

## Análisis de la efectividad de la roca almacén en los plays terciarios de la región marina área Coatzacoalcos - Holok

*Ricardo Trejo Ramírez  
Primo Dionisio Chávez Vázquez  
Pemex*

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

### Resumen

El proyecto cubre un área de 13500 km<sup>2</sup> dentro de la plataforma continental sur del Golfo de México e incluye parcialmente los proyectos Coatzacoalcos y Golfo de México “B”. En esta área se analizó una columna sedimentaria clástica de 3500 a 4000 m de espesor del Mioceno al Reciente con el apoyo de información sísmica 2 y 3D y la información proporcionada por 38 pozos distribuidos en las proximidades de la actual línea de costa de Tabasco y Veracruz y hacia aguas profundas.

Conforme a los estudios previos de petrofísica básica efectuados a varios núcleos y a la información derivada de estudios de procedencia, para el Mioceno-Plioceno existieron para el área de estudio al menos tres fuentes principales de aporte de sedimentos. Para el Mioceno Superior, los datos de procedencia sugieren que sedimentos arenosos de composición cuarzo feldespática derivados del Macizo y la Sierra de Chiapas eran transportados y distribuidos a lo ancho de la porción sur central del área de estudio y hacia aguas profundas. En contraste, la composición mineralógica del armazón de las areniscas para las porciones alledañas a los pozos Ch-Na, y hacia aguas profundas alledañas al pozo Ta, existió aporte de sedimentos derivados tanto de la Sierra Madre Oriental como del Complejo Volcánico de Los Tuxtlas. Con ligeras variaciones, las áreas fuente, trayectorias principales de distribución de sedimentos, así como sus áreas de influencia permanecieron con ligeros cambios durante el Mioceno-Plioceno imprimiendo diferencias en la composición mineralógica del armazón de las areniscas. La efectividad de la roca almacén va a estar ligada con la profundidad de los sedimentos dado que entre mayor sea la profundidad de los mismos se ve afectada su porosidad y permeabilidad. La columna sedimentaria está afectada por cuerpos de sal alóctona emplazados a diferentes niveles estratigráficos y conformando altos estructurales sobre los que se depositaron secuencias de espesores reducidos o secciones condensadas.

**Palabras clave:** Roca almacén, plays terciarios, región marina, área Coatzacoalcos.

### Analysis of reservoir rock effectiveness in tertiary plays, Coatzacoalcos-Holok offshore area

#### Abstract

The project covers an area of 13,500 km<sup>2</sup> in the Gulf of Mexico’s southern continental shelf and partially including the Coatzacoalcos and Gulf of Mexico “B” Projects. In this area, a Miocene to Recent clastic sedimentary column with a 3500 to 4000 m thickness was analyzed with the support of 2D and 3D seismic data and information provided by 38 wells distributed both in the vicinity of the present shoreline along the states of Tabasco and Veracruz and into deeper water depths.

According to previous studies of basic petrophysics performed in some cores and information derived from sediments provenance studies, during Miocene-Pliocene times existed at least three main sources of sediment in the study area.

These results suggest that during Late Miocene, sandy sediments with a feldspar and quartz composition derived from the Chiapas Massif and were transported and distributed at the south-central portion of the study area and into deeper water depths. In contrast, mineralogical composition of the sandstone frame nearby the CH-Na wells, and the Ta well into deeper water depth, suggest that a sediment supply derived from both the Sierra Madre Oriental and Los Tuxtlas Volcanic Complex existed. Source areas, main sediment distribution trajectories and their areas of influence had minor changes during Miocene-Pliocene times, resulting in slight differences in the sandstone frame's mineralogical composition.

Reservoir rock's effectiveness will be linked to the depth of sediments, since porosity and permeability are increasingly affected at greater depths. The sedimentary column is affected by allochthonous salt bodies emplaced at different stratigraphic levels, thus forming structural highs above which sequences of reduced thickness or condensed sections were deposited.

**Keywords:** Rock effectiveness, tertiary plays, offshore area Coatzacoalcos.

## Introducción

El objetivo principal de este trabajo fue conocer los rangos de porosidad y permeabilidad de los pozos productores en el área y posteriormente establecer valores de corte, los cuales se aplicaron a los mapas de isopacas, condicionados por la profundidad y valores de porosidad y

permeabilidad se le asignaron colores para poder identificar las áreas con más prospectividad de tener roca almacén de mejor calidad. La metodología de play fairway fue la que se aplicó para el análisis de la efectividad de la roca almacén y así poder obtener mapas de riesgo compuesto del almacén.

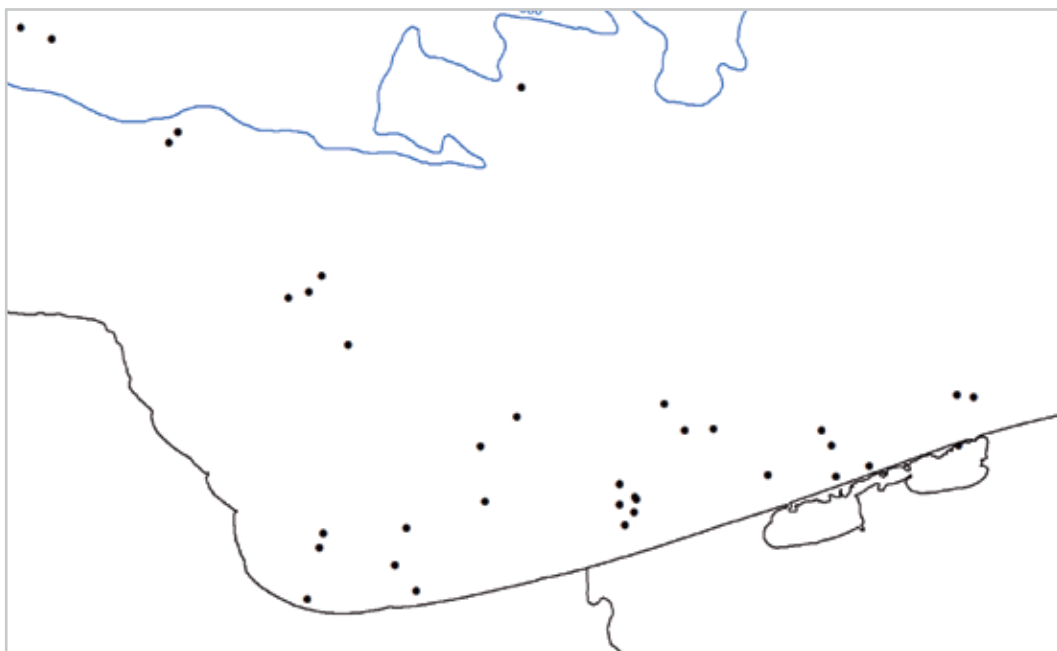


Figura 1. Mapa de ubicación de las áreas donde se realizó este análisis.

## Desarrollo

De acuerdo a la metodología del play fairway, debemos conocer la presencia y la efectividad de cada elemento del sistema petrolero, el análisis de la roca almacén debe contar con ciertos productos que serán insumos para el análisis de riesgo, para conocer la presencia de la roca almacén es necesario tener información de mapas de facies, espesor de arena neta y para la efectividad son los mapas de porosidad y permeabilidad.

Para comenzar esta actividad fue necesario tomar las lecturas de pseudomarcadores provenientes de la sísmica, los cuales corresponden a la profundidad en que el pozo cortó cada nivel estratigráfico correlacionado en las secciones sísmicas basándose en la TZ validada de cada uno, esto con la finalidad de construir las zonas donde se efectuarán los cálculos de espesores de arena neta porosa y porosidad efectiva promedio.

Tabla 1. Pseudomarcadores sísmicos.

POZO	PLCNL	PLCNM	PLCNE	MOCNL	MOCNM	MOCNE
	MD	MD	MD	MD	MD	MD
A-1	345.59	850.76	2715.78	3587.08		
C-1	272.22	881.14	2622.21			
Ch-1	451.77	932.69	2913.62	3504		
Che-1	1200.43	1496.8	1883.46	2404.14		
Chi-1	355.96	549.16	1402.39	1723.4	ausente x sal	2351
C-1	1434.15	1743.68	2425.25	2530.87	2590.8	2673.35
Cx-1	960.3	1404.98	1984.04	2466.81		
G-2	282.44	588.42	ausente x falla			
H-1	1365.36	1955.32	2070	2151.74	2187.35	2555.65
lh-1	214.24	394.71	1147.81			
lt-1	867.12	1212.98	3300	3471		
K-1	1093.86	1499.43	1646.27			2382.35
Lu-1	351.2	502.66	1150.09	1641.36	1927.13	
Na-1	ausente x falla	545.44	1161.29	ausente x sal		
Ne-1	249.65	646.87				
Po-1	1040.12	1489.66	2116.83	2442		
Ta-1	1054.54	1578.56	2170.15	2284.36	2403.18	2633.98
Te-1	463.95	978.88	2804.88			
To-1	823.8	1158.34	2181.56	se acuña antes	2706.04	
Xa-1	ausente	219.26	617.55	909.22	1249.93	1991
Xi-1	413.63	575.32	1269.33			
Xo-1	270.56	591.29	2118.58			
Ye-1	561.11	943.59	1497.73	1970.15		

La validación y edición de registros geofísicos fue con la finalidad de generar resultados completos y confiables. Este proceso incluyó la validación de los archivos "Las" y las imágenes "Tif" en caso de tenerlos. La información fue validada de manera individual, analizando cada uno de los servicios corridos a los pozos, posterior al proceso de validación se realizó la edición de las curvas que lo requerían, tal como empalme de registros, corrección por

desfase en la profundidad de corridas, normalización de registros de potencial espontáneo y rayos gama.

La evaluación de los registros geofísicos consistió en la identificación de los componentes minerales presentes en las rocas, identificar principalmente su volumen de arcillosidad y su porosidad, con la finalidad de estimar los espesores netos de arenas porosas y sus porosidades

efectivas promedio, para la elaboración de mapas de espesor y porosidad respectivamente. El modelo mineralógico fue general: arcilla-cuarzo-feldespatos-caliza y el modelo de porosidad neutrón-densidad, debido a que el ejercicio

en general constó de la identificación y cuantificación de los espesores de arena netas porosas y estimación de la porosidad efectiva.

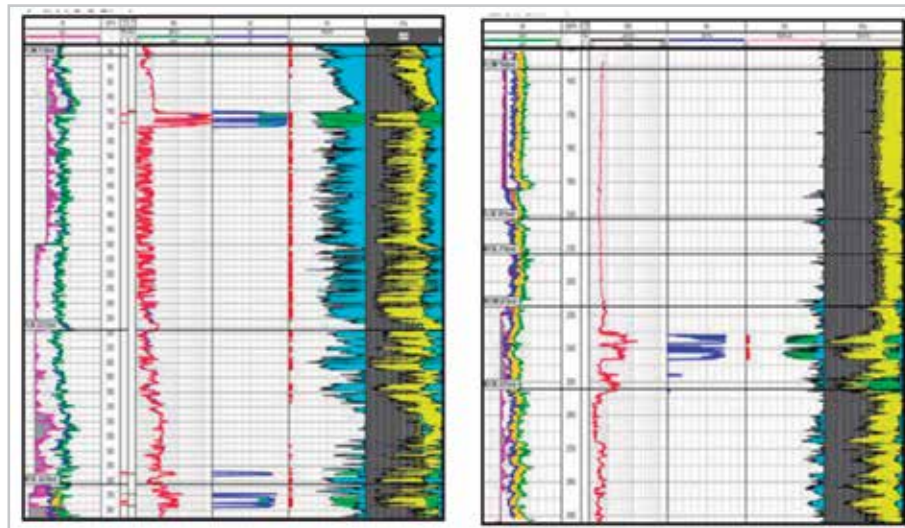


Figura 2. Ejemplo de los resultados de las evaluaciones de registros.

Los resultados obtenidos fueron procesados con sus respectivos valores de corte (cutoff) para la generación de los mapas de isopacas de arena neta porosas y de porosidad. Los valores de corte utilizados para el cálculo de los espesores de arena netas porosas y su porosidad

promedio fueron: volumen de arcilla  $VCL \leq 40\%$  y para la porosidad efectiva  $Phie \geq 12\%$ . Estos cortes se definieron con base en los rangos de porosidad mostrados en los núcleos de los pozos en el área.

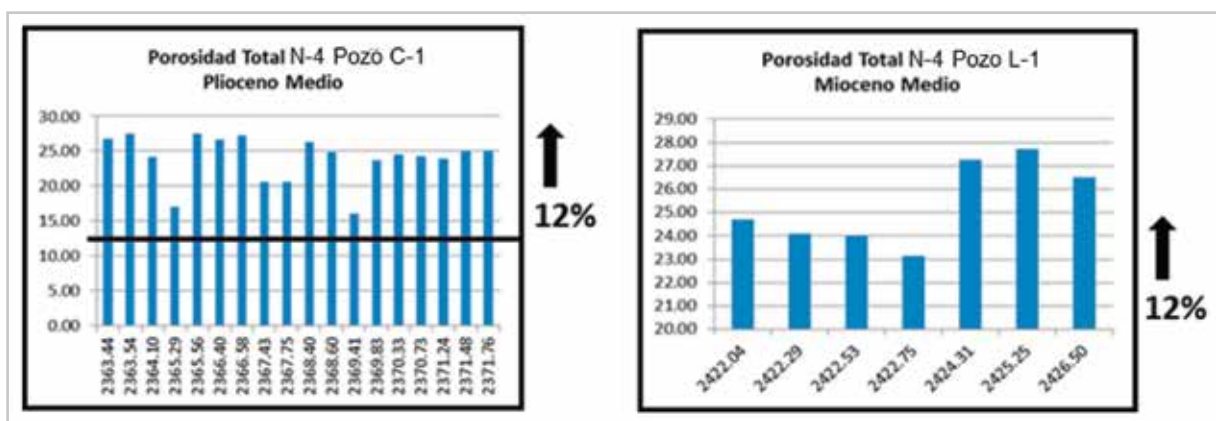


Figura 3. Histograma de porosidad total tomada de núcleo.

Como resultado de aplicar los valores obtenidos en el cálculo de espesores de arena neta porosa y sus valores

de porosidad se obtuvieron mapas para cada nivel con la finalidad de conocer su distribución en el área.

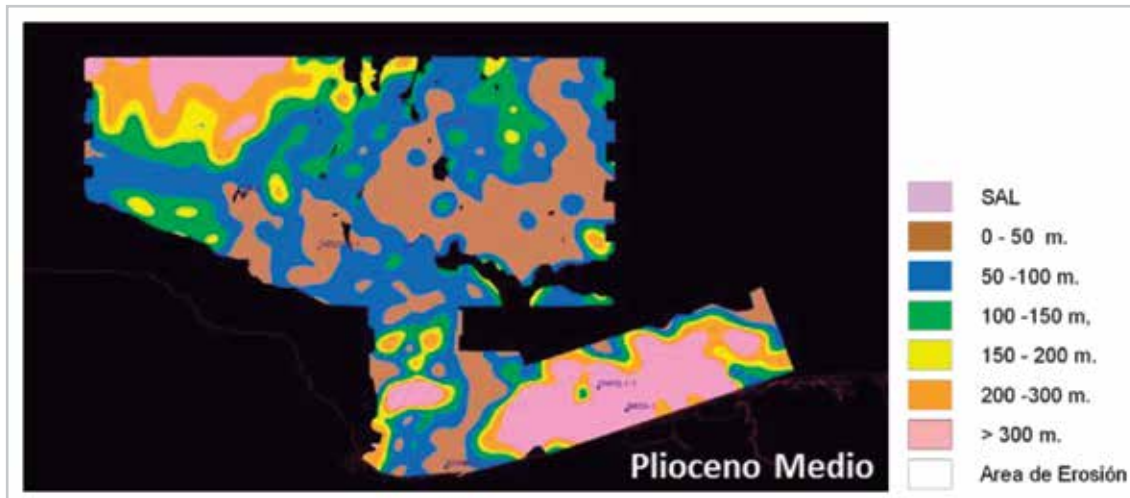


Figura 4. Mapa de espesor de arena neta porosa del Plioceno.

Otro de los insumos para el análisis de la efectividad de la roca almacén son los mapas de isopacas. Como toda la sísmica que se trabajó en el estudio es migrada en tiempo y no se realizó la conversión a profundidad de las mallas interpretadas, se decidió trabajar con pseudo-isopacas. Para obtener las pseudo-isopacas, se trabajó con las isócronas desde el fondo marino a cada cima de cada nivel hasta la

cima del Cretácico, teniendo como referencia siempre el fondo marino. Se utilizaron las velocidades de los pozos cercanos para obtener una velocidad promedio y utilizarla para convertir las isócronas en profundidad. Es importante señalar que esta conversión es una aproximación de los espesores de los niveles trabajados, es por eso que le llamamos pseudo-isopacas.

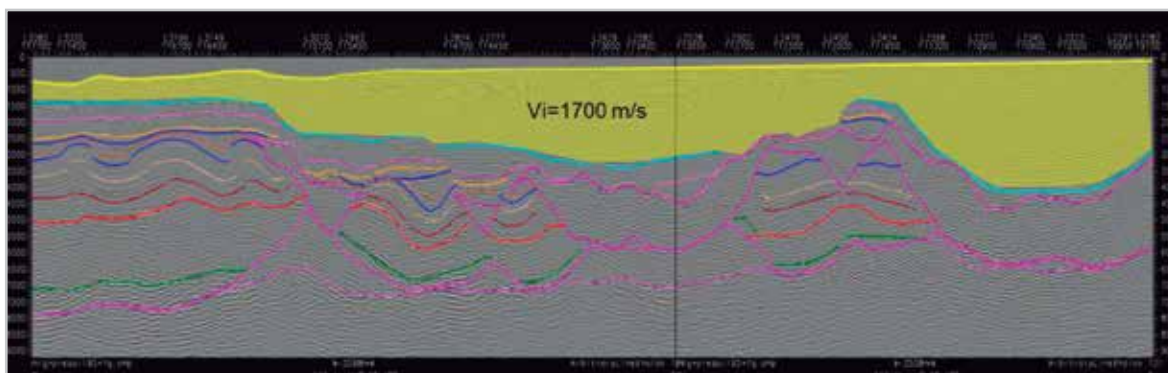
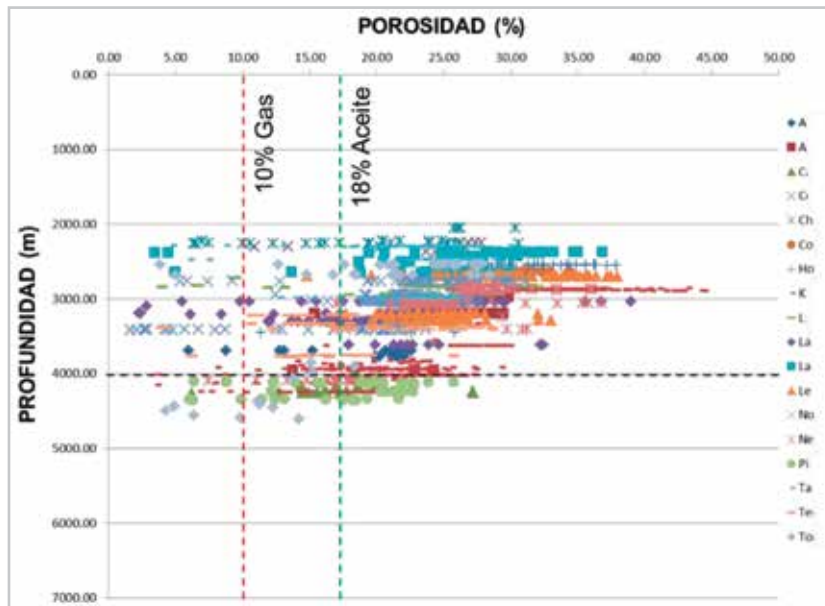


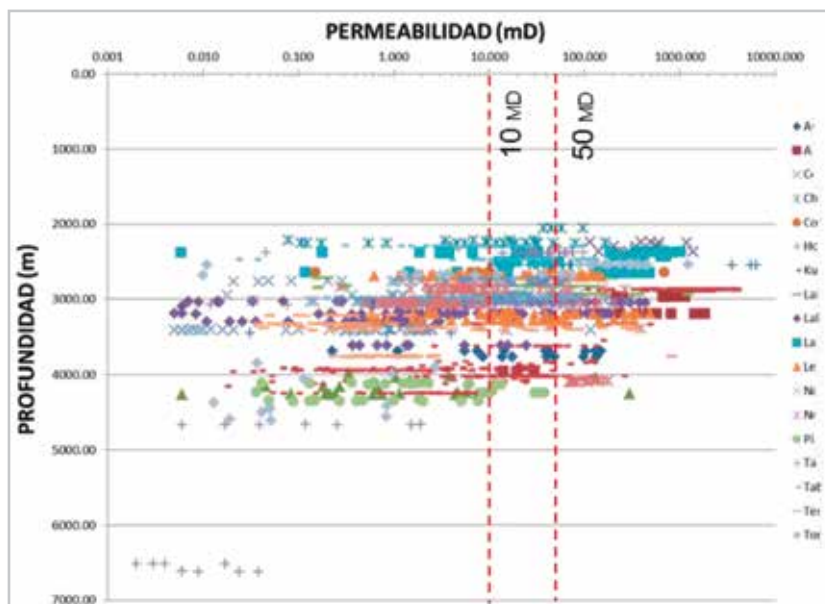
Figura 5. Ejemplo de cómo se obtuvo la pseudo-isopaca para cada nivel.

Para analizar la efectividad de la roca almacén tanto de gas como para aceite se establecieron límites de corte en las pseudo-isopacas, los valores fueron estimados con base

en la profundidad, porosidad y permeabilidad, como se observa en las **Figuras 6 y 7**.



**Figura 6.** Distribución de los datos de porosidades extraídos de todos los núcleos cortados en el área de estudio y cómo varía con respecto a la profundidad.



**Figura 7.** Distribución de los datos de permeabilidad extraídos de todos los núcleos cortados en el área de estudio y cómo varía con respecto a la profundidad.

Una vez establecidos los valores de corte, se procedió a generar los mapas de efectividad de gas y aceite para el neógeno.

Como resultado de aplicar esta metodología, se logró tener una distribución lateral y vertical de las facies.

Se obtuvieron los rangos de porosidad efectiva y permeabilidad mínimos para que los pozos que producen gas y aceite sean económicos rentables.

Los rangos de riesgo para la efectividad quedaron establecidos con los siguientes valores: aceite  $>18\%$  y 50 md y  $<4000$  m se asignó el color verde (bajo riesgo), de 4000 a

4500 m color amarillo (riesgo medio) y  $>4500$  m color rojo (alto riesgo).

Gas  $>10\%$  y 10 md y  $<4000$  m se asignó el color verde, de 4000 a 6000 m color amarillo y  $>6000$  m color rojo. Con estos valores se generaron mapas de efectividad para gas y aceite.

Se generaron ocho mapas de efectividad de gas y ocho mapas de efectividad de aceite.

Se generaron cinco mapas de riesgo compuesto de la roca almacén indicando las áreas de alto y bajo riesgo.

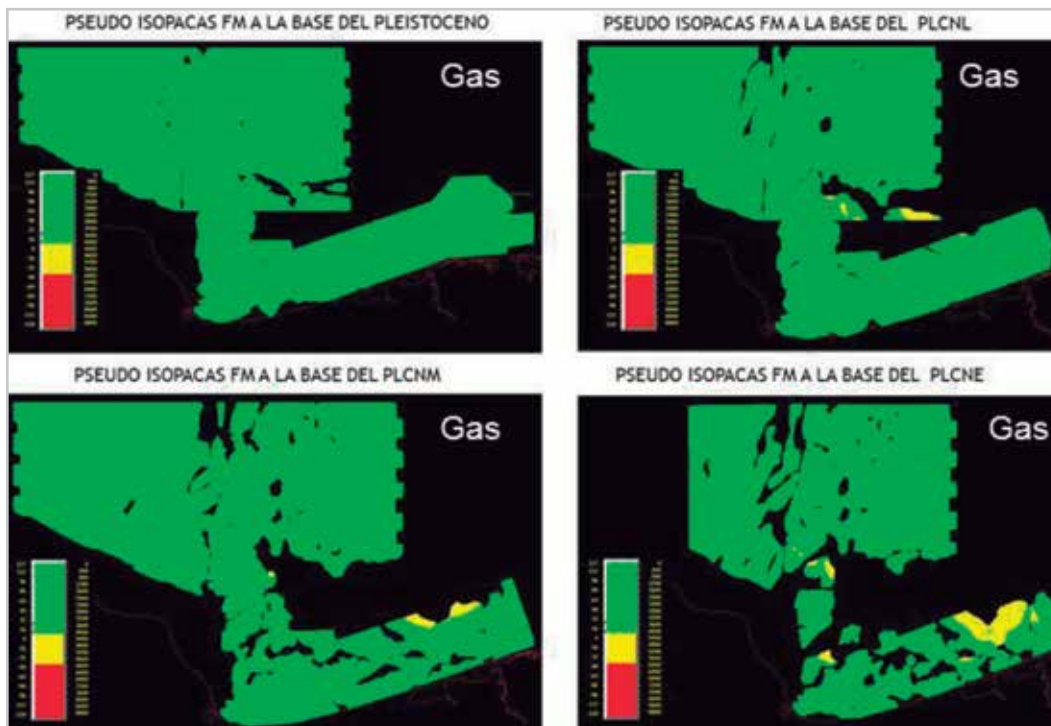


Figura 8. Mapas de efectividad de gas del Plioceno.

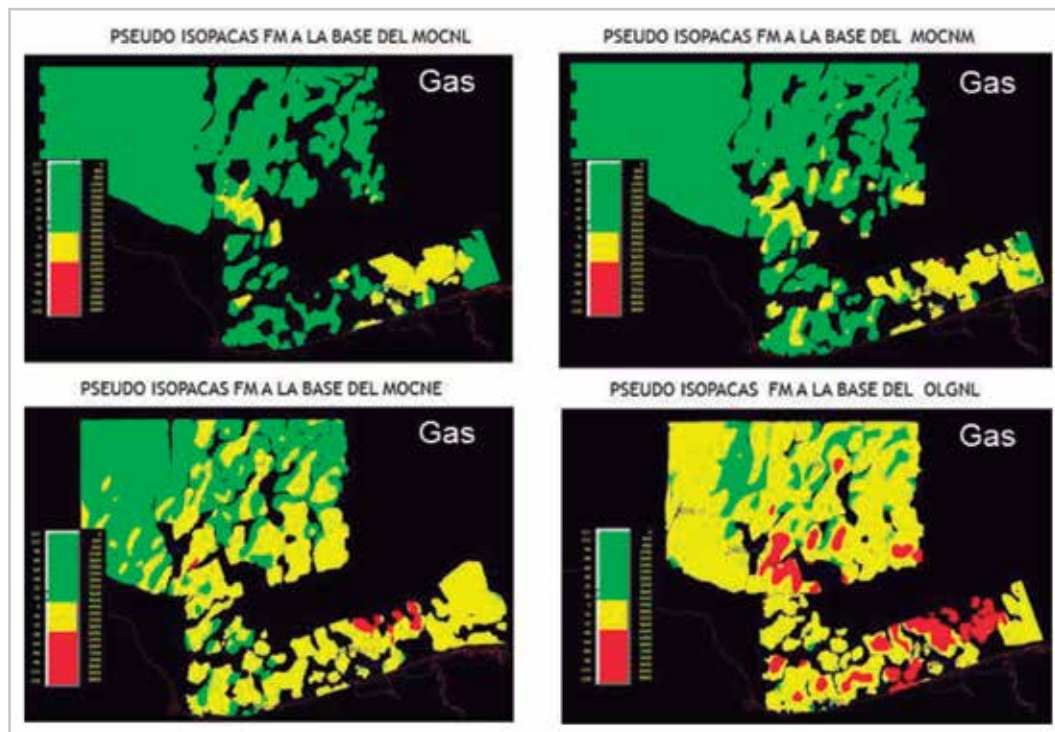


Figura 9. Mapas de efectividad de gas del Mioceno.

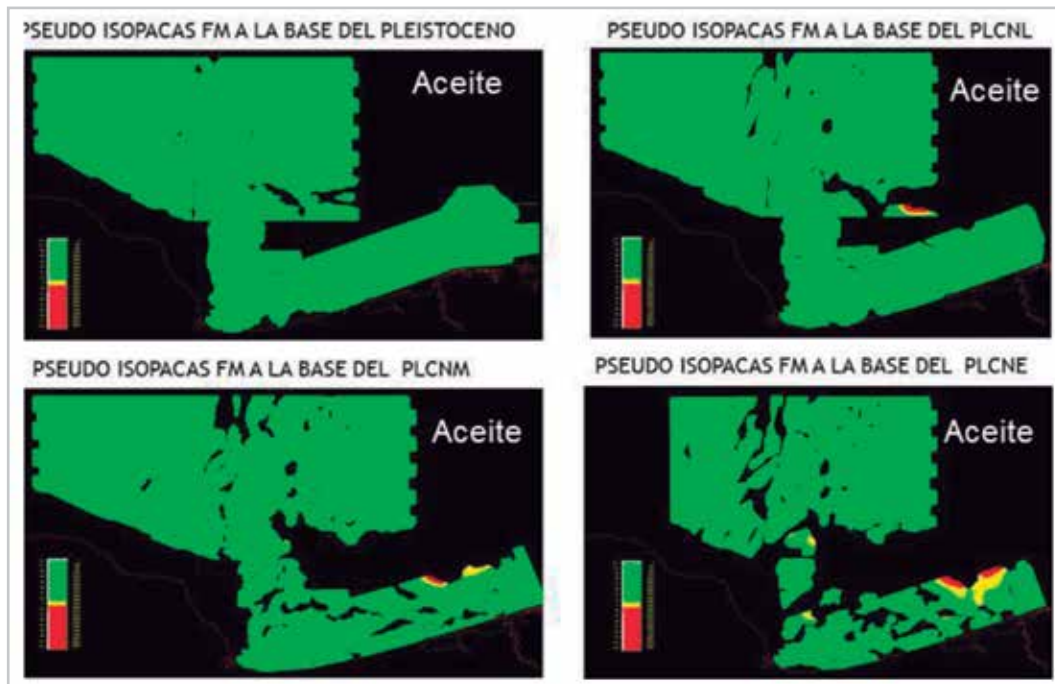


Figura 10. Mapas de efectividad de aceite del Plioceno.



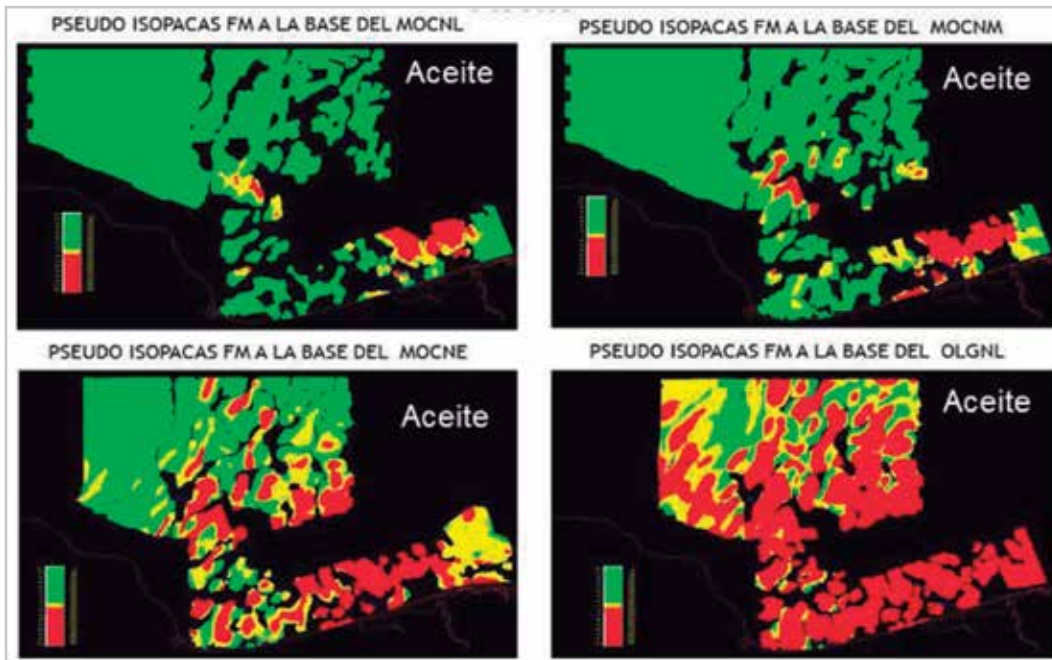


Figura 11. Mapas de efectividad de aceite del Mioceno.

Los niveles miocenos para el área de aguas profundas son los que presentan menor riesgo considerando la profundidad y porosidad de la roca almacén.

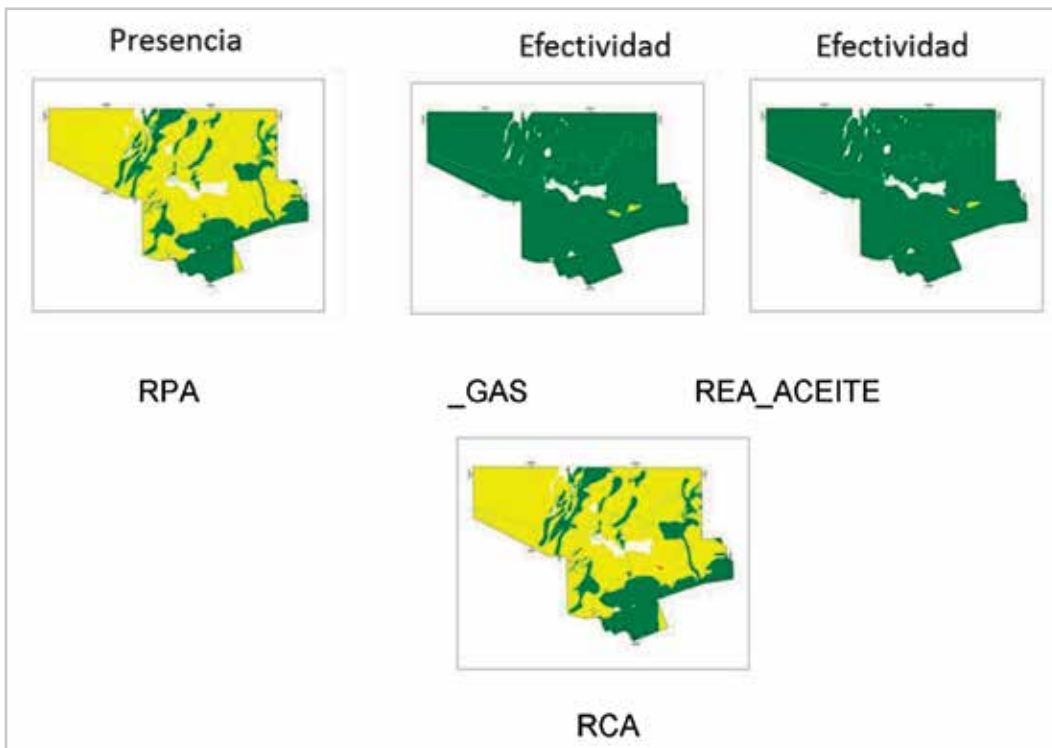


Figura 12. Mapa de riesgo compuesto de la roca almacén del Plioceno Medio.

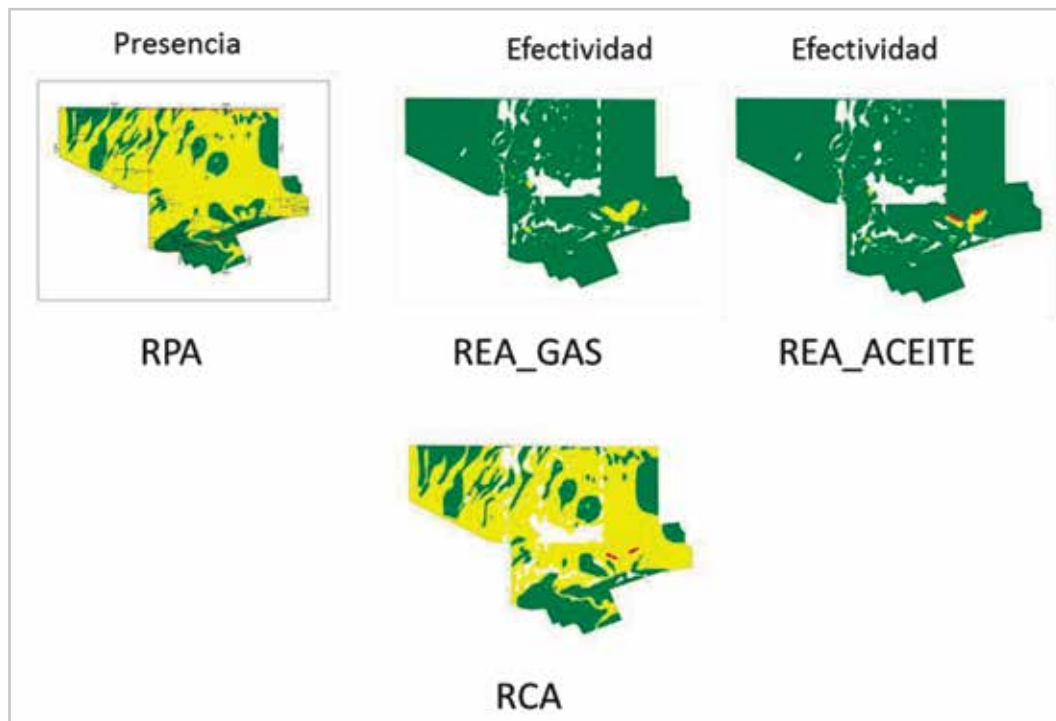


Figura 13. Mapa de riesgo compuesto de la roca almacén del Plioceno Inferior.

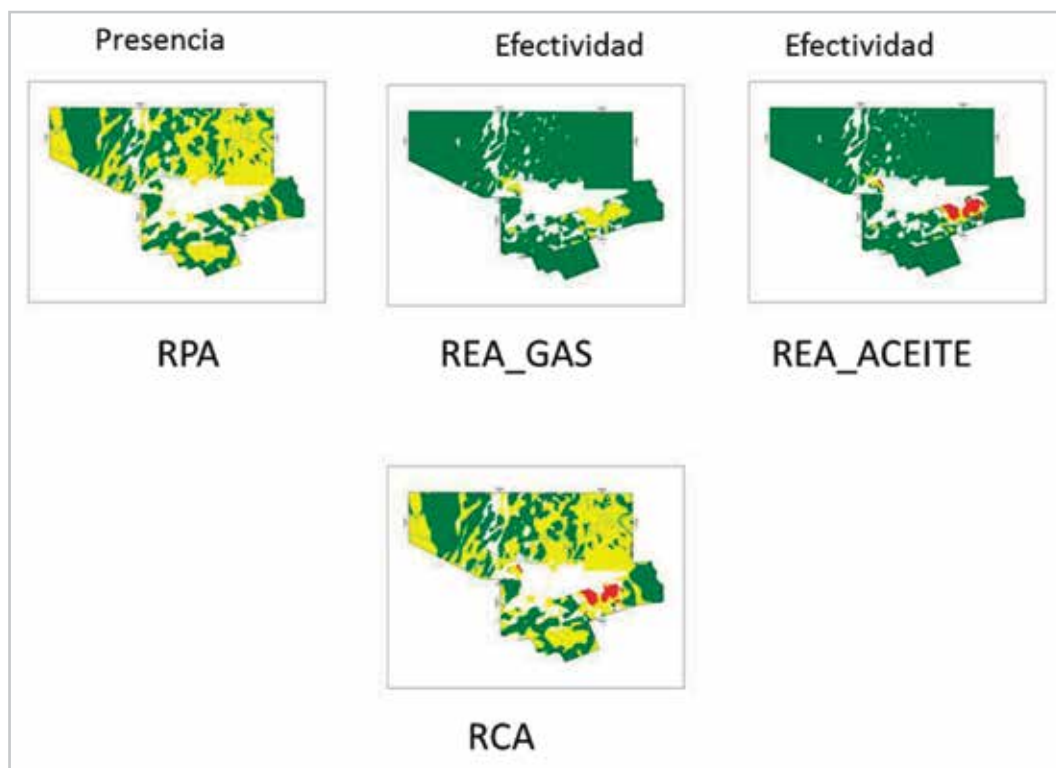


Figura 14. Mapa de riesgo compuesto de la roca almacén del Mioceno Superior.

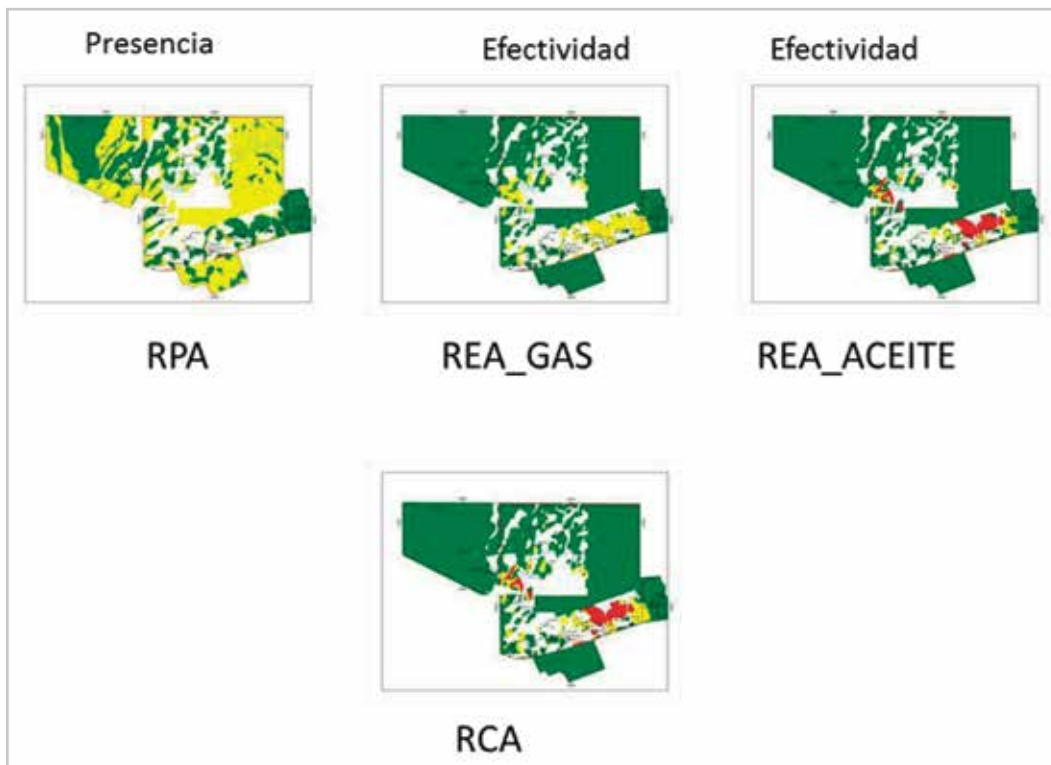


Figura 15. Mapa de riesgo compuesto de la roca almacén del Mioceno Medio.

## Conclusiones y recomendaciones

Se determinó mediante el análisis petrofísico que se le practicó a los núcleos en intervalos productores y mediante las evaluaciones petrofísicas, que la porosidad mínima para tener acumulación de gas es del orden de 10% y para aceite en el orden de 18%.

Los depósitos de canales y abanicos en algunos casos acuñados contra los cuerpos de sal migran hacia aguas profundas y pueden constituir trampas potencialmente almacenadoras y excelentes áreas de oportunidad debido a las porosidades estimadas en las evaluaciones.

Aplicando la metodología del play fairway se generaron los mapas de efectividad del Mioceno y Plioceno y los mapas de riesgo combinado de la roca almacén para estos mismos niveles.

Se recomienda continuar con el análisis de las secuencias genéticas en el Neógeno y realizar el análisis de riesgo para cada play aplicando la metodología del play fairway.

## Referencias

- Estudios Interregional Region Sur-Marina. 2009.
- Estudio de Plays Terciarios Área Holok-Coatzacoalcos. 2011.

## Agradecimientos

A los ingenieros Francisco González Pineda, Administrador del Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino y Roberto Rojas Rosas, líder de la coordinación de modelado geológico regional por dar su apoyo y consentimiento para dar a conocer los trabajos que se generan en el grupo de plays, al mismo tiempo extendiendo el agradecimiento a mis compañeros que integran este grupo porque sin su ayuda y colaboración no se hubiera podido conseguir estos resultados.

## Semblanza de los autores

### **Ricardo Trejo Ramírez**

Egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero donde cursó la Ingeniería en Geociencias.

En Pemex Exploración y Producción trabajó como geólogo de pozo llevando el control y elaboración del registro de hidrocarburos en la Región Norte (cuenca de Burgos) y en la Región Sur (cuencas de Macuspana y Huimanguillo).

A la fecha ha trabajado en equipos multidisciplinarios en estudios de análisis de play fairway, cuencas, sistemas petroleros y apoyo para documentar la roca almacén en al menos 14 localizaciones cenozoicas en la región marina.

Dentro de las actividades desarrolladas actualmente, están las de realizar el análisis estratigráfico y sedimentológico en los plays terciarios en la Coordinación de modelado geológico regional en el activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino, en la cual está como responsable.

Pertenece a la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, AMGP.

### **Primo Dionisio Chávez Vázquez**

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

Cursó la Maestría en calidad en la Universidad La Salle.

#### **Desarrollo profesional**

Se ha desempeñado en el control geológico de pozos en la Superintendencia de operación geológica de la Región Marina de Campeche, Especialista Técnico "A", responsable de los estudios de plays del Terciario en la Coordinación de Modelado Geológico Regional del AEPCS, RMSO.

Participó en la propuesta de localizaciones exploratorias para su perforación en los proyectos exploratorios de la Región Marina.

Pertenece a la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP) desde 1985, donde ha desarrollado el cargo de Coordinador de ayuda mutua en la Delegación Carmen y como Coordinador Nacional de Ayuda Mutua en el bienio 2010-2012, y a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México desde 1987, donde ha desarrollado el cargo de Coordinador de trabajos técnicos de la Delegación Ciudad del Carmen.