

## Análisis geológico integral desde el punto de vista de explotación en los campos del norte de la Sonda de Campeche

*Enrique Ortuño Maldonado*

*César Cabrera Cuervo*

*Marco Ortuño Rivera*

***Petróleos Mexicanos***

Información del artículo: recibido: septiembre de 2013-aceptado: septiembre de 2014

### Resumen

El presente trabajo es el resultado de la realización y análisis semiregional de artografía, estratigrafía de secuencias de tercer orden, tectonoestratigrafía e integración de información detallada de las características de la roca-yacimiento tales como: petrografía, paragénesis, fracturamiento, petrofísica y discretización de la porosidad matriz-fractura, comportamiento y cuantificación de los acuíferos e historia de presión-producción, factores de recuperación de los campos del área y análogos, así como el análisis probabilístico de la salinidad del acuífero del Cretácico, como base para la discretización de salinidades inducidas.

Con estos elementos se realizó el análisis geológico integral desde el punto de vista de explotación de los campos del Norte de la Sonda de Campeche, en esta área se encuentran ubicados actualmente los campos más importantes de México catalogados así por los volúmenes de producción diaria acumulada, además de contar con los mayores volúmenes originales de aceite y reservas certificadas (Akal, Abkatun, Ayatsil- Tekel, Bacab, Baksha-Pit, Caan, Chac, Chuc, Ek-Balam, Ixtoc- Kambesah, Kanche, Kayab, Ku-Kutz, Lum, Maloob-Zaap, Nab, Nohoch, Numan, Pohp-Tson, Pol, Sihil, Takin, Tunich, Utsil, Yaxiltun-Chapabil).

Como resultado del análisis integral se visualizaron nuevas áreas de interés económico aledañas a los campos descubiertos y en explotación, en otros casos se ratificó la importancia de oportunidades y localizaciones exploratorias, se apoyó en la certificación y reclasificación de reservas de algunos campos nuevos de aceite pesado y extrapesado del área, soportado por el análisis referido

La visión semiregional de este trabajo puede servir como soporte para la adecuación, actualización o realización de nuevos estudios de caracterización estática, así mismo para jerarquizar las oportunidades visualizadas, localizaciones documentadas, proceso de delimitación de algunos campos que no encontraron el contacto agua aceite original (caao), evaluar los plays del JSK, JST y KI, desarrollo de los campos, para establecer un óptimo esquema de explotación partiendo de un caso base e incrementar las reservas y sustentar la plataforma de producción.

**Palabras clave:** Análisis geológico, Sonda de Campeche.

## Comprehensive geological analysis from the point of view of operating in the fields of northern Campeche

### Abstract

This paper is the result of the realization and artography semiregional analysis, sequence stratigraphy third order tectonoestratigrafía and integration of detailed information on the characteristics of the rock-site such as petrography, paragene-sis, fracturing and petrophysical discretization porosity matrix-fracture behavior and quantification of

groundwater and pressure-production history, recovery factors area fields and the like, as well as probabilistic analysis of salinity Cretaceous aquifer as a basis for the discretization of salinity induced .

With these elements the comprehensive geological analysis was conducted from the point of view of exploitation of the fields in the North of Campeche, in this area are currently located the most important fields of Mexico and cataloged by the cumulative daily production volumes, addition to the original higher volumes of oil and certified reserves (Akai, Abkatun, Ayatsil- Tekel, Bacabs, Baksha-Pit, Caan Chac, Chuc, Ek-Balam, Ixtoc- Kambesah, Kanche, Kayab, Ku-Kutz, Lum, Maloob- Zaap, Nab, Nohoch, Numan, Pohp-T are, Pol, Sihil, Takin, Tunich, Utsil, Yaxiltun-Chapabil).

As a result of a comprehensive review new areas of surrounding economic interest to the fields discovered and exploited in other cases the importance of opportunity and exploratory locations ratified visualized, it relied on the certification and reclassification of reserves of some new heavy oil fields and extra area, supported by the analysis referred

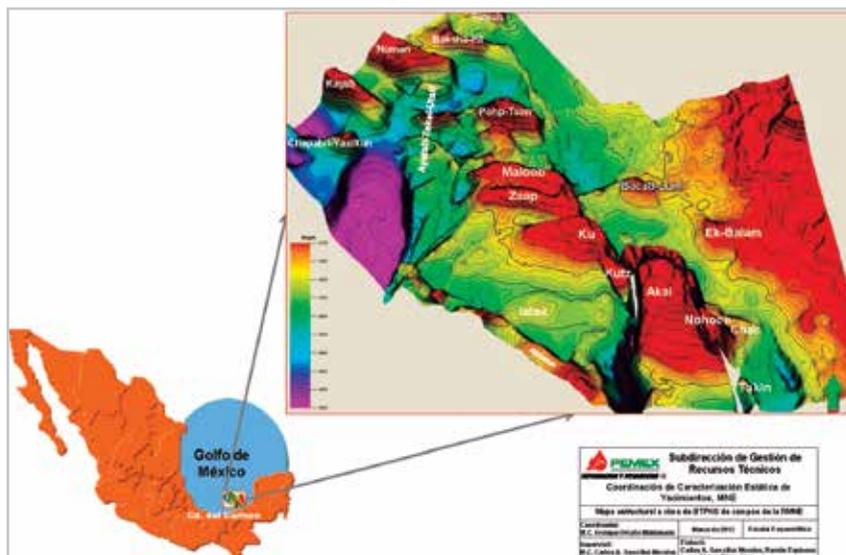
The semiregional vision of this work can serve as support for the adequacy, updating and further studies of static characterization, also to prioritize opportunities visualized, documented locations, delineation process some fields they found no water contact original oil (caao) plays evaluate the JSK, JST and KI, field development, to establish optimum exploitation scheme starting from a base case and increasing reserves and sustain production platform.

**Keywords:** Geological analysis, field Campeche.

## Localización

La Sonda de Campeche está situada en el Golfo de México al Sureste de la República Mexicana, aquí es donde se ubican los yacimientos más importantes del Mesozoico. En los últimos 33 años se han extraído más del 50% de los hidrocarburos producidos en México. Geológicamente queda incluida en la en la Provincia Geológica Marina

de Coatzacoalcos, según denominación de Petróleos Mexicanos, y se extiende sobre una superficie aproximada de 7,581 km<sup>2</sup>, dentro de la cual queda comprendida el área de estudio, **Figura 1**. Fisiográficamente forman parte de la plataforma continental hasta la isobata de 500 metros y se encuentran en aguas someras frente a los estados de Tabasco y Campeche.



**Figura 1.** Mapa de localización de los campos del Norte de la Sonda de Campeche.

## Antecedentes

En el área de estudio el sistema petrolero trabaja eficientemente, ésto se corrobora por la presencia de varios yacimientos con volúmenes de reservas importantes, la variable a definir es el cierre estructural de los yacimientos y las zonas de flujo preferencial asociado al incremento de calidad de la roca almacén y/o corredores de fracturamiento.

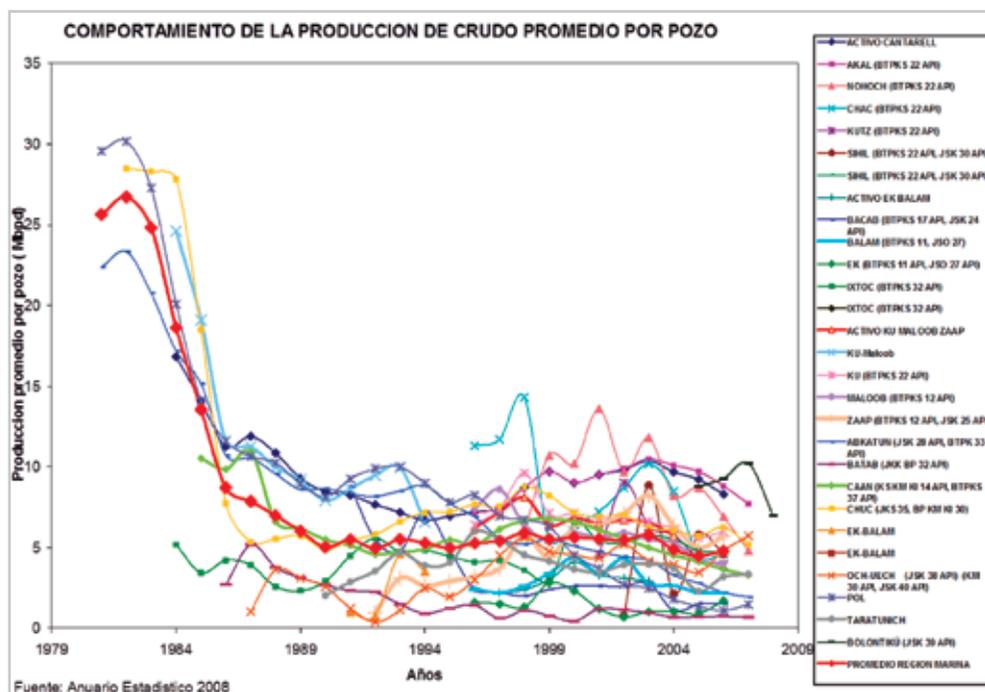
En el área existen ocho plays productores: Jurásico Superior Oxfordiano (JSO), Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK), Jurásico Superior Titoniano (JST), Brecha Cretácico Superior (BKS), Cretácico Medio (KM), Cretácico Inferior (KI), Calcarenitas del Eoceno-Paleoceno (CCEP) y Calcarenitas del Eoceno Medio (CCEM).

La mayoría de los yacimientos producen principalmente en las formaciones geológicas del Jurásico Superior Kimeridgiano y Cretácico que están constituidas por rocas calcáreas dolomitizadas naturalmente fracturadas con abundante disolución, teniendo espesores de hasta 1000 m y altos relieves estructurales con espesores impregnados de hasta 2250 m como fue el caso del campo Akal. Los yacimientos del Mesozoico en su mayoría son concordantes o conformantes y muchos de ellos están comunicados con

uno o más bloques, formando anticlinorios como es el caso de los campos Ku-Kutz, Maloob-Zaap y Ayatsil-Tekel.

El área de estudio se puede considerar como una cuenca madura debido a la cantidad de más de 800 pozos perforados, historia de presión producción de hidrocarburos en varios de los campos, los cuales iniciaron a explotarse a principio de los años ochenta, la producción hasta el día de hoy se ha sostenido con valores superiores al 50 % de la producción nacional, aquí se ubican los campos maduros con volúmenes de hidrocarburos acumulados y reservas más importantes como los campos Akal, Ku-Kutz, Abkatun, Pol y Chuc, y los campos de aceite pesado y extrapesado Ayatsil-Tekel, Kayab, Pohp-Tson y Baksha-Pit.

Otros aspectos importantes de geología que es conveniente mencionar: porcentajes de llenado de las trampas al 100 %, acuíferos comunes activos a muy activos con distribución regional, pozos de alta productividad de 5000 b/d por pozo durante periodos de más de 15 años por energía primaria, alta porosidad secundaria, (disolución fracturamiento) y altos factores de recuperación. En la **Figura 2** se muestra el comportamiento de la producción promedio por pozo de los campos de la Sonda de Campeche en el cual se ve de manera sostenida con respecto al tiempo.



**Figura 2.** Comportamiento histórico de comportamiento de producción de los campos de la Sonda de Campeche.

Estadísticamente es común que algunos campos hayan rebasado la explotación de la reserva inicialmente estimada y continúen produciendo a un buen ritmo, no necesariamente se asocia a un incremento del factor de recuperación, más bien se debe a la subestimación del área, porosidad, relación neto/bruto, y sobrestimación de

la saturación de agua y volumen de arcilla. En la **Figura 3** se observa cómo las reservas han ido a la alza con respecto al tiempo en un activo de producción de la Sonda de Campeche, de igual forma la evolución histórica de los VOA de campos jóvenes, así como de los campos maduros.

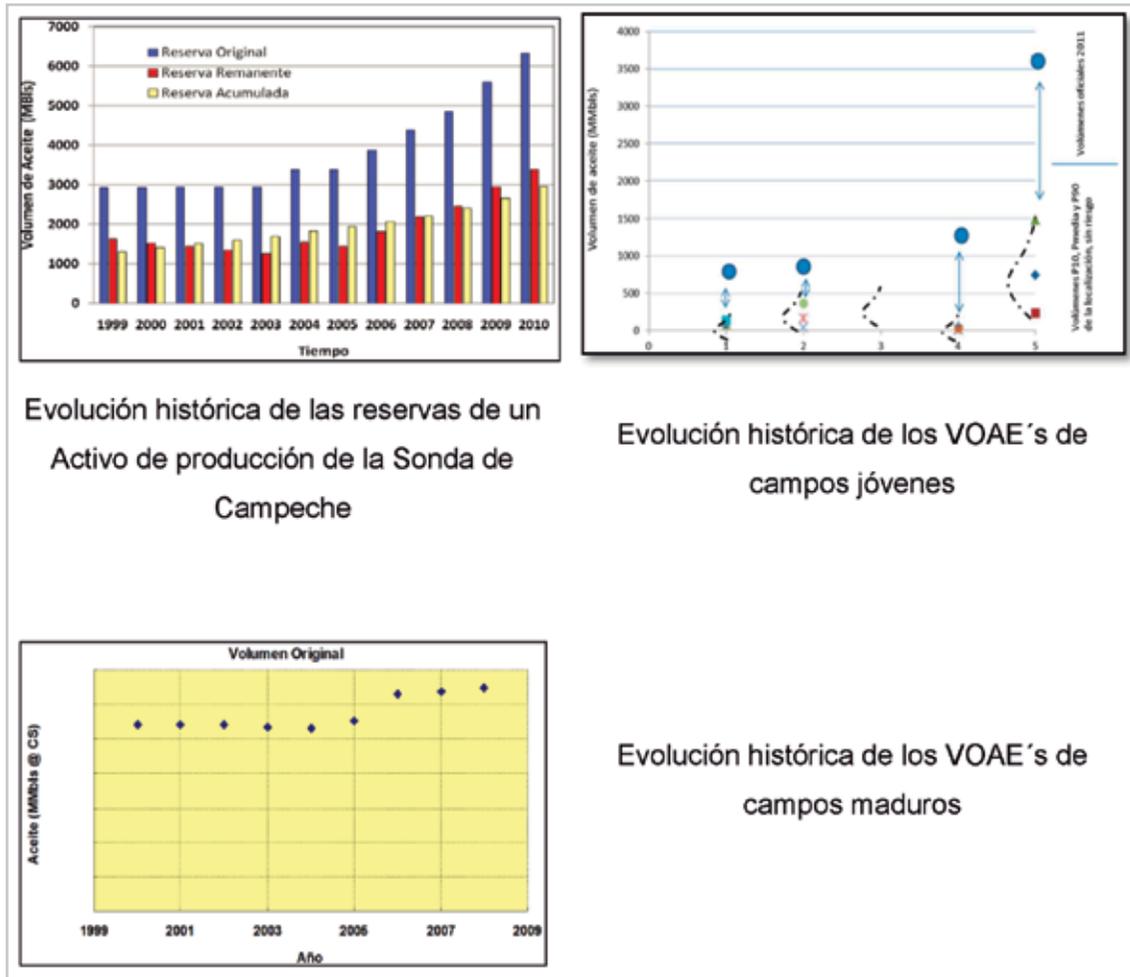


Figura 3. Comportamiento de los volúmenes originales de aceite y reservas históricas.

## Objetivo

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar la importancia del análisis geológico integral desde el punto de vista de explotación, en el proceso de delimitación, desarrollo, estimación de volumen original de hidrocarburos, reservas y en la óptima explotación de los campos.

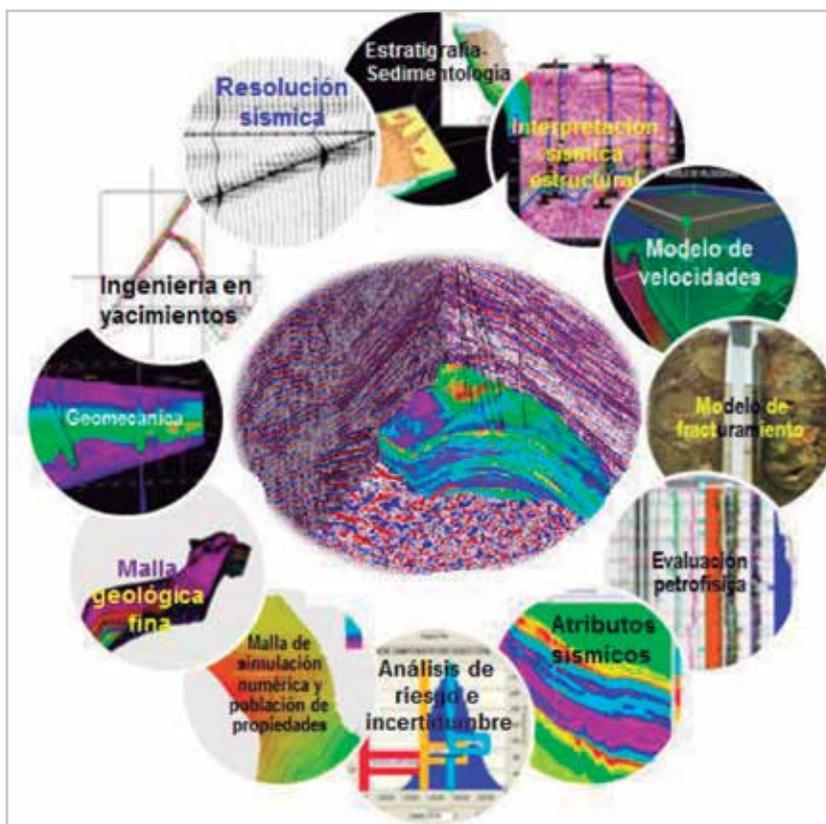
## Desarrollo del tema

El trabajo aquí expuesto consistió en el análisis cartográfico producto de la integración de un modelo geológico tridimensional (3D) semiregional del Mesozoico, que consideró los resultados de varios estudios de caracterización estática de yacimientos (CEY) y del estudio semiregional de distribución, comportamiento y cuantificación del acuífero del Cretácico en los campos del Norte de la Sonda de Campeche.

Para llevar a cabo la cartografía del área de interés se integraron los resultados de:

Evaluación petrofísica, interpretación sísmica, interpretación geológica, ingeniería de yacimientos, historia de presión-producción de los campos y análisis probabilístico de la salinidad del agua del acuífero y análisis PVTs.

Estas actividades fueron realizadas por un equipo interdisciplinario de especialistas en geociencias e ingeniería de yacimientos. La **Figura 4** muestra el esquema interdisciplinario que involucra la generación de un modelo estático.



**Figura 4.** Esquema interdisciplinario de generación de un modelo estático.

**Aspectos relevantes a destacar en cada una de las principales actividades**

**Interpretación petrofísica:** evaluaciones de las variables petrofísicas de porosidad, saturación de agua, litología, permeabilidad y discretización de la porosidad de matriz y

porosidad secundaria. Los datos usados en la integración como porosidades, estimación de volúmenes de arcilla (VSH), espesores netos (NTG), saturación de agua (Sw), se obtuvieron de la evaluación petrofísica de 76 pozos representativos de cada uno de los campos, **Figura 5**.

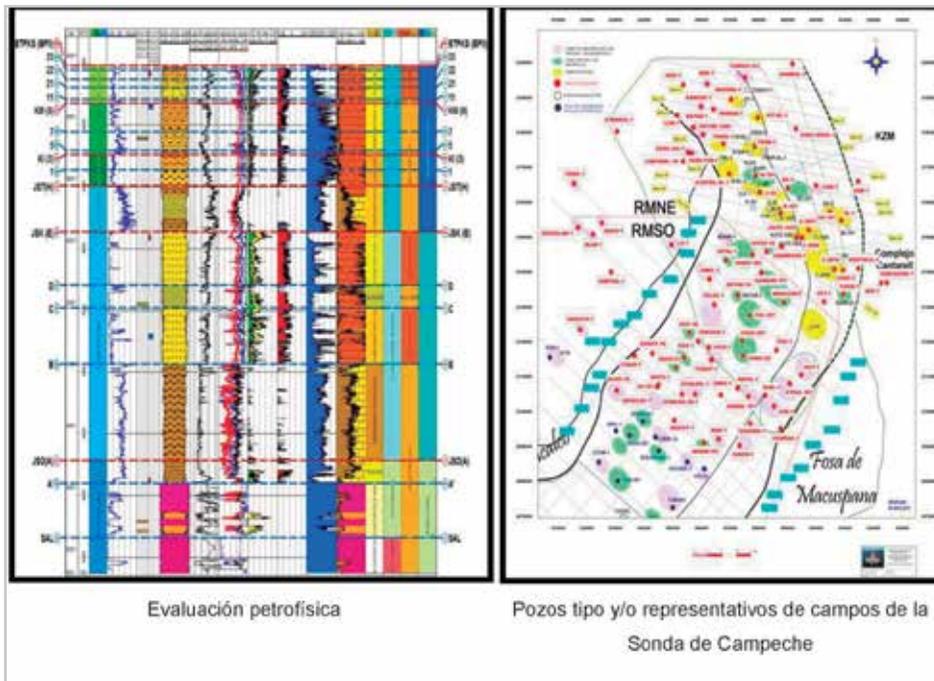


Figura 5. Mapa que ilustra los pozos representativos analizados en la evaluación petrofísica.

**Interpretación sísmica:** se interpretaron las fallas geológicas y horizontes sísmicos correspondientes a la cima del yacimiento Cretácico y la base del mismo que corresponde al Jurásico Superior Titoniano, se generaron mapas en tiempo y modelos de velocidades para la conversión a profundidad. Se realizó un análisis probabilístico considerando el volumen de fluidos del Cretácico caracterizando las

variables, volumen de arcilla (VSH), relación neto-bruto (NTG), velocidades de intervalo (Vint), espesor en tiempo. En la **Figura 6** se muestra el mapa estructural en tiempo y profundidad de la Brecha Cretácico Superior (BKS), la realización de sismogramas sintéticos para amarre de la interpretación y leyes de velocidades.

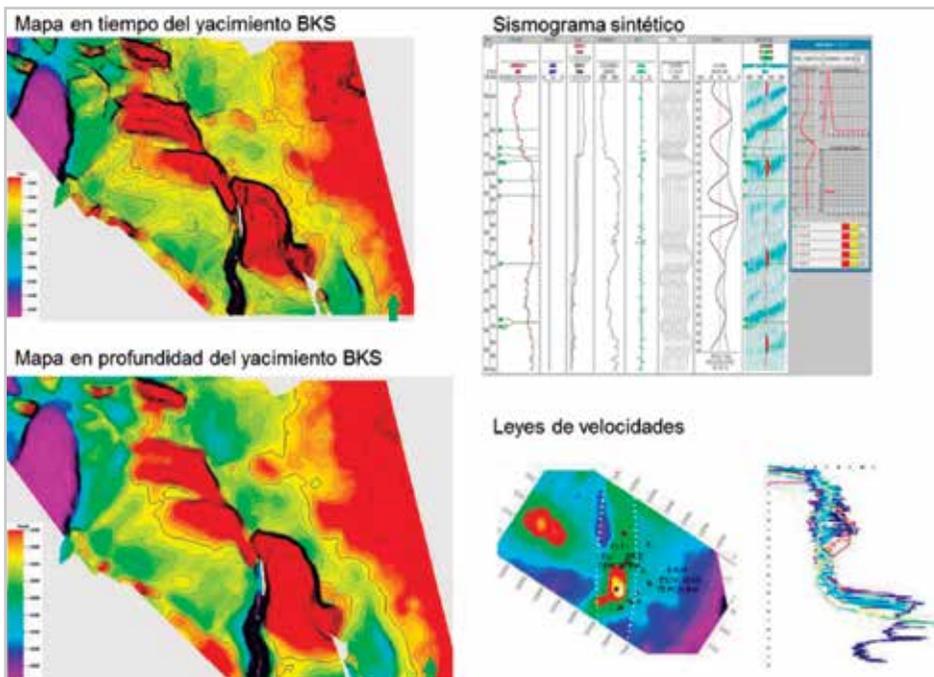
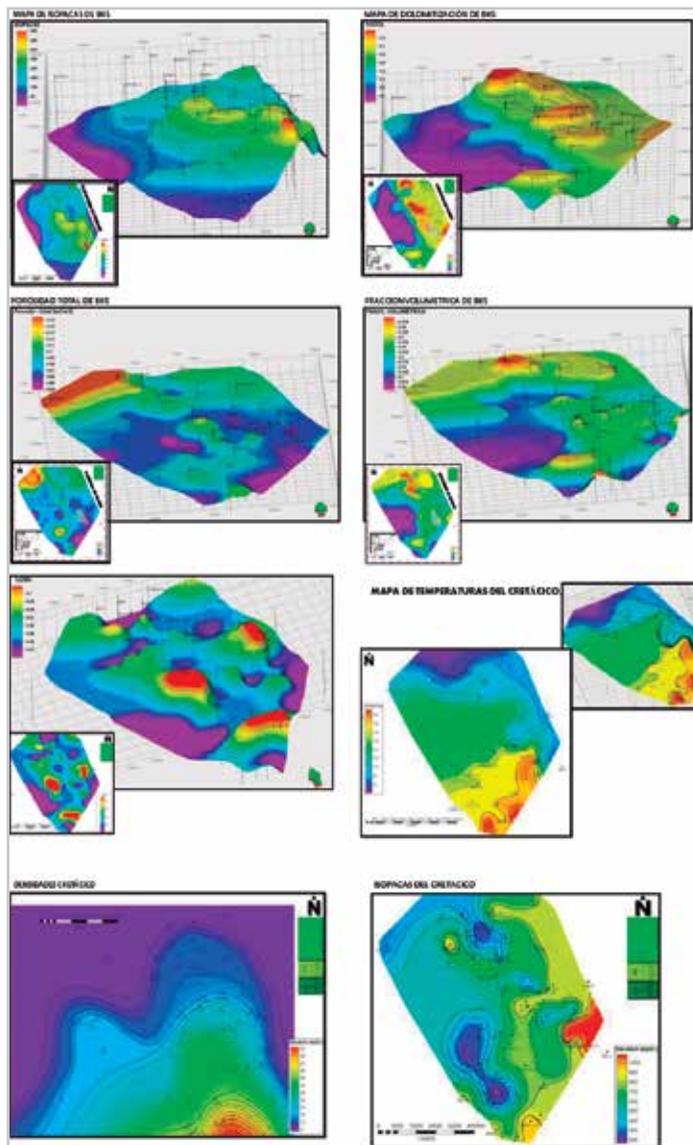


Figura 6. Mapa en tiempo y en profundidad del área del estudio.

**Interpretación geológica:** Identificación de las cimas de formación y unidades litoestratigráficas de la columna mesozoica (Cretácico y Jurásico Superior), ambientes de depósito, modelos sedimentarios y diagenéticos e identificación de los principales eventos geológicos en los 76 pozos representativos, **Figura 5**, así como los corredores de fracturamiento con sus respectivas orientaciones e intensidades.

De todas las actividades arriba referidas se integró un modelo geológico 3D semiregional del yacimiento Cretácico

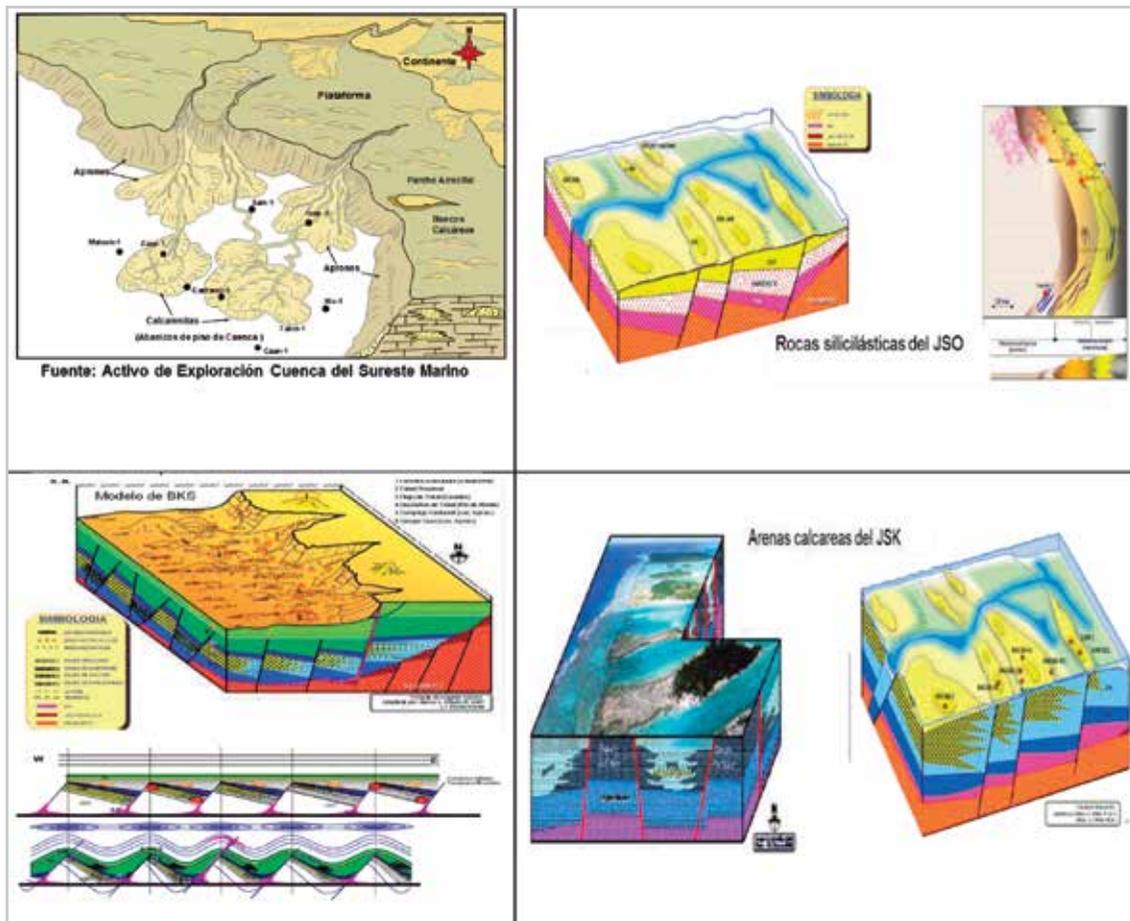
de los campos del Norte de la Sonda de Campeche pertenecientes a la SPRMNE y SPRMSO, se generaron mapas regionales de isopropiedades por formación geológica y unidades litoestratigráficas: Brecha Cretácico Superior (BKS), Cretácico Medio, (KM) Cretácico Inferior (KI), Jurásico Superior Titoniano (JST) y Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK) de: Isopacas (Espesor), Porosidad total (Phit), Fracción volumétrica de la porosidad secundaria (Fv), Saturación de agua (Sw), % Dolomitización (Vdol), Volumen de arcilla (Vsh), **Figura 7**.



**Figura 7.** Mapas regionales de isopropiedades del norte de la Sonda de Campeche.

El conocer las características del área de estudio integradas en mapas de isopropiedades sirven de apoyo a la población de las propiedades petrofísicas y geológicas en los modelos estáticos y en las mallas de simulación numérica de los yacimientos del área, además de apoyar en el proceso para la certificación de volúmenes originales de aceite, reservas y factor de recuperación de los campos nuevos.

Los modelos geológicos analizados, realizados y/o actualizados en el desarrollo de los trabajos aquí mencionados conjuntamente con atributos sísmicos guían y/u orientan la población de las propiedades de los modelos estáticos. La **Figura 8** muestra los modelos geológicos de la Sonda de Campeche del JSO, JSK, BKS y CCEM.



**Figura 8.** Modelos geológicos del Mesozoico y Terciario, (Eoceno Medio) de la Sonda de Campeche.

**Ingeniería de yacimientos:** Partiendo del modelo geológico integral 3D semiregional de los campos del Norte de la Sonda de Campeche pertenecientes a la SPRMNE y algunos de la SPRMSO en el yacimiento Cretácico, que desde el punto de vista sedimentológico tiene un comportamiento regional, se llevó a cabo el análisis de las presiones originales a un nivel de referencia y se encontró que en su origen fueron las mismas; sin embargo, a través de la historia de producción se han presentado tres comportamientos de presiones diferentes, causados por grandes fallas geológicas transpresivas y por los

volúmenes de extracción de los hidrocarburos que los han semiconfinado en tres grandes bloques.

Se analizaron los contactos agua aceite originales, análisis de los PVTs, historia de presión producción a un mismo plano de referencia (PR) de 3000 mv, así como las presiones originales de los pozos exploratorios, delimitadores e inyectores de agua, en la **Figura 9** se observan los comportamientos de presiones de cada uno de los bloques al PR, así como la Np de cada uno de los bloques y los aspectos estructurales.

- Bloque 1.- Se encuentran los campos Nohoch, Chac, Takin, Ek-Balam, Bacab, Baksha-Pit, Tunich, Nab, Kanche, Chapabil-Yaxiltun, Kayab, y Sihil.
- Bloque 2.- Están los campos: Ayatsil-Tekel, Ku, Zaap-Maloob, Taratunich, Abkatun, Pol y Chuc.
- Bloque 3.- Los campos: Akal, Caan, Kay, Etkal, Kuil, Che

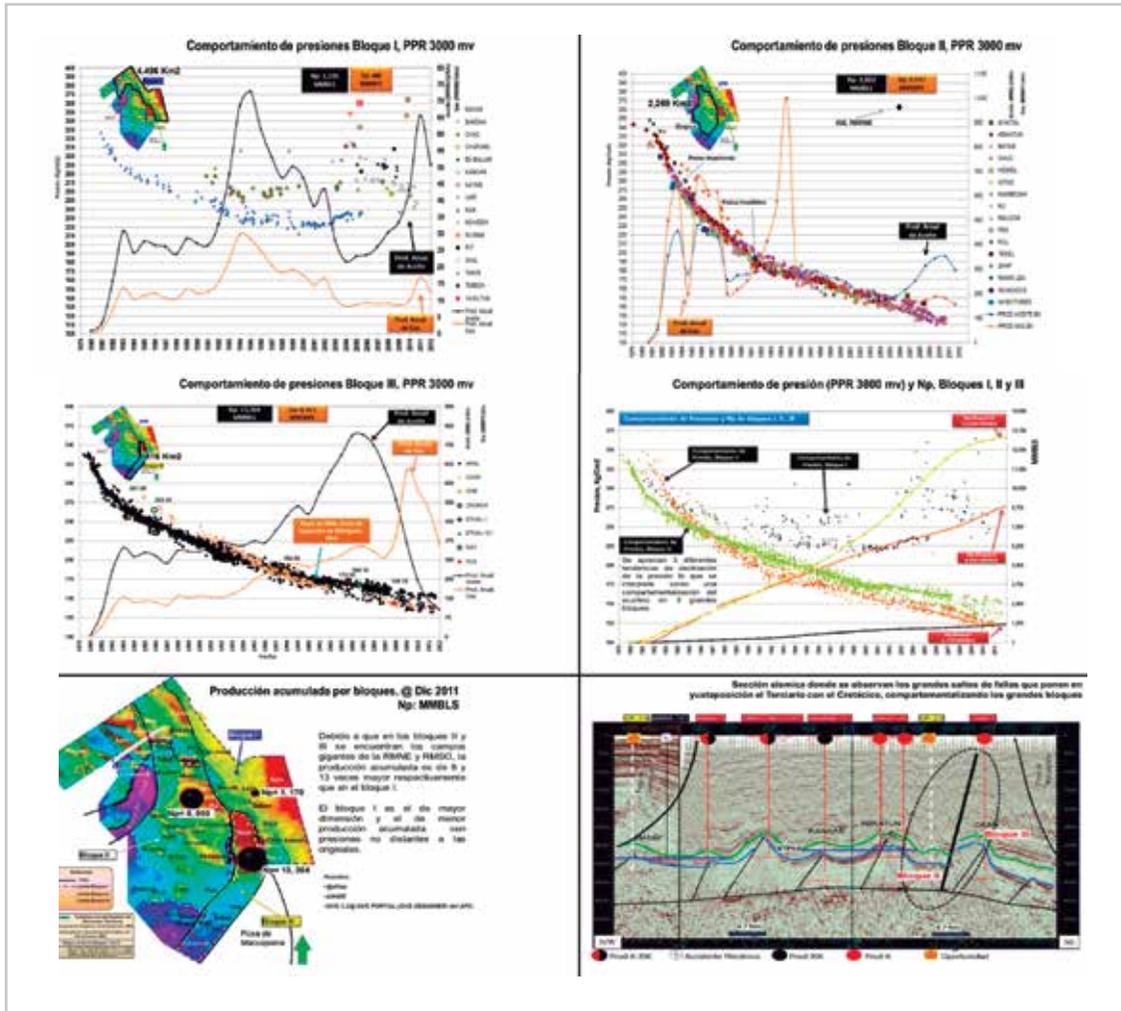


Figura 9. Comportamiento de presiones de los campos del Cretácico a una PR de 3000 mv.

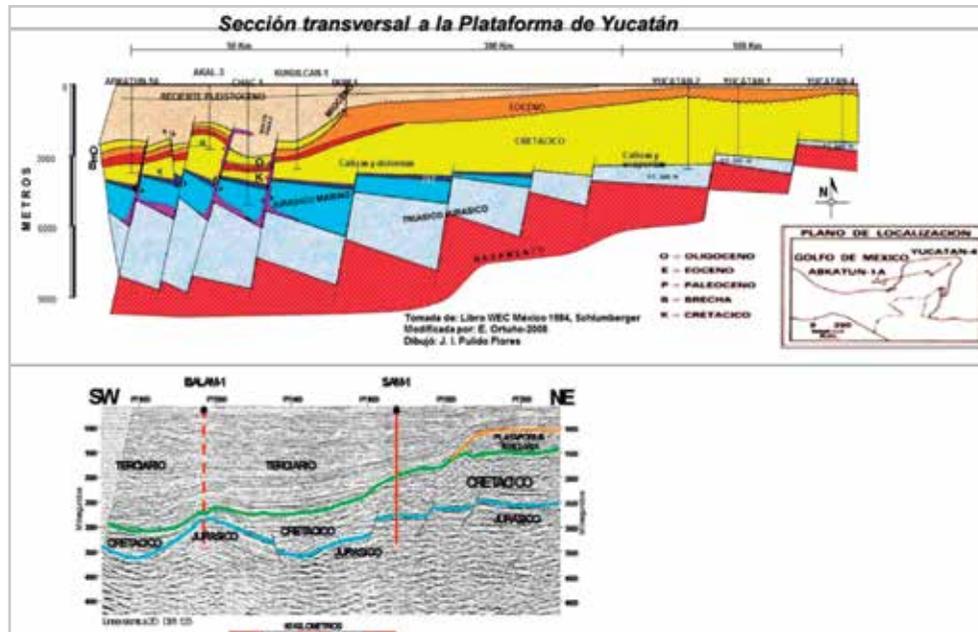
Esto implica que en el contexto regional el acuífero actualmente está siendo afectado por los ritmos de extracción de los campos en explotación, y este ha evolucionado con comportamientos diferentes en cada uno de los tres bloques. Estos dan soporte de presión y son actualmente semiconfinados por las grandes fallas geológicas regionales, éstas son: al Oeste la falla de Comalcalco, al Este la de Carmen-Zacatal y Macuspana, al Norte la de Pohp-Tson y Akal y al Sur el sinclinal del

campo Chuc. El conocimiento de los acuíferos regionales y la intercomunicación y dinámica que puede existir entre los campos, es fundamental en la planeación del desarrollo y explotación.

El Bloque I cubre una área de 4,496 km<sup>2</sup>, incluye la gran mayoría de los campos de crudo pesado, además de Bacab-Lum, Ek-Balam, Takil, Sihil y Chac, mantiene la presión original debido a que es la más grande de las tres ya que

la tasa de extracción de hidrocarburos es la más baja (volumen extraído 1,707.09 MMBLS a diciembre 2011). Además se piensa que está conectado con la antigua

plataforma calcárea de Yucatán y que ésta le sirve de recarga manteniendo un acuífero muy activo, **Figura 10**.



**Figura 10.** Sección estructural regional Este-Oeste que muestra la relación del área de estudio con la plataforma calcárea de Yucatán.

El Bloque II cubre un área de 2,269 Km<sup>2</sup>, la cual incluye los campos de crudo pesado Utsil, Ayatsil-Tekel, Pohp-Tson, Baksha-Pit, además de los campos de aceite Zaap- Maloob, Ku, Ixtoc, Abkatún-Kanaab, Batab-Toloc, Pol y Chuc, el cual ha declinado su presión debido a la alta explotación principalmente de los campos Ku-Maloob-Zaap. En este bloque se ha extraído un volumen de 8,849.9 MMBLS a diciembre 2011. Al igual que los otros bloques, también está confinado por grandes fallas geológicas, además de que tiene un tamaño cuatro veces menor que el del bloque I.

Bloque III, cubre una área de 816 km<sup>2</sup>, la cual incluye los campos Akal, Caan, Kay, Etkal-Kuil, Che y Chuhuk, y presenta

una declinación de la presión y un volumen extraído de 13,304.22 MMBLS, a diciembre 2011 muy parecidos a los de la zona 2, y también está confinada por grandes fallas.

Se realizó un análisis probabilístico de las salinidades reportadas en los diferentes análisis Stiff, correspondientes a pozos exploratorios, delimitadores y de desarrollo, como resultado se obtuvieron valores desde 75,000 ppm hasta 169,000 ppm, obteniéndose un valor promedio de 120,000 ppm, así mismo se hizo un análisis de temperaturas del yacimiento, del cual se generó un mapa de isotemperaturas, **Figura 11**.



Figura 11. Análisis probabilístico de las salinidades del acuífero del Cretácico.

## Resultados

Se generó un modelo geológico integral 3D semiregional de los campos del norte de la Sonda de Campeche.

Como resultado del estudio del comportamiento y distribución de los acuíferos del Cretácico, se observó que las presiones originales son las mismas en su origen, sin embargo, a través de la historia de producción se han presentado tres comportamientos de presión diferente causados por grandes fallas geológicas y la extracción de los hidrocarburos que los ha separado en tres grandes bloques.

- Bloque 1.- Se encuentran los campos Nohoch, Chac, Takin, Ek-Balam, Bacab, Baksha-Pit, Tunich, Nab, Kanche, Chapabil-Yaxiltun, Kayab, y Sihil.
- Bloque 2.- Están los campos: Ayatsil-Tekel, Ku, Zaap-Maloob, Taratunich, Abkatun, Pol y Chuc.
- Bloque 3.- Los campos: Akal, Caan, Kay, Etkal, Kuil, Che.

Se cuantificaron probabilísticamente los volúmenes de los acuíferos de cada uno de los tres bloques.

Se estimaron probabilísticamente las salinidades del Cretácico.

Se generaron mapas regionales de isopropiedades por formación geológica y unidades litoestratigráficas de Brecha (Bks), Cretácico Medio, (KM) Cretácico Inferior, Jurásico Superior Titoniano (JST) y Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK) de isopacas (espesor), porosidad total (Phit), fracción volumétrica de la porosidad secundaria (Fv), saturación de agua (Sw), % dolomitización (Vdol), volumen de arcilla (Vsh).

## Conclusiones

Se encontraron nuevas áreas de interés económico aledañas a los campos en explotación del área de estudio, las cuales constituyen importantes estructuras geológicas para incrementar reservas y sustentar la plataforma de producción.

El análisis geológico integral desde el punto de vista de explotación de este trabajo puede servir de base para la adecuación, actualización y planeación de nuevos estudios de caracterización estática para reclasificar reservas en muchos de los campos nuevos y en desarrollo.

Se confirmó un valor promedio probabilístico de salinidad de 120,000 ppm para el acuífero del Cretácico.

Se identificaron tres grandes bloques en los cuales se estimaron los volúmenes de los acuíferos del Cretácico de los campos del norte de la Sonda de Campeche.

Se generaron mapas regionales de isopropiedades por formación geológica y unidades litoestratigráficas del Mesozoico.

## Nomenclatura

BKS:	Brecha Cretácico Superior
CCEM:	Calcarenitas del Eoceno Medio
CCEP:	Calcarenitas del Eoceno-Paleoceno
Fv:	Fracción volumétrica
KI:	Cretácico Superior
KM:	Cretácico Medio
JSK:	Jurásico superior Kimeridgiano
JST:	Jurásico Superior Titoniano
NTG:	Relación neto bruto
PHIT:	Porosidad total
SPRMNE:	Subdirección de Producción Región Marina Noreste
SPRMSO:	Subdirección de Producción Región Marina Suroeste
VOAE:	Volumen original de aceite esperado
VDOL:	Volumen de dolomía
VSH:	Volumen de arcilla
Sw:	Saturación de agua

## Agradecimientos

Se agradece a todo el equipo de trabajo que colaboró en la realización de los estudios hechos por la Coordinación de caracterización estática de yacimientos de la EX-GPE, MNE.

## Referencias

Ortuño Maldonado, E., Hernández Cervantes, A. y Juárez Aguilar, L. 2003. Salinidad en los Acuíferos de la Sonda de Campeche. *Ingeniería Petrolera XLIII* (4): 36-46.

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2007. Informe de Resultados del Proyecto: "Estudio Integral del Campo Caan Cretácico del AIAPCh". Informe PEP Inédito. PEP, CRECC-GCREE-SCTE. (La simulación numérica se realizó en el AIAPCh).

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2008. Informe de Resultados del Proyecto: "Modelo Estático del Campo Kutz". Informe PEP Inédito. PEP, CRECC-GCREE-SCTE.

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2009. Informe de Resultados del Proyecto: "Conclusión del Modelo Estático y Desarrollo del Modelo Numérico del Campo Chac (Litotipos y Propiedades Dinámicas)". Informe PEP Inédito. CEY- GPE-MNE-STE.

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2009. Informe de Resultados del Proyecto: "Diagnóstico y Adecuación de Modelos Estáticos del Proyecto Campeche Oriente Ayatsil-Tekel, Baksha-Pit, y Phop-Tson". Informe PEP Inédito. CEY-GPE-MNE-STE.

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2010. Informe de Resultados del Proyecto: "Modelo Geológico Semi-Regional de los Campos Ayatsil-Tekel, Baksha-Pit, y Pohp-Tson". Informe PEP Inédito. CEY- GPE-MNE-STE.

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2011. Informe de Resultados del Proyecto: "Análisis Probabilístico de Riesgo e Incertidumbre de las Oportunidades Aledañas a los Campos del AIC". Informe PEP Inédito. CEY- GPE-MNE-STE.

Ortuño Maldonado, E., González, C., et al. 2011. Informe de Resultados del Proyecto: "Modelo Estático de los Campos Bacab y Lum (JSO)". Informe PEP Inédito. CEY- GPE-MNE-STE.

Ortuño Maldonado, E., Pulido, H., et al. 2005. Informe de Resultados del Proyecto: "Estudio Integral del JSK del Campo Zaap del AIKM". Informe PEP Inédito. PEP, Centro Regional de Estudios de Explotación, Cd. Del Carmen, Campeche (CRECC), GCREE-SCTE.

## Semblanza del autor

### Enrique Ortuño Maldonado

Efectuó sus estudios de licenciatura en Ingeniería Geológica en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, de 1978 a 1983.

De 1992 a 1994 cursó la Maestría en Ciencias con especialidad en Geología petrolera en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del IPN, obteniendo el título de Maestro en Ciencias en el año 2003.

En mayo de 1983 ingresó a la CFE en el área de Geohidrología como pasante de Ingeniero Geólogo, y de enero a noviembre de 1984 laboró con el Grupo ICA en el banco de roca de Balzapote Veracruz para suministrar roca para la construcción del rompeolas de Dos Bocas.

En febrero de 1985 ingresó a Petróleos Mexicanos en la Gerencia de Exploración de la Región Marina, en Ciudad del Carmen, Campeche, colaboró en los departamentos de operación geológica, evaluación geológica regional, paleontología y petrografía, hasta diciembre de 1991.

De 1992 a julio de 1996 fue comisionado al área de producción participando en la realización de varios estudios integrales de campos de la Sonda Marina de Campeche.

De 1996 a septiembre del 2004 laboró en el Activo Integral Cantarell de la RMNE como Superintendente de Caracterización de Yacimientos, participando en el desarrollo de los campos y de estudios de explotación.

De octubre del 2004 a agosto del año 2008 fungió como Administrador del Centro Regional de Estudios de Explotación de Ciudad del Carmen, de la Gerencia de centros regionales de estudios de explotación de la SCTET.

De septiembre del 2008 a la fecha trabaja en la Subdirección técnica de explotación en la Gerencia de proyectos de explotación marina noreste, como Subgerente de caracterización estática de yacimientos.

Ha presentado más de veinte trabajos técnicos en las jornadas técnicas y diez en los congresos nacionales de la AIPM y los organizados en conjunto con la SPE, CIPM, AMGE, AMGP; así como en otros foros de la AMGP y AMGE y los congresos nacionales de registros geofísicos de pozos patrocinado por el IMP.

Es miembro de la Asociación Mexicana de Geofísicos Petroleros.

Fue director de estudios técnicos en la directiva 2005-2007, presidente de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros Delegación Ciudad del Carmen, en el periodo 2007-2008.