

## Generación de valor incorporando reservas y recursos prospectivos en las cercanías de campos maduros del APAPCH

*Julián Javier González Morales*  
*Rafael Romero Peñaloza*  
*Xóchitl Moran Federico*  
*María Josefina Hernández Díaz*  
*Pemex*

Artículo recibido en junio de 2022-revisado-evaluado y aceptado en diciembre de 2022-

### Resumen

La mayor parte de yacimientos del APAPCH se encuentra en etapas avanzadas de explotación, por esta razón se efectuó un análisis detallado de la información de pozos exploratorios de hasta 30 años de haberse perforado, con el objetivo de detectar oportunidades para incorporar reservas y/o recursos prospectivos. El análisis consistió en la revisión de los reportes de perforación, bitácoras del perforador, informes finales de los pozos, análisis de la secuencia operativa de las pruebas de presión-producción, análisis de la información adquirida en pozos, como registros de hidrocarburos, impregnación de hidrocarburos en muestras de canal, manifestaciones y pérdidas de lodo durante la perforación, registros geofísicos, núcleos y muestras de canal, dando como resultado el hallazgo que el pozo “A”, clasificado en el informe final del pozos como invadido de agua salada, al realizar la revisión detallada de los informes y bitácoras de perforación se detectó que durante la prueba de producción en las rocas almacenadoras del Albiano-Cenomaniano, aportó un 80.5 % de aceite de 14 °API, 2.5% de sedimento y 17 % de agua de 150 kppm de salinidad, quedando sin probar en el pozo la Brecha del Cretácico Superior, con un espesor bruto de 160 m por encima del intervalo que aportó hidrocarburo, abandonándose el pozo en junio de 1989.

Al revisar los registros geofísicos, se analizó el registro sigma (sección transversal de captura) indicando la presencia de hidrocarburos, además se reportó exudación de las muestras de canal, corroborando el yacimiento en la secuencia de carbonatos del Cretácico.

Posterior a la identificación del área de oportunidad, se realizó la interpretación de los demás registros geofísicos adquiridos en el pozo, así mismo se efectuó la interpretación sísmico estructural del área, para estimar volúmenes y reservas del nuevo bloque y contar con la información técnica justificativa para una posible certificación de reservas, con el objetivo de agregar valor económico en el corto plazo.

El presente trabajo demuestra que se tiene oportunidad de incorporar recursos prospectivos mediante la evaluación de la información disponible en áreas aledañas a campos maduros.

**Palabras clave:** Reservas y recursos prospectivos, campos maduros, APAPCH.

## Generation of value by incorporating reserves and prospective resources in the vicinity of mature fields of the APAPCH

### Abstract

Most of the APAPCH deposits are in advanced stages of exploitation, for this reason a detailed analysis of the information from exploratory wells up to 30 years after being drilled was carried out, with the aim of detecting opportunities to incorporate reserves and/or prospective resources. . The analysis consisted of the review of the drilling reports, the driller's logs, final reports of the wells, analysis of the operational sequence of the pressure-production tests, analysis of the information acquired in wells, such as hydrocarbon records, impregnation of hydrocarbons in channel samples, manifestations and mud losses during drilling, geophysical records, cores and channel samples, resulting in the finding that well "A", classified in the final well report as invaded by salt water, when Carrying out a detailed review of the reports and drilling logs, it was detected that during the production test in the storage rocks of the Albian-Cenomanian, it contributed 80.5% of 14 °API oil, 2.5% of sediment and 17% of water of 150 kppm of salinity, leaving the Upper Cretaceous Breccia untested in the well, with a gross thickness of 160 m above the interval that contributed hydrocarbon, leaving e the well in June 1989.

When reviewing the geophysical records, the sigma record (capture cross section) was analyzed indicating the presence of hydrocarbons, in addition exudation from the channel samples was reported, corroborating the deposit in the Cretaceous carbonate sequence.

After the identification of the area of opportunity, the interpretation of the other geophysical records acquired in the well was carried out, likewise the structural seismic interpretation of the area was carried out, to estimate volumes and reserves of the new block and to have the supporting technical information for a possible certification of reserves, with the aim of adding economic value in the short term.

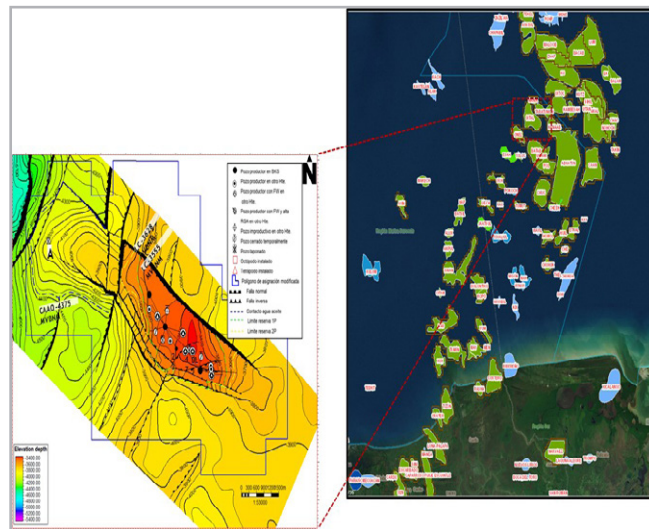
This work demonstrates that there is an opportunity to incorporate prospective resources by evaluating the information available in areas surrounding mature fields.

**Keywords:** Prospective reserves and resources, mature fields, APAPCH.

### Características geológicas, geofísicas y potencial petrolero

El campo "Z" se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, **Figura 1**, en la provincia Geológica del Pilar de Akal; donde se descubrieron hidrocarburos en el año 1993, con la perforación del Pozo "1", siendo productor en secuencia sedimentaria jurásica (JSK), posteriormente se perforó el pozo Delimitador "2" en el año 1997, siendo productor en dos del Jurásico superior.

El pozo "A" se terminó de perforar en junio de 1989, quedando clasificado como invadido de agua salada (clasificación 01 -01-06). Se realizaron tres pruebas de producción, la primera en la secuencia JSK resultando invadido de agua salada de 120 kppm; la segunda prueba en la secuencia KI, desalojando 5% de aceite y 95 % de agua salada de 140 kppm; la última prueba se realizó en la secuencia KM, resultando 80.5 % de aceite de 14 °API, sedimentos 2.5% y agua 17% con salinidad de 150 kppm.



**Figura 1.** El campo “Z” se encuentra ubicado aproximadamente a 145 km al NE de Paraíso Tabasco y a 90 km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche. El pozo “A” se encuentra en la porción oeste del Campo “Z”, a 5.3 km al NW del pozo “1”.

Para identificar oportunidades en áreas cercanas en campos maduros se revisó toda la información adquirida de los pozos (columna estratigráfica, litologías, reportes de perforación, bitácoras del perforador, informes finales de pozos, análisis de las secuencia operativa de las pruebas de presión producción, análisis de información adquirida como registro de impregnación de hidrocarburos en muestras

de canal, manifestaciones y pérdidas de lodo durante la perforación, registros geofísicos, núcleos y muestras de canal, etc.).

El hallazgo de la oportunidad se dio después de revisar las pruebas del pozo “A”. En la **Tabla 1** se muestra la secuencia y resultados de la prueba del Cretácico Albiano-Cenomaniano.

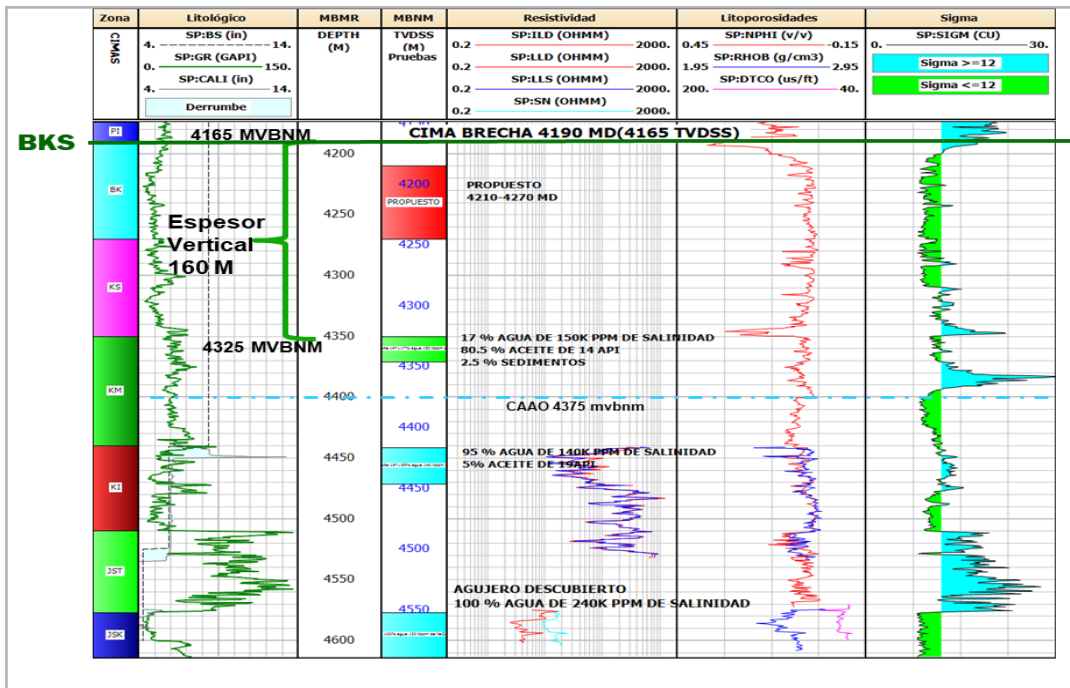
Día	Hora	Condiciones de flujo					Muestreo								Observaciones
		Estrang. (pg)	PTP (kg/cm <sup>2</sup> )	P Baj. (kg/cm <sup>2</sup> )	Ttp (° C)	T baj (° C)	Acete (%)	Agua (%)	Sedimen to (%)	API	Densida d (g/cm3)	Sal. (Mppm)	ph	Gas (M ppm)	
	11:30	DISPARO INTERVALO 4350-4371 m													
18/05/1989	11:30	-	255	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	12:15	-	264	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	12:30	1/8	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	14:00	1	0	-	-	-	-	-	-	-	1.01	.600	7	0	
	00:00	1	-	-	-	-	-	manchada c/aceite	-	-	-	-	-	-	
	12:00	PRUEBA DE ADMISION AL INTERVALO DISPARADO													
19/05/1989	13:30	2	-	-	-	-	-	manchada c/aceite	-	-	-	-	-	-	
	17:00	EFECTUO ESTIMULACION CON 20 m <sup>3</sup> DE HCI													
	20:30	1/8, 1/4, 1/2, 3/4, 1, 2	De 468 a 35	-	-	-	-	manchada c/aceite	-	-	-	-	-	-	diesel y ácido gastado
	22:00	2	17.6	-	-	-	-	manchada c/aceite	-	-	-	-	-	-	ácido gastado
20/05/1989	00:00	2	17.6	-	-	-	-	80	0.3	-	0.98	-	4	-	
	00:00	2	-	-	-	-	-	manchada c/aceite	-	-	-	-	-	ácido gastado	
	01:00	2	14	-	-	-	-	30	0.3	-	0.968	-	5	ácido gastado y gas	
	05:00	2	5.4	-	34	-	68	30	2.0	8.5	1.08	150	6	100	ácido gastado
	13:00	2	4.4	-	40	-	80.5	17	2.5	9.4	1.0	150	6.5	100	
							80.5	17	2.5	14	0.973	150		Informe Final	

**Tabla1.** Muestreo de la prueba de producción del Cretácico en el pozo “A”. (Reporte interno, junio 1989 informe final del pozo A).

Una vez identificado el potencial productor en el pozo "A", se efectuó la interpretación de los registros geofísicos y del registro de hidrocarburos, identificándose un contacto agua aceite en la zona de interés del Cretácico a la profundidad de 4375 m vbnm mediante la interpretación de la curva sigma, siendo consistente con los resultados de las pruebas de producción.

En la **Figura 2** se observa la información de registros geofísicos, identificándose una correlación entre los valores menores a los 12 Cu, con las zonas disparadas que

aportaron aceite, y las zonas que aportaron agua o con mayor contenido de arcilla con valores mayores a 12 CU; las zonas que contienen agua salada tienen valores de unidad de captura altos debido a que el cloro eleva los valores, respecto a las zonas con aceite las CU son menores por el contenido de hidrocarburos, ver **Figura 3**. Donde se observa que no se realizaron pruebas de producción en la unidad Brecha del Cretácico Superior, productora en el bloque ubicado al este del campo, la cual aportaría un espesor bruto vertical de 160 m por encima del intervalo que aportó aceite, siendo el horizonte de interés.



**Figura 2.** Registros geofísicos adquiridos en el pozo "A" a nivel Cretácico, mostrando los resultados de pruebas de producción y definición del CAAO.

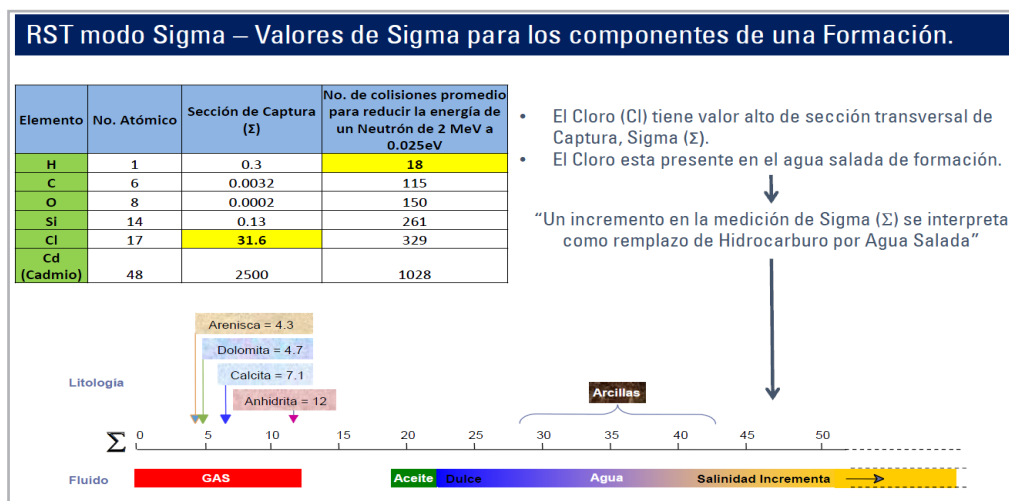


Figura 3. Valores de sigma para componentes de una formación. (reporte interno del procesamiento de pozos, octubre 2017).

Por problemas operativos no se adquirieron registros geofísicos completos, por lo que se calcularon curvas sintéticas de los registros faltantes mediante regresiones

lineales múltiples para las curvas sónico compresional, resistividad y densidad, corroborándose el resultado en los registros de los pozos cercanos, **Figura 4**.

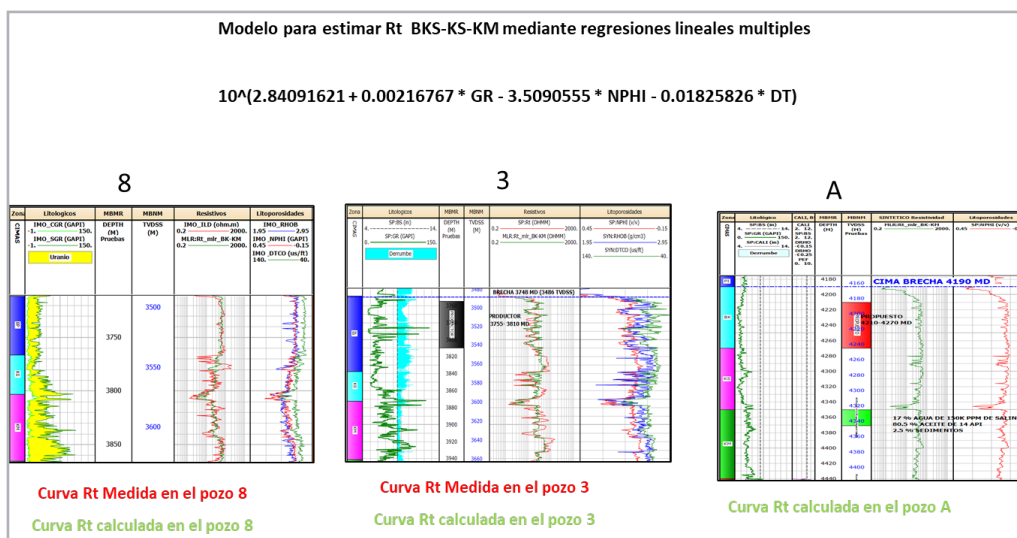


Figura 4. Cálculo de curvas sintéticas en el pozo “A”.

Una vez con el conjunto completo de curvas, se construyó un modelo petrofísico básico, para el Cretácico del pozo “A”, utilizando el modelo de Arcilla de clavier para el contenido

de arcilla, y para la saturación de agua el modelo de Archie, utilizando la salinidad de 140 kppm para la estimación de la resistividad de agua de la formación, **Figura 5**.

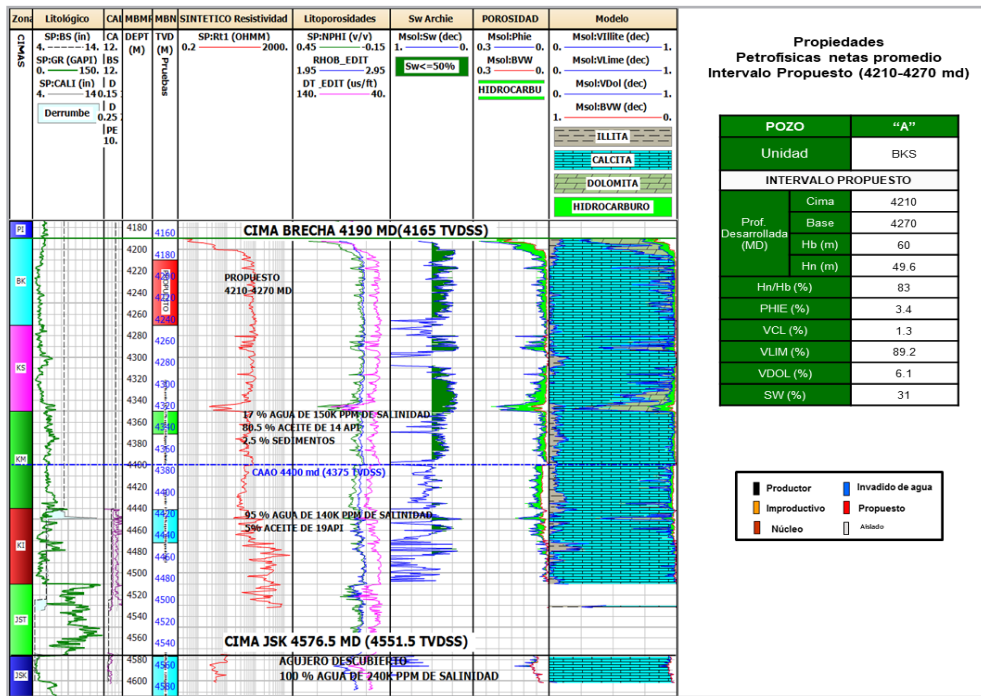


Figura 5. Modelo petrofísico básico del pozo "A".

En el registro de hidrocarburos se analizaron los intervalos con impregnación en las muestras de canal, las manifestaciones de hidrocarburos durante la perforación, así como las zonas de flujo y pérdidas de circulación,

este último es indicativo del fracturamiento abierto, lo cual corrobora la zona de yacimiento identificada en los registros geofísicos, Figura 6.

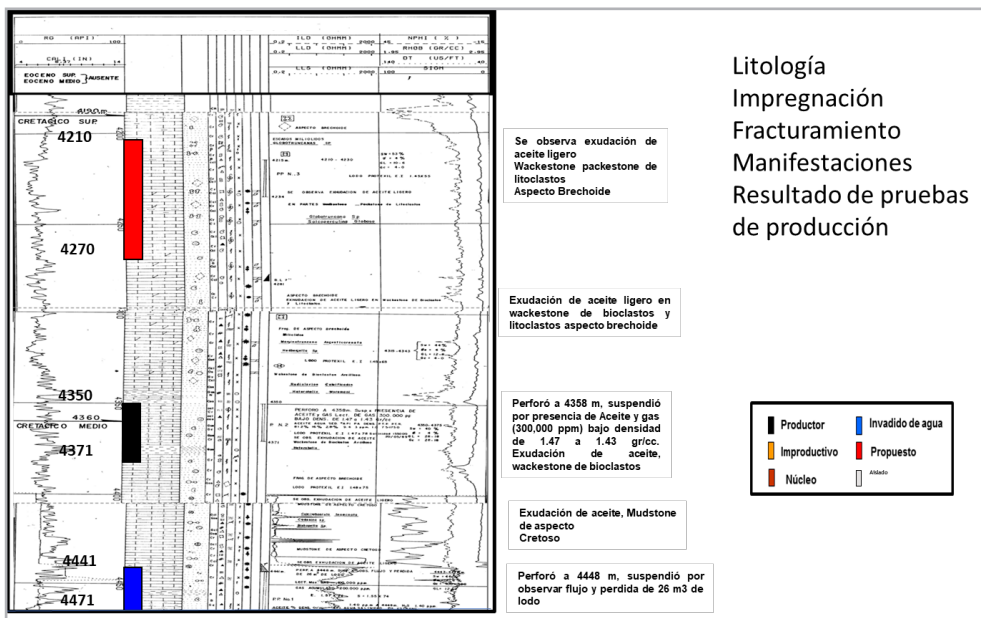
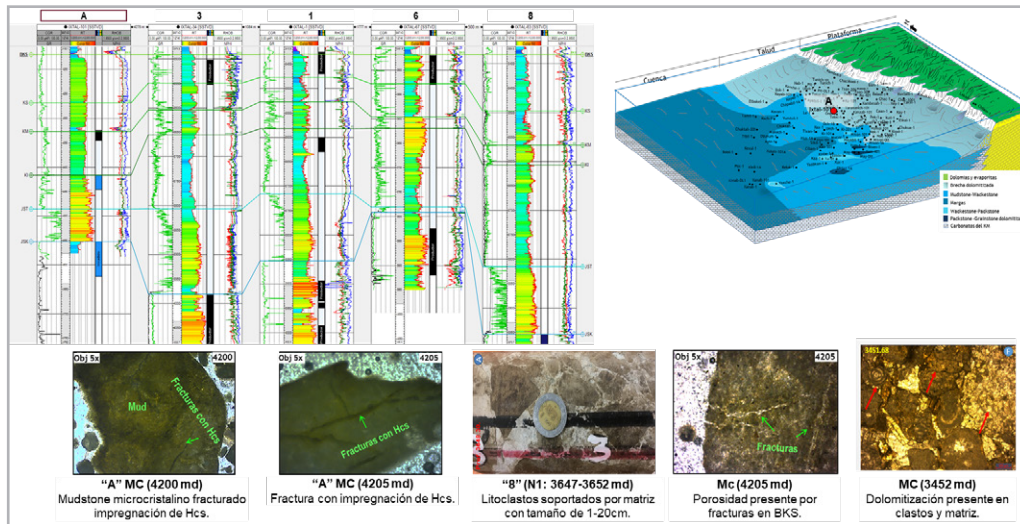


Figura 6. Registro de hidrocarburos del pozo "A" a nivel Cretácico, mostrando la litología, zonas con exudación de hidrocarburos, manifestaciones de hidrocarburos y pérdida de lodo durante la perforación.

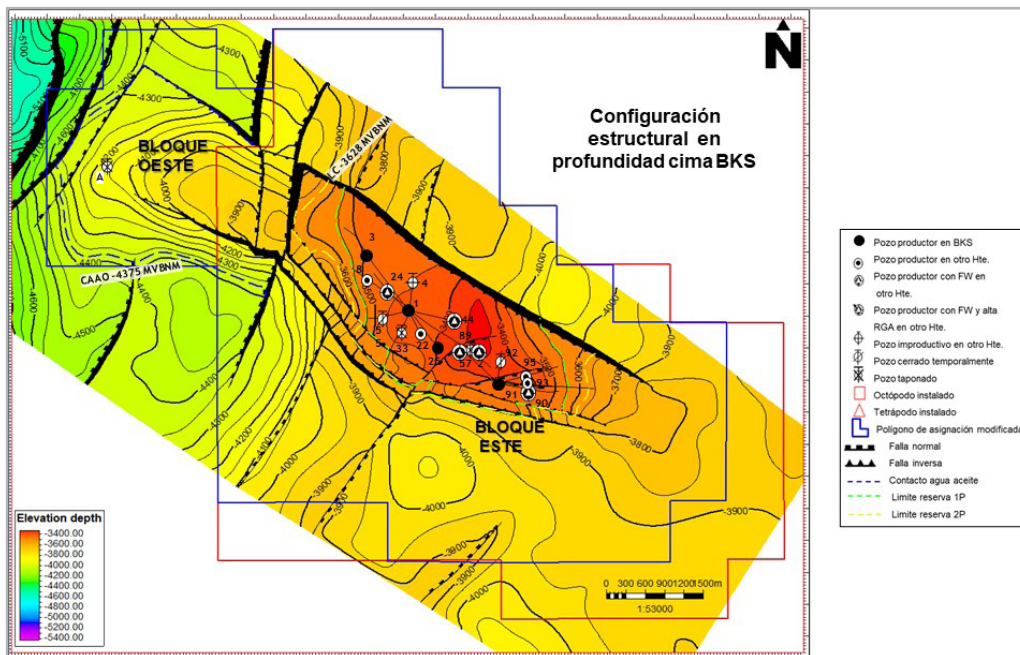
Se revisaron las muestras de canal con el objetivo de identificar la litología, ambiente de depósito, impregnación y su fracturamiento, **Figura 7**.



**Figura 7.** Identificación de la litología, fracturamiento e impregnación en muestras del Cretácico del campo Z.

Se realizó la interpretación sísmica estructural en los volúmenes sísmicos disponibles, en la cual se identificó la continuidad de la estructura anticlinal hacia el oeste,

ubicándose el pozo "A" en un flanco de la estructura, prácticamente como pozo delimitador a nivel Cretácico, **Figura 8**.



**Figura 8.** Mapa en profundidad mostrando la ubicación del pozo "A" en el flanco noroeste de la estructura, a nivel Cretácico.

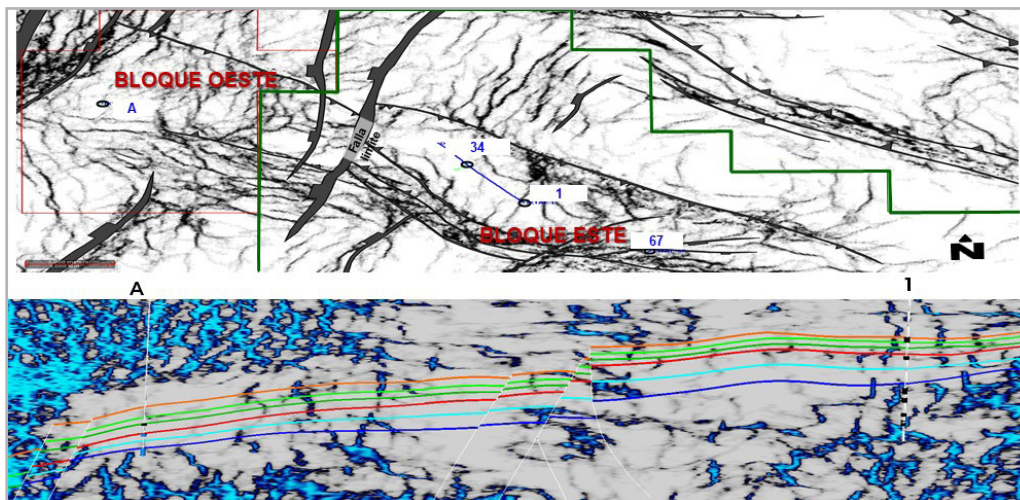
## Fracturamiento

El área de interés pertenece a la provincia geológica del Pilar de Akal, la estructura del campo de interés es un anticlinal orientado noroeste suroeste limitado al norte y sur por fallas inversas, se identificó el nuevo bloque denominado bloque oeste, separado por una falla normal del bloque este, actualmente en explotación.

El atributo de discontinuidad mide el cambio en la amplitud del reflector sísmico, por lo que es muy útil para describir y definir el sistema de fracturas, resaltando los límites entre los bloques de fallas, las unidades estratigráficas y

la alteración diagenética. De lo anterior se observa en la sección de la **Figura 9**, las fracturas (lineamientos en color negro y azul), la cortan vertical y lateralmente las unidades estratigráficas del Cretácico (BKS, KS, KM y KI), mostrando una clara comunicación entre formaciones.

El intervalo productor en el pozo "A" se ubica en el Albiano-Cenomaniano y el contacto agua aceite original se localiza a 4375 mvbnm en la base del Albiano-Cenomaniano, por lo que los horizontes cronoestratigráficos KM, KS, BKS, la unidad estratigrafica de carbonatos estarían cargados de hidrocarburos y comunicados vertical y lateralmente a través del fracturamiento, Figura 9.



**Figura 9.** Atributo de discontinuidad mostrando el fracturamiento existente en las rocas carbonatadas del Cretácico.

Con respecto a los contactos de agua de los campos vecinos, en el bloque este del campo "Z" Cretácico, no se tiene identificado el CAAO debido a que los pozos que se probaron aportaron aceite limpio, lo cual abre la posibilidad

de que a nivel del yacimiento sea más extenso hacia el oeste (pozo "A"); en la **Figura 10** se identifican los CAAO de los campos vecinos, con lo que se interpreta tiene condiciones análogas.



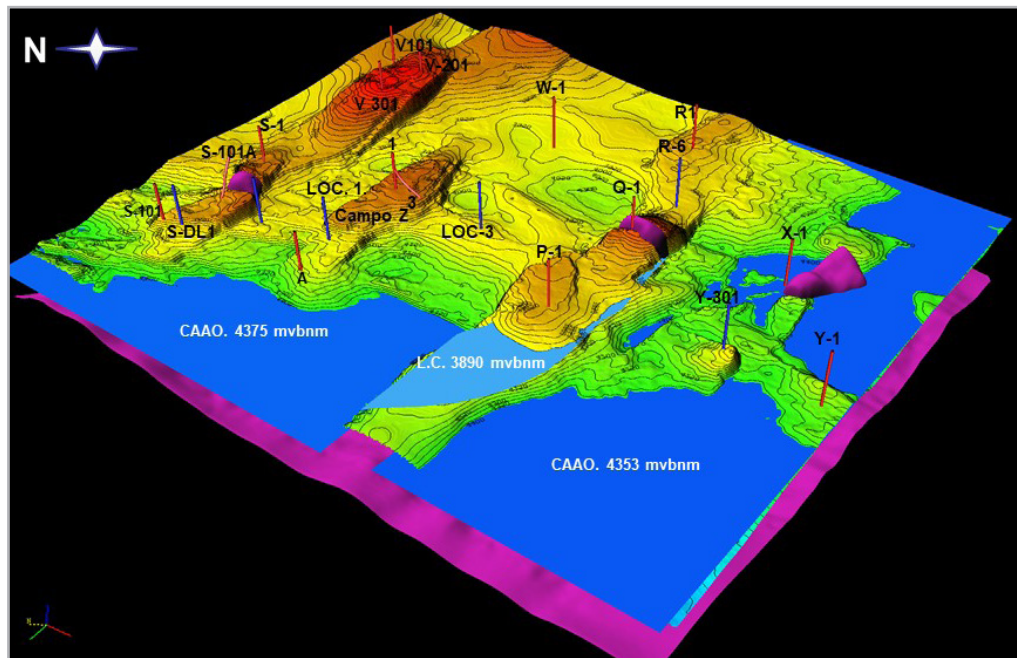


Figura 10. Contactos agua aceite a nivel del Cretácico en los campos cercanos al campo “Z”.

Finalmente se integró la información aplicando el flujo de trabajo para evaluar la zona de interés y estimar el volumen original en las formaciones Cretácico y JSK, Figura 11.

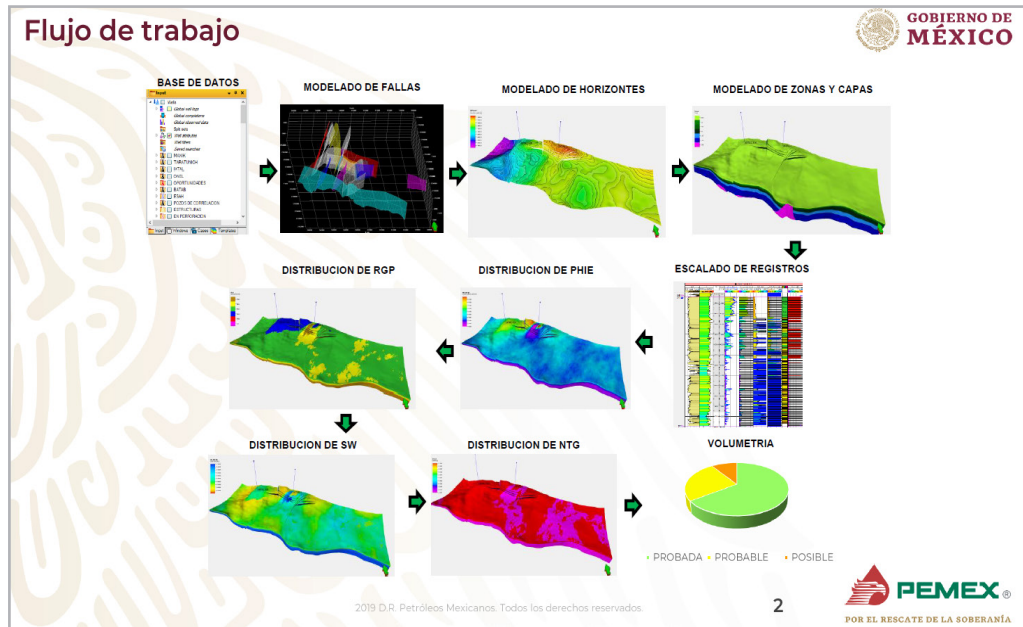


Figura 11. Flujo de trabajo para la estimación de volumen original para el bloque oeste.

## Conclusiones

Existe potencial y áreas de oportunidad en el sur de México en los plays productores; actualmente es un reto la rentabilidad de los proyectos en aguas someras, por lo que reviste importancia estudiar zonas aledañas a los campos maduros, donde existen potenciales volúmenes de hidrocarburos, además de que se cuenta con infraestructura e instalaciones para la producción.

El pozo "A" resultó invadido en la secuencia sedimentaria del JSK, quedando ubicado en el flanco oeste de la estructura anticlinal, por lo que se propone que existe un recurso prospectivo hacia la parte este estructuralmente más alta de la ubicación del pozo "A", el cual tiene la posibilidad de contener hidrocarburos, y que las facies definidas tienen capacidad de almacén y de flujo de acuerdo con el modelo petrofísico.

Para la secuencia del Cretácico se identificaron hidrocarburos en las pruebas de producción, así como en los registros geofísicos y modelo petrofísico, el hidrocarburo esperado es de 14 °API. Por analogía se propone producir la unidad BKS identificada como productora en los pozos del bloque este del área de estudio.

En el caso de desarrollar el bloque Oeste, se recomienda adquirir información de registros geofísicos especiales para definir el fracturamiento (imágenes resistivas) y fluido móvil (resonancia magnética nuclear), lo anterior para realizar una caracterización petrofísica adecuada del sistema poroso, así como corroborar las zonas fracturadas definidas en la sísmica, así como la adquisición de núcleos para la calibración del tamaño de gargantas porales, mineralogía y fluidos.

## Agradecimientos

Agradezco a mis compañeros de la extinta Coordinación de Geociencias del APAPCH, en general a todos los del equipo multidisciplinario y personal de apoyo por su colaboración y profesionalismo demostrado.

## Referencias

Reporte Interno, junio 1989. Informe Final del Pozo A.

Reporte Interno del Procesamiento de Registros Geofísicos de Pozos, octubre 2017.

## Semblanza de los autores

### Julián Javier González Morales

Egresado como Ingeniero Geólogo en el año 1995 de la Universidad Autónoma de Nuevo León. Desde 2001 se desempeña como petrofísico y especialista en estudios de caracterización estática de yacimientos en Pemex Exploración y Producción, tanto en Exploración como en Producción. Posee el título de Maestro en Ingeniería Petrolera y de Gas Natural con mención especial por la UNAM del año 2007 a 2009. Cursó el diplomado de Petrofísica impartido por Next (2006) y el diplomado de modelación de yacimientos fracturados IMP (2018); también se desempeñó en actividades de supervisión de operación y terminación de pozos. Previo a esto realizó actividades de la Jefatura de laboratorio de Mineralogía en el Grupo Acerero del Norte de 1995 al 2001.

### Rafael Romero Peñaloza

Egresó como Ingeniero Geólogo en 1988 de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde también cursó la Maestría de 1998 al 2000, obteniendo el título de Maestro en Ingeniería en Exploración de Recursos Energéticos del Subsuelo en 2003. Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1992, desempeñando las siguientes funciones: de 1992 a 2003 en Exploración RMNE como especialista en petrología y sedimentología de carbonatos, de 2004 al 2014 en el Activo Integral Cantarell como Superintendente de Caracterización de Yacimientos y Líder del Proyecto Sihil, de 2015 a 2017

en la Gerencia de Crudos Extrapesados Ayatsil-Tekel-Utsil como Superintendente de Caracterización de Yacimientos, de 2017 a 2019 en el Activo Abkatun-Pol-Chuc como Coordinador de Geociencias y de 2020 a la fecha en la Gerencia de Aseguramiento Técnico de Exploración como Coordinador de Aseguramiento Técnico de Exploración.

### **Xóchitl Morán Federico**

Egresada como Ingeniero Geólogo en el año 2002 del Instituto Politécnico Nacional. Inició su trayectoria 2003 en el área de Operación Geológica en Región Norte, donde posteriormente se desarrolló como geóloga intérprete en la identificación, documentación y aprobación de localizaciones exploratorias. A partir de 2009 participó en estudios de caracterización estática y como geóloga de yacimientos en campos en explotación de la Región Marina Suroeste. Cuenta con Diplomado en geociencias por la UANL y otro en Evaluación de cuencas sedimentarias (UNAM).

### **María Josefina Hernández Díaz**

Ingeniera Geofísica, egresada del instituto Tecnológico de Ciudad Madero en el año 1995 y de MI en Exploración de Recursos del Subsuelo en el año 2005. Ingresó a laborar en Petróleos Mexicanos desde 1998, participando hasta la fecha en la caracterización sísmico estructural y estratigráfica de diferentes campos del área de los Activos Litoral y Abkatun, tanto del área de Exploración como de Producción. Actualmente labora como Intérprete sísmico, adscrita en la Gerencia de Planes de Explotación, Subdirección Técnica de Explotación y Producción. Miembro activo de la Asociación Mexicana de Ingenieros Geólogos y de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración.