-III'	62
4.1.4 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA VI-VI'	65
4.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO	69
4.2.1 ESPESOR NETO IMPREGNADO	70
4.2.2 POROSIDAD	74
4.2.3 PERMEABILIDAD	78
4.2.4 SATURACIÓN DE ACEITE	81
4.2.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBURO A CONDICIONES DE YACIMIENTO	83
4.3 PROYECTOS DE REACTIVACIÓN EN EL CAMPO CACALILAO	87
 CONCLUSIONES.....	89
RECOMENDACIONES	92
 REFERENCIAS	93

RESUMEN

El Campo Cacalilao, clasificado como campo maduro, se compone de un conjunto de yacimientos de gran importancia histórica y económica en la exploración y producción petrolera de México, comenzó su explotación en el año de 1924 con la perforación del pozo Corona No.1; cuenta con una superficie aproximada de 270 km² y representa el segundo campo productor de aceite pesado del Distrito Ébano-Pánuco, el cual se localiza al norte de la Provincia Tampico-Misantla, a 50 km al oeste de la ciudad de Tampico, Tamps. Debido al alto costo que implica la localización de nuevos yacimientos y la situación actual del sector energético, este campo se ha considerado un área de oportunidad para su reactivación a través de la reintervención y perforación de pozos, efecto que requiere de estudios geológico-geofísicos a detalle.

Su origen se asocia principalmente a la apertura del Golfo de México, sin embargo ha sido afectado por eventos tectónicos posteriores: el levantamiento producido por la Orogenia Laramide y el emplazamiento de la Provincia Alcalina Oriental Mexicana, los que en conjunto definieron la actual secuencia estratigráfica comprendida del Triásico al Paleógeno, siendo las rocas del Cretácico Superior Agua Nueva y San Felipe, depositados en ambientes de baja energía, las de mayor importancia, ya que fungen como principales rocas almacenadoras, con porosidad secundaria debido al fracturamiento que presentan.

De acuerdo a su ambiente de depósito y sus características litológicas, estas formaciones presentan bajos valores de porosidad y permeabilidad, no obstante los sistemas de fracturamiento y fallamiento producto de los diferentes procesos tectónicos antes mencionados, contribuyeron al enriquecimiento de su porosidad y permeabilidad proporcionando los conductos para la migración de hidrocarburos y enriqueciendo su potencial como rocas almacenadoras.

Petrofísicamente, la Formación Agua Nueva en el Campo Cacalilao se caracteriza por la presencia de espesores que van de los 65 a los 154 m, un espesor neto impregnado de hasta 60 m, porosidad máxima de 17%, un rango de permeabilidad que va de 0 a 0.056 mD y una saturación de aceite de hasta 70%. Por su parte la Formación San Felipe exhibe un espesor bruto de 90 a 245 m, espesor neto impregnado máximo de 50 m, una porosidad y permeabilidad de hasta 12% y 0.033 mD respectivamente y una saturación de aceite de 80%.

ABSTRACT

Cacalilao field, classified as a mature field, is composed of a set of reservoirs of great historical and economic importance in the oil exploration and production of Mexico, its exploitation started in 1924 with the drilling of Corona well 1; it has an approximate surface of 270 Km² and represents the second largest producer field of heavy oil in the Ebano-Panuco District which is located to the north of the Tampico-Misantla Province, 50 Km to the west of Tampico city, Tamps. Due to the high cost of the location of new deposits and the current situation of the energy sector, this field has been considered as an area of opportunity for its reactivation through re-intervention and drilling of new wells that requires detailed geological-geophysical studies.

Its origin is mainly associated with the opening of the Gulf of Mexico, however, has been affected by subsequent tectonic events: the lifting produced by the Laramide Orogeny and the emplacement of the Oriental Alcalina Mexican Province, which together defined the current stratigraphic sequence comprised of Triassic to Paleogene, being the rocks of Upper Cretaceous: Agua Nueva and San Felipe, deposited in low energy environments, the most important, because these are the main host rocks, with secondary porosity due to fracturing present.

According to their depositional environment and lithological characteristics, these formations have low values of porosity and permeability, however the fracturing and faulting systems, product of the different tectonic processes above mentioned, contributed to the enrichment of their porosity and permeability providing ducts for hydrocarbon migration and enriching their potential as host rocks.

Petrophysically, Agua Nueva Formation in the Cacalilao field is characterized by the presence of thickness ranging from 65 to 154 m, an impregnated net thickness from up to 60 m, maximum porosity of 17%, a range of permeability ranging from 0 to 0.056 mD, and oil saturation to 70%. Meanwhile San Felipe Formation exhibits a gross thickness from 90 to 245 m, and the maximum impregnated net thickness of 50 m, porosity and permeability from up to 12% and 0.033 mD respectively and oil saturation of 80%.

CAPITULO 1. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Nuestro planeta se encuentra en un constante proceso de cambio producto de la actividad tectónica, la cual ha dado lugar a la formación de diferentes cuencas petroleras. En México la génesis de sus cuencas está asociada principalmente a dos eventos: La apertura del Golfo de México (Jurásico Superior) y La Orogenia Laramide (Cretácico Superior–Paleógeno). En dichas cuencas, los procesos continuos de sedimentación y sepultación de materia orgánica, tanto en ambientes marinos como mixtos, han favorecido la formación, preservación y entrapamiento de hidrocarburos. Gran parte de estos hidrocarburos se encuentran alojados en secuencias carbonatadas fracturadas, que junto con las brechas y las areniscas son las principales rocas almacenadoras. Existen 12 provincias geológicas con potencial petrolífero, clasificadas en dos grupos, provincias con potencial medio-bajo y provincias con producción comercial, el primer grupo incluye la Plataforma de Yucatán, Sierra de Chiapas, Sierra Madre Oriental, Cuenca de Chihuahua, Golfo de California y Cuencas Vizcaíno-La Purísima en el occidente de Baja California; el segundo grupo está conformado por la Cuenca Sabinas-Península de Tamaulipas, Cuenca de Burgos, Cuenca Tampico- Misantla, Cuenca de Veracruz, Cuencas del Sureste y Cuenca

del Golfo de México Profundo (Figura 1.1.1), (WEC, 2009).



Figura 1.1.1 Provincias con potencial petrolífero en México (WEC, 2009).

Las provincias que demuestran ser comercialmente viables, son objeto de numerosos proyectos en busca de nuevas acumulaciones. Estos proyectos involucran el conocimiento de las distintas disciplinas del área de las Ciencias de la Tierra tales como estratigrafía, sedimentología, geología estructural, paleontología, petrofísica, sísmica, geoquímica entre otras; que junto con datos previos de perforación, exploración y producción nos permiten elaborar y actualizar los modelos geológicos a través de un análisis detallado del *play*, para incorporar nuevas reservas y delimitar nuevos yacimientos. Un *play* se define como un conjunto de yacimientos de hidrocarburos, localizaciones u oportunidades exploratorias con características similares de roca almacén, sello, estilo de entrapamiento y carga de hidrocarburos (Figura 1.1.2) (WEC, 2009).



Figura 1.1.2 Conceptualización del play (PEMEX, 2011-B).

Desde hace ya varios años, la explotación de hidrocarburos en nuestro país ha sido una de las principales actividades económicas, por lo que la reactivación de los campos maduros, a través de la reintervención de pozos activos y perforación de nuevos pozos es cada vez más importante; para tal efecto es necesario conocer la distribución y calidad del *play*. Este es el caso del Distrito Ébano-Pánuco, catalogado entre los primeros diez campos del mundo, en lo que respecta a producción acumulada (Millison, 1953). Dentro de este distrito, se ubica el bloque Pánuco y al interior de éste se localiza casi en su totalidad el Campo Cacalilao, el segundo campo productor del bloque (Tabla 1.1), el cual comenzó su producción en el año 1924 con la perforación del pozo Corona No. 1 (Rodríguez, 1953).

El área desarrollada en el Campo Cacalilao es de aproximadamente 41.5 Km², los yacimientos presentes son someros de 300 a 800 m, presentan una temperatura que varía

de 40 a 45 °C y producen aceite pesado de 10 a 14° API, en algunas zonas se presenta aceite de hasta 9° API y una viscosidad de 300 a 700 cp @ cy (Centipoise a Condiciones de Yacimiento) (PEMEX, 2011-A).

Campo	Área desarrollada por campo (Km ²)	Volumen original (MMbl/MMMpc)		Factor de recuperación total 2P (fracción)		Producción acumulada (MMbl/MMMpc)		Reservas remanentes 2P (MMbl/MMMpc)	
		Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
Cacalilao	41.5	2681.5	8813	0.11	0.1	282	845	21.9	2.7
Pánuco	65.3	3649.4	10613.8	0.11	0.1	367.6	1065.4	25.4	6.5
Salinas	12.8	170.3	340.5	0.12	0.25	18	82.5	1.7	2.6
Topila	20.4	357.5	1293.4	0.1	0.12	35.6	154.7	0.8	6

Tabla 1.1 Producción y reservas por campo del bloque Pánuco (Modificada de PEMEX, 2011-A).

Geológicamente esta área se encuentra dentro de la Provincia Tampico-Misantla, la cual corresponde a un *rift* continental a nivel Triásico-Jurásico Medio, que evoluciona a margen pasivo (PEMEX, 1999) y culmina como cuenca *foreland* o de antepaís a principios del Paleógeno. El paquete sedimentario comprende unidades del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

Los bloques de basamento dan lugar a zonas preferenciales de fracturamiento cercano a las fallas principales, en las formaciones del Cretácico Inferior, Medio y Superior producto de su inversión tectónica. Este gran número de fracturas, ha contribuido al enriquecimiento de la porosidad, proporcionando los conductos para la migración del hidrocarburo, conformando el yacimiento naturalmente fracturado que ha sido explotado en Ébano–Pánuco, representado por calizas arcillosas de la Formación Agua Nueva y San Felipe, con espesores impregnados que varían de 50 a 140 m, una porosidad promedio de entre 6 y 12%, y una permeabilidad de menos de 1 a 1000 milidarcies (mD) (PEMEX, 2011-A).

La caracterización de un *play*, en este caso Agua Nueva y San Felipe, involucra un análisis detallado de las propiedades físicas de la roca y de su distribución, con el fin de definir las zonas con mayor potencial productor, y aumentar las reservas y la producción del área, principal objetivo de las empresas petroleras de extracción.

1.2 OBJETIVO

Integrar e interpretar la información geológica y petrofísica existente en el área de Cacalilao, para evaluar y caracterizar los *plays* Agua Nueva y San Felipe a través de la elaboración de secciones estratigráficas y mapas de propiedades petrofísicas, con el fin de determinar áreas potenciales para la explotación que incrementen la productividad del campo.

1.3 METODOLOGÍA

Este trabajo se inició con la recopilación de información de la Provincia Tampico Misantla (evolución tectónica regional, geología estructural y estratigrafía), misma que ayudó a interpretar la evolución geológica del área de estudio. A la postre se realizó una búsqueda de información específica dentro de la zona de interés comenzando con la identificación de los pozos exploratorios y de desarrollo dentro del Campo Cacalilao.

Se generó una base de datos integrada únicamente con aquellos pozos que contarán con información completa y de calidad, registrando un total de 31 pozos. Dicha base incluyó datos obtenidos de informes finales, reportes de exploración y operación de pozos, así como información de proyectos regionales realizados y proporcionados por PEMEX.

La información que nos permitió dar paso al análisis estratigráfico y petrofísico fue la siguiente:

- Evolución tectónica, estructural y estratigráfica regional
- Columna geológica atravesada durante la perforación

- Descripción litológica y análisis de núcleos
- Descripción paleontológica
- Ambientes de depósito
- Datos de porosidad
- Datos de permeabilidad
- Saturación de aceite
- Espesores de las formaciones San Felipe y Agua Nueva

Con el análisis de la información anterior se elaboraron mapas de isopropiedades y secciones estratigráficas, cuya integración permitió concluir la caracterización de los *plays* Agua Nueva y San Felipe.

En la figura 1.3.1 se ilustra de manera esquemática el proceso a seguir para la caracterización de los *plays* Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao.

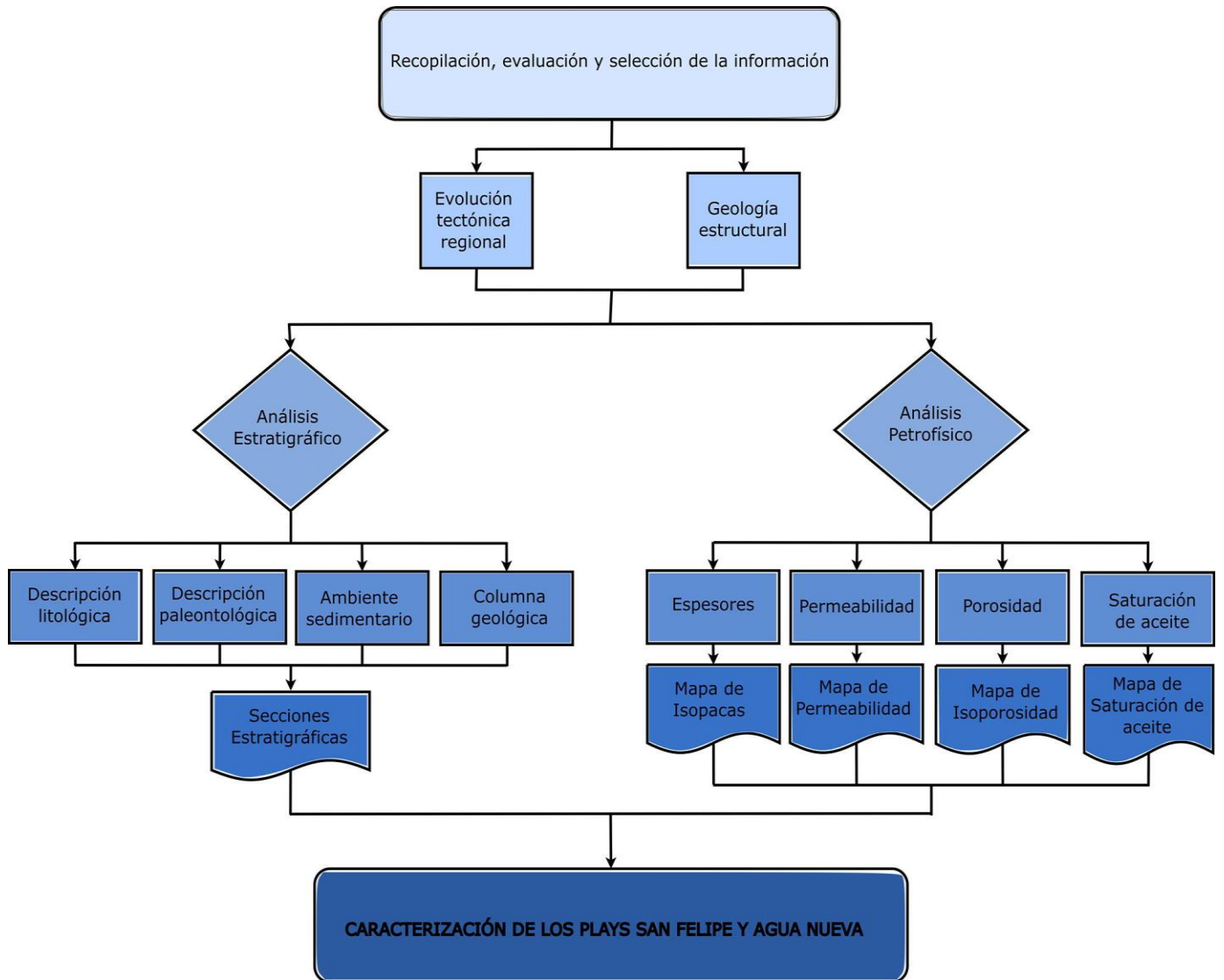


Figura 1.3.1 Proceso para la caracterización de los *Plays* Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao.

1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Provincia Tampico–Misantla (CTM) se localiza en la parte noreste de la República Mexicana; se extiende desde la parte sur del estado de Tamaulipas hasta la porción central del estado de Veracruz, su parte occidental se encuentra delimitada por los estados de San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla, y la oriental por la línea de costa hasta la isobata de 200 m (WEC, 2009). Se encuentra limitada al norte por la Sierra de Tamaulipas, al poniente por el Frente Tectónico de la Sierra Madre Oriental (FSMO), al oriente por la Planicie Costera del Golfo de México y al sur por la Faja Volcánica Transmexicana (FVTM) (Figura 1.4.1).

Al norte de la cuenca se ubica el distrito Ébano-Pánuco (Figura 1.4.1), a 50 Km al oeste de la ciudad de Tampico, Tamps (Sánchez, 1954). Geológicamente abarca la porción norte de la cenobahía de Tampico-Tuxpan y constituye en general, la porción sur de la Plataforma Tamaulipeca (Rodríguez, 1953).



Figura 1.4.1 Localización del distrito Ébano-Pánuco al norte de la Cuenca Tampico Misantla (CTM), (Modificado de PEMEX, 2015).

El distrito Ébano-Pánuco se encuentra dividido en diferentes campos siendo los principales aquellos que conforman el sector Ébano-Pánuco-Cacalilao, dicho sector abarca un área de 5000 Km² (PEMEX, 2008-A); en la parte central del área productora se ubica el Campo Cacalilao (Figura 1.4.2), con una superficie de poco más de 270 km², objeto de estudio del presente trabajo.

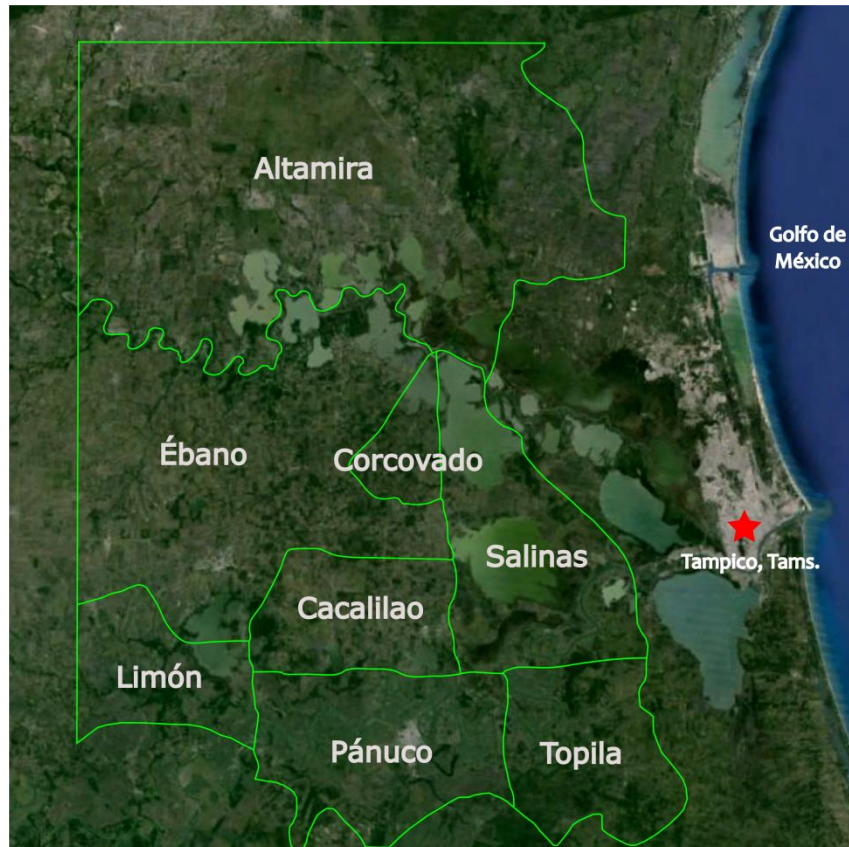


Figura 1.4.2 Localización del Campo Cacalilao dentro del Distrito Ébano-Pánuco (Modificado de PEMEX, 2012-A).

1.5 DESARROLLO HISTÓRICO DEL SECTOR ÉBANO-PÁNUCO-CACALILAO.

La explotación de petróleo en México durante el siglo XIX se caracterizó por una serie de fracasos tanto de capitalistas nacionales como extranjeros, siendo una de las principales empresas de explotación la Compañía Explotadora de Petróleo del Golfo de México, la cual era dirigida por Adolfo Autrey en 1868; pero no fue hasta mediados de la década de 1880, cuando el gobierno de Porfirio Díaz fomentó la modernización industrial a través de la apertura a la inversión extranjera que se intensificó la explotación de los recursos naturales del subsuelo (Álvarez, 2006), siendo así que en 1899, Doheny y Canfield (Figura 1.5.1) adquirieron una extensa área de aproximadamente 115, 000 hectáreas en la Hacienda de Tulillo y 57,000 hectáreas en la Hacienda de Chapacao, incluyendo lo que actualmente se conoce como Ébano-Pánuco; años más tarde crearon la *Mexican Petroleum Company*, comenzando así la primera etapa de producción a gran escala en México en el año de 1901, con la perforación del primer pozo productor de aceite a los 166 m de profundidad, en lutitas calcáreas de la Formación Méndez con una producción de 25 bpd; al finalizar el año ya contaban con una producción de 18, 000 bpd, para alcanzar los 40, 000 barriles diarios en los siguientes dos años (Rodríguez, 1953).

Fue hasta el 3 de Abril de 1904 cuando Ezequiel Ordóñez contribuyó con la localización del pozo La Pez No. 1, el que se perforó a una profundidad de más de 500 m, en la base de la Formación San Felipe, del cual se extraían 1500 bpd que comenzó el verdadero desarrollo de la región (Álvarez, 2006), acumulando una producción de 3,669,194 barriles en 17 años de vida (Sánchez, 1954).

Posteriormente en 1910 comenzó la perforación del pozo Tierra Blanca No. 401 en el Campo Pánuco, con una producción de 100 bpd a 567 m (PEMEX, 1999) en la Formación Agua Nueva, y en 1924 el pozo Corona No. 1 en Cacalilao, este último con una producción de 8,000 barriles diarios en la Formación San Felipe (Rodríguez, 1953). En 1938 con la Expropiación Petrolera, todas las áreas concesionadas para la explotación por parte de la industria extranjera, pasó a manos del Estado Mexicano, a cargo de la Administración

General del Petróleo Nacional (AGPN) y posteriormente a cargo de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Para 1973 aunque se habían descubierto nuevos yacimientos, la explotación de petróleo en México continuaba principalmente en los campos conocidos para ese entonces, Poza Rica, la Nueva Faja de Oro y Ébano-Pánuco (Álvarez, 2006).



Figura 1.5.1 A la izquierda se observa Doheny y a la derecha Ezequiel Ordoñez, en 1904 (PEMEX, 2015).

El Distrito Ébano-Panuco está conformado por los campos: Ébano, Limón, Altamira, Corcovado, Salinas, Topila, Pánuco y Cacalilao (Figura 1.4.2), estos dos últimos cuentan con el mayor número de reservas acumuladas y con una producción de hasta más de 20,000 barriles por día (PEMEX, 1999).

Debido a la larga historia de producción de los campos del área, se les han considerado como “Campos Maduros”, alcanzando su máxima producción en el año de 1924 con 275, 325 barriles diarios (PEMEX, 2015), siendo Cacalilao 4016A, Sinclair 380, Sinclair 143, Pemex 1127, Cacalilao 1128H, Cacalilao 1129H algunos de los últimos pozos perforados en el sector.

Actualmente, con la nueva Reforma Energética entrada en vigor en el año 2013, los campos de Distrito Ébano-Pánuco fueron parte de los bloques asignados a PEMEX en la denominada Ronda Cero (Reforma energética, 2015).

1.6 ESTUDIOS PREVIOS

La explotación de la zona a principios del siglo pasado, se realizaba únicamente tomando en cuenta la presencia de manifestaciones superficiales (chapopoterías), ya que en ese entonces no se creía imprescindible la elaboración de proyectos geológicos de exploración; sin embargo conforme transcurría el tiempo y se veía la riqueza productiva de la región, el conocimiento del subsuelo se volvió cada vez más importante e indispensable, por lo que se comenzaron a desarrollar numerosos trabajos de investigación por parte de algunas asociaciones petroleras y principalmente por PEMEX, que conllevaron a un mejor conocimiento del área y por ende a una mejor planificación de su explotación. Cabe mencionar que los trabajos que se presentan a continuación han sido enfocados en su mayoría al área de Ébano-Pánuco en general, incluyendo implícitamente el Campo Cacalilao.

Millison (1953) en el trabajo denominado “Estudio del subsuelo de los campos petroleros Ébano-Pánuco, de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, México”, hace mención general de la ubicación y producción del área hasta ese año. Realiza una descripción estratigráfica, indicando la distribución de las formaciones geológicas dentro del área y señala como probables cuerpos almacenadores aquellos horizontes porosos y permeables en las rocas del Jurásico Superior. Describe la geología estructural, caracterizada por anticlinales y sinclinales, sistemas de fracturas y fallas.

Rodríguez (1953) en su artículo llamado “Origen de las Condiciones de Acumulación de Hidrocarburos en los Campos del Distrito Ébano-Pánuco”, presenta un estudio estructural, mostrando la relación que existe entre la estructura de la Sierra de Tamaulipas y los campos de Ébano-Pánuco, indica los principales sistemas de fracturas y fallas, su origen y

distribución; manifiesta la importancia de las fracturas y de las zonas porosas de la Formación Tamaulipas en la acumulación de hidrocarburos, y expone tablas y gráficas de producción de siete pozos durante los años de 1924, 1925 y 1926 con el fin de mostrar la declinación de los pozos que producen en zonas naturalmente fracturadas.

Sánchez (1954) en su trabajo expuesto en el Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, “Geología y Tectónica de Ébano-Pánuco”, muestra la estratigrafía del área, indica la profundidad de la cima y base con base en cambios litológicos notorios, excepto el contacto de las formaciones San Felipe y Méndez, el cual fue establecido con el análisis de pruebas de solubilidad y de registros radioactivos; explica las condiciones de depósito de acuerdo a las características físicas y químicas de los sedimentos, y establece un ambiente de depósito. Realiza una interpretación estructural con datos aportados por registros radiactivos; menciona las estructuras principales del área e indica que la estructura regional corresponde a la prolongación de la Sierra de Tamaulipas. Considera que las fracturas se originaron por esfuerzos tectónicos tangenciales, principal factor que rige la acumulación de hidrocarburos, y no por intrusiones ígneas.

PEMEX (2008-A) desarrolló el proyecto denominado “Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo de campos en el Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao del Activo Integral Poza Rica Altamira; Actualización del Modelo Estratigráfico (Etapa 1)”, el cual consistió en la actualización de la base de datos con información de 46 pozos, la cual se integró con la descripción litológica, datos de cima de las formaciones determinadas a partir de registros geofísicos actualizados y calibrados con núcleos, pruebas de producción, manifestaciones de hidrocarburos y evaluaciones petrofísicas, a partir de la cual se elaboraron 5 secciones estratigráficas que permitieron la elaboración de una columna estratigráfica local.

PEMEX (2008-B) para el proyecto “Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo de campos en el Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao del Activo Integral Poza Rica Altamira; Actualización del Modelo Petrofísico (Etapa 1)”, requirió del análisis de información de 76 pozos, análisis de núcleos, de agua producida, estados mecánicos subsuperficiales de

pozos y de registros geofísicos (rayos gamma, potencial espontáneo, inducción profunda, resistividad normal corta y neutrón, registros sísmico, registros de densidad) los cuales se editaron y normalizaron, generando en algunos casos un nuevo archivo LAS; posteriormente se realizó una evaluación petrofísica que permitió determinar una serie de modelos petrofísicos (arcillosidad, porosidad, permeabilidad, saturación de aceite y agua).

PEMEX (2008-C), cuyo objetivo principal del proyecto “Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo de campos en el Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao del Activo Integral Poza Rica Altamira; Actualización del Modelo Geoquímico (Etapa 1)”, consistió en la caracterización geoquímica de los aceites de los campos del sector Ébano-Pánuco-Cacalilao, a través de la aplicación de diferentes técnicas geoquímicas (cromatografía de gases, cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas, cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas acoplada a espectrometría de masas, análisis de diamandoides) que permitieron determinar la continuidad del yacimiento, discriminar la fuente de los aceites y establecer la naturaleza termal, así como conocer la composición, heterogeneidad, distribución de los fluidos y episodios del entrapamiento, definir la ruta y dirección de la migración y los cambios ocurridos durante el entrapamiento.

PEMEX en 1968; realizó un estudio denominado “Estudio Fotogeológico de las Fracturas de la Sierra de Tamaulipas y el Área de Ébano-Pánuco”, el cual se basó en la interpretación fotogeológica de 274 fotografías aéreas a escala 1:50 000, con el fin de identificar, interpretar y comprobar la relación genética de los sistemas de fracturas existentes tanto en la sierra de Tamaulipas como en el área de Ébano-Pánuco, tomando como premisa el emplazamiento de ambas áreas en la porción sur de la Península de Tamaulipas lo que involucra el sometimiento de las estructuras al mismo tipo de esfuerzos.

PEMEX (1999) elaboró el “Informe Técnico del Estudio Cacalilao-II (Cacalilao-Pánuco)”; en el que se incluía los resultados del estudio de caracterización de yacimientos (PEP-DKD), así como la compilación y análisis de la información geológica y datos de producción; con lo cual se realizó la configuración estructural y de isopacas del Play Cretácico Fracturas

(KTS,KAN,KSF) e interpretó las secciones sísmicas de los cubos sísmicos Cacalilao (77 Km²) y Pánuco (150 Km²); información con la cual se documentó un Programa de Reintervenciones en la áreas detectadas con mayor interés económico-petrolero y otro de Seguridad, Ecología y Recuperación de Producción.

PEMEX (1998-A) en el estudio “Caracterización de Yacimientos Área Ébano-Pánuco, Veracruz, México; Integración de Datos y Determinación de Reservas”, realizó una evaluación económica e integración de datos obtenidos en tareas (actividades del mismo proyecto) anteriores del área Ébano-Pánuco, cuyo propósito radicó en la presentación de recomendaciones para la gestión de futuros yacimientos. Se presentó la distribución lateral de la litología y sus propiedades petrofísicas haciendo uso de tres secciones estratigráficas regionales calibradas con registros geofísicos; un modelo estructural que representó la geometría de las yacimientos fracturados en el área de Cacalilao-Pánuco y Franco Española, y los patrones de fracturamiento presentes en el área; y una comparación del ciclo de vida de producción y comportamiento de los yacimientos de Cacalilao y Franco Española.

PEMEX (1998-B) en el estudio “Modelado Geológico y Termal de las Secciones Regionales B-B’ y C-C’ del Estudio Synrift Mesozoico, en la Región de Ébano-Pánuco”, integró y analizó la información geológica-geoquímica disponible en bases de datos que permitieron elaborar y definir el modelo dinámico de la cuenca basándose en la interpretación de dos secciones regionales (B-B’ y C-C’) y haciendo uso del software Temispack. Explica el modelo tectónico-sedimentario y tectónico- estructural en base a los cuales se proponen las áreas potencialmente favorables para el entrapamiento de hidrocarburos. Con este modelo se logró realizar observaciones del comportamiento acerca de la generación, migración, entrapamiento y preservación de hidrocarburos, lo que permitió conocer las principales vías de migración y el tipo de aceite producido.

CAPITULO 2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 ESTRATIGRAFÍA Y AMBIENTE DE DEPÓSITO

La Provincia Tampico-Misantla estuvo sometida a una serie de eventos tectónicos que definieron la actual secuencia estratigráfica, incluyendo el paquete sedimentario del área Ébano-Pánuco, constituido principalmente por carbonatos generados durante el Mesozoico y terrígenos del Cenozoico.

El área del Distrito Ébano-Pánuco se encuentra enmarcada dentro de la franja baja de la Sierra Madre Oriental y presenta una secuencia estratigráfica constituida por rocas cuya edad va desde el Paleozoico, Triásico, Jurásico, Cretácico, Paleógeno, Neógeno y Cuaternario principalmente, con un espesor de aproximadamente 1300 m (Figura 2.1) (PEMEX, 1999).

El basamento constituido por rocas graníticas y metamórficas, constituye la unidad más antigua y se encuentra dispuesta en grandes bloques de falla, los cuales conformaron las cuencas *prerift* y *synrift* desde el Triásico hasta el Jurásico Inferior-Medio (PEMEX, 1999), en las cuales se depositaron los lechos rojos de la Formación Huizachal, las formaciones Huayacocotla, Rosario y Cahuasas de ambientes continental, fluvio-deltaico y algunas secciones marinas y los sedimentos de plataforma de la Formación Tepexic (Figura 2.1) (PEMEX, 2008-A).

En el Jurásico Superior, los bloques de basamento dieron lugar a sedimentos profundos en las depresiones y sedimentos someros de plataforma en las partes positivas; esta irregularidad en la superficie configuró una variación de facies registrada por las formaciones Santiago y Zuloaga del Oxfordiano y por las formaciones Tamán, Chipoco y San Andrés del Kimmeridgiano (PEMEX, 1999); para el Tithoniano tenemos el depósito de la Formación Pimienta (Figura 2.1).

PERIODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA
NEÓGENO	PL.		MAHUAYES	
	MIOCENO		BASALTOS	
PALEÓGENO	OLIG.	Superior	ALAZÁN HORCONES PALMA REAL	
		Inferior		
		Superior		
	EOCENO	Medio	TANTOYUCA CHAPOPOTE GUAYABAL	
		Inferior		
	PAL.	Superior	VELASCO	
Inferior				
CRETÁCICO	SUPERIOR	Maastrichtiense	MÉNDEZ	
		Campaniense		
		Santonense	SAN FELIPE	
		Turonense		
		Cenomaniense	AGUA NUEVA	
	INFERIOR	Albiense	TAMAULIPAS SUPERIOR	
		Aptiense	OTATES	
		Barremiense	TAMAULIPAS INFERIOR	
		Hauteriviense		
		Valanginiense		
Berriasiense				
JURÁSICO	SUPERIOR	Tithoniense	PIMIENTA	
		Kimmeridgiense	TAMÁN CHIPOCO SAN ANDRÉS	
		Oxfordiense	ZULOAGA SANTIAGO	
	MEDIO	Calloviense	TEPEXIC	
		Bathoniense	CAHUASAS	
		Bajociense		
		Aalenense		
	INFERIOR	Toarciense	ROSARIO	
		Pliensbachiense	HUAYACOCOTLA	
		Sinemuriense		
Hettangiense				
TRIÁSICO		HUIZACHAL	GRANITOS Y GRANODIORITAS	
PALEOZOICO		GNEIS HUIZNOPALA		

Figura 2.1 Columna estratigráfica regional del Distrito Ébano-Pánuco (Modificada de PEMEX, 1998-B).

Sobreyaciendo a los sedimentos del Jurásico, encontramos a las formaciones del Cretácico Inferior, la Formación Tamaulipas Inferior, el Horizonte Otates y la Formación Tamaulipas Superior. Para el Cretácico Superior tenemos las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez; esta última infrayace de manera discordante a los sedimentos terrígenos del Paleógeno (Figura 2.1) (PEMEX, 1999).

Dentro de la región se han observado rocas cretácicas y jurásicas intrusionadas por cuerpos en forma de diques o mantos, sin embargo fue durante el Cenozoico cuando se originaron las principales emanaciones magmáticas. Estos cuerpos ígneos fluyeron a través de las fallas preexistentes, por lo que su dirección de emplazamiento es similar a la dirección del sistema de fallas y fracturas (PEMEX, 1998-B).

A principios del Paleoceno se presentó un cambio en la sedimentación, pasando de carbonatos a terrígenos, producto de la deformación y plegamiento del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, provocando el depósito de una tectonosecuencia de antifosa, representada por la Formación Velasco. El Eoceno y Oligoceno se caracterizan por la presencia de una tectonosecuencia de margen pasivo correspondiente a depósitos fluviodeltaicos de las formaciones Tantoyuca, Chapopote, Guayabal, Alazán, Palma Real y Horcones; para el Neógeno y Cuaternario tenemos el depósito de las formaciones Mesón y Mahuaves (Figura 2.1) (PEMEX, 1998-B).

A continuación se exponen las principales características de las unidades presentes en el Distrito Ébano-Pánuco, en orden cronoestratigráfico.

2.1.1 PRECÁMBRICO-PALEOZOICO

BASAMENTO

El basamento en el Distrito Ébano-Pánuco está constituido por rocas de naturaleza granítica y granodiorítica de edad Carbonífero-Triásico Temprano y en menor proporción por rocas metamórficas de tipo gnéisico (Gneiss Huiznopala) cuya edad varía desde el

Precámbrico hasta el Mesozoico (Figura 2.1) (PEMEX, 2008-A) (PEMEX, 1998-B). Estas rocas se encuentran predisuestas en forma de *horst*, *grabens* y *semigrabens*, paleoelementos que determinaron los ambientes de depósito y los atributos sedimentológicos de la secuencia estratigráfica del área (PEMEX, 1998-B).

Las rocas graníticas y granodioríticas tienen una mayor presencia hacia la porción oriental del área, mientras que las rocas del complejo metamórfico predominan en la porción occidental (PEMEX, 1998-B).

2.1.2 MESOZOICO

TRIÁSICO-JURÁSICO MEDIO

Los sedimentos depositados en el periodo del Triásico al Jurásico Medio son considerados de tipo continental que evolucionaron a un ambiente transicional, los cuales rellenaron los *grabens* y *semigrabens*, acuñándose hacia los pilares (PEMEX, 1998-B).

Para el Triásico tenemos la unidad de “Capas Rojas” de la Formación Huizachal (Figura 2.1), de ambiente continental. Litológicamente está constituida por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas (PEMEX, 1998-B).

Durante el Jurásico Inferior se depositó una secuencia constituida por rocas terrígenas de ambiente marino y continental, representada por las formaciones Huayacocotla y Rosario (Figura 2.1). Los sedimentos de la Formación Huayacocotla provinieron de la erosión del complejo metamórfico Precámbrico y de las rocas paleozoicas; se compone de lutitas bentónicas color gris claro, verde y gris oscuro, y areniscas gris claro y gris verdoso con presencia de plantas fósiles. La Formación Rosario, que marca el fin del depósito en el Jurásico Inferior (Figura 2.1), está representada por lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados, de coloración gris verdoso y café rojizo, con plantas fósiles (PEMEX, 2008-A).

La sedimentación del Jurásico Medio comienza con la Formación Cahuasas (Figura 2.1) en un marco continental (abanicos aluviales, depósitos fluviales y lacustres), y está constituida por limolitas, areniscas y conglomerados de coloración rojiza. Esta formación representa una secuencia tipo transgresivo, ya que inmediatamente sobre ella se inicia el depósito de sedimentos marinos de la Formación Tepexic (PEMEX, 1998-B). Esta última formación se encuentra constituida por carbonatos oolíticos y terrígenos de ambientes marinos someros (plataforma), y ha sido datada en base a su macrofauna como del Calloviano (Figura 2.1) (PEMEX, 1998-B).

JURÁSICO SUPERIOR

El intervalo estratigráfico del Jurásico Superior, representa en su totalidad un ambiente marino y sus diferentes facies están controladas por la distribución de los paleoelementos, estableciendo así, dependiendo de su posición estructural, ambientes someros y profundos. La mayoría de las unidades de este periodo presentan condiciones anóxicas, razón por la cual se consideran como rocas generadoras de hidrocarburos (PEMEX, 1998-B).

Las formaciones Santiago y Zuloaga representan la sedimentación del Oxfordiano (Figura 2.1), caracterizada por sedimentos calcáreo-arcillosos de ambiente de cuenca. Durante el Kimmeridgiano, las formaciones San Andrés, Chipoco y Tamán (Figura 2.1), representan una secuencia de rocas carbonatadas, depositadas en ambientes marinos de plataforma, talud y cuenca, respectivamente. La Formación San Andrés se asocia a los altos estructurales en el área Ébano-Pánuco, litológicamente está conformada por calizas oolíticas de color claro y calcarenitas blanquecinas, la cual pasa en forma transicional e interdigitada a la Formación Chipoco, caracterizada por una alternancia de calizas cristalinas y lutitas calcáreas de color gris oscuro. Así mismo la Formación Chipoco, se interdigitada de manera transicional con la Formación Tamán, constituida por lutitas negras y calizas microcristalinas, bien estratificadas de color negro y de grano fino (Figura 2.1) (PEMEX, 2008-A).

En general, las formaciones del Kimmeridgiano infrayacen en forma concordante a la Formación Pimienta del Tithoniano (Figura 2.1), de ambiente de cuenca, constituida por delgadas capas de caliza arcillosa de color negro, carbonosas, con intercalaciones de lutitas y pedernal de color negro y café oscuro, y abundante materia orgánica (PEMEX, 2008-A). La Formación Pimienta representa la superficie de máxima inundación de la transgresión marina jurásica; presenta una amplia distribución en el área y excelentes características de roca generadora, a la que se le considera de mayor importancia en la cuenca del Golfo de México (PEMEX, 2008-C).

CRETÁCICO INFERIOR-SUPERIOR

Los grandes paquetes carbonatados del Cretácico, representan las principales rocas almacenadoras del Campo Cacalilao y en general de todo el Distrito Ébano-Pánuco.

La secuencia del Cretácico inicia con el depósito de la Formación Tamaulipas Inferior durante el Berriasiano-Aptiano (Figura 2.1), en un ambiente de plataforma externa. Esta formación está representada por calizas blancas cretosas, calizas de color gris claro, con pedernal blanco, de grano muy fino y abundante estilolitización en algunos niveles; presenta microporosidad intercrystalina e intergranular, con impregnación de aceite. En general la Formación Tamaulipas Inferior está caracterizada por *packstone* de peletoides en la base y *mudstone* y *wackestone* de microfósiles en la parte media y alta, destacándose la presencia de horizontes de bentonita en la base; su fauna está representada por ostrácodos, radiolarios y foraminíferos planctónicos (PEMEX, 1998-B). Todo indica que el ambiente de depósito de esta formación fue en mares profundos (infraneríticos), donde el área a estudiar perteneció a una cuenca bastante retirada de las costas (Rodríguez, 1953).

La Formación Tamaulipas Inferior infrayace de forma abrupta al Horizonte Otates de edad Aptiano (Figura 2.1), conformado por una secuencia delgada (menos de 20 m de espesor) de calizas arcillo-carbonosas, de color negro laminadas y lutitas carbonosas negras

(PEMEX, 2008-A), la cual indica un máximo proceso regresivo en una época relativamente corta (Rodríguez, 1953).

En el Albiano-Cenomaniano, comienza un nuevo periodo transgresivo con el depósito de la Formación Tamaulipas Superior de ambiente de cuenca (Figura 2.1), integrada por calizas gris claro, calizas arcillo-carbonosas y pedernal negro y café oscuro, con un espesor promedio de 150 m (PEMEX, 2008-A), en ocasiones se presentan horizontes de hasta 2 cm de ancho de cristales de pirita en una matriz de cuarzo, lo que pone en evidencia, procesos de alteración por hidrotermalismo o por zonas de cizalla (PEMEX, 1998-B).

El Cretácico Superior está representado por las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez, depositados en ambiente de cuenca. El depósito comienza con la Formación Agua Nueva del Turoniano (Figura 2.1), compuesta por calizas arcillosas de color gris oscuro, las cuales se intercalan con lutitas carbonosas y lentes de pedernal negro y ámbar; estas intercalaciones marcan oscilaciones en la profundidad y nos indican un ambiente de cuenca en áreas de mar abierto. Se distribuye en toda el área del Distrito Ébano-Pánuco, excepto en la porción SE del Campo Cacalilao. Es concordante con las formaciones Tamaulipas Superior y San Felipe (PEMEX, 2008-A).

La Formación San Felipe del Coniaciano-Santoniano (Figura 2.1), está conformada por calizas de color gris verdoso y material bentónico; presente en toda el área excepto en la porción SE del Campo Cacalilao. Finalmente tenemos el depósito de margas arcillosas y lutitas calcáreas de color verde claro de la Formación Méndez (Figura 2.1) (PEMEX, 2008-A).

2.1.3 CENOZOICO

PALEÓGENO

Durante el Paleoceno se tuvo un cambio muy fuerte en la sedimentación de rocas calcáreas de aguas profundas a sedimentos terrígenos, iniciando su depósito con la Formación Velasco del Paleoceno (Figura 2.1), caracterizada por la presencia facies

turbidíticas, depositadas en un sistema sedimentario tipo flysch, sobre extensas planicies marinas batiales y abisales (PEMEX, 1998-B).

El Eoceno está representado por las formaciones Tantoyuca, Chapopote y Guayabal (Figura 2.1), siendo la primera de tipo conglomerática y las siguientes formadas por areniscas y lutitas de ambientes transicionales. El Oligoceno, lo constituyen las formaciones Alazán, Palma Real, y Horcones (Figura 2.1) con areniscas y lutitas de ambientes someros y profundos, genéticamente asociadas al desarrollo de un gran cañón submarino que erosionó a las rocas carbonatadas mesozoicas, y es conocido como el “Cañón de Bejuco- La Laja” (PEMEX, 1998-B). Hacia la parte SE del área se presenta una brecha cenozoica, que ha sido considerada parte del borde norte del cañón; este es un depósito de diferente constitución y esta genéticamente relacionada con una discordancia que ha eliminado parte del Cretácico Superior (PEMEX, 2008-A).

Los cuerpos intrusivos de la Sierra de Tamaulipas, están formados principalmente por sienitas y nefelinas, y están relacionados a los últimos pulsos del evento laramídico y al emplazamiento de la llamada Provincia Alcalina Oriental Mexicana. Los datos radiométricos obtenidos con el método de K-Ar, reportan edades de los cuerpos intrusivos de 24, 23, 20 y 19 millones de años, ubicándolos dentro del Oligoceno Superior y Mioceno Inferior (PEMEX, 1998-B).

NEÓGENO Y CUATERNARIO

En la región además de las lutitas y areniscas de la Formación Mesón únicamente se han encontrado unidades volcánicas correspondientes al Neógeno (Figura 2.1). Del Pleistoceno al Reciente se observó una secuencia de arenas no consolidadas, gravas y conglomerados, la que fue relacionada a una serie de depósitos de planicies aluviales, producto de las diferentes corrientes que desarrolló el ancestral Río Pánuco. Esta última unidad fue informalmente denominada, como Formación Mahuaves (Figura 2.1) (PEMEX, 1998-B).

2.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

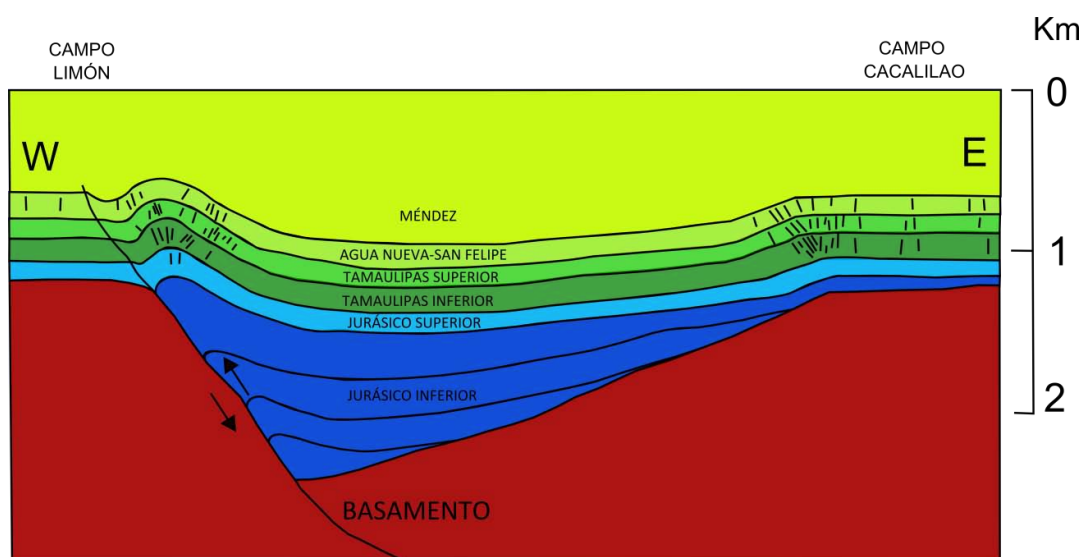
Estructuralmente el área de estudio es considerada como la continuación en el subsuelo de la Sierra de Tamaulipas, y ha sido afectada por tres eventos tectónicos principales, la apertura del Golfo de México, el levantamiento y deformación producida por la Orogenia Laramide y el emplazamiento del vulcanismo de la Provincia Alcalina Oriental Mexicana (PAOM).

Durante gran parte del Mesozoico, la zona estuvo caracterizada por un estilo estructural de carácter extensivo, configurando el área con la presencia de grandes bloques escalonados de basamento, originados en la etapa de *rifting* durante la apertura, generalmente norte-sur, del Golfo de México en el Triásico-Jurásico Medio (PEMEX, 2008-B). Estos levantamientos de basamento fueron limitados por fallas de desplazamiento lateral izquierdo, las cuales en conjunción con fallas de desplazamiento normal formaron *grabens* y *mediosgrabens* que controlaron la distribución de las facies relacionadas a la sedimentación de tipo *rift* y su consecuente actividad ígnea (Figura 2.2.1) (PEMEX, 2008-C). El Jurásico Superior-Cretácico (Albiano-Cenomaniano) se caracteriza por el establecimiento del Golfo de México y un proceso erosivo de las unidades del Pre-Jurásico Superior, así como el depósito de grandes paquetes carbonatados y el desarrollo de fallas normales (Figura 2.2.1) (PEMEX, 2008-B).

Posteriormente, para fines del Cretácico Superior, las rocas fueron afectadas por esfuerzos compresivos genéticamente relacionados con el evento tectónico laramídico (PEMEX, 1999), los cuales provocaron la inversión tectónica de los bloques de basamento; esta inversión junto con la compactación de la secuencia del Jurásico Inferior contribuyeron al plegamiento monoclinial (*drape folds*) y propiciaron el fracturamiento extensional de la secuencia cretácica (Figura 2.2.1); uno de los efectos superficiales más notorios de esta inversión tectónica fue el levantamiento de la Sierra de Tamaulipas.

Más tarde el emplazamiento de la Provincia Alcalina Oriental Mexicana durante el Eoceno-Pleistoceno, contribuyó a la configuración estructural de la región.

Estos dos últimos episodios tectónicos (Orogenia Laramide y PAOM) dieron la configuración al Yacimiento Cretácico Naturalmente Fracturado que se explota en el Campo Cacalilao, caracterizado por la presencia de redes de fracturas casi verticales, cuyos echados oscilan entre 70° y 90°; pliegues de flancos suaves, menores a 15° y fallas normales, inversas y laterales. Las fallas normales tienen un rumbo preferencial norte-sur. Las fallas inversas y laterales siempre están relacionadas a las zonas de reactivación de fallas de basamento, desarrollándose fallas sintéticas y antitéticas (Figura 2.2.1) (PEMEX, 1998-B).



EDAD	EVENTO
Jurásico Inferior-Medio	Fosas Synrift con depósito contemporáneo al fallamiento normal activo
Jurásico Superior-Cretácico (Albiano-Cenomaniano)	Establecimiento del Golfo de México y fallamiento normal
Cretácico Superior-Eoceno Medio	Reactivación de bloques y compactación de sedimentos del Jurásico Inferior provoca pliegues monoclinales y fracturamiento de extensión
Eoceno Medio-Pleistoceno	Subsidencia y basculamiento hacia el oriente provocan planos de despegue, fallas listricas y normales sinsedimentarias y fracturamiento extensivo a causa de magmatismo alcalino

Figura 2.2.1 Evolución del modelo geológico estructural del Campo Cacalilao; fracturamiento y plegamiento monoclinual de la secuencia cretácica asociado a la reactivación de los bloques de basamento (Modificado de PEMEX, 1998-A).

La inestabilidad tectónica del Cenozoico aunada al gran espesor de los paquetes continentales, originaron un proceso de subsidencia y basculamiento hacia el oriente, propiciando planos de despegue regional y numerosas fallas lítricas y normales sinsedimentarias; en el extremo SE del bloque Cacalilao, se reconoce una zona de “despegue”, donde los depósitos clásticos suprayacentes corresponden a sedimentos cenozoicos y cretácicos re-trabajados (Brecha terciaria) (Figura 2.2.2) (PEMEX, 2011-A).

En el Campo Cacalilao se ha determinado la presencia de una falla regional de carácter lítrico, la cual presenta una orientación N-S y corresponde a la segunda fase de apertura del Golfo de México (expansión del fondo oceánico) (Figura 2.2.2) (PEMEX, 2011-A). Esta falla da lugar a dos altos estructurales denominados “Cacalilao Occidental” y “Cacalilao Oriental”.

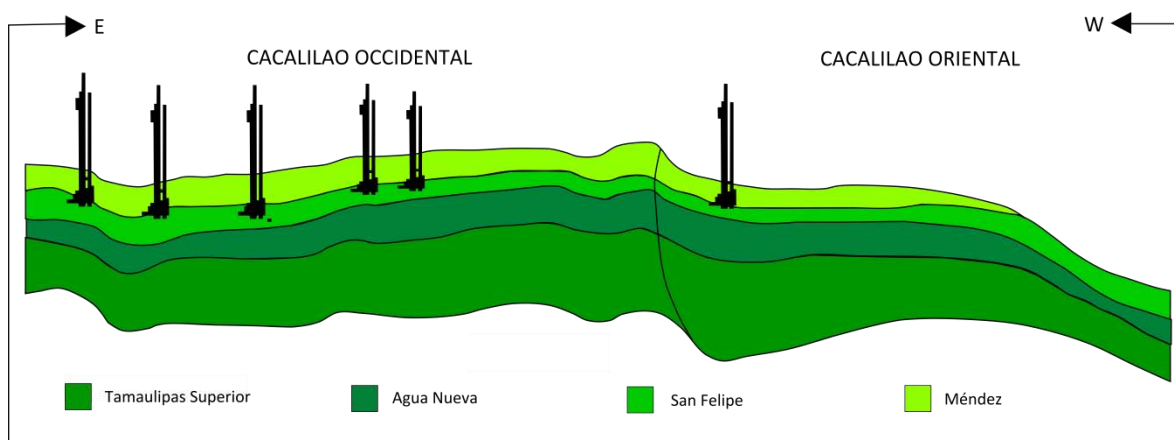


Figura 2.2.2 Episodio erosivo de las formaciones San Felipe y parte de la Formación Agua Nueva en la porción oriental del Campo Cacalilao, cuyo origen se asocia a un colapso gravitacional debido la inestabilidad tectónica del Cenozoico. Se presenta el crecimiento estratigráfico de la unidad Tamaulipas Superior al este de la falla regional, la cual divide el campo, en Cacalilao Occidental y Cacalilao Oriental (Modificado de PEMEX, 2011-A).

Estos altos estructurales conforman el anticlinal asimétrico denominado “Cacalilao-Pánuco”, el cual representa una de las estructuras regionales más importantes del área de estudio; presenta un echado del orden de los 15° en el flanco oriental y de 5° a 10° para su

flanco poniente, con plegamientos secundarios suaves asociados; cuenta con una longitud aproximada de 5 km y un eje con orientación aproximadamente NE-SW (Figura 2.2.3) (PEMEX, 1999) (PEMEX, 2008-D). En general los plegamientos anticlinales y sinclinales de la región se presentan más exagerados en la porción oeste del distrito y disminuyen gradualmente hacia el Golfo de México (Rodríguez, 1953).

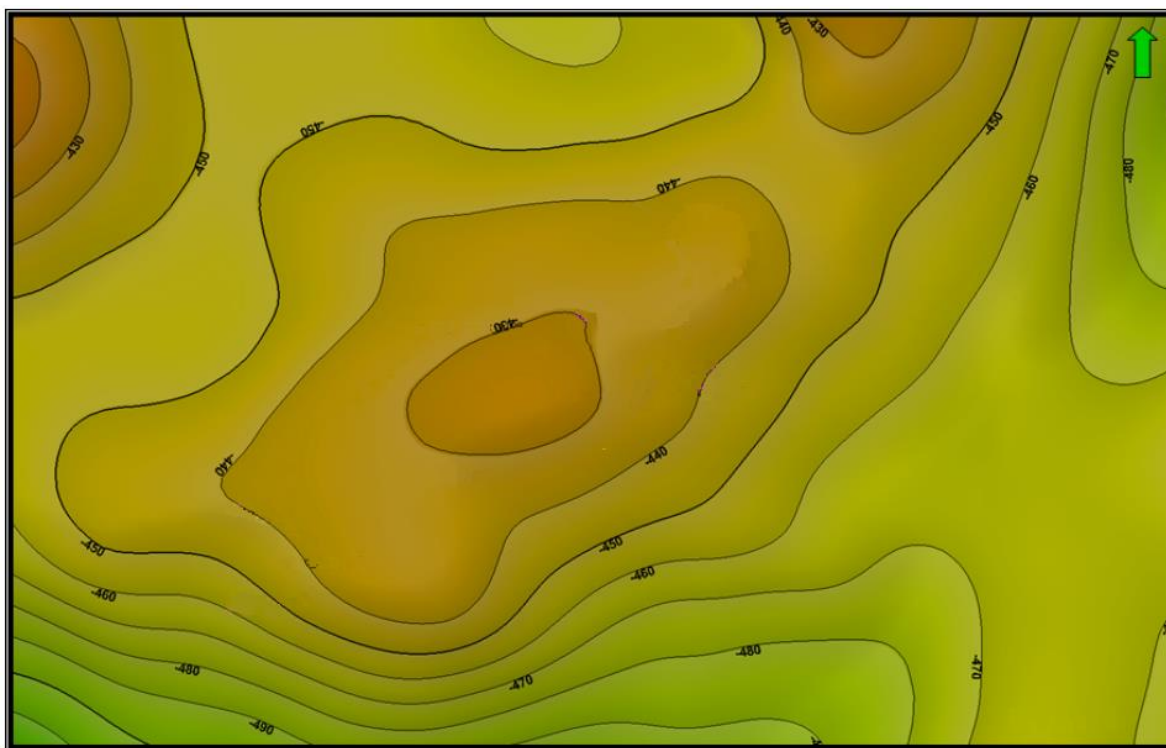


Figura 2.2.3 Mapa estructural del anticlinal asimétrico Cacalilao-Pánuco desarrollado en la Formación Agua Nueva (PEMEX, 2008-D).

El plegamiento de la secuencia cretácica presenta alto fracturamiento extensional, cuyo origen está condicionado por los siguientes factores: el movimiento orogénico laramídico, la acción de diferentes cuerpos ígneos intrusivos (PAOM) y el grado de competencia de las diferentes formaciones, mismos que dieron origen al “Yacimiento de Aceite en Fracturas Abiertas” del Campo Cacalilao (Figura 2.2.4).

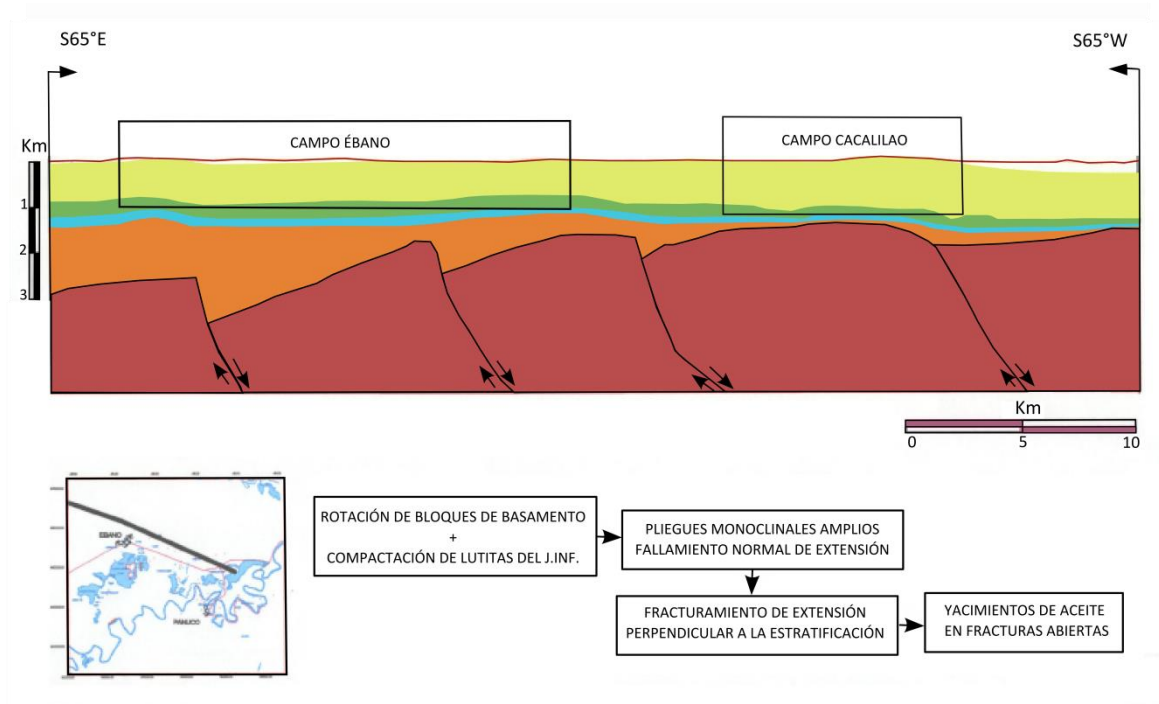


Figura 2.2.4 Sección estructural de los campos Ébano y Cacalilao (PEMEX, 1998-A).

Sin embargo la distribución de los sistemas de fracturas obedecen principalmente a un evento tectónico posterior al evento laramídico (PEMEX, 1998-B), caracterizado por la intrusión de cuerpos ígneos calco-alcinos producto de la somerización de la placa Farallón, y es conocido como el emplazamiento de la Provincia Alcalina Oriental Mexicana (Viera, et al., 2009); estos esfuerzos verticales produjeron fuerzas de tensión paralelos a la estratificación, provocando fracturamiento vertical, y por consiguiente un incremento en la permeabilidad local.

En cuanto al esfuerzo provocado por la orogenia laramídica, las diferentes capas que se levantaron se comportaban en formas diversas, según el grado de competencia que presentaban al esfuerzo, siendo las formaciones Agua Nueva, Tamaulipas Superior y Tamaulipas Inferior las de mayor competencia; la Formación Méndez y el Horizonte Otates presentan un comportamiento dúctil y la Formación San Felipe un comportamiento intermedio (PEMEX, 1998-A); así mientras unas se plegaban, otras además de plegamiento

presentaron fracturamiento, quedando constituida la red de fracturas y modificada en diferentes grados por movimientos posteriores (Sánchez, 1954). Este tipo de levantamientos produjo un gran número de fracturas y fallas de tensión, las cuales tienden a ser casi verticales, perpendiculares a la línea de influencia del máximo esfuerzo (PEMEX, 1968).

En general en el Distrito Ébano-Pánuco se han concentrado tres sistemas de fracturas; el más desarrollado presenta una orientación casi norte-sur, localizado entre el área del Campo Ébano y Cacalilao Occidental; el siguiente varía entre los N30°E y N45°E y el más pobremente desarrollado se encuentra orientado entre los N70°E y los N80°E (Rodríguez, 1953).

2.3 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

La historia tectónica de la Provincia Petrolera Tampico Misantla ha sido dividida en diferentes etapas; la primera abarca del Triásico al Jurásico Medio y se asocia regionalmente al origen del Golfo de México y globalmente a la apertura del Atlántico Norte, y es conocida como Etapa de *rifting* (Figura 2.3.1) (PEMEX, 1998-B). Durante esta etapa, con el inicio de la separación continental, se fragmentó el basamento dando lugar a la formación de host y grabens, en donde las fosas fueron rellenadas por sedimentos continentales (Figura 2.3.2).

A principios del Jurásico Temprano inicia un periodo transgresivo proveniente del Pacífico, generado por la separación entre las placas de Norteamérica y Sudamericana (PEMEX, 1998-B), sin embargo en el Jurásico Medio, los mares se retiraron a causa de un movimiento relativo de los bloques del basamento, restableciendo nuevamente las condiciones continentales del centro y oriente del país (PEMEX, 2010). Durante el Triásico Tardío-Jurásico Medio, tiempo que duró la separación continental sin llegar a la formación de corteza oceánica, sucedieron varios eventos importantes de subsidencia y sedimentación, así como levantamientos y erosión (PEMEX, 1998-B).

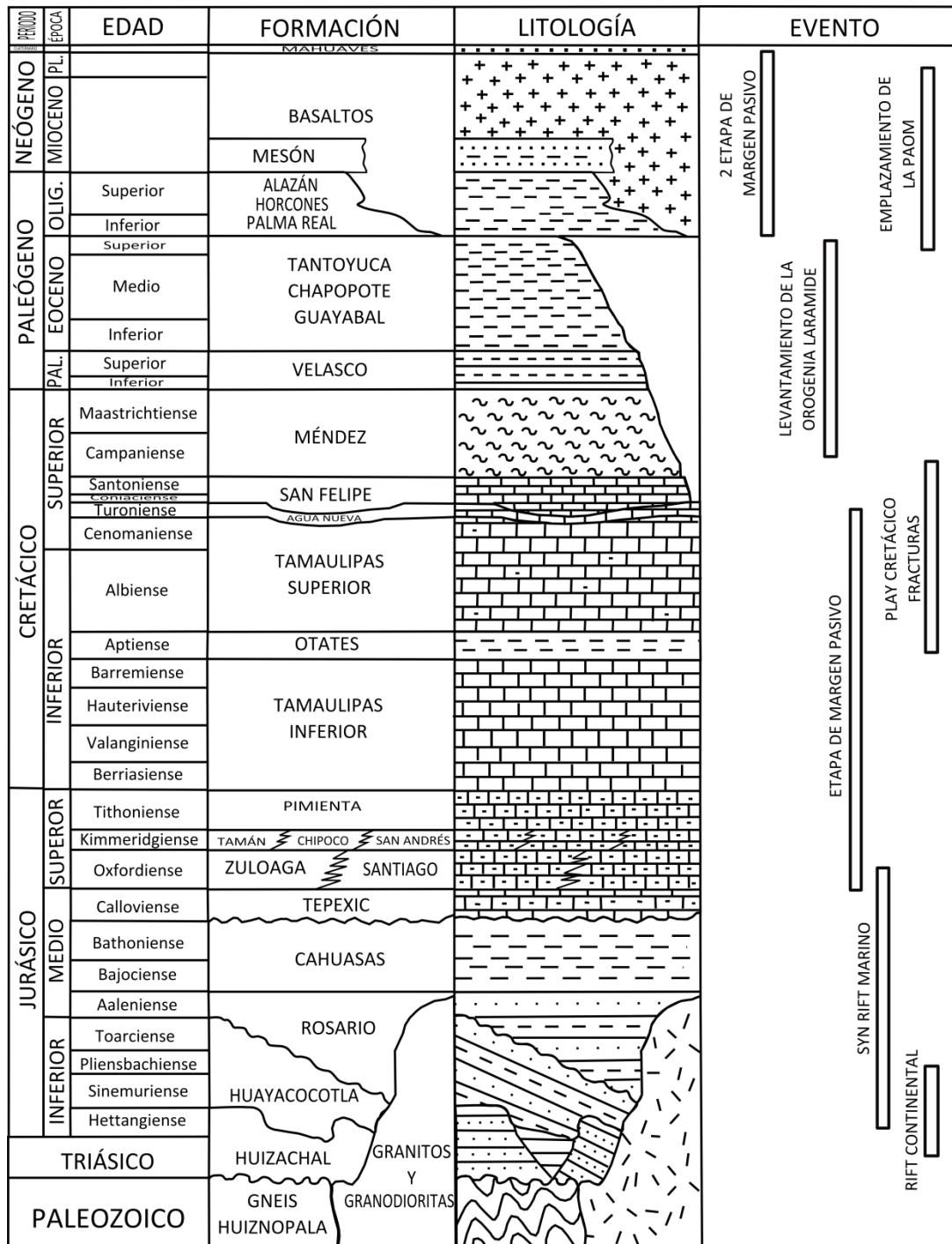


Figura 2.3.1 Principales eventos tectónicos que configuraron el Distrito Ébano-Pánuco y condicionaron el depósito de las unidades sedimentarias (Modificado de PEMEX, 1998-B).

Posteriormente en el Jurásico Tardío, se constituyó la etapa de margen pasiva, caracterizada por el establecimiento del Golfo de México (Figura 2.3.1), la cual presentó la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y un periodo de máxima inundación, representada por la Formación Pimienta, y finalizó con el emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas del Albiano-Cenomaniano (Figura 2.3.2) (PEMEX, 2010). La expansión del piso oceánico en el Golfo de México inicia en el Oxfordiano (PEMEX, 1998-B).

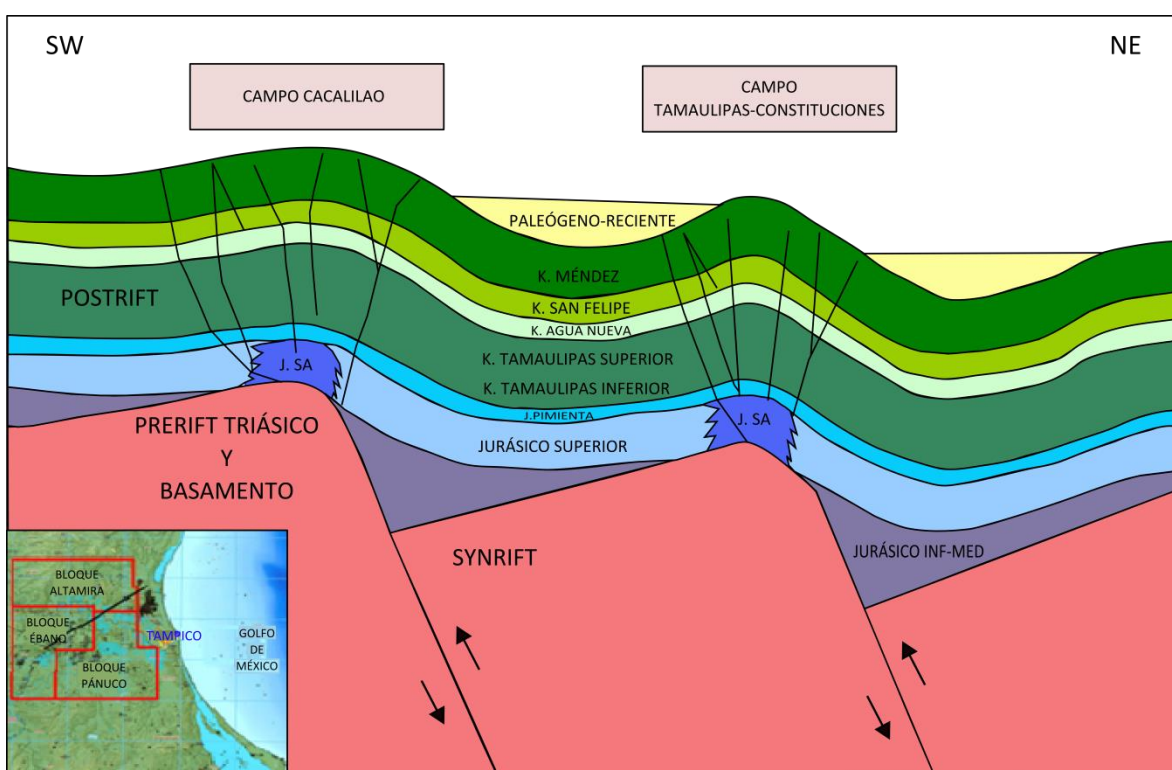


Figura 2.3.2 Marco geológico regional del norte de la Cuenca Tampico-Misantla, en donde se observa el Campo Cacalilao, así como las principales formaciones que lo integran (Modificado de Pemex, 2012-B).

Durante el Cretácico Tardío se depositaron las principales formaciones almacenadoras de hidrocarburos, constituyendo el denominado “Play Cretácico Fracturas” (Figura 2.3.1), las cuales concluyeron con la sedimentación de margen pasivo, para dar inicio a un nuevo tipo de sedimentación producto del levantamiento laramídico; este evento generó una reactivación de bloques de basamento, la que a su vez generó fracturamiento en la

secuencia cretácica (Figura 2.3.2); las rocas al ser incorporadas al cinturón de deformación fueron plegadas y cabalgadas; 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 turbidítico (PEMEX, 2010). A finales del Cretácico con la reactivación de las fallas de basamento, se produjo la emersión de la provincia paleotectónica prejurásica conocida como Península de Tamaulipas, la cual estuvo previamente emergida en el Jurásico, e inmersa durante el Cretácico, tiempo en el que se dio lugar al depósito de carbonatos (Figura 2.3.3) (PEMEX, 1968). El Arco de Tamaulipas se encuentra limitado hacia el occidente por la antefosa tectónica conocida como Cuenca de Magiscatzin y al oriente por el Homoclinal de San José de las Rusias, este último se considera como la prolongación regional del flanco oriental del arco hasta la actual plataforma del Golfo de México (PEMEX, 2010).

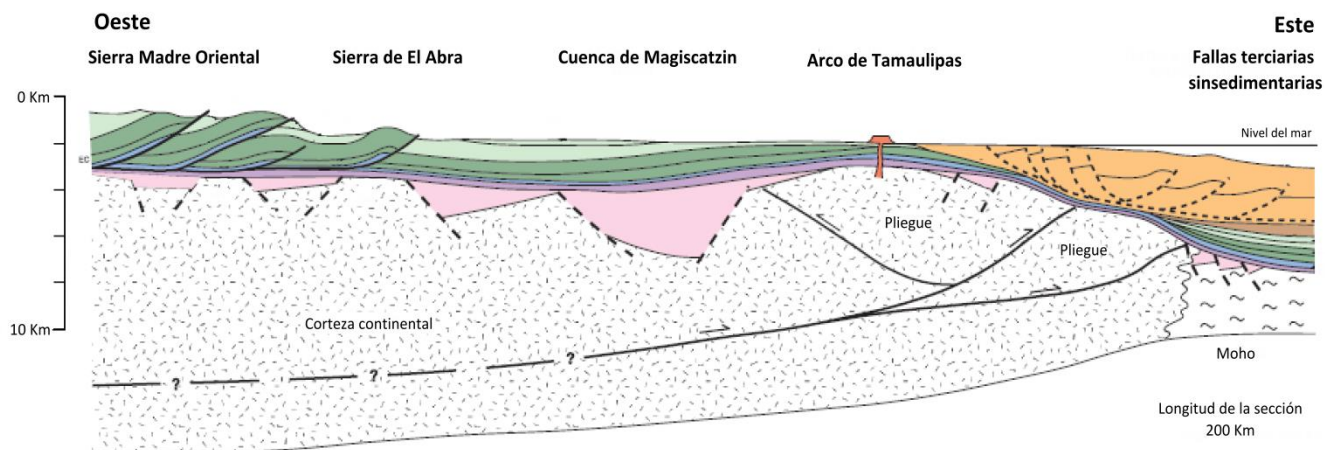


Figura 2.3.3 Levantamiento de la Sierra de Tamaulipas producto de la reactivación de bloques de basamento (Modificado de Horbury, *et al*; 2003)

El levantamiento de la Orogenia Laramide se efectuó a finales del Cretácico principios del Paleógeno, producto del proceso tectónico asociado a la subducción de la placa Farallón debajo la placa de Norteamérica, el cual se inició en la margen del Pacífico en el Cretácico Temprano (Figura 2.3.1). Esta misma interacción entre placas fue la responsable del emplazamiento de la Provincia Alcalina Oriental Mexicana durante las etapas finales de la orogenia (Figura 2.3.1).

No obstante, la PAOM muestra rocas afines a dos ambientes geotectónicos, un ambiente de subducción y otro de intraplaca. Actualmente se conoce que el magmatismo de la PAOM relacionado al fenómeno de subducción comenzó en el Eoceno, pero la disminución en el ángulo de subducción provocó la migración del arco magmático hacia el oriente, generando plutonismo en distintas regiones, entre ellas la Sierra de Tamaulipas. Poco después el fracturamiento de la Placa Farallón permitió el ascenso de magma, imprimiendo así características geoquímicas de intraplaca (Viera, *et al.*, 2009). Sin embargo algunos autores como Gómez Tuena (2002) en su tesis doctoral; no consideran a este conjunto de cuerpos ígneos como una provincia, sino como un pulso magmático más en la porción oriental de la Faja Volcánica Transmexicana.

Finalmente tras el cese de la deformación laramídica, la provincia paso a un dominio de margen pasivo en la que la carga sedimentaria provoco la subsidencia y el basculamiento hacia el Golfo de México (Figura 2.3.1) (PEMEX, 2010).

CAPÍTULO 3. SISTEMA PETROLERO TITHONIANO-CRETÁCICO SUPERIOR

Dentro de la Cuenca Tampico-Misantla se han identificado diferentes *plays* petroleros, los cuales presentan como principales rocas generadoras a la secuencia del Jurásico Superior, sin embargo en algunas áreas de esta cuenca, el potencial generador se extiende hasta rocas del Aptiano, aunque con mucho menor cantidad de materia orgánica que las jurásicas (PEMEX, 2008-C).

Las rocas generadoras del Jurásico Superior están representadas por calizas arcillosas de ambiente marino de cuenca, su distribución regional abarca toda la provincia, excluyendo los altos de basamento que actuaron como islas durante ese tiempo. Estas rocas corresponden a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente. La Formación Santiago tiene un potencial remanente en el sur de la cuenca con kerógeno tipo I, II, y III, mientras que las formaciones Tamán y Pimienta predominan en la porción norte de la cuenca con kerógeno tipo II (Figura 3.1) (PEMEX, 2010; WEC, 2009).

La Formación Pimienta, por presentar una amplia distribución geográfica y excelentes características de roca generadora ha sido considerada de mayor importancia dentro de la cuenca del Golfo de México, y es además, responsable del origen del gran volumen de hidrocarburos presentes en el Campo Cacalilao, y en general, en el Distrito Ébano-Pánuco (Figura 3.2).

Dentro de la Provincia Tampico-Misantla, los mayores espesores de las rocas generadoras se concentraron en 12 grabens (PEMEX, 2010), los cuales al madurarse la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleogeneradores; en las cercanías del Campo Cacalilao se han reconocido tres focos de generación (PEMEX 2012-B).

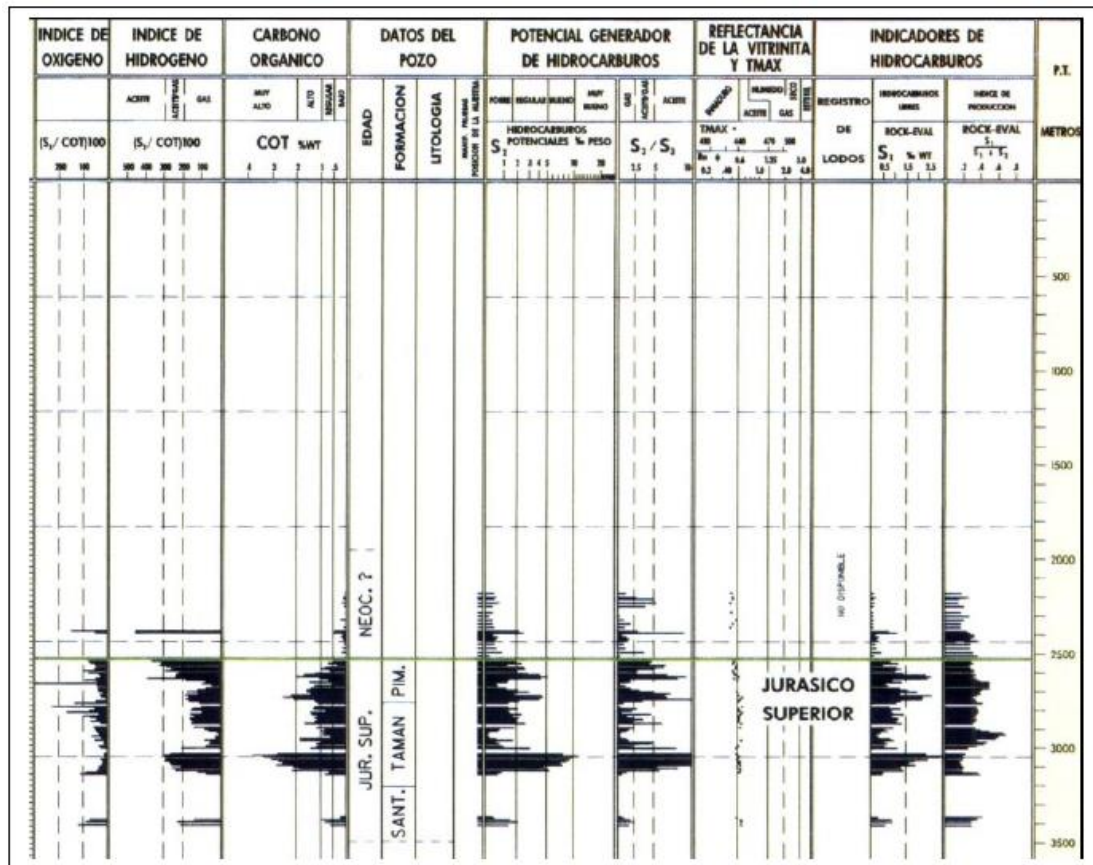


Figura 3.1 Registro geoquímico del Jurásico Superior en la parte norte de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

La mayor cantidad de hidrocarburos dentro del distrito petrolero Ébano-Pánuco se encuentra almacenado en rocas cretácicas de las formaciones San Felipe y Agua Nueva, y en menor proporción en la Formación Tamaulipas Superior (Figura 3.2) (Rodríguez, 1953).

Estas rocas fueron originadas en ambientes sedimentarios profundos, mayores a 200 m, por lo que presentan bajos valores de porosidad y permeabilidad, sin embargo los sistemas de fracturamiento y fallamiento producto de diferentes procesos tectónicos, contribuyeron al enriquecimiento de la porosidad proporcionando los conductos para la migración de hidrocarburos y enriqueciendo su potencial como rocas almacenadoras (PEMEX, 1998-B). Finalmente la Formación Méndez ha sido considerada como el principal sello dentro del área (Figura 3.2), impidiendo el escape del hidrocarburo acumulado en los

flancos de anticlinales, constituyéndose así el sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Superior (!) que define el denominado “Play Cretácico Fracturas (Tamaulipas Superior, Agua Nueva y San Felipe)” explotado en los campos del Distrito Ébano-Pánuco, entre ellos el Campo Cacalilao.

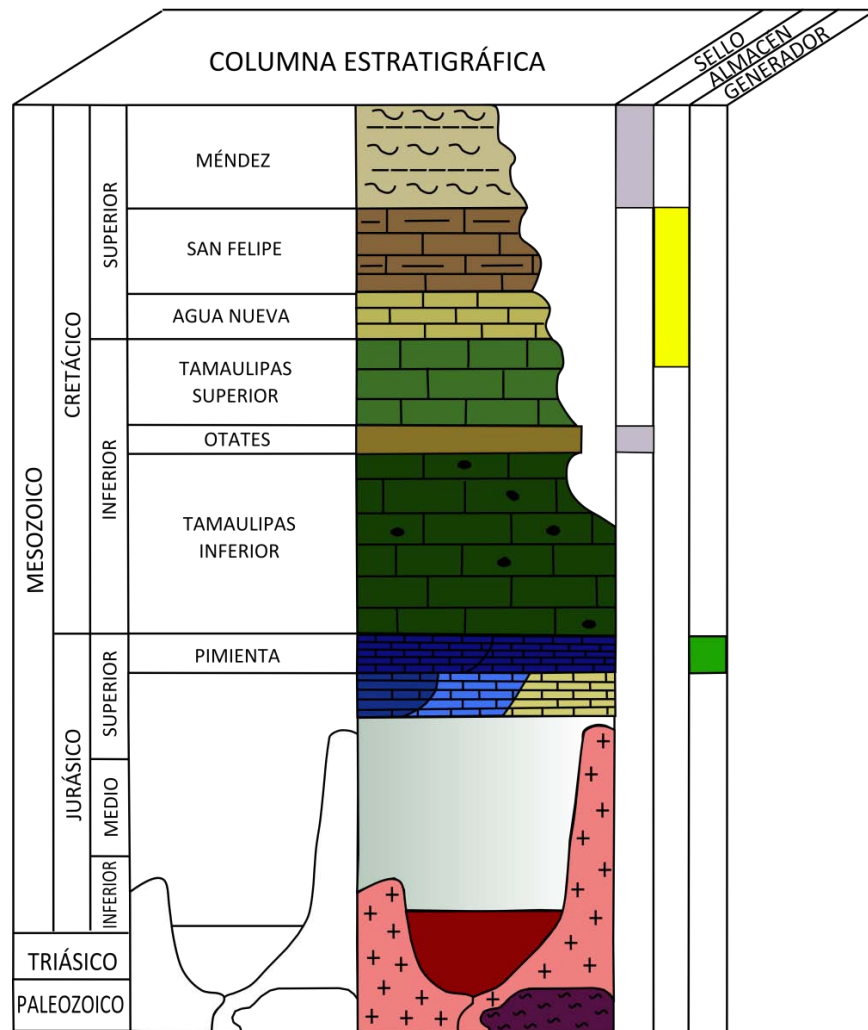


Figura 3.2 Columna estratigráfica donde se observan los principales elementos del sistema petrolero Tithoniano- Cretácico Superior (!) presentes en el Campo Cacalilao (Modificado de PEMEX-2013).

Los elementos del sistema petrolero Tithoniano-Cretácico Superior (!), se presentan a continuación.

3.1 ROCA GENERADORA

Diversos estudios geoquímicos con hidrocarburos aromáticos han demostrado que la principal roca generadora pertenece al Tithoniano (Figura 3.1.1), y está representada por calizas arcillosas de la Formación Pimienta, depositada en un ambiente marino carbonatado, en condiciones reductoras.

3.1.1 FORMACIÓN PIMIENTA

La Formación Pimienta está compuesta por *mudstones* y calizas arcillosas negras, ligeramente piritizados, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal; sus 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. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (PEMEX, 2010).

A través del análisis de biomarcadores, es posible conocer la madurez de los hidrocarburos; algunos esteranos como el C29 indican ventanas de generación por debajo del pico máximo de generación de aceite, así a mayor madurez térmica menor cantidad de esteranos C29; por otro lado la formación de diamandoides ocurre en etapas de madurez térmica mayores al pico máximo de generación, es decir a mayor madurez térmica después del pico máximo, existe una mayor concentración de diamandoides. Los biomarcadores analizados en el aceite de cinco pozos del Distrito Ébano-Pánuco, denotan una baja concentración de C29 y diamandoides, lo que indica que los aceites generados por las rocas jurásicas de la Formación Pimienta, presentan rangos de evolución termal que oscilan entre el inicio del pico y el pico de máxima generación de hidrocarburos

líquidos (Figura 3.1.1), lo que sugiere la expulsión de aceites de gran calidad con densidades API que podían haber variado entre 25 y 28 grados API (PEMEX, 2008-C).

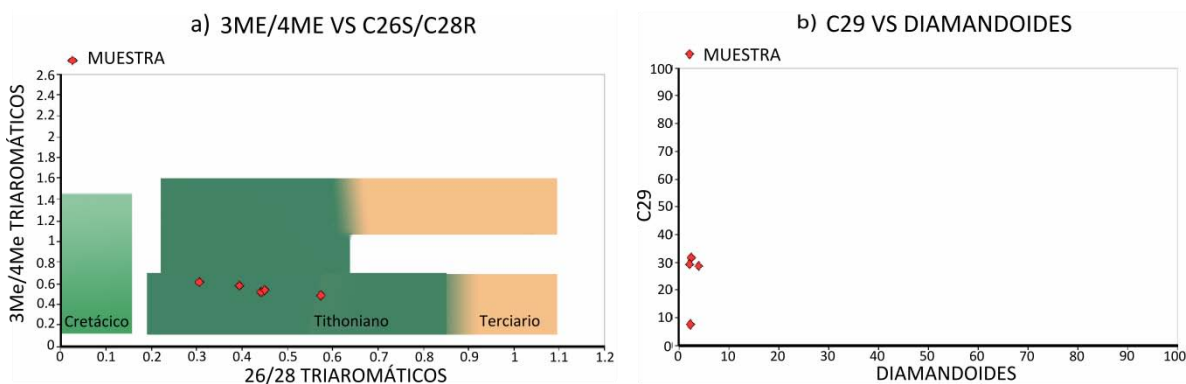


Figura 3.1.1 Esquemas de correlación de muestras de aceite de cinco pozos del área Ébano-Pánuco. a) Correlación de biomarcadores aromáticos define el origen de los hidrocarburos. b) Correlación de biomarcadores estables C29 vs Diamandoides define la madurez térmica de los aceites (Modificado de PEMEX, 2008-C).

Los valores de Ro obtenidos por pruebas geoquímicas, confirman que la generación del hidrocarburo se efectuó dentro del proceso catagénico muy cerca del pico de máxima generación, cuyo rango de valores de Ro en el Distrito Ébano-Panuco se encuentran entre los 0.80 y 0.91, y específicamente en el Campo Cacalilao oscilan entre los 0.8 y 0.83. Los hidrocarburos presentes en esta área, fueron afectados por severos procesos de biodegradación, provocando una disminución de densidad y por lo tanto una disminución en la calidad. La densidad actual de los aceites varía entre los 9 y los 14 grados API (PEMEX, 2008-C).

Esto sugiere que el aceite almacenado corresponde a una mezcla de aceites, de una misma roca generadora con el mismo grado de generación, originada a partir de varios pulsos generadores, expulsión y diferentes grados de biodegradación que están controlados por la profundidad y el gradiente geotérmico (PEMEX, 2008-C).

3.2 ROCA ALMACÉN

Las principales rocas con características almacenadoras corresponden a las formaciones Tamaulipas Superior, Agua Nueva y San Felipe. El Campo Cacalilao presenta la segunda mayor acumulación de hidrocarburos en las formaciones Agua Nueva y San Felipe dentro del Distrito Ébano-Pánuco según datos de producción.

Las rocas almacén del Turoniano –Santoniano (formaciones Agua Nueva y San Felipe) están conformadas por calizas arcillosas, cuya porosidad y permeabilidad están condicionadas por la presencia de fracturas, asociadas a intrusiones magmáticas y a las fallas de los bordes de las fosas del synrift, que fueron reactivadas durante el evento compresivo laramídico provocando la inversión y el consecuente fracturamiento (PEMEX, 2010).

La Formación Tamaulipas Superior, está constituida por calizas gris claro, calizas arcillo-carbonosas y pedernal negro y café oscuro, saturada en su mayor parte de agua salada, lo que resta importancia económico petrolera (PEMEX, 2008-A).

3.2.1 FORMACIÓN TAMAULIPAS SUPERIOR

Está constituida por *mudstone* de color crema, gris oscuro hacia la cima; su estratificación va de media a gruesa, contiene ocasionalmente nódulos de pedernal negro y presenta estratos delgados de margas laminadas hacia la base (PEMEX, 1999). Hacia el occidente, del Distrito Ébano-Pánuco este intervalo se constituye casi enteramente de calizas ligeramente arcillosas; el contenido de arcilla aumenta de este a oeste. Generalmente se caracteriza por una baja porosidad (5 a 10%) y baja permeabilidad (0.1 a 1 MD), presentándose los mayores valores hacia el extremo oriente del distrito, como respuesta a un menor contenido de arcilla en esta región; de las tres unidades almacenadoras, la Formación Tamaulipas Superior es la que muestra una menor arcillosidad (Figura 3.2.3) (PEMEX, 1998-A).

3.2.2 FORMACIÓN AGUA NUEVA

Constituida por *mudstone*, *wackestone* y calizas arcillosas de color café oscuro y gris oscuro a negro, sus estratos varían de 5 a 30 cm hasta microlaminados, alterna con lutitas laminares de color gris oscuro a negro y algunas intercalaciones de bentonita; presenta fracturas selladas por calcita y otras parcialmente abiertas, su fauna está caracterizada principalmente por radiolarios y foraminíferos (*Marginotruncana scheneegansi*, cámaras de *Marginotruncana sp*) (Figura 3.2.1) (Pemex, 1999). Esta formación contiene un volumen de arcilla menor que la Formación San Felipe, aproximadamente de 20% de arcilla (Figura 3.2.3), y se caracteriza por bajos valores de porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo se encuentra alojado en intervalos delgados y discontinuos de menos de 4 m (PEMEX, 1998-A).

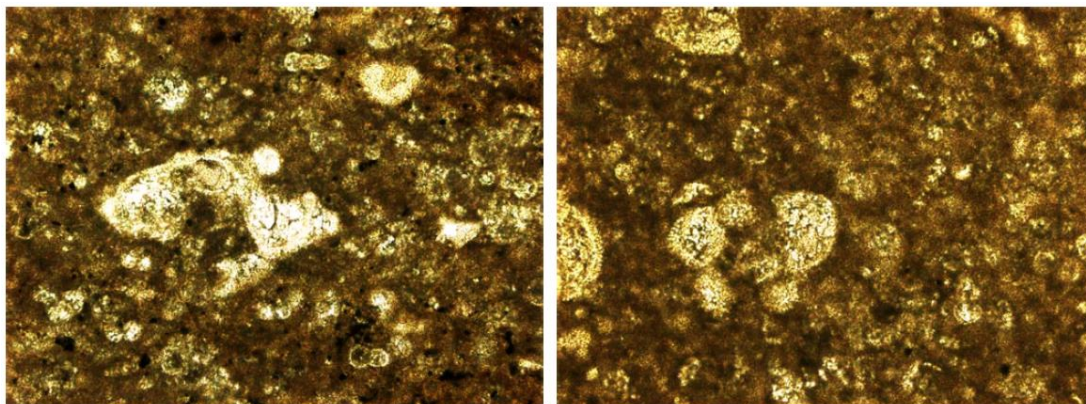


Figura 3.2.1 *Wackestone* de radiolarios y foraminíferos, finamente recrystalizado, presenta ligera bioturbación e impregnación de aceite (PEMEX, 2008-D).

3.2.3 FORMACIÓN SAN FELIPE

Está constituida de *mudstones* y *wackestones* de microfósiles de color gris claro en capas de 15 a 30 cm, finamente recristalizados (Figura 3.2.2), que alternan con pequeños paquetes de lutitas de color café oscuro y horizontes de bentonita (PEMEX, 1999). Este intervalo está caracterizado por bajos valores de permeabilidad y porosidad de la matriz, con alto contenido de arcilla, el cual aumenta hacia la cima (Figura 3.2.3). Hacia el oriente, este intervalo se vuelve ligeramente arcilloso. Las secuencias saturadas de hidrocarburos presentan espesores de aproximadamente 2 m (PEMEX, 1998-A).

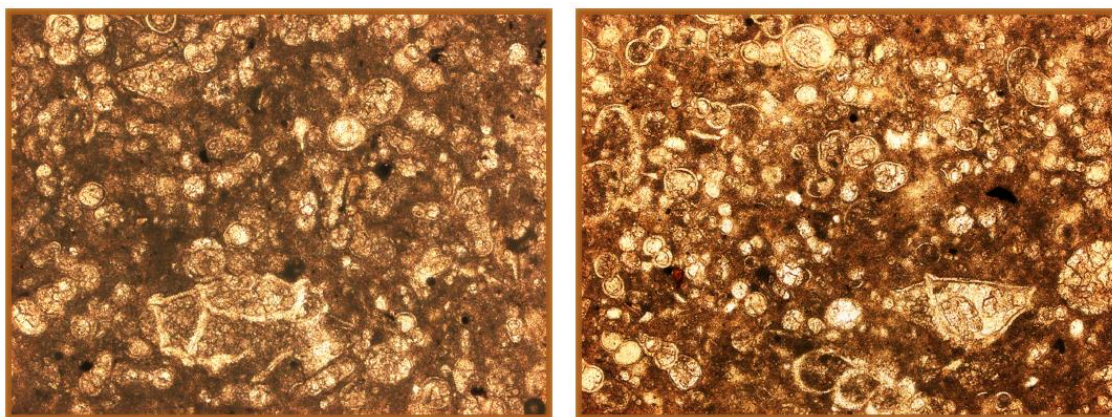


Figura 3.2.2 *Wackestone-Packstone* de microfósiles, ligeramente arcilloso, finamente recristalizado de aspecto brechoide. Contiene radiolarios, *Sigalia* sp, *Heterohélix globulosa*, *Marginotruncana pseudilinneiana*, cámaras de *Dicarinella hagni*, *Archeoglobigerina* sp (PEMEX, 2007-B).

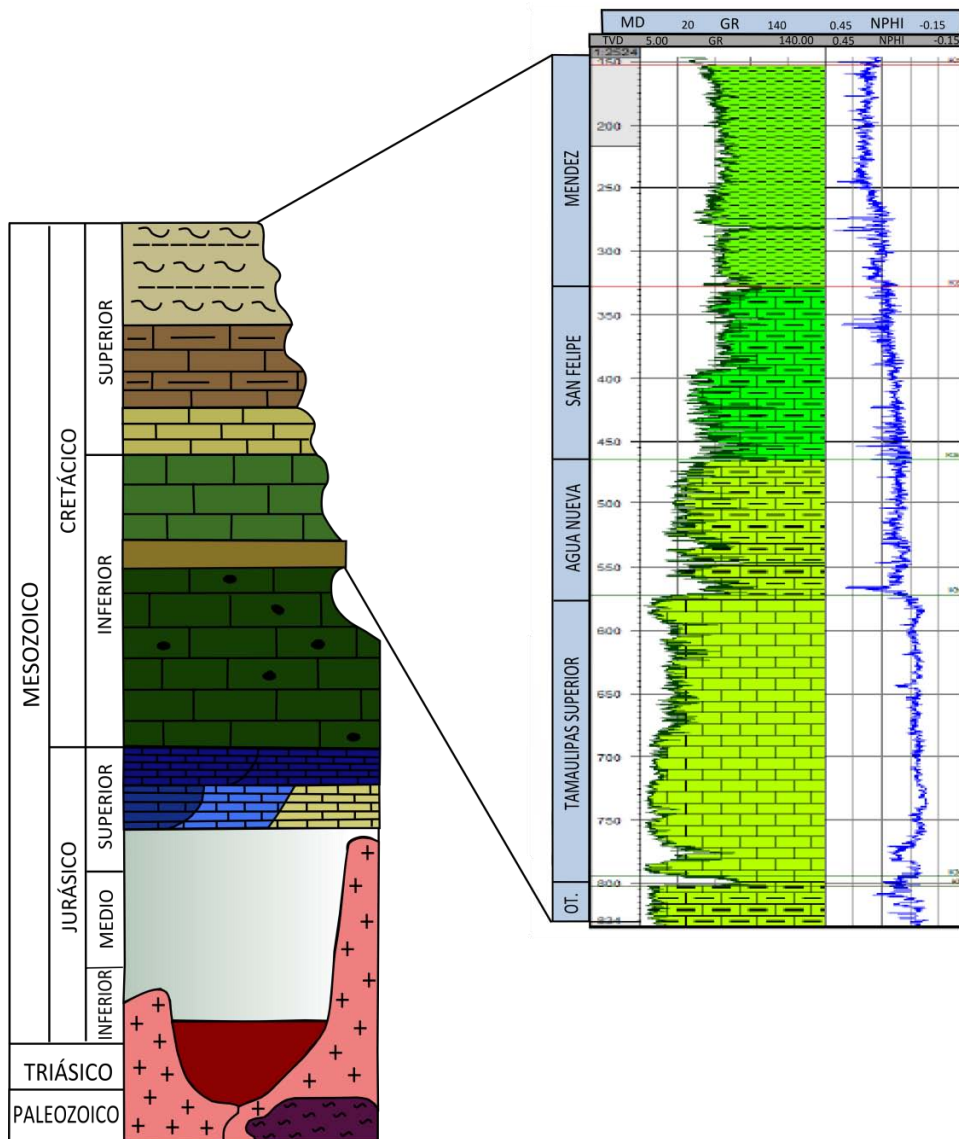


Figura 3.2.3. Registro de Rayos Gamma y Porosidad Neutrón en donde se observa el grado de arcillosidad de las rocas cretácicas del Campo Cacalilao, indicando un mayor volumen de arcilla hacia la cima de la secuencia estratigráfica (Modificado de PEMEX, 2013; PEMEX, 2012-B).

3.3 ROCA SELLO

Las rocas sello están distribuidas dentro de la columna estratigráfica en diferentes horizontes arcillosos y carbonatados, siendo las principales rocas de este tipo las pertenecientes a la unidad arcillosa del Cretácico Superior, la Formación Méndez. También existen horizontes impermeables dentro de las mismas formaciones productoras (PEMEX, 1998-B).

3.3.1 FORMACIÓN MÉNDEZ

El sello del Campaniano Maastrichtiano está constituido por calizas arcillosas y margas. De todas las formaciones cretácicas, esta es la que presentan un mayor volumen de arcilla, el cual se encuentra entre el 50 y 60%; hacia el oriente del distrito Ébano-Pánuco, el contenido de arcilla es menor, aproximadamente 20%. Generalmente, la Formación Méndez presenta 10% de porosidad y 0.1 mD de permeabilidad (PEMEX, 1998-A).

3.4 TRAMPA

Las trampas del Cretácico Superior en el distrito Ébano-Pánuco son principalmente de tipo estratigráfico y estructural, con el predominio de estas últimas, originadas por la reactivación de fallas synrift, inversión y fracturamiento a lo largo de ellas, así como por continuos pulsos magmáticos (PEMEX, 2010).

Las acumulaciones de hidrocarburo, están relacionadas a los flancos suaves de los anticlinales, así como a las zonas de falla y fracturamiento asociado, considerando como trampa principal al anticlinal Cacalilao-Pánuco, el cual presenta una dirección NE-SW y una longitud alrededor de 5 Km. Las fallas presentan una orientación aproximadamente N-S, cuya reactivación originó sistemas de fracturas con echados próximos a la vertical de entre 70° y 90° (PEMEX, 1998-B).

Se ha identificado la presencia de trampas estratigráficas asociadas a la discordancia originada por el cañón submarino Bejujo-La Laja en la porción oriental del distrito (PEMEX, 1998-B).

3.5 MIGRACIÓN Y SINCRONÍA

Dentro de los factores que regulan la generación y migración de los hidrocarburos, encontramos el gran espesor y evolución de las rocas de sobrecarga. De tal manera que las rocas generadoras del Jurásico Superior, en la porción que ocupa el distrito petrolero Ébano-Pánuco, están soportando la carga litostática de los sedimentos del Cretácico y Cenozoico con espesores de hasta 3 km (PEMEX, 2010).

Debido al decremento de la tasa de sedimentación durante el Cretácico por el régimen tectónico pasivo de la Cuenca Tampico Misantla, las condiciones profundas de sedimentación maduraron las rocas generadoras sepultadas con mayor lentitud, entrando a la ventana de generación de aceite a finales del Cretácico e inicios del Paleógeno, alcanzando su mayor madurez a través del Eoceno como resultado del hundimiento rápido de la antefosa por el flexuramiento del basamento causado por el acercamiento del Frente Tectónico 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, el proceso de generación de hidrocarburos en el occidente de la Provincia Tampico Misantla fue extinguiéndose lentamente, transfiriendo su intensidad al oriente de la misma (PEMEX, 2010). Una vez generado el hidrocarburo, el alto fracturamiento presente en los campos del distrito Ébano-Pánuco, constituyó la principal ruta de migración del hidrocarburo, el cual se encuentra alojado principalmente en rocas cretácicas (Figura 3.5.1).

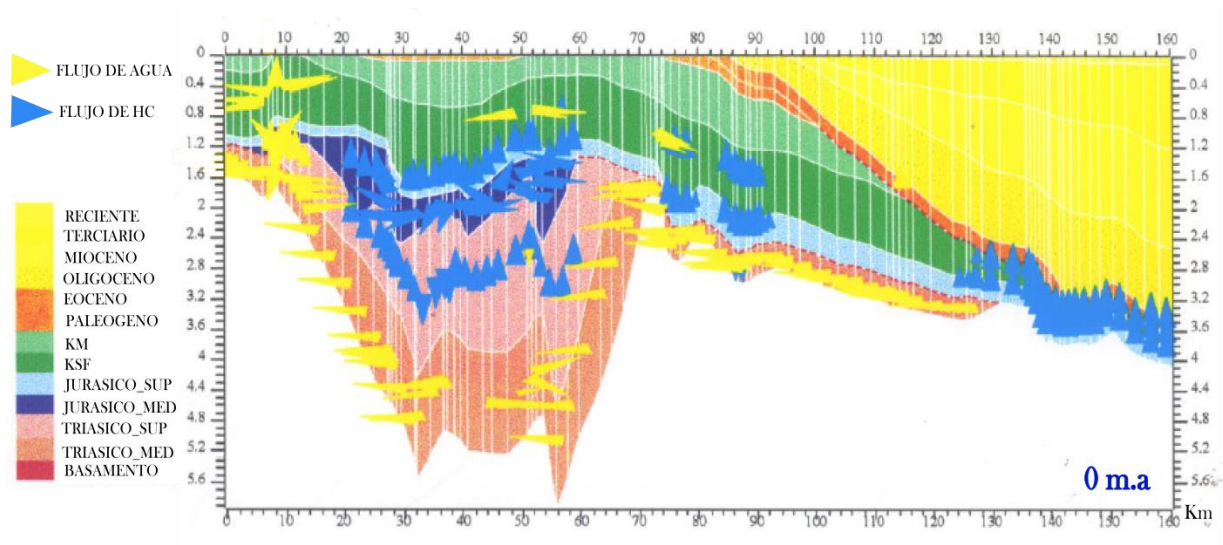


Figura 3.5.1 Sección transversal del Distrito Ébano-Pánuco modelado con Temispack, en el cual se observa la dirección de la migración de los hidrocarburos presentes en la región (PEMEX, 1998-B).

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LOS PLAYS AGUA NUEVA Y SAN FELIPE

En las últimas décadas la demanda de petróleo ha ido en aumento, propiciando que las empresas petroleras intensifiquen la exploración de nuevas áreas, sin embargo, el alto costo que esto implica las ha orillado a buscar nuevas formas de satisfacer dicha demanda, en donde la reactivación de los campos maduros funge como excelente opción. En este caso la optimización del proceso de producción, a través de la reintervención y perforación de pozos requiere de la correcta caracterización del yacimiento, mismo que involucra un estudio detallado del *play* o de los *plays* productores, para finalmente elaborar los modelos estáticos que reflejen la evolución de un área o cuenca.

Un modelo estático cuantifica aquellas características de una formación o de un volumen de subsuelo que son relativamente estables durante largos periodos de tiempo y pueden, por lo tanto considerarse estáticas, por ejemplo, la forma estructural y espesor de las formaciones, litología, así como la porosidad y permeabilidad; estas dos últimas varían significativamente de una ubicación a otra, sin embargo son estables en el tiempo y no cambian debido al movimiento de los fluidos a través del espacio poroso (Schlumberger, s.f.).

Este trabajo se centró en la caracterización estratigráfica y petrofísica de los *plays* Agua Nueva y San Felipe del Campo Cacalilao, para lo cual se definieron 4 secciones estratigráficas, que nos permitieron conocer la distribución y geometría espacial de las formaciones almacenadoras dentro del campo; y se realizaron mapas de propiedades petrofísicas, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de aceite y espesores, con los que se identificó las zonas favorables para la acumulación y explotación de hidrocarburos.

Las secciones estratigráficas y mapas de propiedades físicas se elaboraron con base en informes finales de pozo, reportes de exploración y producción, descripción de núcleos y muestras de canal, así como de informes técnicos de la zona.

Debido a las políticas de privacidad de información de PEMEX, en este trabajo no se incluyen nombres originales de los pozos, ni coordenadas geográficas, puesto que la ubicación de los pozos será relativa, únicamente con fines interpretativos.

4.1 ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO

Dentro del Campo Cacalilao se definieron 4 secciones estratigráficas elaboradas a partir de las columnas de 18 pozos, los que en su mayoría fueron perforados hasta la Formación Agua Nueva; cuya cima y base de cada formación se obtuvo de reportes finales y descripción de muestras de canal; las cuales al correlacionarse nos permitieron visualizar la continuidad lateral y vertical, así como la geometría, espesor y la estructura del relieve de las formaciones almacenadoras. Una correlación estratigráfica se define como un procedimiento que sirve para establecer la correspondencia entre partes geográficamente separadas de una unidad geológica, cuyo objetivo principal consiste en determinar la importancia geológico-económica y obtener una visión más completa de la historia geológica de una región (Domínguez, 2014), por consiguiente las secciones estratigráficas son una ordenación temporal de las unidades estratigráficas. En este caso el criterio de correlación, por tratarse de una correlación generalizada y local, se basó únicamente en la correspondencia de unidades con similar posición litoestratigráfica.

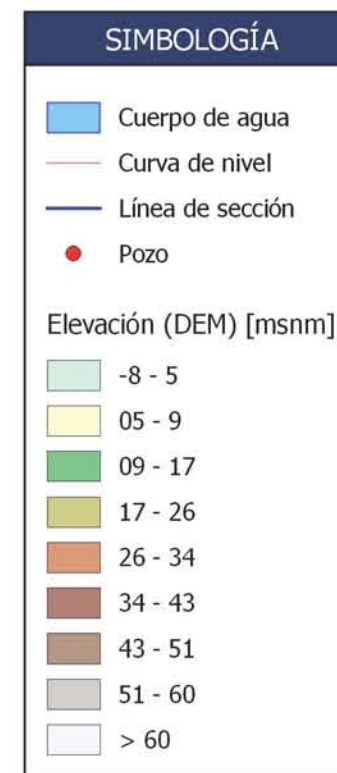
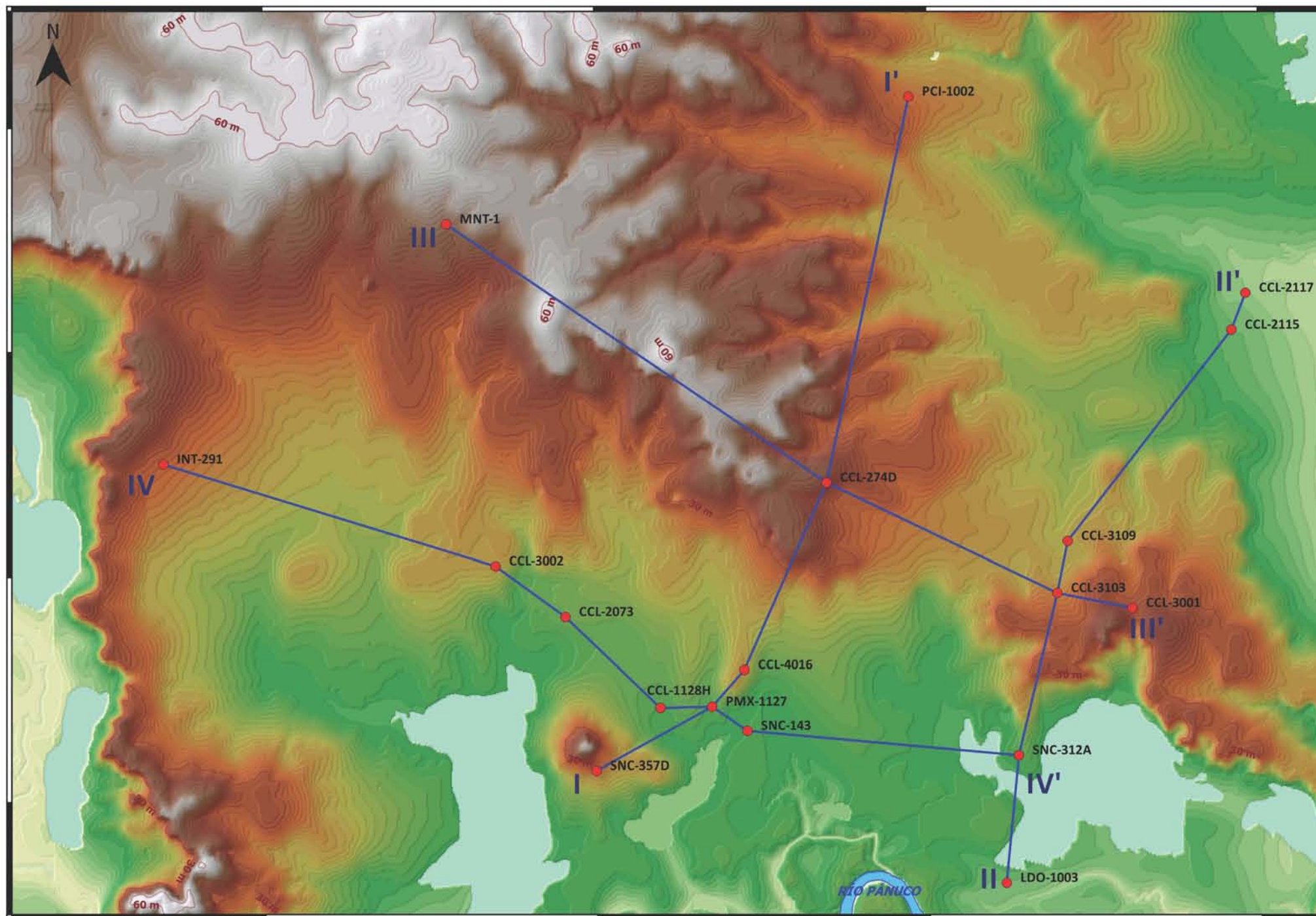
Los pozos utilizados en estas secciones fueron seleccionados de la base de datos previamente elaborada durante la estancia realizada en el Activo de Exploración Tampico Misantla-Golfo Región Norte, tomando en cuenta la cantidad de información y la distribución espacial de los mismos, tratando de cubrir la mayor área posible del campo; de esta manera se trazaron las cuatro secciones, cuya dirección generalizada fue dos SW-NE y dos NW-SE (Figura 4.1). En las secciones NW-SE únicamente fue posible correlacionar

hasta las unidades cretácicas, mientras que en las secciones NE-SW se logró correlacionar hasta unidades de edad Triásica (Basamento).

Posteriormente, haciendo uso del software de diseño AutoCAD se elaboró la columna geológica de cada pozo, tomando en cuenta la profundidad de las cimas y bases bajo mesa rotaria, a la postre, en el mismo software se llevó a cabo el proceso de correlación de las unidades geológicas, generando archivos dxf.

Estos archivos dxf se importaron al paquete de dibujo de código libre Inkscape, en el cual se editó cuidadosamente cada una de las secciones estratigráficas. Por último se exportó la sección estratigráfica final en formato pdf.

En seguida se describen las características litológicas de las formaciones Agua Nueva y San Felipe de cada uno de los pozos que conforman las secciones estratigráficas, así como un breve análisis de cada sección.



ELIPSOIDE: WGS84
PROYECCIÓN UNIVERSAL
TRANSVERSA DE MERCATOR
DATUM: WGS84

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	
Caracterización estática de los plays Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao en la cuenca Tampico-Misantla	
MAPA DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS	
Escala: 1:75000	Elaboró: García Sandoval Analí

Figura 4.1 Mapa de secciones estratigráficas

4.1.1 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA I-I'

En la tabla 4.1.1 se exponen las cimas, bases y espesores de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección I-I'.

SECCIÓN I-I'						
POZO	Fm San Felipe			Fm Agua Nueva		
	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)
SNC-357D	325	476	151	476	562	86
PMX-1127	310	441	131	441	525	84
CCL-4016	303	438	135	438	505	67 *
CCL-274D	311	498	187 *	-	-	-
PCI-1002	375	570	195	570	630	60 *

* metros penetrados

Tabla 4.1.1 Cima y base de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección estratigráfica I-I'.

- **SNC-357D**

Formación San Felipe: *Mudstone* y calizas arcillosas de color gris claro y cremoso, con intercalaciones de bentonita verde esmeralda y gris verdoso (PEMEX, 1997).

Formación Agua Nueva: *Mudstone* y calizas arcillosas de color gris oscuro y negro, alternando con horizontes de lutitas de color negro (PEMEX, 1997). Presenta una porosidad promedio (matriz y fracturas) de 12% y una permeabilidad de 0.022 mD, así como una saturación de aceite del 57%. El espesor impregnado es de poco más de 9 m (PEMEX, 2008-B).

- **PMX-1127**

Formación San Felipe: *Mudstone* a *wackestone* de microfósiles de color gris claro, con alternancia de bentonita verde esmeralda, escasa lutita (Figura 4.1.1.1). Presenta una porosidad del 8 al 10%, una saturación de agua del 20%, cuenta con 50 m de espesor impregnado y una resistividad de 15 a 22 Ω (PEMEX, 2007-A).

Formación Agua Nueva: *Mudstone* a *wackestone* de microfósiles ligeramente arcillosa, gris oscuro a gris verdoso, escasa bentonita blanca y lutita calcárea café obscura a negra, en algunas partes recristalizado (Figura 4.1.1.1); presenta valores de solubilidad aproximadamente de 66%, resistividad de 15 a 22 Ω , porosidad de 9 a 11%, saturación de agua de 30% y 60 m de espesor impregnado. Las fracturas se encuentran parcialmente cementadas, con una orientación dominante E-W (PEMEX, 2007-A).

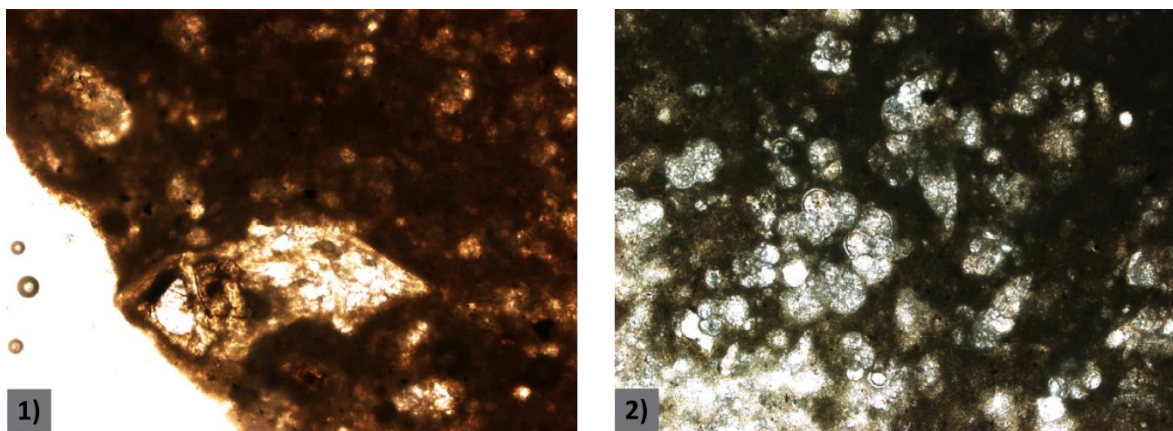


Figura 4.1.1.1 Lámina delgada de la 1) Formación Agua Nueva (460 m) y la 2) Formación San Felipe (310 m) del pozo PMX-1127; ambas se describen como *wackestone* de microfauna (radiolarios) finamente recristalizado (PEMEX, 2007-A).

- **CCL-4016**

Formación San Felipe: *Mudstone* gris claro y gris verdoso, con alternancia de capas de bentonita gris verdoso y verde claro y escasa lutita gris verdosa. El contenido de arcilla dentro de esta formación va aumentando hacia la base, del 35 a 40 % con picos de hasta 80%, indicando la existencia de una roca carbonatada más arcillosa hacia la base (PEMEX, 2006-A).

Formación Agua Nueva: *Mudstone* y *wackestone* con calizas arcillosas gris oscuro (Figura 4.1.1.2), con aislados fragmentos de pedernal negro y gris oscuro hacia la cima de la formación. Dentro de esta formación se identificaron cuatro paquetes lutíticos, el porcentaje de arcilla se encuentra entre el 15 y 30 % (PEMEX, 2006-A).

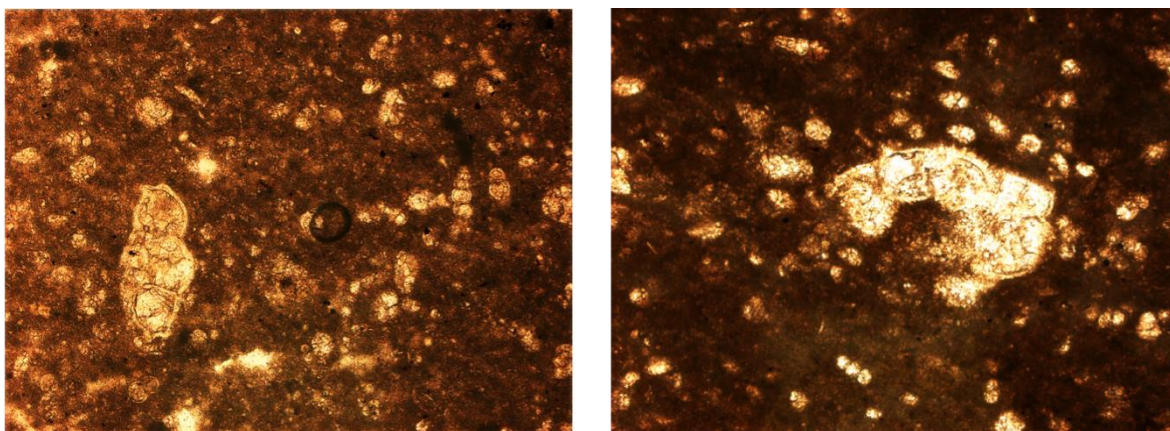


Figura 4.1.1.2 Láminas delgadas de la Formación Agua Nueva (480 m) del pozo CCL-4016; *wackestone* arcilloso de microfauna (Radiolarios), finamente recrystalizado con impregnación regular de aceite (PEMEX, 2006-A).

- **CCL-274D**

Formación San Felipe: Se encuentra constituida por una secuencia de capas delgadas de caliza bentonítica, de color gris y gris verdoso, interestratificada con capas de bentonita y de caliza color gris claro, arcillosas (Figura 4.1.1.3). En la parte media se encuentran delgadas capas de caliza cristalina con impregnación de aceite. Hacia la base presenta pobre fracturamiento, con aceite impregnado en el plano de fractura (PEMEX, 1970-A). Tiene una porosidad y permeabilidad promedio (matriz y fracturas) de 12% y 0.024 mD respectivamente, una saturación de aceite de 53% y un espesor impregnado de 3.4 m (PEMEX, 2008-B).

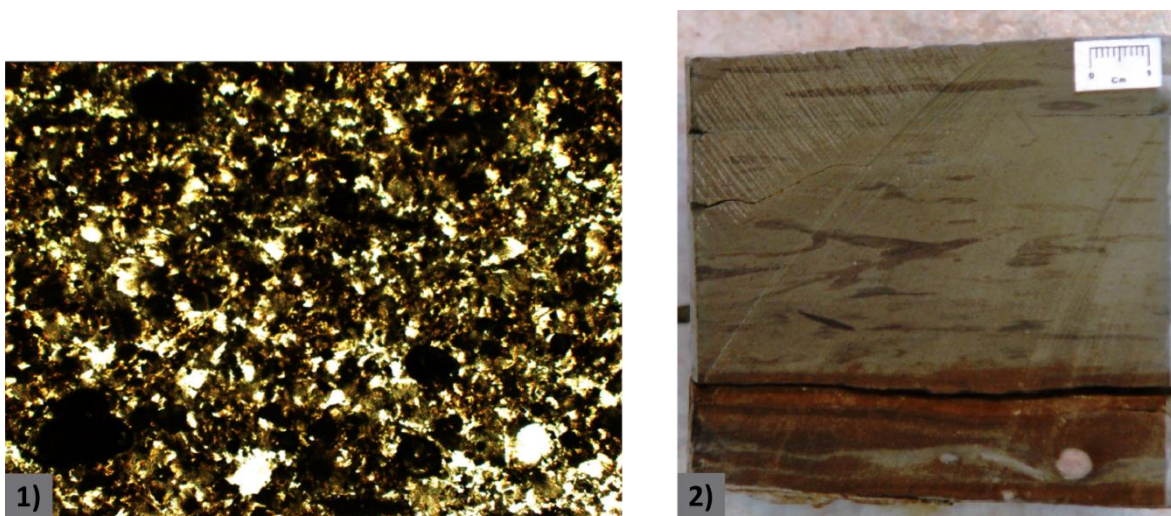


Figura 4.1.1.3 1) Lámina delgada de la Formación San Felipe y 2) Núcleo de la Formación San Felipe (449 m) del pozo CCL-274-D; ambas se describen como caliza gris bentonítica con impregnación de aceite (PEMEX, 2008-E).

- **PCI-1002**

Formación San Felipe: Caliza gris y gris obscura dura, fragmentos de marga gris verdosa semidura, trazas de bentonita gris verdosa y calcita blanca. Ligeramente impregnada de aceite (PEMEX, 2004-A).

Formación Agua Nueva: Caliza gris azul arcillosa, caliza gris verdosa, trazas de lutita negra, calcita blanca y bentonita. Presenta impregnación de aceite y ocasionalmente fragmentos de pirita (PEMEX, 2004-A).

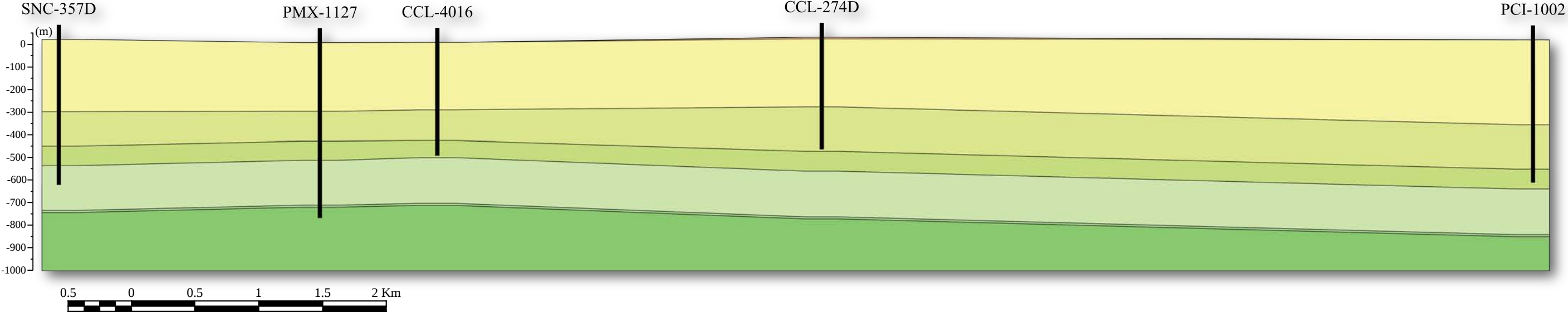
ANÁLISIS DE LA SECCIÓN I-I':

La sección I-I' con orientación SW-NE (Figura 4.1), está conformada por cinco pozos, de los cuales, los tres intermedios resultaron productores de aceite, PMX-1127 y CCL-4016 en la Formación Agua Nueva y CCL-274D en la Formación San Felipe. Esta sección logró correlacionar unidades del Paleógeno al Cretácico Inferior, en una secuencia estratigráfica normal; la Formación Velasco (Paleógeno) reportada por el pozo CCL-274 cuenta con un espesor de 7 m por lo que no se logra visualizar con claridad (Figura 4.1.1).

Se observa un ligero levantamiento estructural a nivel del Cretácico Superior Agua Nueva, indicado principalmente por la correlación de las cimas de dicha formación de los pozos PMX-1127, CCL-4016 Y CCL-274D, que por estudios previos se sabe que corresponde al anticlinal Cacalilao-Pánuco (Figura 4.1.1).

La Formación Agua Nueva presenta un espesor casi constante y continuo a lo largo de toda la sección, sin embargo el menor espesor se registró por debajo del pozo CCL-4016; mientras que la Formación San Felipe de geometría irregular, muestra una notable variación en su espesor, el cual disminuye en la parte del alto estructural e incrementa hacia la porción norte de la sección, lo que posiblemente nos indica una mejor condición de depósito de material calcáreo durante el Cretácico Coniaciano-Santoniano hacia el norte del Campo Cacalilao (Figura 4.1.1).

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA I-I'



SIMBOLOGÍA			
	Fm Velasco (Paleógeno)		Fm Tamaulipas Superior (Kt Albiano-Cenomaniano)
	Fm Méndez (Kts Campaniano-Maastrichtiano)		Fm Otates (Kti Aptiano)
	Fm San Felipe (Kts Coniaciano-Santoniano)		Fm Tamaulipas Inferior (Kti Berriasiano-Barremiano)
	Fm Agua Nueva (Kts Turoniano)		

NOTA
La profundidad está representada en metros bajo el nivel del mar

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
"Caracterización estática de los plays Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao en la Cuenca Tampico Misantla"
Sección estratigráfica I-I'
Elaboró: García Sandoval Analí



Figura 4.1.1 Sección estratigráfica I-I'

4.1.2 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA II-II'

En la tabla 4.1.2 se exponen las cimas, bases y espesores de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección II-II'.

SECCIÓN II-II'						
POZO	Fm San Felipe			Fm Agua Nueva		
	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)
LDO-1003	385	475	90	475	513.5	38.5 *
SNC-312A	290	450	160	450	527	77
CCL-3103	297	486	189	486	551	65
CCL-3109	328	484	156	484	564	80
CCL-2115	380	480	100	480	537	57 *
CCL-2117	350	500	150	500	554	54 *

* metros penetrados

Tabla 4.1.2 Cima y base de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección estratigráfica II-II'.

- **LDO-1003**

Formación San Felipe: La cima se caracteriza por la presencia de calizas gris oscuro, con margas y lutitas calcáreas de coloración grisácea, y trazas de bentonita. En la base se observa caliza verde y gris verdosa, fragmentos de caliza gris oscura ligeramente arcillosa, trazas de bentonita y calcita (PEMEX, 2004-B).

Formación Agua Nueva: La litología está representada por caliza gris azul y gris claro azulosa, trazas de lutita negra y de bentonita gris verdosa. Se presentan fragmentos de caliza arcillosa de color café por leve impregnación de aceite (PEMEX, 2004-B).

- **SNC-312A**

Formación San Felipe: Constituido por *mudstone-wackestone* de microfósiles de color gris, gris verdoso y en ocasiones café por impregnación de aceite con horizontes de bentonita gris claro, gris verdoso y en partes color rojizo de textura jabonosa, también se observa *wackestone-packestone* de microfósiles de color gris verdoso, delgadas

intercalaciones de wackestone color crema en partes hematizado y en ocasiones parcialmente silicificado. Presenta fracturas selladas por calcita y algunas parcialmente abiertas con aceite en sus planos (Figura 4.1.2.1) (PEMEX, 2005).

Formación Agua Nueva: La litología observada en esta formación consiste de wackestone a packestone de microfósiles finamente recrystalizado, color gris a crema y café por impregnación de aceite (Figura 4.1.2.2) (PEMEX, 2005).

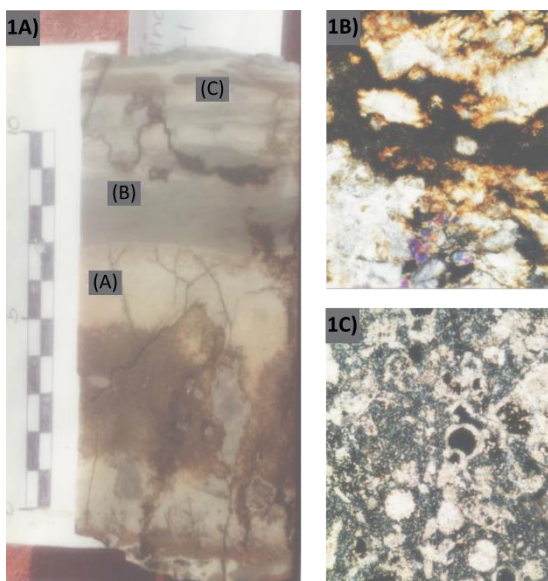
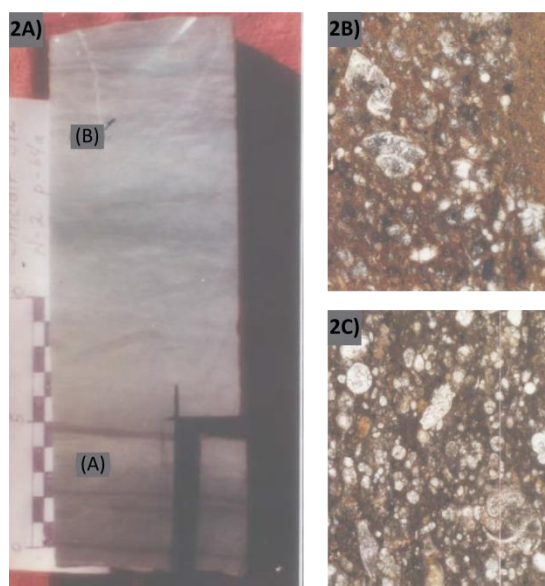


Figura 4.1.2.1 1A) Núcleo de la Formación San Felipe; (A) Nódulo fracturado con impregnación de aceite, (B) Líneas estilolíticas con aceite, (C) Horizontes bioturbados. 1B) Lámina delgada de la Formación San Felipe con porosidad intercrystalina e impregnación de aceite. 1C) Wackestone de microfósiles (*Heterohelix* sp., cámaras de *Globigerinelloides* sp., y radiolarios) con microporosidad móldica (PEMEX, 2005).

Figura 4.1.2.2 2A) Núcleo de la Formación Agua Nueva; (A) Interestratificación de wackestone a packestone bentonítico de microfósiles, gris verdoso, con trazas de fósiles de Zoophycos, (B) Escasas fracturas finas selladas por calcita, abertura 1 mm 2B) Packestone arcilloso de microfósiles (*Globotruncana stuartiformis*, cámaras de *Globigerinelloides* sp., y radiolarios), finamente recrystalizado 2C) Packestone de microfósiles (*Globotruncana arca*, *Globigerinelloides* sp., y radiolarios) en ocasiones fragmentados (PEMEX, 2005).



- CCL-3103

Formación San Felipe: Se encuentra constituida por capas delgadas de caliza bentonítica, de color gris a gris verdoso, con interestratificaciones de caliza arcillosa gris claro y bentonita. Hacia la parte inferior, las calizas presentan pobre fracturamiento, con manchas de aceite en los planos de fractura (Figura 4.1.2.3). Contiene *Globigerinas sp.*, *Globotruncanas sp.*, y radiolarios (PEMEX, 1970-B).

Formación Agua Nueva: Caliza gris oscuro a gris verdoso, criptocristalina, con aislados horizontes de lutita negra, carbonosa y delgadas intercalaciones de caliza gris arcillosa oscuro a negra, parcialmente bituminosa; presenta ligeras manchas de aceite (Figura 4.1.2.3). Presenta alto fracturamiento en la cima de la formación, el cual se encuentra sellado por aceite viscoso. La fauna está representada por *Calciesphaerula innombata*, *Globotruncanas sp.*, *Pithonella Ovalis*, *Rotalipera sp* (PEMEX, 1970-B).

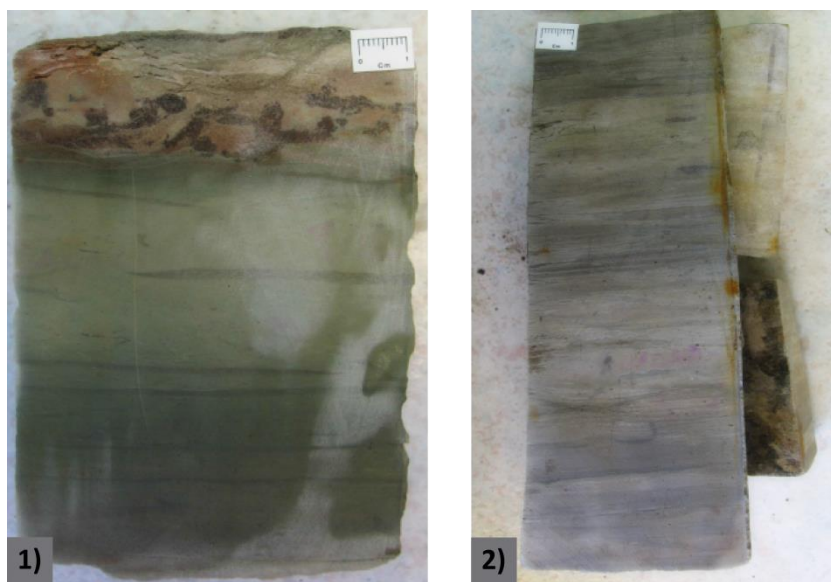


Figura 4.1.2.3 1) Núcleo de la Formación San Felipe (450 m); caliza gris verdosa bentonítica. 2) Núcleo de la Formación Agua Nueva (486 m); caliza gris criptocristalina pobremente fracturada (PEMEX, 2008-F).

- **CCL-3109**

Formación San Felipe: Hacia la cima presenta estratos de caliza bentónica de color gris verdoso, con intercalaciones de bentonita; hacia la base se constituye de caliza arcillosa de color gris claro, con bandeamientos oscuros, interestratificada con capas de caliza bentónica verde claro, fracturada. Presenta aisladas manchas de aceite en algunos planos de fractura (Figura 4.1.2.4) (PEMEX, 1970-C). La fauna está representada por *Heterohelix* sp., *Globigerina*, *G. Lapparenti* y radiolarios (PEMEX, 1970-D). Presenta valores de porosidad y permeabilidad promedio (matriz y fracturas) de 10% y 0.016 mD respectivamente; y una saturación de aceite del 50%. Cuenta con un espesor impregnado de 5.8 m (PEMEX, 2008-B).

Formación Agua Nueva: Hacia la parte superior se encuentra constituida por una secuencia de capas delgadas de caliza granular fina, café a café oscuro, arcillosa, bandeada con lutita negra, carbonosa, laminar, pobremente fracturada, con aisladas manchas de aceite en algunos planos de fractura. Hacia la base se presentan calizas arcillosas, de color gris oscuro, con frecuentes intercalaciones de lutita negra, carbonosa, laminar y aisladas intercalaciones de bentonita (Figura 4.1.2.4) (PEMEX, 1970-C). Su fauna está caracterizada por Globigerinidos, *Globotruncana coronata*, *G. lapparenti* y radiolarios (PEMEX, 1970-D). Cuenta con una porosidad promedio de 12%, una permeabilidad promedio de 0.056 mD y una saturación de aceite de 50%, así como un espesor neto impregnado de 14 m (PEMEX, 2008-B).

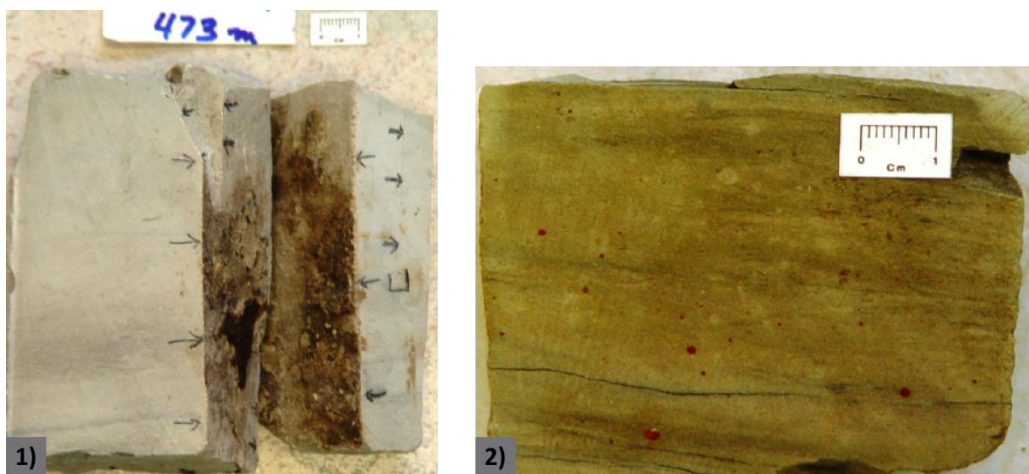


Figura 4.1.2.4 1) Núcleo de la Formación San Felipe (473 m); *mudstone* con impregnación de aceite a lo largo de la fractura. 2) Núcleo de la Formación Agua Nueva (508 m); *mudstone* típico débilmente laminado con manchas de aceite (PEMEX, 2008-G).

- **CCL-2115**

Formación San Felipe: Calizas compactas de color gris verdoso, con abundante calcita blanca y escasos fragmentos de bentonita. En ocasiones las calizas adquieren una leve tonalidad café por impregnación de aceite (PEMEX, 1953-A).

Formación Agua Nueva: Caliza ligeramente arcillosa de textura microcristalina, compacta de color gris claro y gris azul, con escasos fragmentos de caliza café oscuro y trazas de bentonita. Ligera impregnación de aceite (PEMEX, 1953-A).

- **CCL-2117**

Formación San Felipe: Se observan paquetes de caliza verde y gris verdosa, abundante calcita blanca y rosada, con trazas de bentonita gris verdosa y ocasionalmente fragmentos de caliza café por leve impregnación de aceite (PEMEX, 1953-B).

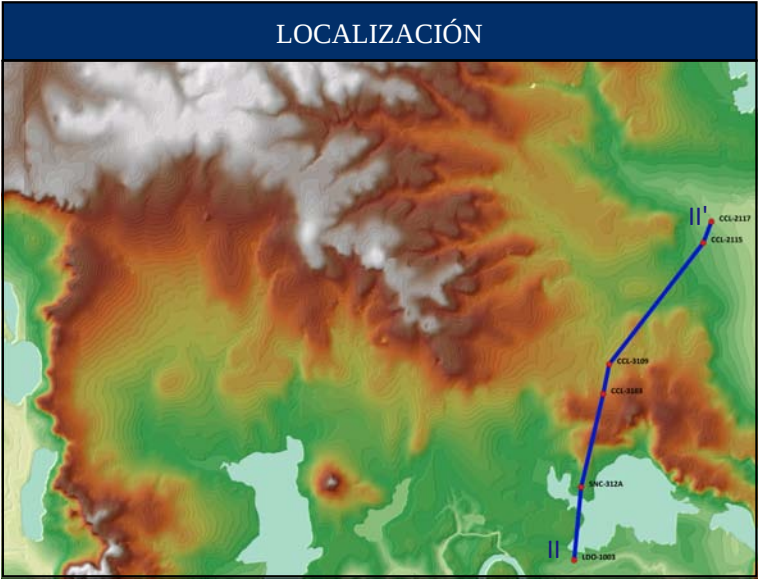
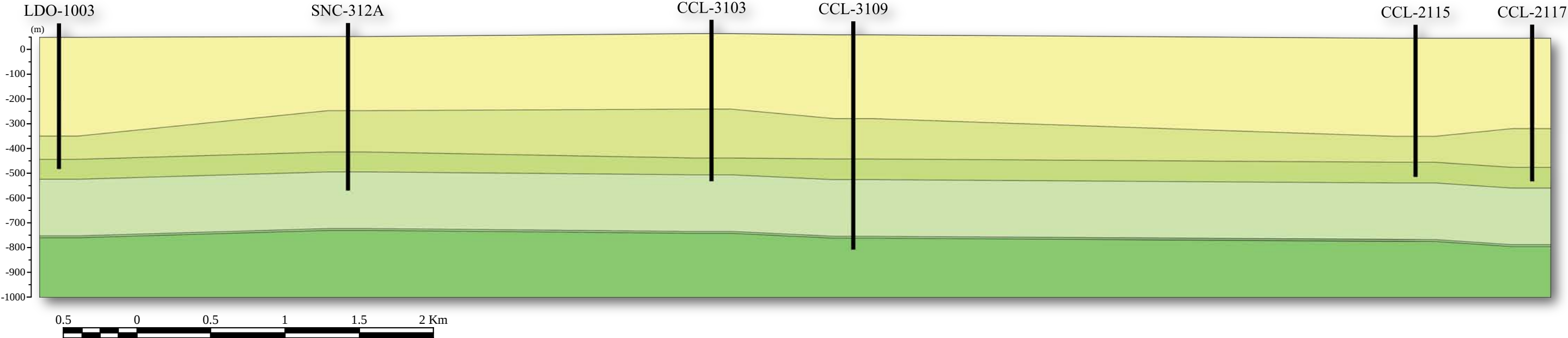
Formación Agua Nueva: Caliza gris claro y caliza café oscuro por impregnación de aceite, arcillosas; presenta abundante lutita negra, trazas de bentonita gris verdosa y ocasionalmente fragmentos de pirita (PEMEX, 1953-B).

ANÁLISIS DE LA SECCIÓN II-II'

La sección II-II' de orientación SW-NE (Figura 4.1), trazada en la porción oriental del campo, se constituye de seis pozos, de los cuales SNC-312, CCL-3103 y CCL-3109 resultaron productores de aceite en las formaciones Tamaulipas Superior, San Felipe y Agua Nueva respectivamente. Esta sección correlacionó unidades del Paleógeno al Cretácico Inferior, en una secuencia estratigráfica normal; sin embargo cabe aclarar que en la sección no se logra apreciar la Formación Velasco, correspondiente al Paleógeno, reportada en el pozo CCL-3103, ya que su espesor es mínimo (2 m) y por lo tanto imperceptible (Figura 4.1.2).

Se observa un notable levantamiento estructural en la porción sur de la sección, de mayor apreciación en la cima de la Formación San Felipe, correlacionado por los pozos LDO-1003, SNC-312, CCL-3103 Y CCL-3109. La variabilidad en el espesor de esta formación le confiere una geometría irregular y continua; presentando un mayor espesor precisamente en la cima del alto estructural, registrado por el pozo CCL-3103 (189 m), y menor en las partes adyacentes; hacia el norte en el parte final de la sección se aprecia un nuevo engrosamiento. Por su parte la Formación Agua Nueva presenta un espesor generalmente constante a lo largo de toda la sección, siendo menor el registrado en el pozo CCL-3103 (65 m), a partir del cual se observa un engrosamiento en dirección norte (Figura 4.1.2).

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA II-II'



SIMBOLOGÍA			
	Fm Méndez (Kts Campaniano-Maastrichtiano)		Fm Tamaulipas Superior (Kt Albiano-Cenomaniano)
	Fm San Felipe (Kts Coniaciano-Santoniano)		Fm Otates (Kti Aptiano)
	Fm Agua Nueva (Kts Turoniano)		Fm Tamaulipas Inferior (Kti Berriasiano-Barremiano)

NOTA
La profundidad está representada en metros bajo el niveldel mar

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
"Caracterización estática de los plays Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao en la Cuenca Tampico Misantla"
Sección estratigráfica II-II'
Elaboró: García Sandoval Analí



Figura 4.1.2 Sección Estratigráfica II-II'

4.1.3 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA III-III'

En la tabla 4.1.3 se muestran las cimas, bases y espesores de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección III-III'.

SECCIÓN III-III'						
POZO	Fm San Felipe			Fm Agua Nueva		
	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)
MNT-1	302	512	210	512	614	102
CCL-274D	311	498	187 *	-	-	-
CCL-3103	297	486	189	486	551	65
CCL-3001	303	442	139	442	540	98

* metros penetrados

Tabla 4.1.3 Cima y base de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección estratigráfica III-III'.

- **MNT-1**

Formación San Felipe: Está constituido por capas de *mudstone* bentonítico de color gris verdoso y por wackestone de color gris verdoso, presentando ligera impregnación de aceite pesado (PEMEX, 1986).

Formación Agua Nueva: Constituida por bancos de *mudstone-wackestone* arcillosos, de color gris y gris claro; alternando con capas de lutita negra, carbonosa, laminar, con horizontes de bentonita verde y con presencia de pedernal oscuro en forma de nódulos (PEMEX, 1986). Cuenta con una porosidad promedio (matriz y fracturas) de aproximadamente 17%, una saturación de aceite del 36% y un espesor impregnado de 3.7 m (PEMEX, 2008-B).

- **CCL-3001**

Formación San Felipe: Hacia la base se encuentra constituida por una serie de calizas compactas gris verdosas y verde, con presencia de material bentonítico, con un espesor promedio de 40 m; hacia la cima la litología corresponde a una secuencia de delgadas

capas de caliza arcillosa gris y gris claro, que alternan con aisladas capas de calizas gris verde bentonítica y pequeñas interestratificaciones de bentonita gris verde y lutita gris verde ligeramente bentónica (PEMEX, 1959-A).

Formación Agua Nueva: Constituida por capas de caliza arcillosa de color gris, gris oscuro y café claro (esta última por ligera impregnación de aceite); las cuales se encuentran interestratificadas con delgadas capas de lutita negra, carbonosa, laminar y con presencia de escasos nódulos de pedernal negro (PEMEX, 1959-A). Presenta valores de porosidad promedio (matriz y fracturas) de hasta 12%, y una permeabilidad promedio (matriz y fracturas) de 0.033 mD, así como una saturación de aceite de 54%, y un espesor impregnado de 27.6 m (PEMEX, 2008-B).

La descripción de los pozos CCL-274D y CCL-3103, se mencionó en los apartados correspondientes a la sección I-I' y II-II', respectivamente.

ANÁLISIS DE LA SECCIÓN III-III'

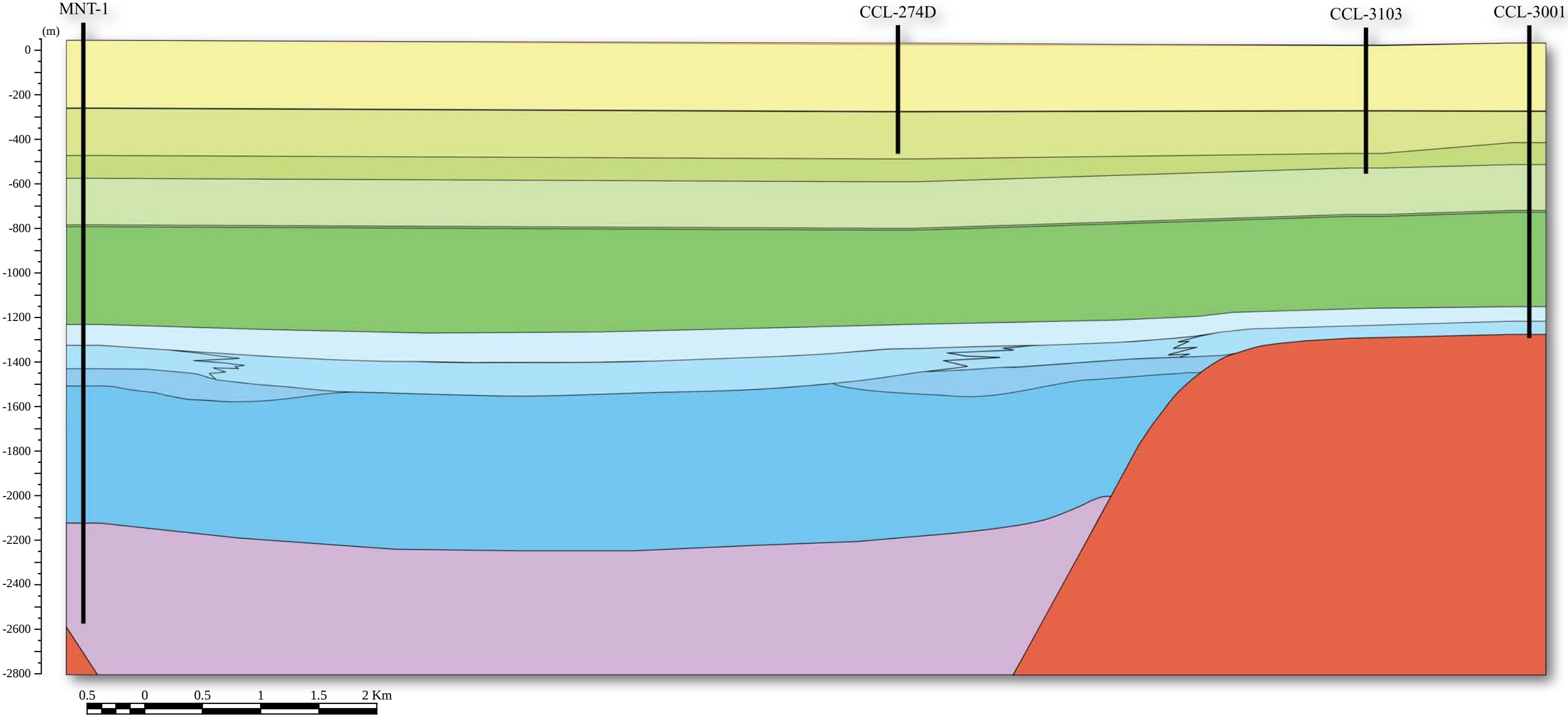
La sección III-III' con orientación NW-SE (Figura 4.1), está constituida de cuatro pozos, productores de aceite con excepción del pozo exploratorio MNT-1; CCL-274D y CCL-3103 producen en la Formación San Felipe y CCL-3001 en rocas del Cretácico Inferior. Esta sección correlaciona unidades desde el Paleógeno, hasta el Triásico, sin embargo se muestra la ausencia de unidades pertenecientes al Jurásico Medio (Bajociense-Callovienne) y Jurásico Superior (Oxfordiense) reportadas en estudios previos del Distrito Ébano-Pánuco. Para el Paleógeno tenemos el depósito de la Formación Velasco, pero como se mencionó en párrafos anteriores, cuenta con un espesor mínimo y por lo tanto no se logra apreciar con claridad en la sección (Figura 4.1.3).

La configuración de las cimas y bases, así como la presencia de unidades clave (San Andrés, Chipoco y Tamán), permitió determinar la posible presencia de un graben, sobre

el que se comenzó el depósito de lechos rojos, seguido de las unidades jurásicas y cretácicas (Figura 4.1.3).

La geometría de las unidades cretácicas San Felipe y Agua Nueva se muestra muy regular, excepto en la porción sureste de la sección, sobre el alto de basamento, donde el espesor disminuye considerablemente, principalmente por debajo el pozo CCL-3103 (65 m) para la Formación Agua Nueva y bajo el pozo CCL-3001 en la Formación San Felipe (139 m), indicando una mayor acumulación de sedimentos en las probables zonas más profundas (Figura 4.1.3).

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA III-III'



SIMBOLOGÍA		
Fm Velasco (Paleógeno)	Fm Otates (Kti Aptiano)	Fm Tamán (Js Kimmeridgiano)
Fm Méndez (Kts Campaniano-Maastrichtiano)	Fm Tamaulipas Inferior (Kti Berriasiano-Barremiano)	Fm Rosario (Jm)
Fm San Felipe (Kts Coniaciano-Santoniano)	Fm Pimienta (Js Tithoniano)	Fm Huayacocotla (Ji)
Fm Agua Nueva (Kts Turoniano)	Fm San Andrés (Js Kimmeridgiano)	Fm Huizachal (Triásico)
Fm Tamaulipas Superior (Kt Albiano-Cenomaniano)	Fm Chipoco (Js Kimmeridgiano)	Basamento (Carbonífero- Triásico)

NOTA
La profundidad está representada en metros bajo el nivel del mar
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
"Caracterización estática de los plays Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao en la Cuenca Tampico Misantla"
Sección estratigráfica III-III'
Elaboró: García Sandoval Analí

Figura 4.1.3 Sección estratigráfica III-III'

4.1.4 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA VI-VI'

En la tabla 4.1.4 se exponen las cimas, bases y espesores de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección VI-VI'.

SECCIÓN VI-VI'						
POZO	Fm San Felipe			Fm Agua Nueva		
	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)	Cima (mbmr)	Base (mbmr)	Espesor (m)
INT-291	356	605	249	605	675	70
CCL-3002	312	464	152	464	558	94
CCL-2073	330	465	135	465	518	53 *
CCL-1128H	306	445	139	445	480	35 *
PMX-1127	310	441	131	441	525	84
SNC-143	308	447	139	447	463	16 *
SNC-312A	290	450	160	450	527	77

* metros penetrados

Tabla 4.1.4 Cima y base de las formaciones San Felipe y Agua Nueva de los pozos que conforman la sección estratigráfica VI-VI'.

- **CCL-3002**

Formación San Felipe: Hacia la cima encontramos caliza gris arcillosa a gris verde, bentonítica, con escasos fragmentos de calcita; intercalada con lutita gris a gris verdosa. En la base presenta calizas color verde, bentonítica y escasa caliza gris, ligeramente verdosa, y eventuales fragmentos de bentonita (PEMEX, 1959-B).

Formación Agua Nueva: En la cima se presenta caliza gris arcillosa bandeada con lutita negra carbonosa laminar; conforme se desciende encontramos calizas criptocristalinas color crema, y cretas. Esporádicamente se observan fragmentos de pedernal blanco amarillento y fragmentos de lutita carbonosa (PEMEX, 1959-B).

- CCL-2073

Formación San Felipe: Esta constituida de caliza verde y gris verdosa, calcita y bentonita gris verdosa. Conforme se descende se presenta una mayor cantidad de calcita blanca (Pemex, 1951).

Formación Agua Nueva: Caliza gris, gris verdosa y gris azul; intercalada con trazas de bentonita y lutita negra (Pemex, 1951).

- CCL-1128H

Formación San Felipe: *Mudstone* a *wackestone* de microfósiles color gris claro, con alternancia de bentonita verde esmeralda y escasa lutita (Figura 4.1.4.1). El fracturamiento presenta una orientación NW-SE y NE-SW (PEMEX, 2008-D).

Formación Agua Nueva: *Mudstone* a *wackestone* de microfósiles con calizas ligeramente arcillosas con impregnación de aceite, gris oscuro a gris verdoso, escasa bentonita blanca y lutita calcárea café oscura a negra. Contiene radiolarios *Heterohélix sp.*, cámaras de *Marginotruncana sp*, *Whiteinella archeocretacea*, *Whiteinella báltica* (Figura 4.1.4.1) (PEMEX, 2008-D).

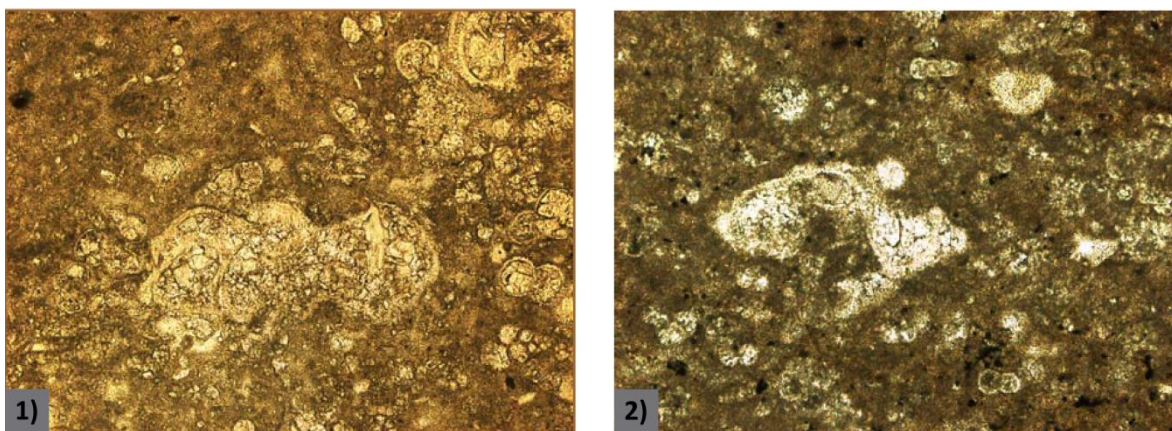


Figura 4.1.4.1 1) Lámina delgada de la Formación San Felipe (430 m); *wackestone* de microfauna, finamente recristalizado, con regular impregnación de aceite. 2) Lámina delgada de la Formación Agua Nueva (450 m) *wackestone* de microfauna arcilloso, finamente recristalizado, con regular impregnación de aceite, y ligera bioturbación (PEMEX, 2008-D).

- **SNC-143**

Formación San Felipe: *Mudstone* a *wackestone* de microfósiles color gris claro, con alternancia de bentonita verde esmeralda, escasa lutita. Contiene radiolarios, *Sigalia sp.*, *Heterohélix globulosa*, *Marginotruncana pseudilinneiana*, cámaras de *Dicarinella hagni*, *Archeoglobigerina sp.* (Figura 4.1.4.2) (PEMEX, 2007-B).

Formación Agua Nueva: *Mudstone* a *wackestone* de microfósiles con calizas ligeramente arcillosas, gris oscuro a gris verdoso, escasa bentonita blanca y lutita calcárea café oscura a negra (Figura 4.1.4.2) (PEMEX, 2007-B).

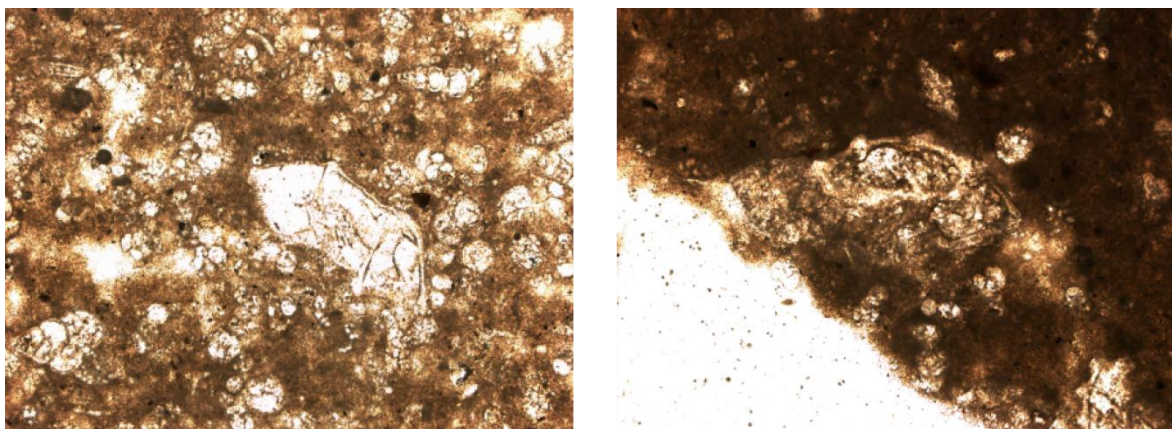


Figura 4.1.4.2 Láminas delgadas de la Formación San Felipe (324 m); *wackestone* arcilloso de microfauna, finamente recrystalizado (PEMEX, 2007-B).

La descripción de los pozos PMX-1127 y SNC-312A, se mencionó en la sección I-I' y II-II', correspondientemente.

ANÁLISIS DE LA SECCIÓN IV-IV'

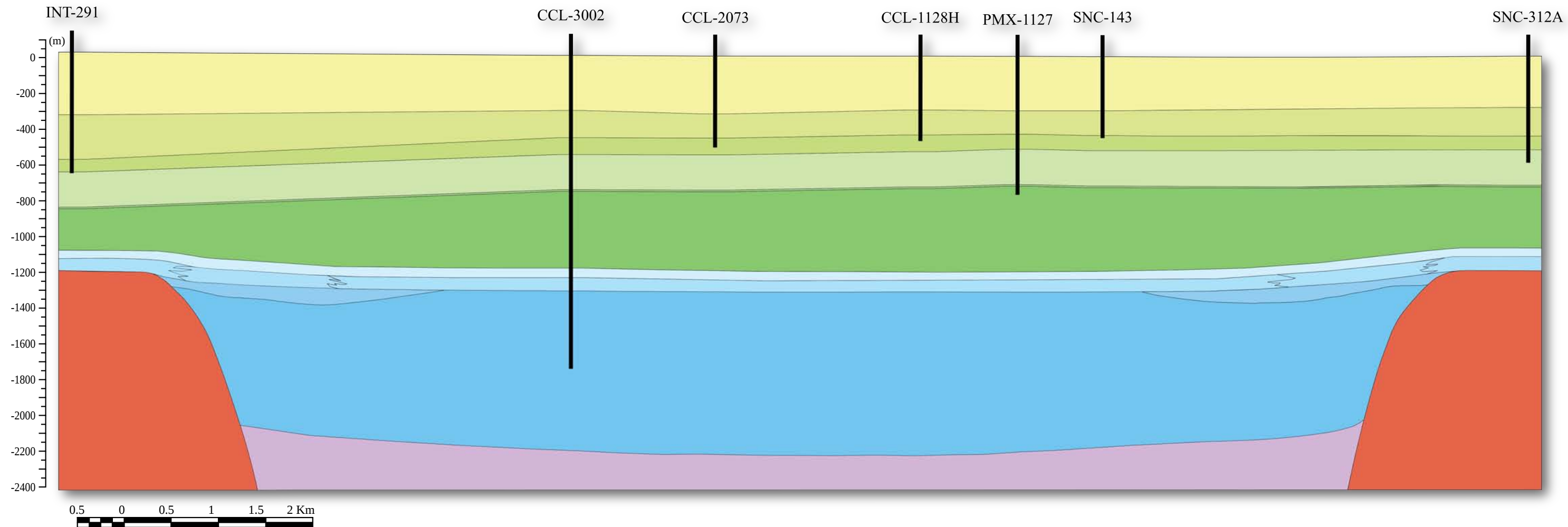
Esta sección presenta una orientación NW-SE (Figura 4.1) y está conformada por siete pozos, en su mayoría productores de aceite, tres de ellos productores en la Formación Agua Nueva (CCL-1128H, PMX-1127, SNC-143). Correlaciona desde unidades cretácicas hasta unidades del Jurásico Inferior, con ausencia de las formaciones del Jurásico Medio (Bajociense-Callovienne) y Jurásico Superior (Oxfordiense), reportadas con anterioridad en estudios del Distrito Ébano-Pánuco (Figura 4.1.4).

La correlación de las formaciones y la presencia de unidades del Kimmeridgiano, permitió establecer estructuras tipo horst y graben, sobre los cuales comenzó el depósito de los sedimentos (Figura 4.1.4).

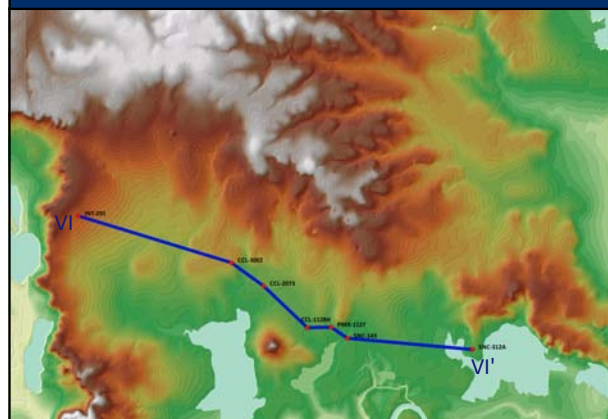
Se observa un alto estructural a nivel Cretácico, reflejado principalmente en la Formación Agua Nueva, de mayor apreciación hacia el noroeste de la sección, el cual corresponde al anticlinal Cacalilao-Pánuco.

La variabilidad de espesor que presenta la Formación San Felipe le atribuye una geometría irregular, presentando el mayor espesor hacia el noroeste, registrado por el pozo INT-291 (249 m), disminuyendo hacia el sureste. Por su parte la Formación Agua Nueva muestra un espesor semejante a lo largo de toda la sección, el cual disminuye en cada uno de los extremos de la sección (Figura 4.1.4).

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA IV-IV'



LOCALIZACIÓN



SIMBOLOGÍA

Fm Méndez (Kts Campaniano-Maastrichtiano)	Tamaulipas Inferior (Kti Berriasiano-Barremiano)	Fm Rosario (Jm)
Fm San Felipe (Kts Coniaciano-Santoniano)	Fm Pimienta (JsTithoniano)	Fm Huayacocotla (Ji)
Fm Agua Nueva (Kts Turoniano)	Fm San Andrés (Js Kimmeridgiano)	Fm Huizachal (Triásico)
Fm Tamaulipas Superior (Kt Albiano-Cenomaniano)	Fm Chipoco (Js Kimmeridgiano)	Basamento (Carbonífero-Triásico)
Fm Otates (Kti Aptiano)	Fm Tamán (Js Kimmeridgiano)	

NOTA

La profundidad está representada en metros bajo el nivel del mar

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

"Caracterización estática de los plays Agua Nueva y San Felipe en el área de Cacalilao en la Cuenca Tampico Misantla"

Sección estratigráfica VI-VI'

Elaboró: García Sandoval Analí

Figura 4.1.4 Sección estratigráfica VI-VI'

4.2 ANÁLISIS PETROFÍSICO

El análisis petrofísico del Campo Cacalilao, requirió de la elaboración de cinco mapas para cada una de las dos formaciones bajo análisis (espesor neto impregnado, porosidad, permeabilidad, saturación de aceite y volumen de aceite a condiciones de yacimiento), los cuales se generaron a partir de una base de datos, cuya información se obtuvo principalmente de reportes técnicos de la zona.

Dichos mapas fueron confeccionados a partir de un .sgrd elaborado en el software SAGA (System of Automated Geoscientific Analyses), el método de interpolación empleado fue “Ordinary Kriging (Global)”, y el tamaño de celda fue de 50 x 50 m. El método de interpolación “*Kriging*” es un método geoestadístico ampliamente usado en geología, el cual genera una superficie estimada a partir de un conjunto de puntos dispersados con un valor de interés, a través de modelos estadísticos, que incluyen la autocorrelación; de tal manera que este método además de producir una superficie de predicción, también proporciona alguna medida de certeza o precisión de las predicciones, ya que las ponderaciones no sólo están basadas en la distancia entre los puntos medidos y la ubicación de la predicción, sino también en la disposición espacial general de los puntos medidos (ArcGIS, s.f.). Mientras mayor sea el número de datos, el resultado de la interpolación será más confiable, razón por la cual en este trabajo se tomó en cuenta valores fuera del área de estudio.

Posteriormente, con los mapas de propiedades petrofísicas (espesor neto impregnado, porosidad y saturación de aceite) ya elaborados, a través del álgebra de mapas en el software Qgis, se elaboró un mapa para determinar el volumen de aceite a condiciones de yacimiento de las formaciones almacenadoras.

4.2.1 ESPESOR NETO IMPREGNADO

Conocer el espesor de las rocas almacenadoras de un yacimiento, en conjunción con la determinación de las diferentes propiedades petrofísicas nos permite localizar y estimar el volumen de hidrocarburos que poseen las unidades; las isopacas son líneas trazadas sobre una unidad litoestratigráfica que unen puntos de igual espesor; los mapas de isopacas son, por tanto mapas en los que se expresan las variaciones de espesor de una unidad estratigráfica (Campos, 2014). El espesor neto impregnado o espesor neto productivo son aquellos intervalos dentro del espesor total de la formación (espesor bruto) que contienen hidrocarburos que pueden ser potencialmente y económicamente recuperables (Figura 4.2.1.1).

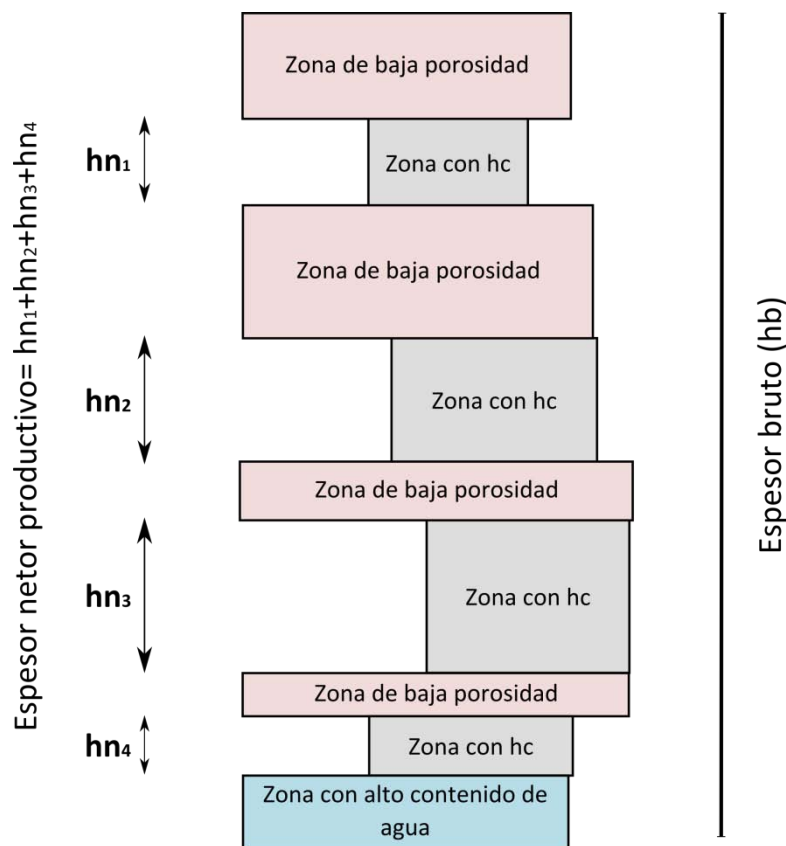


Figura 4.2.1.1 Determinación del espesor neto productivo (Modificado de Baranda, *et al*; 2011).

El espesor neto impregnado empleado para la elaboración del mapa de isopacas de las formaciones Agua Nueva y San Felipe, se obtuvo a partir de datos de 11 pozos para la Formación Agua Nueva y 14 para San Felipe, reportados por registros geofísicos de pozo asentados en los reportes finales y en trabajos regionales, cabe mencionar que se tomó en cuenta datos complementarios próximos al área de estudio, con el fin de reducir la incertidumbre en la interpolación.

Aunque las formaciones productoras del Campo Cacalilao no presentan a nivel regional una característica resaltante como respuesta en los registros geofísicos, se logró determinar su cima y base teniendo en cuenta las curvas de rayos gamma y de neutrón; encontrándose altos valores en los registros de rayos gamma hacia la parte basal de Agua Nueva, mismos que tienden a disminuir hacia la cima de la unidad (Figura 4.2.1.2) (PEMEX, 2008-A).

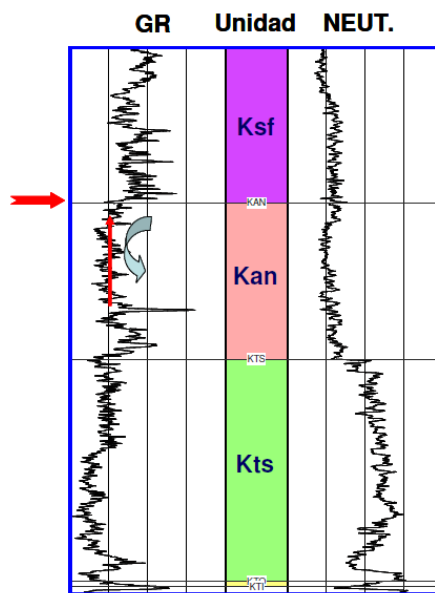


Figura 4.2.1.2 Criterio para la determinación de la cima y base de la Formación Agua Nueva con base en registros Rayos Gamma y Neutrón; donde Ksf: Cretácico San Felipe, Kan: Cretácico Agua Nueva y Kts: Cretácico Tamaulipas Superior. La flecha roja indica el contacto entre la Formación San Felipe y Agua Nueva, y la flecha azul indica la presencia de un ciclo como respuesta del rayos gamma (PEMEX, 2008-A).

Por otro lado la Formación San Felipe muestra un mayor valor de rayos gamma en comparación con la Formación Agua Nueva, y suele presentar dos ciclos de respuesta de rayos gamma, siendo el superior el de valores más altos (PEMEX, 2008-A) (figura 4.2.1.3).

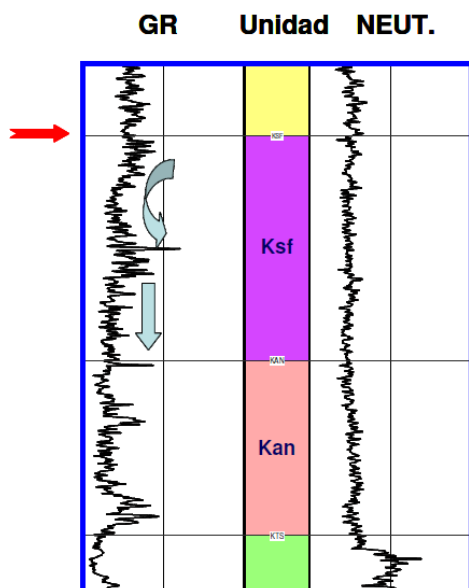


Figura 4.2.1.3 Criterio para determinar la cima y base de la Formación San Felipe en registros Rayos Gamma y Neutrón; donde Ksf: Cretácico San Felipe y Kan: Cretácico Agua Nueva. La flecha roja indica la cima de la Formación San Felipe y las flechas azules indican la presencia de dos ciclos en respuesta del rayos gamma (PEMEX, 2008-A).

Una vez determinadas la cima y base de la formación productora, se obtiene el espesor neto productivo a través de valores de corte y registros geofísicos tales como rayos gamma, potencial natural, porosidad, resistividad entre otros; los valores de corte son aquellos valores límite de propiedades de un yacimiento y se determinan de acuerdo a las características físicas del mismo, cuya finalidad es seleccionar con mayor precisión aquellos intervalos con hidrocarburos potencialmente recuperables; para las dos formaciones bajo análisis se tienen reportados los siguientes valores de corte (Vsh, volumen de arcilla; ϕ_e , porosidad efectiva y Sw, saturación de agua) (PEMEX, 2008-B):

$$\begin{aligned} Vsh &\leq 30\% \\ \phi_e &\geq 3\% \\ Sw &\leq 70\% \end{aligned}$$

La Formación Agua Nueva dentro del Campo Cacalilao presenta un espesor bruto de 65 a 154 m, sin embargo el máximo espesor neto productivo es de 60 m, registrado en la parte sur del campo por el pozo PMX-1127; en la parte oriental se encuentran espesores impregnados de más de 18 m, el mayor valor en esta zona es el registrado por el pozo CCL-3001 con 27.6 m. El área menor espesor impregnado se distribuye hacia el occidente, en donde los pozos MNT-1 y SNC-321 presentan 3.7 y 2 m respectivamente y los pozos CCL-1002 y CCL-3002 no muestran impregnación de aceite (0 m). Si ubicamos las secciones estratigráficas en este mapa, podemos observar que los levantamientos estructurales son las localizaciones de mayor impregnación de hidrocarburo (Figura 4.2.1.4).

Los espesores generales para el Cretácico Superior San Felipe varían de 90 a 245 m, no obstante el espesor neto impregnado llega a ser de hasta 50 m, distribuido principalmente en la parte centro del campo, correspondiente con el anticlinal Cacalilao-Pánuco. El máximo valor es registrado por el pozo PMX-1127 (50 m), seguido del pozo CCL-31D con 27.8 m. En general los pozos que se encuentran fuera del área delimitada por la isopaca de 5 m, presentan un espesor de 0 m, excepto CCL-274D con 3.4 m, CCL-116D con 2 m y SNC-143D con 3.8 m (Figura 4.2.1.5).

Cabe mencionar que cuando el espesor neto productivo registrado en el pozo es igual a cero, el valor de las propiedades petrofísicas tanto de porosidad y permeabilidad, así como de saturación de aceite también serán igual a cero, ya que de esta manera descartaremos las zonas con un potencial productor nulo.

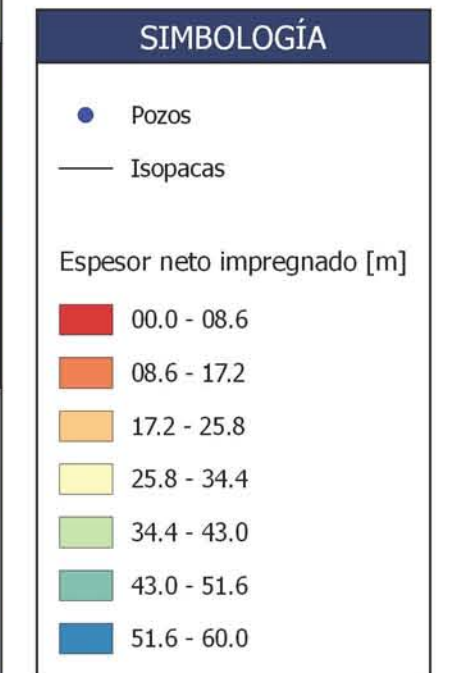
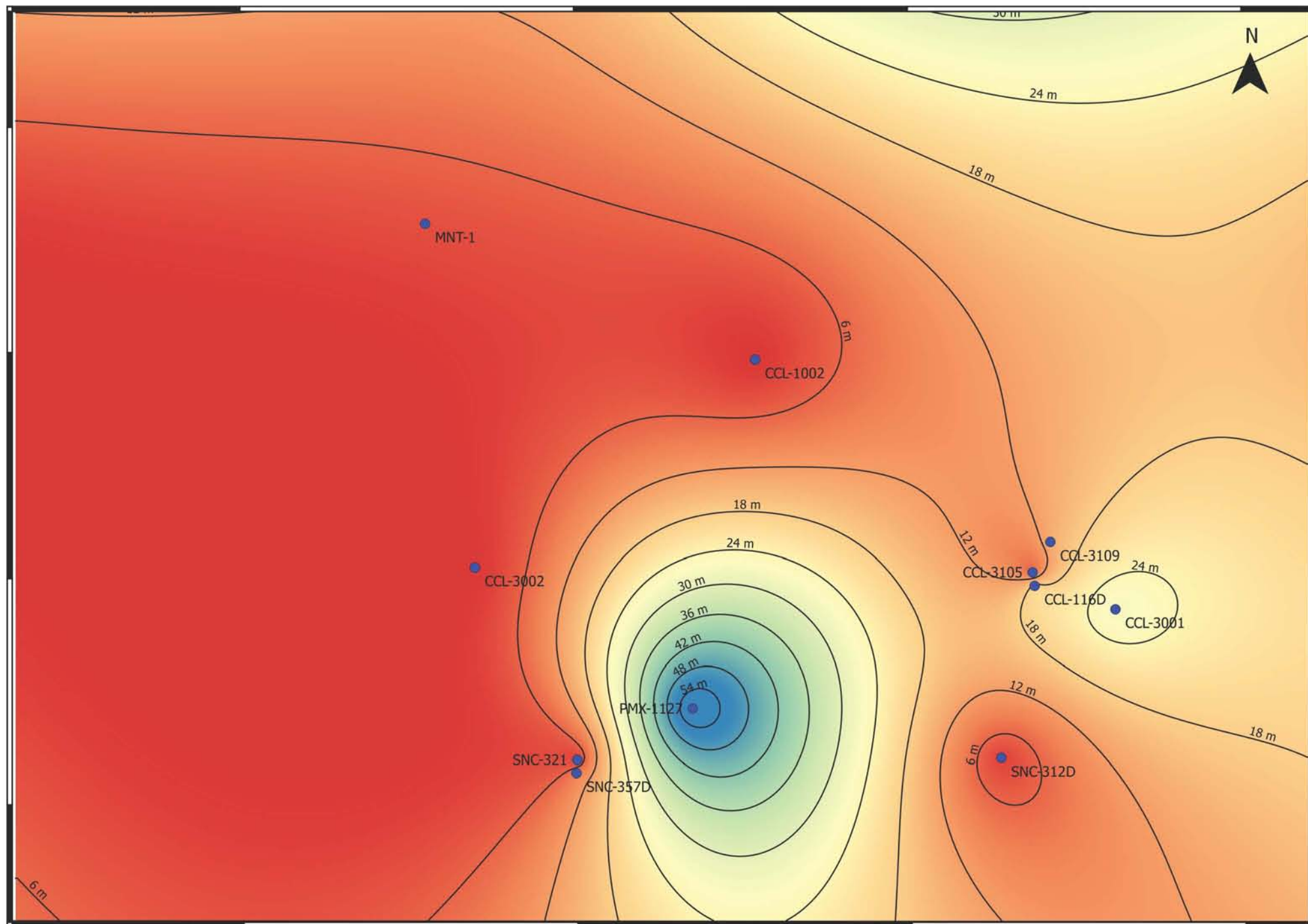


Figura 4.2.1.4 Mapa de espesor impregnado de la Formación Agua Nueva

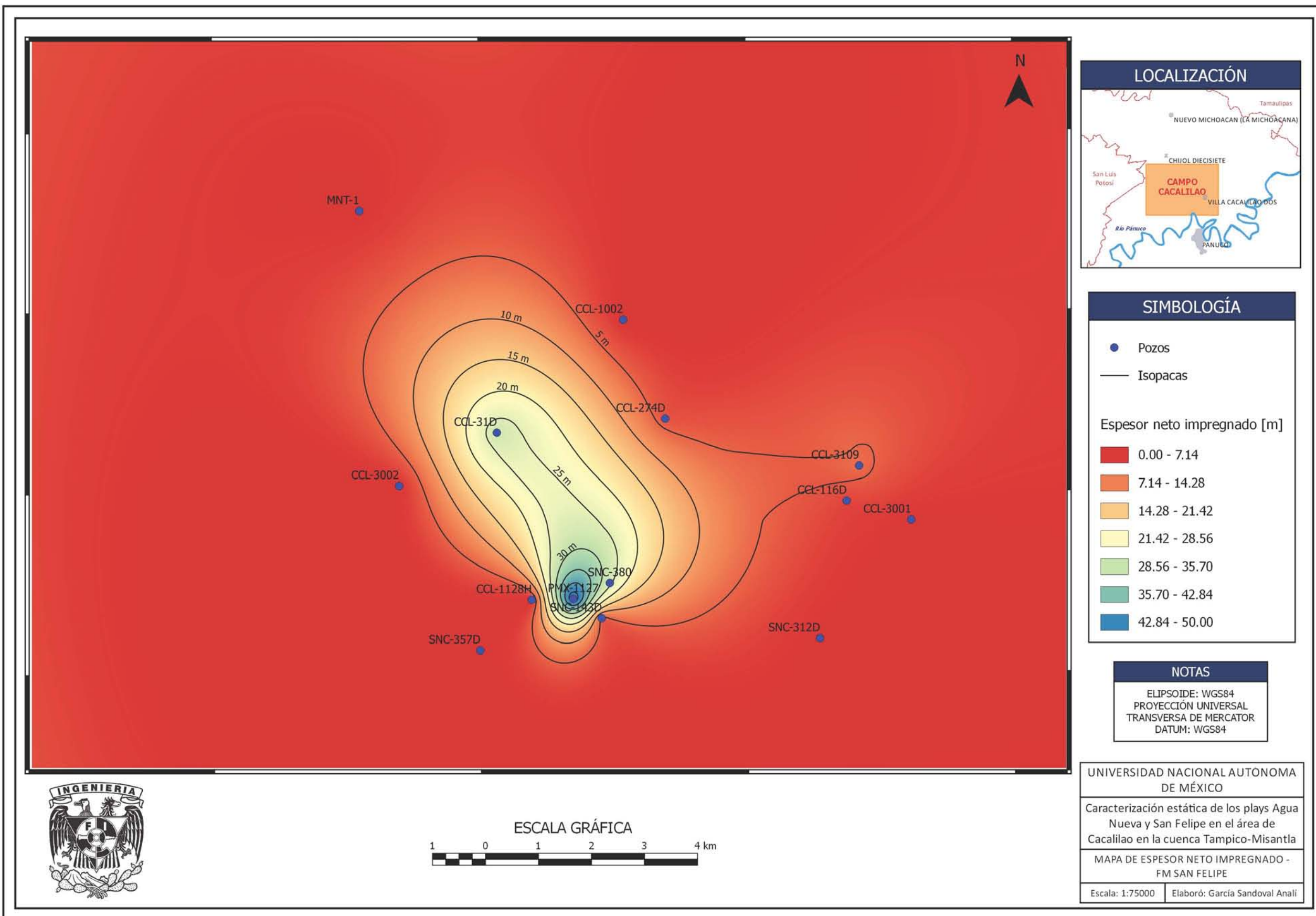


Figura 4.2.1.5 Mapa de espesor impregnado de la Formación San Felipe

4.2.2 POROSIDAD

La porosidad es una propiedad que nos permite estimar el volumen de hidrocarburo presente en las rocas y se define como el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación, en otras palabras es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos (Schlumberger, 1968), lo que matemáticamente puede expresar como:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen de roca}}$$

Un sistema poral se conforma de granos, poros y garganta de poros (Figura 4.2.2.1); cuando los poros o huecos se encuentran comunicados entre sí, se dice que la roca presenta una porosidad efectiva, la cual denota la porosidad a través de la cual se desplazan los fluidos, y está condicionada por diversos factores litológicos entre ellos la forma, la distribución o arreglo de los granos, compactación y cementación.



Figura 4.2.2.1 Elementos de un sistema poral (Rojas, 2011).

Geológicamente existen dos tipos de porosidad, la porosidad primaria y secundaria. La primera se refiere a aquella que ha existido desde el momento de depósito, es decir aquella que está condicionada por la fábrica de la roca; la segunda se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de la roca después del depósito (Schlumberger, 1968).

De acuerdo a las características litológicas de la Formación Agua Nueva y San Felipe (*mudstone* y *wackestone* depositados en ambientes de baja energía), estas rocas se caracterizan por tener muy baja porosidad de matriz, sin embargo eventos tectónicos posteriores generaron un sistema de fallas y fracturas incrementando su porosidad, y por lo tanto su capacidad almacenadora, indicando así la presencia de un sistema de doble porosidad (primaria y secundaria).

De acuerdo a estudios de petrofísica básica en núcleos de la Formación Agua Nueva, la porosidad de matriz varía en un rango de 2 a 12% con preponderancia entre 6 a 8%, sin embargo la porosidad aquí empleada, es la reportada en los informes de registros geofísicos (Registro de neutrones y Registro de densidad) y es denotada como porosidad promedio (matriz y fracturas) (PEMEX, 2008-B). La porosidad promedio, hace referencia a la porosidad efectiva de la formación, la cual se obtuvo a partir del Cross plot Densidad-Neutrón, luego de corrección por arcillosidad, ya que estas formaciones se caracterizan por presentar un volumen de arcilla mayor al 15% (PEMEX, 2008-B).

El mapa producto de los datos de registros geofísicos indica que la porosidad máxima para la Formación Agua Nueva dentro del Campo Cacalilao reportada por el pozo MNT-1 llega a ser de hasta 17%, distribuida principalmente en el noroeste del campo, sin embargo existen dos concentraciones más con porosidad considerable, una de poco más de 10% registrada por los pozos PMX-1127, SNC-321 y SNC-357D en el sur, la cual coincide aproximadamente con la zona de mayor impregnación de aceite y coincide también con la localización del anticlinal Cacalilao-Pánuco; y otra de 16% en el pozo CCL-3105, distribuida dentro del alto estructural reportado por la sección II-II'; en general la región sureste presenta porosidades mayores a 7%. La menor porosidad registrada, se distribuye a lo largo de una franja de orientación aproximada suroeste-noreste (Figura 4.2.2.3).

La Formación San Felipe presenta únicamente una concentración con porosidad significativa de entre 8 y 12%, ubicada en la parte centro del campo, el mayor valor es registrado por el pozo CCL-274D; dentro de esta zona de alta porosidad se distribuyen los

valores de mayor espesor impregnado, coincidiendo también con la localización del anticlinal Cacalilao-Pánuco. Por su parte el alto señalado en la sección estratigráfica II-II' exhibe altos valores de porosidad únicamente por debajo del pozo CCL-3109 (Figura 4.2.2.4).

La Formación Agua Nueva muestra una mayor distribución de porosidad efectiva, posiblemente debido al comportamiento mecánico de la roca y al grado de arcillosidad, ya que la Formación Agua Nueva al ser de mayor competencia y presentar un menor contenido de arcilla en relación a la Formación San Felipe, exhibe una mayor tendencia al fracturamiento (Figura 4.2.2.2).

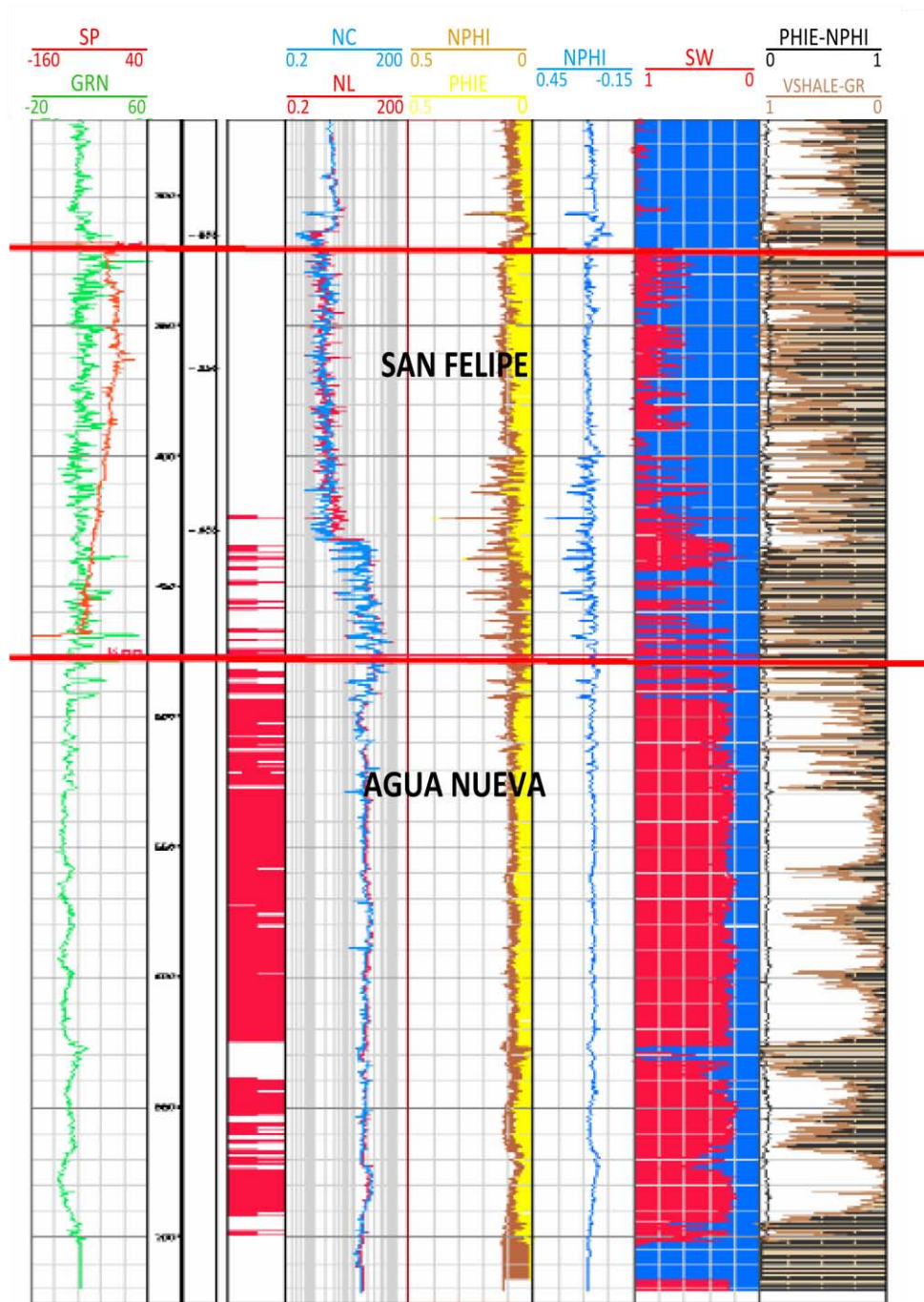
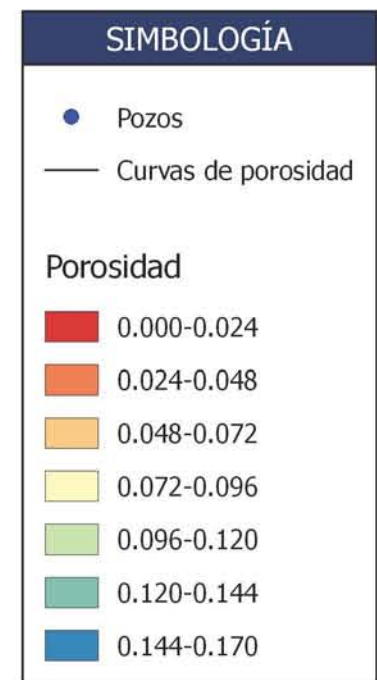
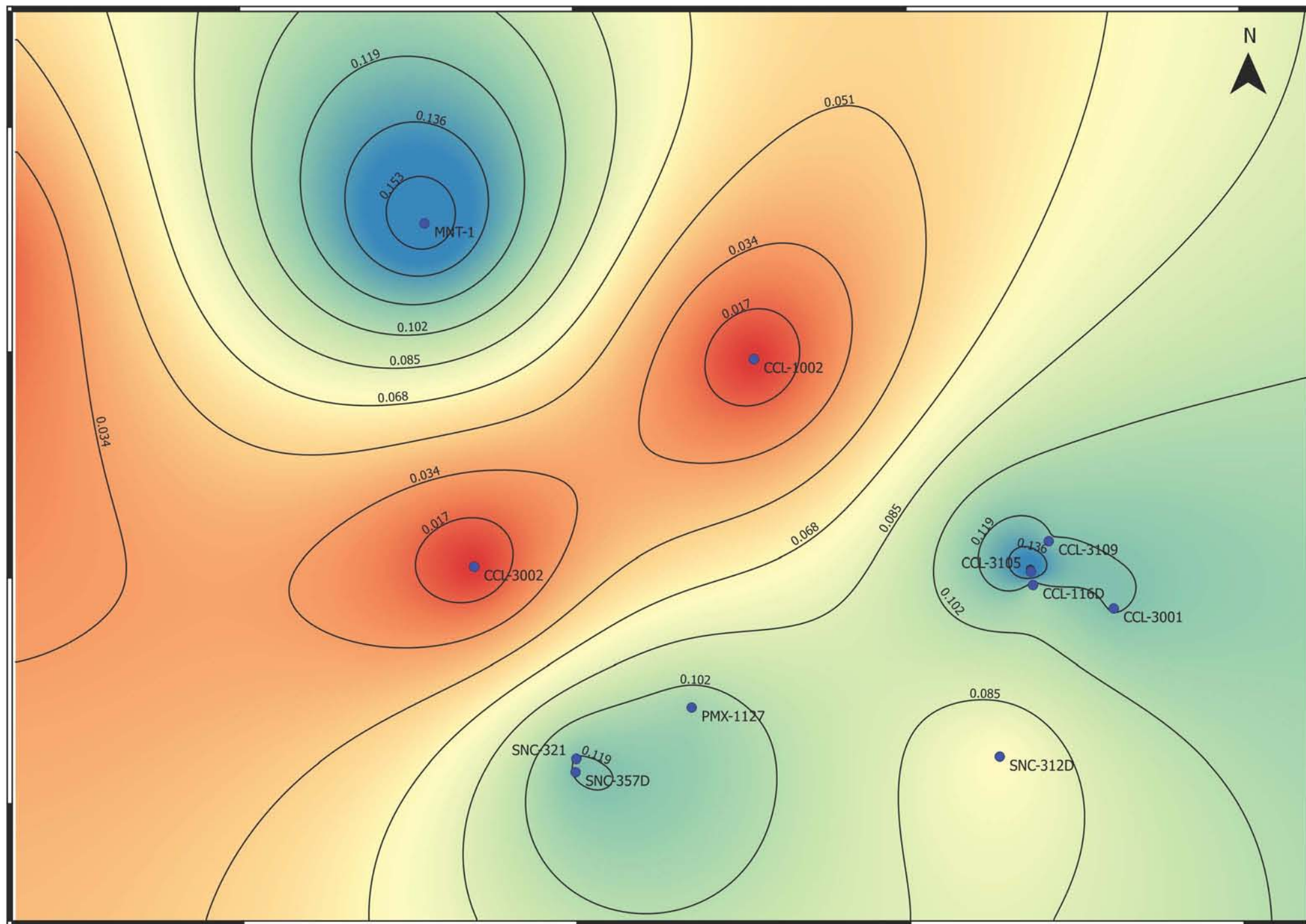


Figura 4.2.2.2 Registro geofísico de un pozo del Campo Cacalilao donde se muestra un mayor contenido de arcilla en la Formación San Felipe como respuesta del rayos gamma, así como mayores valores en respuesta al registro neutrón. Se observa un mayor espesor neto impregnado y mayor saturación de aceite por parte de la Formación Agua Nueva (PEMEX, 2006-B).



NOTAS

ELIPSOIDE: WGS84
 PROYECCIÓN UNIVERSAL
 TRANSVERSA DE MERCATOR
 DATUM: WGS84



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
 DE MÉXICO
 Caracterización estática de los plays Agua
 Nueva y San Felipe en el área de
 Cacalilao en la cuenca Tampico-Misantla
 MAPA DE POROSIDAD - FM AGUA NUEVA
 Escala: 1:75000 Elaboró: García Sandoval Analí

Figura 4.2.2.3 Mapa de porosidad de la Formación Agua Nueva

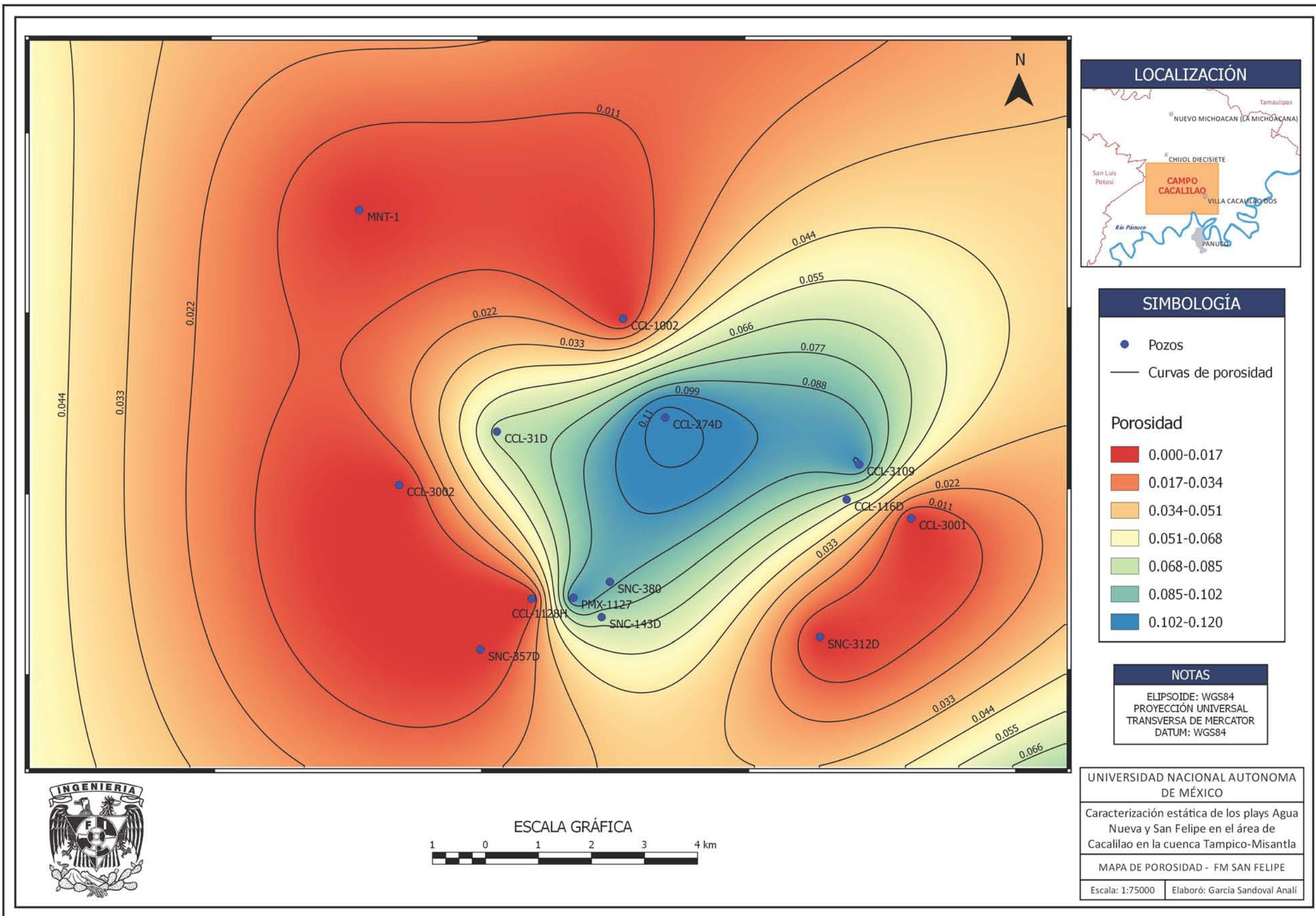


Figura 4.2.2.4 Mapa de porosidad de la Formación San Felipe

4.2.3 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de los poros interconectados de una formación; su unidad es el “darcy [D]” (Schlumberger, 1968). Existen tres tipos de permeabilidad, la permeabilidad absoluta que se define como la propiedad que permite el paso de un fluido, cuando una roca se encuentra saturada al 100% de ese fluido; la permeabilidad efectiva se refiere a la habilidad de una roca de permitir el flujo preferente de un fluido en particular, cuando otros fluidos inmiscibles se encuentran presentes en la misma; y por último la permeabilidad relativa que se define como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido particular a una saturación determinada, respecto a la permeabilidad absoluta del mismo fluido a una saturación total del 100% (Ricco, 2012).

Una roca debe tener fracturas o poros interconectados para que sea permeable, de tal manera que existe una cierta relación entre porosidad y permeabilidad, así una mayor permeabilidad se acompaña de una mayor porosidad, sin embargo esto no es una regla absoluta. Cuanto mejor sea la clasificación y selección de los granos mayor será la porosidad y permeabilidad.

De acuerdo a estudios de petrofísica en 42 tapones de núcleos analizados de la Formación Agua Nueva, la permeabilidad de la matriz es baja, menos de 1 mD (Figura 4.2.3.1), sin embargo la presencia de fracturas incrementa la permeabilidad tanto para la Formación Agua Nueva como San Felipe (PEMEX, 2008-B).

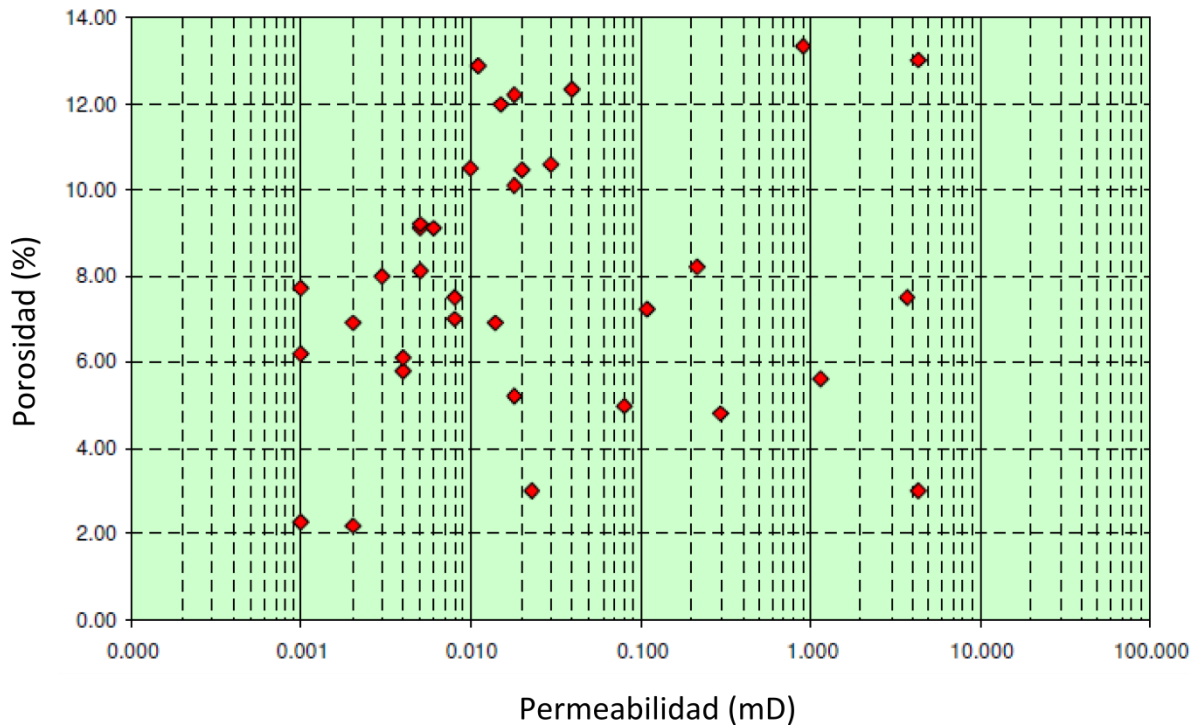


Figura 4.2.3.1 Gráfico Porosidad vs Permeabilidad de 42 tapones de núcleos de la Formación Agua Nueva (PEMEX-2008-B).

No obstante al igual que el mapa de porosidad, el mapa de permeabilidad fue elaborado a partir de datos de registros geofísicos, los cuales indican un rango de permeabilidad en la Formación Agua Nueva de 0 a 0.056 mD. Los valores de máxima permeabilidad se distribuyen hacia la parte este del campo (CCL-3109), y en menor proporción hacia el sur (SNC-321). Toda el área occidental muestra una permeabilidad casi nula. Si analizamos el mapa de porosidad y permeabilidad podemos observar que el área de mayor permeabilidad corresponde con las zonas de mayor porosidad del campo y por lo tanto con los altos estructurales reportados por las secciones, excepto en la parte noroeste, donde se registró el pico máximo de porosidad, y en donde la permeabilidad presenta valores muy bajos; con esto podemos ejemplificar lo mencionado en párrafos anteriores, una mayor porosidad no siempre implica una mayor permeabilidad, ya que posiblemente al tratarse de carbonatos arcillosos, con un alto grado de fracturas y poros

interconectados, el tamaño de dichos poros y la abertura de las fracturas presenten un tamaño subcapilar, impidiendo de esta manera el flujo del hidrocarburo (Figura 4.2.3.2).

La Formación San Felipe presenta una permeabilidad de entre 0 y 0.033 mD. De acuerdo al mapa elaborado, esta formación presenta dos puntos de importante permeabilidad distribuidos esencialmente dentro de la zona de alta porosidad y localizados dentro del anticlinal Cacalilao-Pánuco, siendo el de mayor relevancia el localizado hacia la parte sur, señalado por el pozo SNC-143D; el siguiente punto de importancia es reportado por el pozo CCL-274D con 0.024 mD (Figura 4.2.3.3).

En general, el sector occidental del campo carece de información tanto para la Formación Agua Nueva como San Felipe, por lo que no podemos descartar la presencia de áreas con importantes valores de porosidad y permeabilidad.

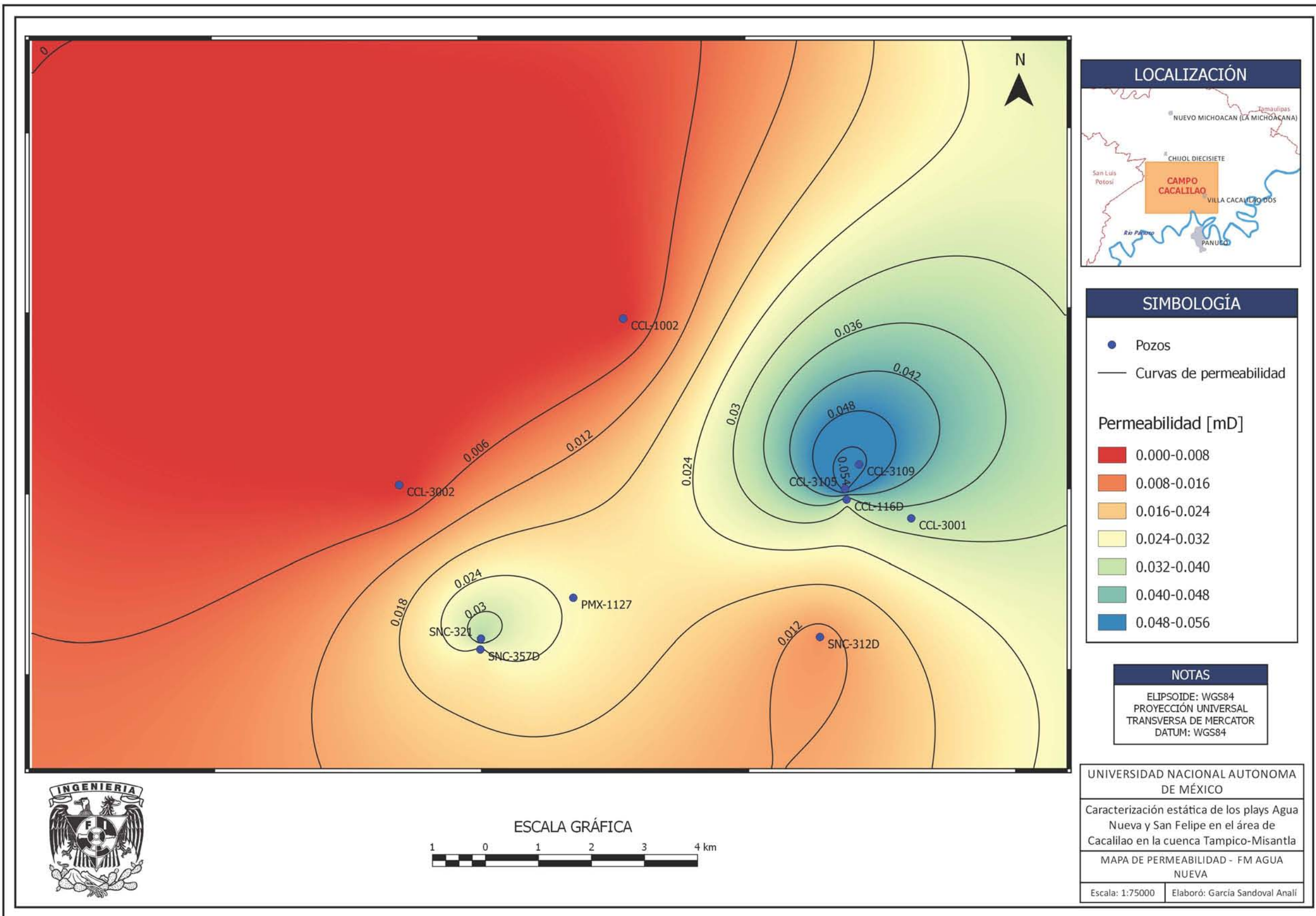


Figura 4.2.3.2 Mapa de permeabilidad de la Formación Agua Nueva

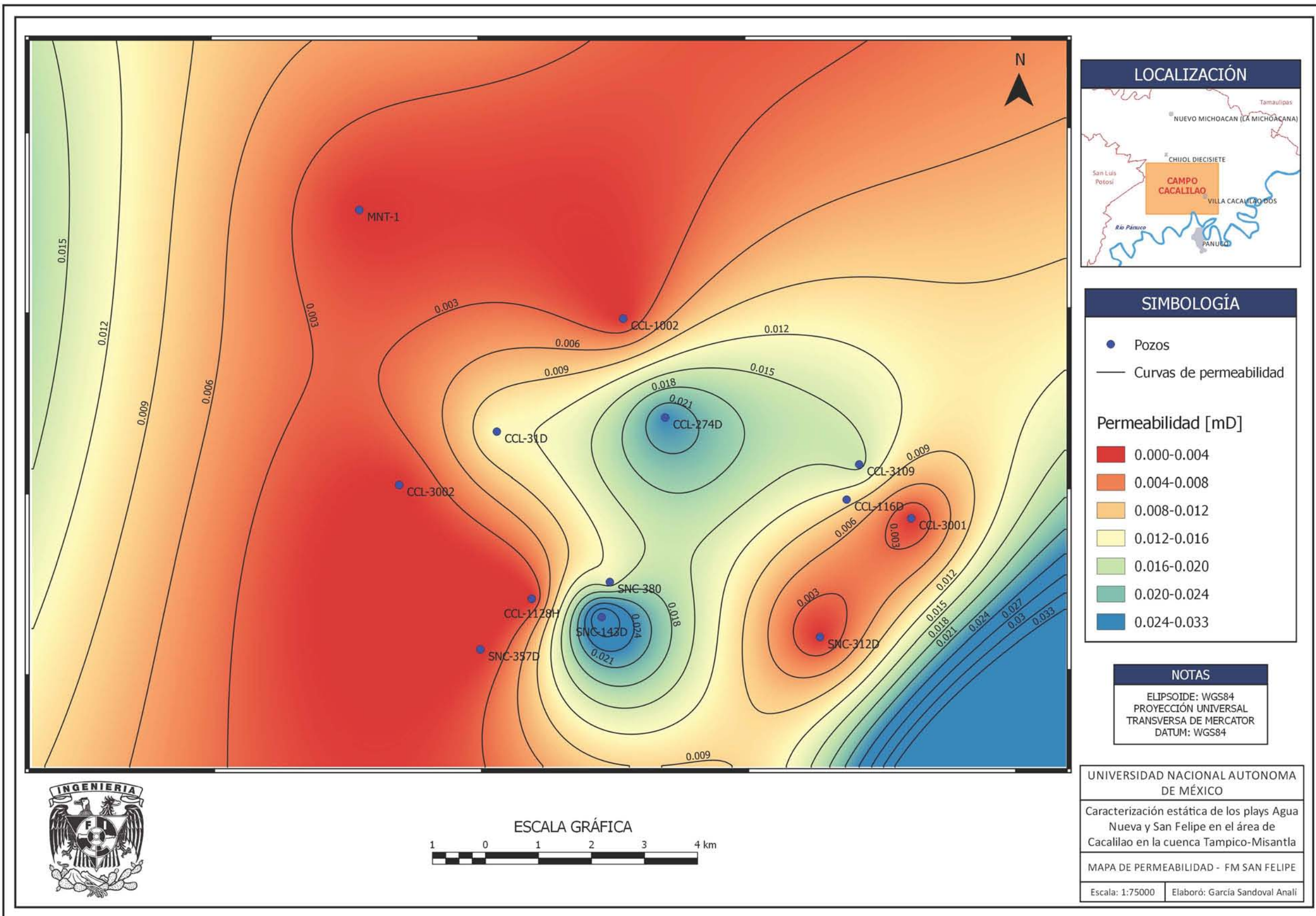


Figura 4.2.3.3 Mapa de permeabilidad de la Formación San Felipe

4.2.4 SATURACIÓN DE ACEITE

La saturación de una formación geológica es la fracción de su volumen poroso que ocupa el líquido en consideración, que puede ser agua, petróleo o gas, siendo así la saturación de aceite es la fracción del volumen poroso que contiene aceite (Figura 4.2.4.1) (Schlumberger, 1968).

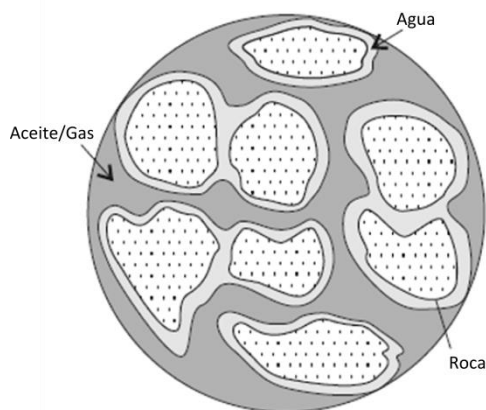


Figura 4.2.4.1 Esquema de saturación de aceite de un volumen de roca (UNAM, 2013).

La suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%, de tal manera que la presencia de una saturación de agua menor al 100% implica una saturación de hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua, de esta manera tenemos que la saturación de aceite (S_o) es igual al 100% menos la saturación de agua (S_w) y la saturación de gas (S_g) (Schlumberger, 1968).

$$S_o = 1 - S_w - S_g$$

Los datos de saturación de aceite empleados en este trabajo se obtuvieron a partir del cálculo de la saturación de agua (S_w) con la ecuación de Doble Agua para formaciones arcillosas (PEMEX, 2008-B).

La Formación Agua Nueva presenta un amplio rango de valores de saturación de aceite, el cual fluctúa entre 0 y 70%. De acuerdo con los datos que permitieron la configuración del mapa, hacia el sur del campo, se presenta la saturación máxima de 70% y es registrada

por el pozo PMX-1127; con 54% en el este, el pozo CCL-3001 presenta la segunda mayor saturación de aceite, ésta continúa aunque en menor proporción hacia el extremo noreste (Figura 4.2.4.2). Si analizamos el mapa podremos observar que el área de mayor saturación de aceite corresponde con las áreas de mayor porosidad y permeabilidad.

La Formación San Felipe manifiesta una mayor saturación de aceite en la parte central del campo, siendo la mayor de 80% reportada por el pozo PMX-1127, el cual también registró el máximo espesor productivo. Esta zona presenta importantes valores de porosidad y permeabilidad (Figura 4.2.4.3).

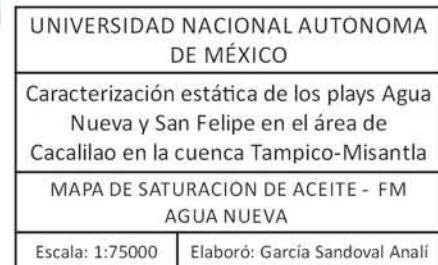
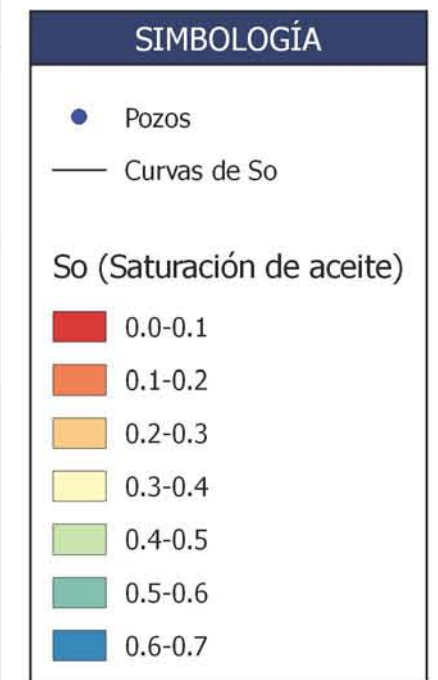
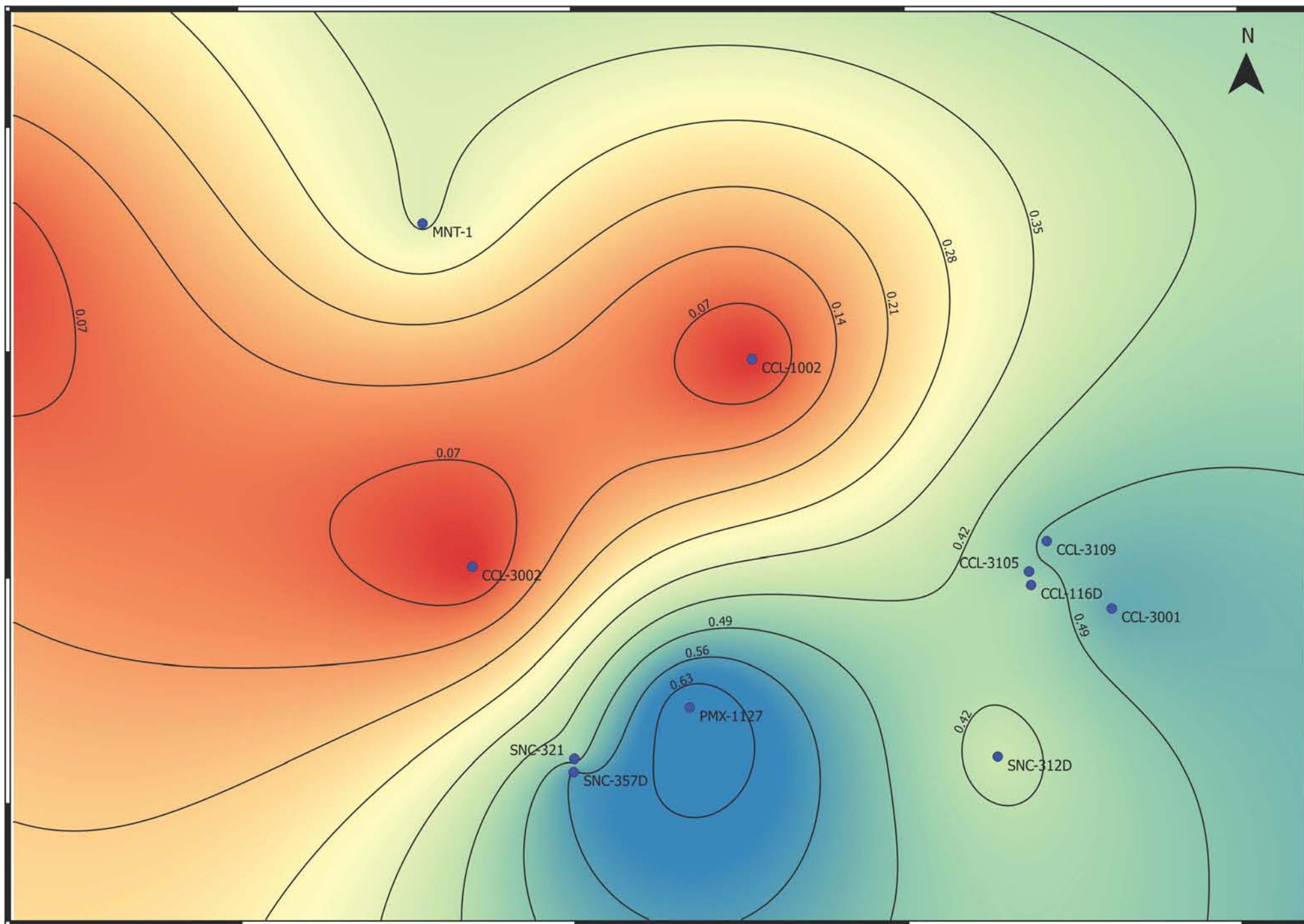


Figura 4.2.4.2 Mapa de saturación de aceite de la Formación Agua Nueva

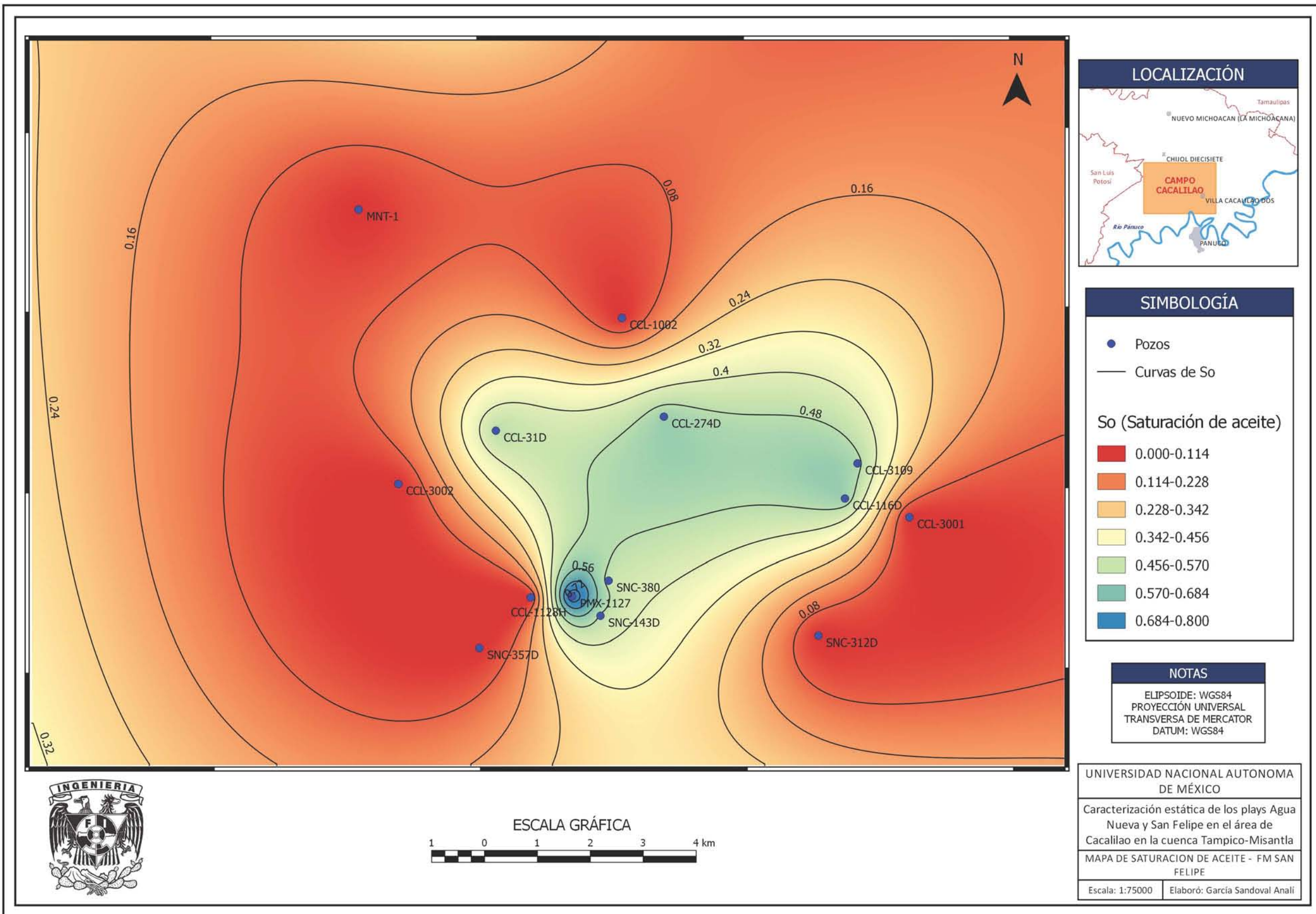


Figura 4.2.4.3 Mapa de saturación de aceite de la Formación San Felipe

4.2.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE HIDROCARBURO A CONDICIONES DE YACIMIENTO

El objetivo principal de los estudios geológicos y geofísicos, es conocer y delimitar las áreas con potencial petrolífero dentro de una cuenca, por lo que la estimación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento es fundamental para conocer el volumen de petróleo recuperable y por ende para comenzar con el desarrollo o reactivación del yacimiento.

Existen diversos métodos para el cálculo del volumen de hidrocarburos, clasificados en métodos determinísticos y probabilísticos; el primer grupo incluye el método volumétrico, procedimiento más usado en las etapas iniciales de caracterización de un campo o yacimiento y se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas del medio poroso y de los fluidos en el yacimiento, este volumen calculado se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a dichas condiciones como a condiciones de superficie (PEMEX, 2011-C). El método volumétrico-determinístico se basa en una ecuación matemática que requiere el conocimiento del volumen neto contenedor de aceite en términos de área y espesor, así como el conocimiento de propiedades petrofísicas, tales como porosidad y saturación de aceite, además del factor volumétrico de formación.

Para obtener una mejor aproximación del volumen de hidrocarburo en el yacimiento, es recomendable emplear el espesor neto productivo de la formación en cada pozo ya que los valores de corte a partir de los cuales se calculó permitieron definir los horizontes con potencial productivo y de esta manera evitar alguna sobreestimación en el cálculo del volumen de hidrocarburos que pudiera repercutir en gran medida en la estimación de reservas, puesto que considera implícitamente la heterogeneidad del yacimiento, haciendo así un cálculo más confiable y preciso.

El método volumétrico conocido como Método de Isohidrocarburos se basa en el conocimiento de un índice de hidrocarburos, el cual se define como una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento que existe en la roca, proyectada

sobre un metro cuadrado alrededor de un pozo y se calcula con la siguiente expresión (Santiago, 2012):

$$I_{hcs} = \phi \cdot h \cdot (1 - S_w)$$

(1)

I_{hcs} = Índice de hidrocarburos

ϕ = Porosidad

h = Espesor neto impregnado [m]

$(1 - S_w)$ = Saturación de hidrocarburos

En general el volumen de hidrocarburo a condiciones de yacimiento se determina de la siguiente forma (Calculo volumétrico de hidrocarburos, s.f.):

$$N = A \cdot h \cdot \phi \cdot S_o$$

(2)

N = Petróleo original contenido en el yacimiento a condiciones de yacimiento [m^3]

A = Área del yacimiento [m^2]

h = Espesor neto impregnado [m]

ϕ = Porosidad

S_o = Saturación de aceite

Si se sustituye la ecuación (1) en (2), la expresión quedaría como:

$$N = A \cdot I_{hcs}$$

(3)

N = Petróleo original contenido en el yacimiento a condiciones de yacimiento [m^3]

A = Área del yacimiento [m^2]

I_{hcs} = Índice de hidrocarburos

La expresión 3 puede modificarse aplicándole el factor volumétrico de formación para obtener el volumen de hidrocarburo a condiciones de superficie, sin embargo en este trabajo únicamente se obtendrá el volumen a condiciones de yacimiento.

El índice de hidrocarburos para las formaciones Agua Nueva y San Felipe se determinó en el software Qgis, mediante la herramienta “Álgebra de mapas”, en donde se aplicó la expresión matemática (1) a los ráster de espesor impregnado, porosidad y saturación de aceite previamente elaborados.

Posteriormente se calculó el volumen de hidrocarburo a condiciones de yacimiento relacionando el valor del índice de hidrocarburos y el área que ocupan; tomando en cuenta que el ráster se generó con un tamaño de pixel de 50 x 50 m, se procedió a multiplicar el área de cada pixel por el ráster del índice de hidrocarburo como lo señala la ecuación (3). De tal manera que el ráster generado estimó el del volumen de hidrocarburo para cada 2500 m².

El ráster de volumen de aceite a condiciones de yacimiento queda expresado en m³, sin embargo este volumen se expresa convencionalmente en barriles, por lo que se realizó la conversión de m³ a barriles, considerando que un barril de aceite equivale a 159 litros.

VOLUMEN DE HC A CONDICIONES DE YACIMIENTO		
FORMACIÓN	AGUA NUEVA	SAN FELIPE
MÁXIMO VOL. HC. (2500 m²) [bls]	71 724	59 752
POZO	PMX-1127	PMX-1127

Tabla 4.2.5 Volumen de aceite a condiciones de yacimiento en el Campo Cacalilao.

La principal concentración de aceite en la Formación Agua Nueva se distribuye en la parte sureste del campo, siendo el máximo valor el registrado por el pozo PMX-1127 con 71 724 bls, en el pozo CCL-3001 se registra un volumen de más de 25 000 bls; ambas concentraciones presentan valores de permeabilidad considerable (mayor a 0.018 mD). El menor volumen de aceite, se distribuye primordialmente en el centro, noreste y occidente del campo; en donde los pozos CCL-1002 y CCL-3002 reportan un volumen de aceite igual a cero (Figura 4.2.5.1).

En la Formación San Felipe la concentración primordial de aceite se distribuye en el centro del campo, en un área delimitada por los pozos CCL-3109, CCL-274D y SNC-143D, dentro de la cual se localiza el pozo PMX-1127 en donde se registra el máximo volumen de aceite con 59 752 bls. Esta área muestra importantes valores de permeabilidad. Los pozos fuera de esta área exhiben un volumen de aceite de cero, excepto CCL-274D, CCL-116D y SNC-143D (Figura 4.2.5.2).

Las concentraciones de aceite tanto para la Formación Agua Nueva como San Felipe, se distribuyen principalmente en el área que conforma el anticlinal Cacalilao-Panucó y en menor cantidad en el levantamiento reportado en la sección II-II'; sin embargo en este último, la concentración de aceite en la Formación San Felipe se restringe únicamente a la localización del pozo CCL-3109. En la zona occidental del campo no se cuentan con datos suficientes, por lo que no se descarta la presencia de importantes concentraciones de aceite en esta región, por ello será necesario enriquecer la base de datos a partir de la cual se elaboró cada mapa.

Cabe mencionar que los datos de saturación de aceite son representativos de la saturación de la formación al momento de la toma del registro, de manera que para una mejor estimación del volumen de aceite en el yacimiento es conveniente tener presente los datos de producción del campo. Es importante recalcar que la mayor parte de los datos empleados en este trabajo corresponden a registros recientes.

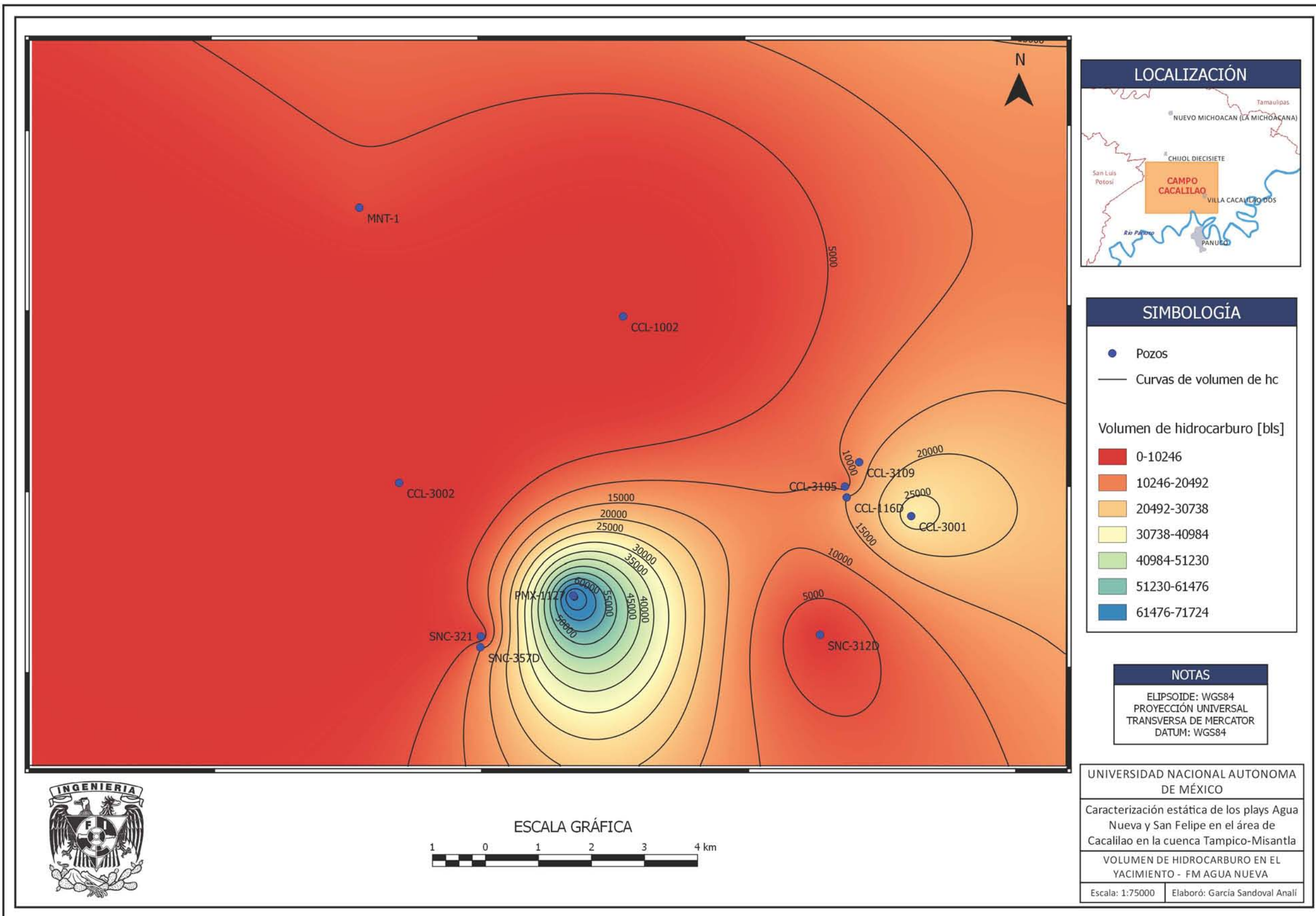
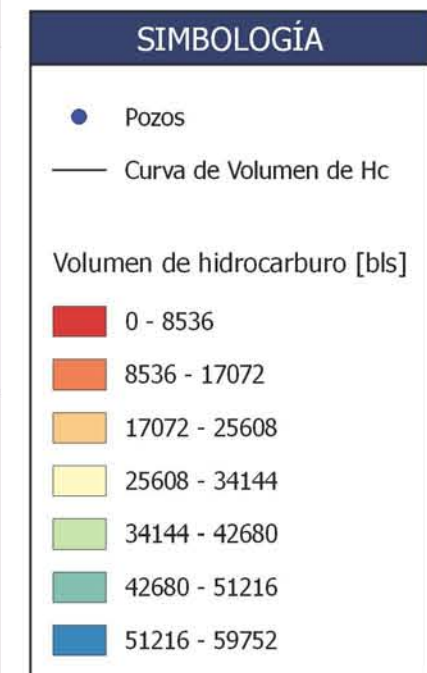
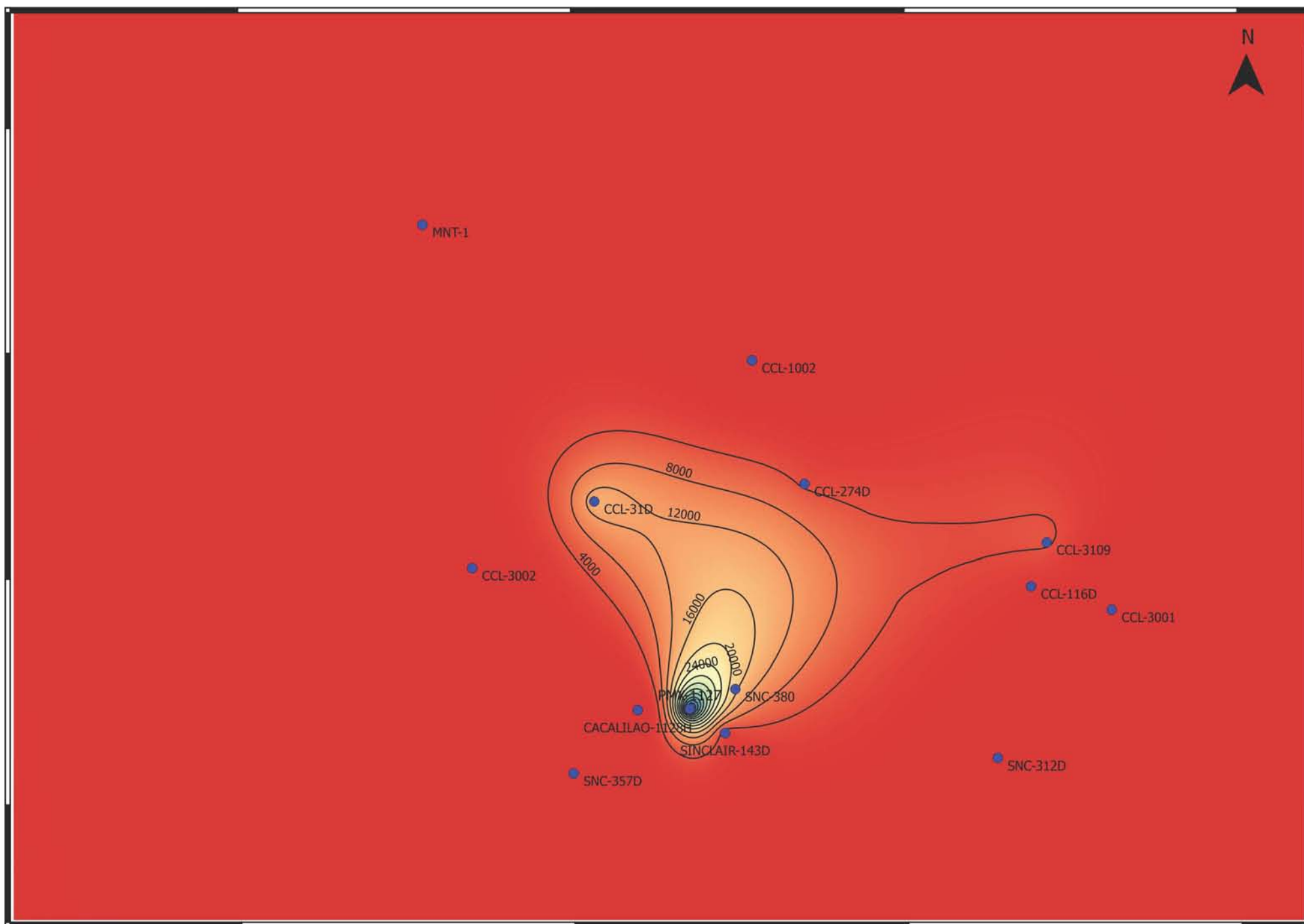


Figura 4.2.5.1 Mapa de volumen de hidrocarburo a condiciones de yacimiento de la Formación Agua Nueva



NOTAS

ELIPSOIDE: WGS84
 PROYECCIÓN UNIVERSAL
 TRANSVERSA DE MERCATOR
 DATUM: WGS84



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
 DE MÉXICO
 Caracterización estática de los plays Agua
 Nueva y San Felipe en el área de
 Cacalilao en la cuenca Tampico-Misantla
 VOLUMEN DE HIDROCARBURO EN EL
 YACIMIENTO - FM SAN FELIPE
 Escala: 1:75000 Elaboró: García Sandoval Anali

Figura 4.2.5.2 Mapa de volumen de hidrocarburo a condiciones de yacimiento de la Formación San Felipe

4.3 PROYECTOS DE REACTIVACIÓN EN EL CAMPO CACALILAO

En el 2006 Petróleos Mexicanos implementó estrategias para la reactivación de campos maduros de aceite, incrementando sustancialmente la exploración para aminorar el efecto de la declinación; dentro de los campos prioritarios en este proyecto se encontraron los campos Ébano, Pánuco y Cacalilao, señalándolos para su estudio como “Sector Ébano-Pánuco-Cacalilao (EPC)” (Vázquez, 2011).

La historia de producción de estos tres campos muestra dos importantes etapas de declinación, la primera a partir de 1960, con repunte temporal a partir de 1985 que corresponde a una reactivación que realizó PEMEX Exploración y Producción mediante un programa de desarrollo adicional y a la reparación de pozos. La siguiente etapa de declinación se presenta a partir de 1995 y prevalece hasta la implementación del Proyecto de Reactivación del Sector EPC, con los servicios de DS en julio de 2007 (Vázquez, 2011).

Con la aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas en el desarrollo de los campos, después de dos años de actividad la compañía DS sustentó las estimaciones de reservas que PEMEX certificó con un monto de 74 millones de barriles de crudo en el sector. A partir de ese momento se aumentó la producción desde niveles de los 4000 bpd a los casi 9000 bpd en el 2011 (Vázquez, 2011).

De acuerdo a la información consultada en el censo de pozos 2007, únicamente el Campo Cacalilao estaba integrado por un total de 286 pozos, de los cuales 140 se encuentran en operación (16 fluyentes, 7 por bombeo mecánico, 109 por bombeo neumático, 7 por inyección de agua y 1 por cavidad progresiva) y los 146 restantes se encuentran fuera de operación (10 con posibilidades de explotación, 8 sin posibilidades de explotación y 118 con tapón de abandono) (PEMEX, 2007-C). Sin embargo, de enero de 2007 a enero de 2011 se perforaron alrededor de 100 pozos en todo el sector EPC, incorporando áreas adicionales de desarrollo que dieron lugar a un crecimiento de 192% en reservas 3P (Layerlin, 2011). Dentro de los pozos recientemente perforados en el Campo Cacalilao se

encuentran CCL-1128, PMX-1127, SNC-143, SNC-380 y CCL-4012 con una producción inicial de 110 bpd, 212.4 bpd, 160 bpd, 250 bpd y 450 bpd respectivamente.

Para el 2012 la producción en el área conformada por los campos Ébano, Pánuco y Cacalilao ascendió a los 10 000 bpd con un factor de recuperación de 10.5%, para este entonces el volumen original se calculaba en 9 645 mmb (PEMEX, 2012-A).

En el 2010 los esfuerzos de PEMEX Exploración y Producción iniciaron formalmente a nivel nacional con el denominado Programa Estratégico Tecnológico de PEMEX 2010-2025, con el objetivo de aumentar el factor de recuperación de aceite y disminuir la declinación de la producción a través de técnicas de recuperación mejorada en sus campos, este programa consideraba incrementar el factor de recuperación del 3% al 8%, lo que significaría un volumen adicional en el sector EPC del orden de 1 000 millones de barriles (SENER, 2011).

Debido al éxito de los proyectos previos de recuperación en el Sector EPC, estos campos han sido considerados como área de oportunidad para la incorporación de reservas de PEP, de manera que el esfuerzo por el conocimiento de estos yacimientos es cada vez más grande, involucrando para ello numerosos estudios tales como la caracterización estática y dinámica del yacimiento, los cuales nos permitirán una mejor comprensión de su evolución.

CONCLUSIONES

La Cuenca Tampico Misantla y consecuentemente el Campo Cacalilao, se originó como resultado de la apertura del Golfo de México, determinando en cada etapa de este evento diversos ambientes sedimentarios y las condiciones para el depósito de las diferentes unidades estratigráficas presentes en el área, afectada también por posteriores fases de deformación que contribuyeron al desarrollo de rutas de migración y trampas.

El Campo Cacalilao según la correlación de las formaciones reportadas en las columnas geológicas de los pozos, presenta una secuencia estratigráfica que comprende unidades desde el Triásico al Paleógeno (Paleoceno), con ausencia de las formaciones del Jurásico Medio (Bajociano-Calloviano) y Jurásico Superior (Oxfordiano), reportadas en estudios previos del Distrito Ébano-Pánuco.

La configuración de las cimas y bases, así como la presencia de unidades clave (San Andrés, Chipoco y Tamán), permitió determinar la posible presencia de un graben, sobre el que comenzó el depósito de la secuencia terrígena continental, seguido de las unidades jurásicas de ambiente continental, marino y mixto; y finalmente la secuencia marina del cretácico.

Las principales rocas almacenadoras del campo Cacalilao y las que definen al Play Cretácico Fracturas, corresponden al Cretácico Superior Agua Nueva y San Felipe, depositados en ambiente de cuenca.

La Formación San Felipe está constituida por *mudstones-wackestones* y calizas arcillosas de microfósiles, con intercalaciones de lutita y horizontes de bentonita; en ocasiones parcialmente silicificado y en partes hematizado; presenta fracturas abiertas y otras rellenas de calcita. Se caracteriza por la presencia de radiolarios, *heterohelix*, *Globigerinas sp.*, *Globotruncanas sp.* La Formación Agua Nueva se constituye de *mudstones-wackestones* arcillosos de microfósiles altamente fracturados, con intercalaciones de

lutita carbonosa y horizontes de bentonita; muestra aislados nódulos de pedernal negro y ocasionalmente fragmentos de pirita. Presenta radiolarios, *Calciespherula innombata*, *Globotruncana sp.*, *Phitonella Ovalis*, *Rotalipera sp.*

La Formación Agua Nueva y San Felipe muestran una continuidad lateral y vertical en el área correlacionada, por lo que se infiere que la zona de despegue presentada en estudios anteriores se localiza más hacia el este de la región.

El ambiente de depósito y la composición litológica de las formaciones Agua Nueva y San Felipe, caracterizan a estas formaciones con bajos valores de porosidad y permeabilidad de la matriz, sin embargo procesos tectónicos posteriores ocasionaron un intenso fracturamiento aumentado su capacidad almacenadora, confiriéndoles un sistema de doble porosidad y permeabilidad.

Los episodios tectónicos asociados al fracturamiento del Campo Cacalilao corresponden al levantamiento de la Orogenia Laramide, el emplazamiento de la Provincia Alcalina Oriental Mexicana y el desarrollo de un sistema de fallas laterales.

La correlación de las unidades permitió detectar como estructuras principales dos pliegues en la parte sur-sureste del campo, uno de ellos reportado por las secciones I-I' y IV-IV', correspondiente con el anticlinal Cacalilao-Pánuco; la segunda estructura es reportada por la sección II-II'.

En general la Formación Agua Nueva presenta un espesor bruto que va de los 65 a los 154 m, un espesor neto productivo de hasta 60 m, una porosidad máxima de 17%, permeabilidades desde 0 hasta 0.056 mD y una saturación de aceite de 70%. Por su parte la Formación San Felipe presenta espesores de 90 a 245 m, con un espesor neto impregnado de 50 m, una porosidad y permeabilidad máxima de 12% y 0.033 mD respectivamente y una saturación de aceite de 80%.

Las zonas de mayor porosidad y saturación de aceite coinciden con la zona de mayor permeabilidad tanto en Agua Nueva como en San Felipe, excepto en la porción norte del

campo para la Formación Agua Nueva, donde a pesar de presentar el máximo valor de porosidad, registró los valores más bajos de permeabilidad, atribuyéndolo al tamaño subcapilar de los poros impidiendo el flujo del hidrocarburo.

La Formación Agua Nueva presenta una mayor distribución de porosidad y permeabilidad, posiblemente debido al grado de competencia y cantidad de arcilla que posee en comparación con la Formación San Felipe.

La Formación Agua Nueva presenta dos importantes concentraciones de aceite, una de 71 724 bls y otra de más de 25 000 bls reportadas por los pozos PMX-1127 en el sur y CCL-3001 hacia el este respectivamente; la concentración de volumen de aceite para la Formación San Felipe está delimitada por los pozos CCL-3109, CCL-274D Y SNC-143D, siendo PMX-1127 el pozo dentro del área que registró el mayor volumen con 59 752 bls. El volumen es estimado para una superficie de 2500 m².

Las propiedades petrofísicas y por ende las concentraciones de aceite tanto para la Formación Agua Nueva como San Felipe, se distribuyen principalmente en el área que conforma el anticlinal Cacalilao-Pánuco y en menor cantidad en el levantamiento reportado por la sección II-II'; sin embargo en este último, la concentración de aceite en la Formación San Felipe se restringe únicamente a la localización del pozo CCL-3109.

Debido a la falta de datos en el sector occidental del campo, no se descarta la posibilidad de la presencia de horizontes con importantes valores de porosidad, permeabilidad y saturación de aceite, y por lo tanto de volumen de hidrocarburo.

RECOMENDACIONES

Para reducir la incertidumbre de la interpolación es necesario complementar la base de datos con valores de propiedades petrofísicas; de igual forma se debe recabar un mayor número de columnas geológicas de pozos dentro del área nos permitirá obtener una correlación más precisa, lo que a su vez permitirá identificar zonas e intervalos de mejor calidad.

Dado que en este estudio no se logró determinar el volumen de hidrocarburo a condiciones de superficie, se recomienda obtener el Factor Volumétrico del Petróleo (Boi), el cual nos permitirá relacionar la cantidad de petróleo a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie para obtener una estimación de la cantidad de hidrocarburo recuperable.

Para una mejor estimación del volumen de aceite, tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie, es necesario tomar en cuenta la historia de producción del campo, ya que los valores de saturación de aceite son representativos de la saturación de la formación en el momento de la toma de registro; es importante señalar que gran parte de los datos manejados en este trabajo fueron resultado de las lecturas de registros tomados en años recientes.

Para una mejor percepción del yacimiento es necesario realizar un estudio detallado del fracturamiento y elaborar modelos que permitan la comprensión de los patrones de fractura y conocer el efecto que tienen en la porosidad y permeabilidad.

REFERENCIAS

ArcGIS (s.f.). *Cómo funciona Kriging*. Recuperado de <https://pro.arcgis.com/es/pro-app/tool-reference/3d-analyst/how-kriging-works.htm>

Álvarez de la Borda, J. (2006). *“Crónica del petróleo en México de 1863 a nuestros días”*, Archivo histórico de PEMEX.

Baranda, Y; Moedano, F. “Valores de corte de parámetros petrofísicos utilizados en la caracterización de yacimientos petroleros” Tesis (Licenciatura), Ciudad de México, Universidad Nacional Autónoma de México, 2011.

Calculo volumétrico de hidrocarburos (s.f.) recuperado de <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/clculo-volumetrico-de-hidrocarburos.html>

Campos, E (2014). *Facies sedimentarias* [diapositivas de PowerPoint.]

Domínguez, I (2014). *Correlación estratigráfica* [diapositivas de PowerPoint].

Gómez Tuena, A. “Control Temporal del Magmatismo de Subducción en la Porción Oriental de la Faja Volcánica Transmexicana: Caracterización del Manto, Componentes en Subducción y Contaminación Cortical” Tesis (Doctorado) Ciudad de México, Universidad Nacional Autónoma de México, 2002.

Horbury, A. D., S. Hall, F. González-P., D. Rodríguez-F., A. Reyes-F., P. Ortiz-G., M. Martínez-M., and G. Quintanilla-R., (2003), Tectonic sequence stratigraphy of the western margin of the Gulf of Mexico in the late Mesozoic and Cenozoic: Less passive than previously imagined, *AAPG, Memoir* 79, p. 184–245.

Layerlin, Se abren nuevas oportunidades con los contratos de servicios integrales. Luis Vazquez Senties. *Energía a debate* [en línea] 4 de mayo de 2011. Disponible en: <http://energiaadebate.com/asociacion-empresarial-en-proyectos-de-desarrollo-de-campos-maduros/>

Millison C. (1953). “Estudio del subsuelo de los campos petroleros Ébano-Pánuco, de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, México”, *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*.

PEMEX, 1951. “Expediente de Exploración Cacalilao-2073”, Gerencia de Exploración, Zona Norte.

PEMEX, 1953-A. “Expediente de Exploración Cacalilao-2115”, Superintendencia General de Exploración, Distrito Tampico.

PEMEX, 1953-B. "Expediente de Exploración Cacalilao-2117", Superintendencia General de Exploración, Distrito Tampico.

PEMEX, 1959-A. "Informe Geológico Final Cacalilao-3001", Superintendencia General de Exploración, Distrito Tampico.

PEMEX, 1959-B. "Informe Geológico Final Cacalilao-3002", Superintendencia General de Exploración, Distrito Tampico.

PEMEX, 1968. "Estudio Fotogeológico de las Fracturas de la Sierra de Tamaulipas y Área Ébano-Pánuco", Gerencia de Exploración, Superintendencia General de Interpretación México, D.F. Zwanziger Jesús Alfonso.

PEMEX, 1970-A. "Informe Geológico Final Pozo Cacalilao-274D", Departamento de Geología, Distrito Norte. Superintendencia General de Exploración, Zona Norte.

PEMEX, 1970-B. "Informe Geológico Final Pozo Cacalilao-3103", Gerencia de Exploración, Subgerencia de Geología.

PEMEX, 1970-C. "Expediente de Exploración Cacalilao-3109". Exploración y Producción, Gerencia de Exploración, Zona Norte.

PEMEX, 1970-D. "Expediente de paleontología cacalilao-3109". Exploración y Producción, Departamento de Paleontología.

PEMEX, 1986. "Informe Geológico Final Pozo Monticulo-1", Coordinación Regional de Exploración, Zona Norte.

PEMEX, 1997. "Informe Geológico Final Pozo Sinclair-357D", Exploración y Producción

PEMEX, 1998-A. "Caracterización de Yacimientos Área Ébano-Pánuco, Veracruz, México. Integración de datos y Determinación de Reservas". Exploración y Producción, Residencia de Exploración Tampico. David K. Davies & Associates, Inc.

PEMEX, 1998-B. "Modelado Geológico y Termal de las Secciones Estructurales B-B' y C-C' del Estudio Synrift Mesozoico en la Región de Ébano-Pánuco. Continuación del Estudio Synrift Mesozoico Plays: Cretácico Fracturas y San Andrés". Exploración y Producción Región Norte, Gerencia de Exploración Región Norte, Residencia de Exploración Tampico; Instituto Mexicano del Petróleo. Participantes por parte de PEP: Ramos Aracen Rogelio, Velázquez Contreras Estanislao, Hernández Cantú Jorge Alberto, Garza Hernández Aureliano, Martínez Pontvianne Aureliano. Participantes por parte de IMP: Vázquez Meneses Mario Ernesto, Hernández Guzmán Mario.

PEMEX, 1999. "Informe Técnico del Estudio Cacalilao-II (Cacalilao- Pánuco)", Exploración y Producción, Residencia de Exploración Tampico. González González Francisco.

PEMEX, 2004-A. "Expediente de Operación Paciencia-1002", Exploración y Producción, Grupo Ébano-Pánuco.

PEMEX, 2004-B. "Expediente de Operación Paciencia-1003", Exploración y Producción, Grupo Ébano-Pánuco.

PEMEX, 2005. "Informe Geológico Final Pozo Sinclair-312A", Departamento de Geología, Distrito Norte. Superintendencia General de Exploración, Zona Norte.

PEMEX, 2006-A. "Informe Geológico Final Pozo Cacalilao-4016", Exploración y Producción. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Área Tampico. Grupo Ébano-Pánuco-Cacalilao.

PEMEX, 2006-B. "Informe Geológico Final Pozo Sinclair-380", Exploración y Producción. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Área Tampico. Grupo Ébano-Pánuco-Cacalilao.

PEMEX, 2007-A. "Informe Geológico Final Pozo Pemex-1127 y Pemex-1127ST", Exploración y Producción. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Área Tampico. Grupo Ébano-Pánuco-Cacalilao

PEMEX, 2007-B. "Informe Geológico Final del Pozo Sinclair 143", Exploración y Producción. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Área Tampico. Grupo Ébano-Pánuco-Cacalilao.

PEMEX, 2007-C. "Construcción de línea de descarga de 4 Ø del pozo Cacalilao-400H a la estación de recolección Águila II del activo integral Poza Rica-Altamira, área Altamira" [en línea], disponible en <http://sinat.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/ver/estudios/2007/30VE2007X0031.pdf>

PEMEX, 2008-A. "Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo de campos del Sector Ébano-Pánuco- Cacalilao del Activo Integral Poza Rica- Altamira. Actualización del Modelo Estratigráfico (Etapa 1)". Exploración y Producción, Activo Integral Poza Rica- Altamira (Tampico, Tamaulipas, México). DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. Elaborado por Parra Néstor, Sánchez Rosas Juan Gerardo, D'Gregorio Alfredo Pérez, Qu Guangong, Lynete Zanella Rosa, Ortiz Gómez Patricia.

PEMEX, 2008-B. "Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo de campos del Sector Ébano-Pánuco- Cacalilao del Activo Integral Poza Rica- Altamira. Actualización del Modelo Petrofísico (Etapa 1)". Exploración y Producción, Activo Integral Poza Rica- Altamira (Tampico, Tamaulipas, México). DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. Elaborado por Parra Néstor, Ortiz Gómez Patricia, Matlenza Ricardo.

PEMEX, 2008-C. "Servicios Integrales de Optimización y Desarrollo de campos del Sector Ébano-Pánuco- Cacalilao del Activo Integral Poza Rica- Altamira. Actualización del Modelo Geoquímico (Etapa 1)". Exploración y Producción, Activo Integral Poza Rica- Altamira (Tampico, Tamaulipas, México). DS Servicios Petroleros, S.A. de C.V. Elaborado por Parra Néstor, Vera Alfredo, Ortiz Gómez Patricia.

PEMEX, 2008-E. “Estudio detallado de núcleos Cacalilao-274D”. Exploración y Producción. Proyecto Ébano-Pánuco-Cacalilao

PEMEX, 2008-F. “Estudio detallado de núcleos Cacalilao-3103”. Exploración y Producción. Proyecto Ébano-Pánuco-Cacalilao.

PEMEX, 2008-G. “Estudio detallado de núcleos Cacalilao-3109”. Exploración y Producción. Proyecto Ébano-Pánuco-Cacalilao.

PEMEX, 2008-D. “Informe Geológico Final Pozo Cacalilao 1128 y Cacalilao 1128H”, Exploración y Producción. Activo Integral Poza Rica-Altamira, Área Tampico. Grupo Ébano-Pánuco-Cacalilao.

PEMEX, 2010, Provincia Petrolera Tampico-Misantla, Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Exploración, 2010. Román Ramos Rogelio, Lara Rodríguez Joel, Patiño Ruiz Jaime, Clara Valdés Lourdes, Mata Jurado Marta, Mora Oropeza Guillermo, Miranda Canseco Ernesto, Hernández Romano Ulises, Gómez Rodríguez Rubén Darío.

PEMEX, 2011-A. “Bloque Pánuco”, Resumen ejecutivo, Activo Poza Rica-Altamira.

PEMEX, 2011-B. “Estudio de Plays y su impacto en la exploración petrolera”. Subdirección de Exploración. Gerencia de estudios regionales [Diapositivas].

PEMEX, 2011-C. “Las reservas de hidrocarburos de México”, Pemex Exploración y Producción.

PEMEX, 2012-A. Silva López, P. “*Consortios para el Desarrollo Tecnológico e innovación de Pemex*”. Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos [Diapositivas].

PEMEX, 2012-B. Amador Ortega, L.A. “*Área Contractual Pánuco*”. Coordinación de Diseño de Explotación- Tampico. Activo de Producción Poza Rica-Altamira [Diapositivas].

PEMEX, 2013. Solicitud de acceso a la Información No. 1857500030713. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Producción Región Norte, Activo de Producción Región Norte, Activo de Producción Poza Rica-Altamira, Coordinación de Diseño de Explotación.

PEMEX, 2015. Galicia, J. G.; Coronado, M.; Torres, H.J. “*Geological and Engineering Conditions of the Ebano-Panuco Fields. East Central México: A hundred Years of Experience in Explotation of Heavy Oil*”. Exploración y Producción. Activo de Exploración Tampico Misantla Golfo, Región Norte [Diapositivas].

Reforma energética (2015). Recuperado de <http://reformas.gob.mx/reforma-energetica/avances>.

Ricco, G. “Principios de Medición de los Registros Geofísicos de Pozo” Tesis (Licenciatura) Ciudad de México, Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

Rodríguez, L. (1953). "Origen de las Condiciones de Acumulación de Hidrocarburos en los campos del Distrito Ébano-Pánuco", *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, Vol. 12, No. 2

Rojas, C. (2011) Recuperado del Sitio Web de la Biblioteca Digital de la Universidad Nacional de Nuevo León: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4349/7/cesaraugustorojassuarez.2011.parte6.pdf>

Sánchez López, R. (1954). "Aspectos Geológicos y Tectónicos del Distrito Ébano-Pánuco", *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*.

Santiago, D. "Cálculo de volumen original de hidrocarburos a partir de registros geofísicos" Tesis (Licenciatura), Ciudad Universitaria, Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

Schlumberger (s.f.) *Modelo de Caracterización de Yacimientos*. Recuperado de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx

Schlumberger (1968). "*Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*"; Schlumberger.

SENER, 2011. "Proyectos integrales I" [en línea]. Disponible en: <http://fondohidrocarburos.energia.gob.mx/res/ProyectosIntegrales1.pdf>

UNAM (2013). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* [Diapositivas de PowerPoint].

Vázquez, O. (2011). Estrategia aplicada para la reactivación de un campo petrolero maduro en México, Academia de Ingeniería de México [en línea], disponible en http://www.ai.org.mx/ai/archivos/ingresos/oscar_vazquez/trabajo_de_ingreso_final_ovs.pdf

Viera Décida, F., Ramírez Fernández, J.A., Velasco Tapia, F., Orozco-Esquivel, M.T. (2009) *Ciencia UANL*. Vol. XII, no. 1.

Wec (2009), *Provincias Petroleras de México*, Capítulo 2.