

Identificación de oportunidades mediante el análisis de entrada de agua en YNF altamente complejos

Anel Margarita Olmos Montoya

Pemex Exploración y Producción

Fernando Samaniego Verduzco

Universidad Nacional Autónoma de México

Víctor Beltrán Jiménez

Petroleum Manpower Services

Liliana Pérez García

Pemex Exploración y Producción

Noé Martínez Bravo

Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido en octubre de 2018 y aceptado en febrero de 2019

Resumen

El estudio se refiere a la aplicación y un **nuevo enfoque** de la metodología propuesta por **Chan** para el diagnóstico del comportamiento de entrada de agua, donde se utilizan variables como la relación agua-aceite (**WOR**), y su derivada (**WOR'**) a través de gráficas especializadas. Mediante la realización de este estudio se ha observado que la manifestación de agua en los pozos mantiene una relación intrínseca con el grado de fracturamiento y el fallamiento cercano, lo que ha permitido identificar **patrones de flujo de agua en zonas del yacimiento**, a la fecha se han estrangulado y cerrado pozos por producción de agua indeseada; debido a esta condición se han dejado volúmenes importantes de hidrocarburos dentro del yacimiento. En este trabajo se plantea una estrategia nueva a seguir para detectar oportunidades en forma práctica con la información disponible.

Palabras clave: Gráficas de Chan, control de agua, gráficas de diagnóstico, relación agua-aceite (WOR), derivada de la relación agua aceite (WOR'), patrones de agua, yacimientos naturalmente fracturados (YNF), análisis de entrada de agua, canalización, conificación, fallas.

Water entry analysis for opportunities identification in highly complex naturally fractured reservoir, (NFR)

Abstract

New approach and application of Chan's methodology is proposed for the diagnosis of water entry and behavior analysis in the wells, where variables such as the water-oil ratio (**WOR**), and its derivative (**WOR'**) are utilized on specialized graphics. Through this study, it has been observed that water production in wells is closely related to fracture density and distance to faults; this has made possible to identify **water patters** in certain **parts of the reservoir**. At the time, that wells have been choked or closed due to their water production, leaving behind important non-drained oil zones. This paper poses a new strategy to identify opportunities on a practical manner based on available information.

Keywords: Chan's plots, water control, diagnostic plots, water-oil ratio (WOR), water-oil ratio derivative (WOR'), water patters, naturally fractured reservoir (NFR), water entry análisis, channeling, coning, faults.

Introducción

El caso de estudio es un campo del Sureste Mexicano que produce aceite ligero en etapa de saturación, con una extensión de 73 (km²) que ha estado sometido a recuperación primaria y secundaria, con más de 30 años de explotación y 169 pozos perforados, el campo está comprendido por un anticlinal cortado por sistemas de fallas normales e inversas que delimitan la zona en bloques hidráulicamente conectados. El

área de estudio de este trabajo se centra en la zona norte, **Figura 1**, donde los pozos perforados han sido productores principalmente en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano, se tiene un cambio de facies en el Jurásico Superior Tithoniano donde hay presencia de caliza parcialmente dolomitizada, por lo que se tiene permeabilidad baja, con espesores que van desde 700-1,000 (m).

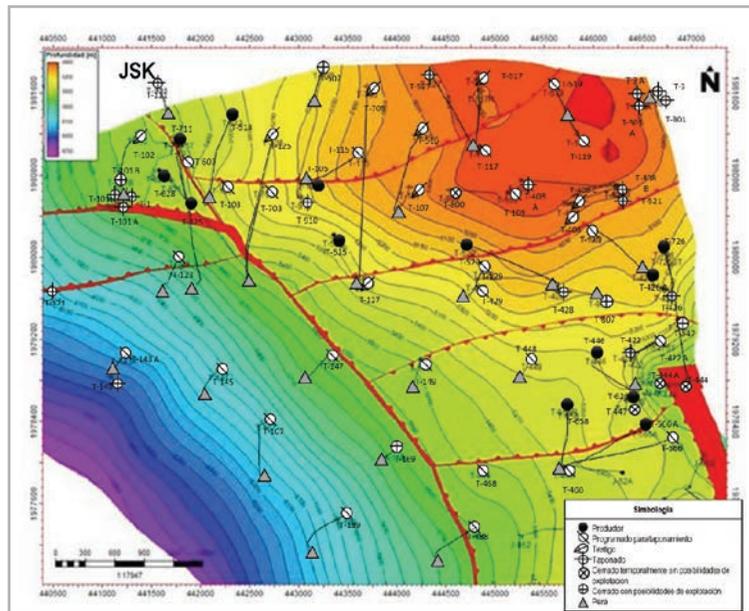


Figura 1. Área de estudio del campo.

Antecedentes

El campo fue sometido a un proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de Nitrógeno (N₂), y Gas amargo contaminado (GAC), cuyo objetivo principal fue mantener la presión del yacimiento y controlar el avance natural del acuífero asociado; actualmente el proceso ha concluido, sin embargo, existen zonas con acumulaciones parciales de gas en pozos cerrados por esta condición. Por otro lado, una problemática adicional es la presencia irregular de agua en los pozos perforados, que hasta hoy continúa siendo un reto de gran envergadura para los especialistas que buscan mejorar la productividad de los pozos y continuar con la extracción de reservas; por lo que el desarrollo de las nuevas oportunidades tiene el enfoque de mitigar el riesgo de encontrar alta producción de agua

indeseada, ubicando zonas de permeabilidad moderada y detección de entrapamiento.

En 1995 **Chan** propuso una técnica para **identificar los mecanismos de producción de agua**, basado en estudios de simulación numérica en yacimientos que presentan conificaciones y canalizaciones, utilizando **gráficos (log-log)** que relacionan la relación agua-aceite (**WOR**) versus **tiempo**. Esta técnica fue aplicada a diferentes campos de Texas, California, la costa del Golfo y Alaska, una de las observaciones más relevantes de su trabajo es sobre el comportamiento de la **derivada de (WOR')** que asocia una pendiente positiva a una canalización, mientras que una pendiente negativa a una conificación, **Figura 2**; sin embargo, este último mecanismo de producción de agua en (**YNF**) es menos frecuente, debido a la heterogeneidad y anisotropía de los yacimientos.

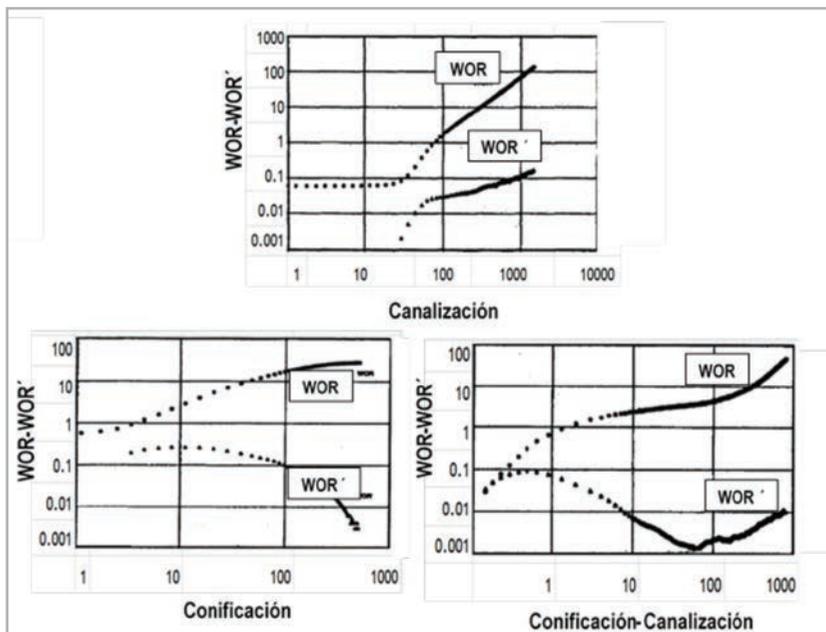


Figura 2. Mecanismos de producción de agua.

En este estudio se observaron **patrones de comportamiento diferentes** a los encontrados en arenas, los cuales se mostrarán en los ejemplos de aplicación.

Metodología

1. Ubicar los pozos en secciones sísmicas y atributos ant-tracking
2. Documentar antecedentes históricos
3. Determinar la relación agua-aceite **WOR**, ver la ecuación (1):

$$WOR = \left(\frac{fw}{1-fw} \right) \text{ ó } \left(\frac{q_w}{q_o} \right) \quad \dots (1)$$

5. Calcular la derivada de la relación agua-aceite (**WOR'**) ver la ecuación (2):

$$WOR = \frac{WOR_2 - WOR_1}{t_2 - t_1} \quad \dots (2)$$

3. Obtener gráficos propuestos por **Chan** y asociar **patrones de comportamiento** para un grupo determinado de pozos **analizando la información disponible**.
4. Identificación de oportunidades mediante el análisis de entrada de agua.

*Nota: Para las ecuaciones (1) y (2) se recomienda usar datos reportados de **corte de agua directamente de laboratorio** y aplicar los gráficos de diagnóstico a los pozos productores, cerrados y taponados del área en estudio.*

Base teórica

➤ Clasificación de mecanismos de producción de agua:

Conificación (Coning): Se define como la deformación localizada de los contactos agua-aceite o gas-aceite, debido a la extracción de hidrocarburos de un intervalo productor ubicado arriba o abajo de la interfaz horizontal inicial, respectivamente, ver la **Figura 3**, la deformación del contacto de los fluidos se produce frecuentemente por un gasto de extracción desbalanceado. Los efectos como la irrupción prematura de agua de formación pueden algunas veces evitarse regulando los gastos de producción, permitiendo que fenómenos como la gravedad y sudación, establezcan el movimiento de los contactos de fluidos. Este mecanismo **suele presentarse** en algunos pozos de **forma combinada (conificación-canalización)**, cuando se generan altas caídas de presión que propician la deformación del cono, ocasionando irrupción abrupta de agua provocando el abandono de intervalos altamente productivos, **dejando en el yacimiento volúmenes importantes de hidrocarburos**.

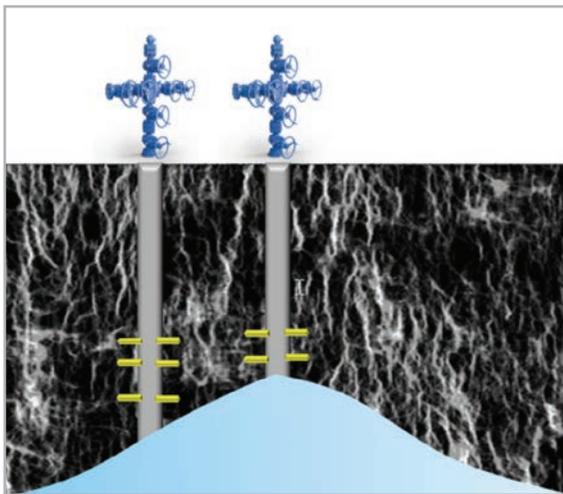


Figura 3. Conificación de agua.

Canalización, (Channeling): Irrupción abrupta de agua provocada por presencia de alto fracturamiento, la cercanía de fallas conductivas, roturas en la tubería de revestimiento, malas cementaciones, fugas de tapones mecánicos, mala cementación primaria, producir los pozos en agujero descubierto o producir los pozos con altos gastos de extracción, **esta problemática se presenta de forma recurrente en el área en estudio, Figura 4.**

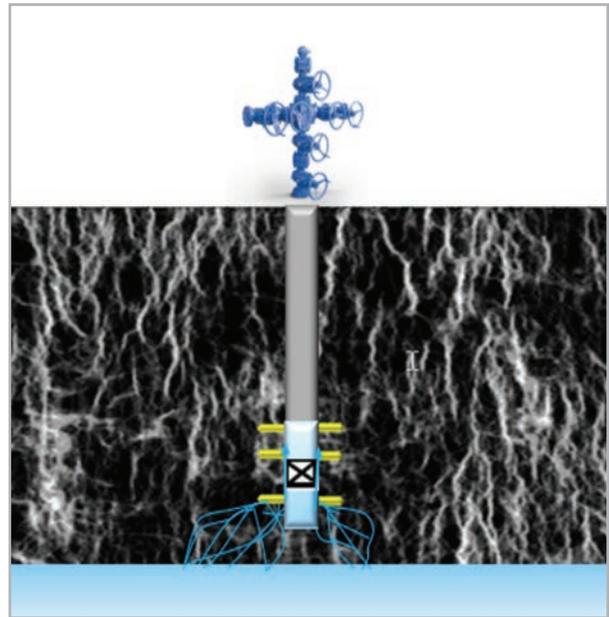


Figura 4. Canalización.

Aplicación

A continuación se muestran **tres ejemplos** esquemáticos de las relaciones observadas en este estudio, **Figura 5.**

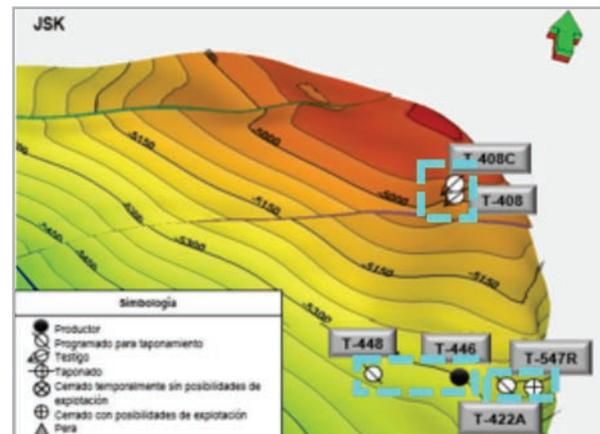


Figura 5. Casos de estudio.

Relación 1 (T-446 vs T-448)

1. Ubicación de los pozos

En la **Tabla I.1**; es posible apreciar la distancia de los intervalos probados en cada pozo a las fallas más cercanas, mostradas en la sección sísmica con dirección SW-NE para los pozos T-448 vs T-446, **Figura 6**.

T-448 (falla A)	T-446 (falla B)
1 → +/- 1,052 m	1 → +/- 1,281 m
2 → +/- 963 m	2 → +/- 707 m
3 → +/- 766 m	3 → +/- 103 m

Tabla I.1. Distancia de los intervalos a la falla más cercana.

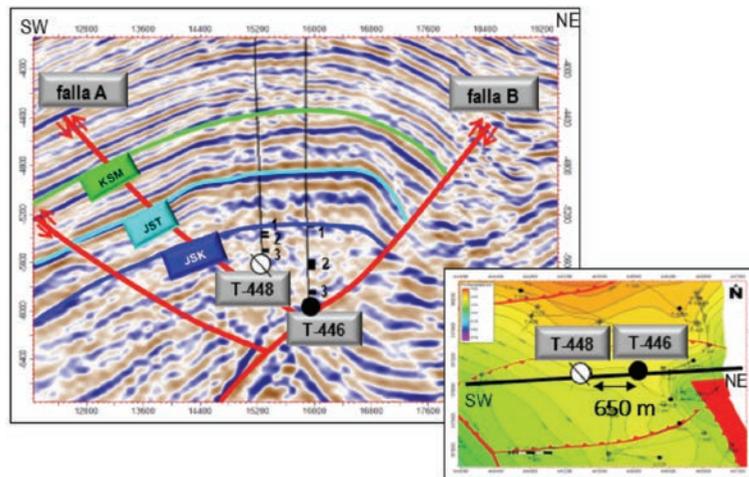


Figura 6. Sección en dirección SW-NE de los pozos T-448 vs T-446.

En la **Figura 7** es posible observar el atributo ant-tracking con los intervalos probados de los pozos T-446 y T-448, en el que se aprecia que hay mayor intensidad de fracturamiento en el intervalo más profundo del pozo T-446.

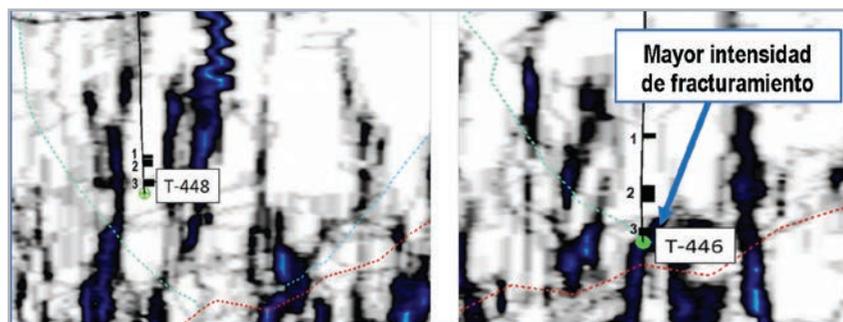


Figura 7. Atributo ant-tracking T-448 vs T-446.

2. Documentación de antecedentes

El pozo **T-446** es actualmente, productor en la formación (**JSK**) desde 1985; en 1989 anexó un segundo intervalo en esa formación, en **2011 presentó canalización de agua**,

por lo que se aislaron los intervalos abiertos a esa fecha, anexando en 2013 un intervalo en la cima de esta formación; actualmente **produce 904 B/d** con un **corte de agua del 60%** en promedio, **Figura 8**.

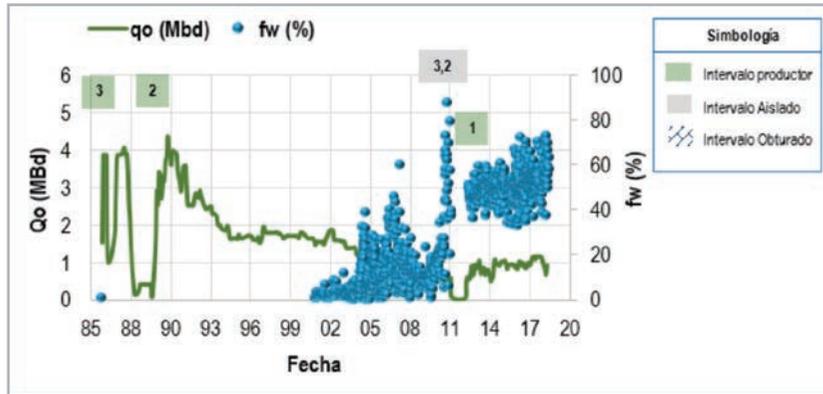


Figura 8. Historia de producción T-446.

El pozo **T-448** fue un pozo productor desde 1985 en la formación (**JSK**); en **1996 presentó canalización de agua**, por lo que se **obturó** el intervalo abierto a esa fecha y se anexó un intervalo superior en la misma formación, durante tres años no se observó presencia de agua, hasta que a finales de 1999 el corte de agua comenzó a incrementar de forma

gradual, en 2007 se **obturó el segundo intervalo probado** y se anexó un tercer intervalo en la cima de la formación; sin embargo, el avance en el corte de agua se mantuvo, en 2008 el pozo se cierra con 500 B/d y 30% de agua debido a una obstrucción del aparejo de producción, **Figura 9**.

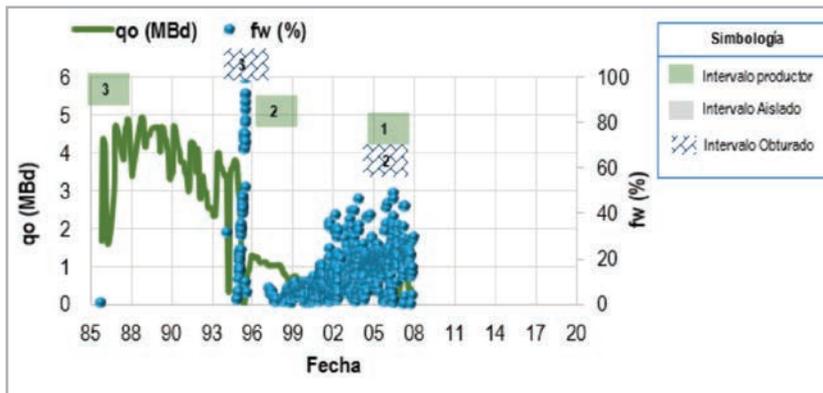


Figura 9. Historia de producción T-448.

3. Detección de patrones de comportamiento:

En la **Figura 10**; se observa un patrón similar de comportamiento entre los pozos T-446 y T-448 en cuanto a la relación WOR-WOR', el cual se definió como avance del acuífero por fracturas.

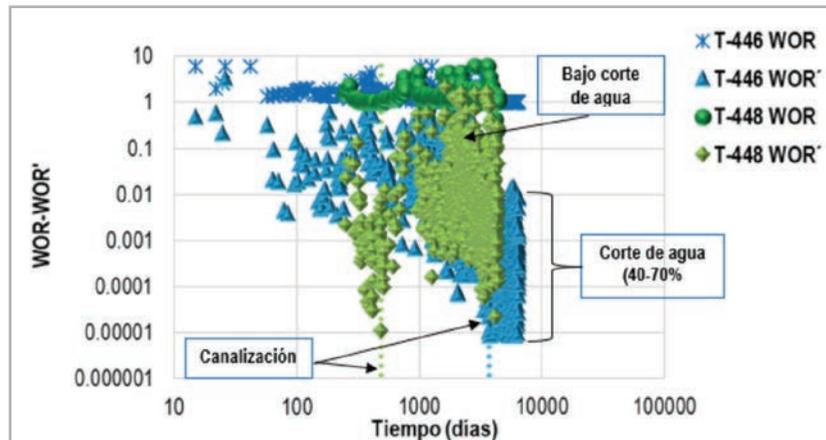


Figura 10. Relación WOR-WOR' T-448 vs T-446.

4. Observaciones

- De acuerdo al comportamiento de la relación **WOR-WOR'** es posible establecer que ambos pozos presentan un avance moderado de agua, así mismo, es posible identificar las canalizaciones históricas presentes al observar el comportamiento de la WOR'.
- La distancia del **intervalo (3)** del pozo T-446 a la **falla B** es de **103 m**, considerando el atributo ant-tracking, este intervalo está en una zona con mayor intensidad de fracturamiento, lo cual favoreció que se presentara la **canalización de agua observada en 2011**, aunque el pozo estaba explotándose en esa fecha con un gasto de extracción moderado de 500 Bd. Por otro lado; el **intervalo productor (1)** actualmente abierto se encuentra a **más de 1,281 m de la falla B** en una zona de menor intensidad de fracturamiento; desde entonces, aún con ampliaciones de estrangulador, el pozo mantiene un **corte de agua promedio de 60%**, con **904 B/d** a pesar de tener **más de 30 años de explotación**.
- En la **Figura 6** es posible observar que el **intervalo (3)** del pozo **T-448** con el que inició su producción,

es **más somero** respecto a los **intervalos (2) y (3)** del **pozo T-446** abiertos en ese periodo, considerando las historias de explotación de ambos pozos, es posible contemplar que se generó un **problema de conificación-canalización** en el pozo T-448, sin embargo; la **conificación no puede ser identificada con el comportamiento de WOR**, ya que **no se tenía manifestación de agua** hasta que se presentó la **canalización en 1996**, por ello es necesario analizar la información de forma integrada para complementar el análisis, con base en esto es posible establecer que el pozo **T-448** en **1995** operaba con un **gasto de extracción superior a los 4,000 B/d**, que propició que se presentara esta problemática.

- Del comportamiento de **WOR-WOR'** observado, se identificó que estos pozos comparten una estrecha relación en cuanto al comportamiento de la entrada de agua; considerando este análisis es posible establecer que la reparación del pozo **T-448**, que consiste en cambiar el aparejo de producción y la posibilidad de anexas un intervalo en la cima de (**JSK**), puede conducir a la **incorporación de aceite con un corte de agua moderado**.

Relación 2 (T-422A vs T547R)

1. Ubicación de los pozos

En la **Tabla I.2** es posible apreciar la distancia de los intervalos abiertos de cada pozo a la falla más cercana mostrada en la sección sísmica con dirección SW-NE de los pozos T-422A vs T-547R, **Figura 11**.

T-547R (falla C)	T-422A (falla C)
1 → +/- 311 m	1 → +/- 459 m
2 → +/- 293 m	2 → +/- 367 m
3 → +/- 206 m	3 → +/- 200 m
4 → +/- 180 m	4 → +/- 185 m
5 → +/- 176 m	
6 → +/- 182 m	
7 → +/- 196 m	

– Intervalos probados S/M

Tabla I.2 Distancias de los intervalos a la falla más cercana.

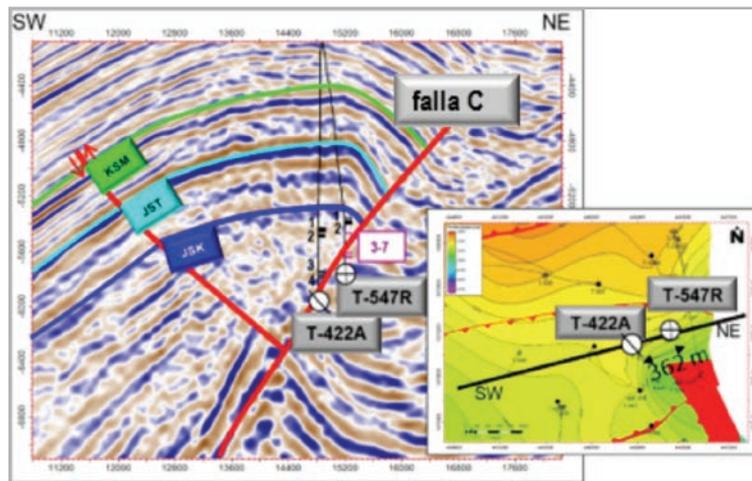


Figura 11. Sección sísmica dirección SW-NE de los pozos T-422A vs T-547R.

En la **Figura 12** es posible observar el atributo ant-tracking con los intervalos disparados en los pozos T-422A y T-547R, donde se aprecia que hay mayor intensidad de fracturamiento cercano a los intervalos de ambos pozos; sin embargo, la conductividad de las fracturas está relacionada

con la calidad de la roca; y algunos intervalos disparados en el pozo T-547R no manifestaron producción debido a que el pozo atravesó una falla inversa teniendo repetición de columna de la formación (**JST**), donde hay presencia de caliza parcialmente dolomitizada con baja permeabilidad.

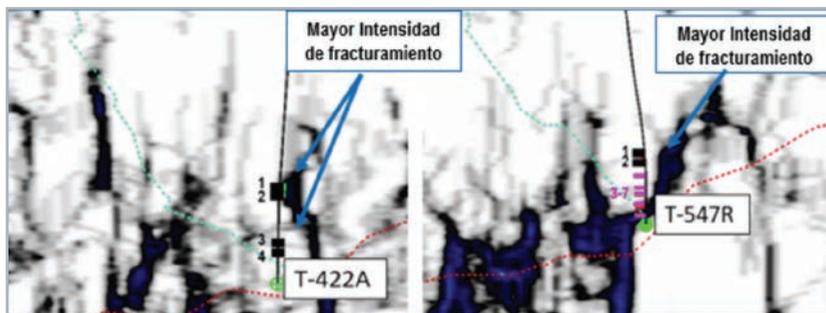


Figura 12. Atributo ant-tracking T-422A vs T-547R.

2. Documentación de antecedentes

El pozo **T-422A** fue productor en la formación (**JSK**) desde 1997 con dos intervalos disparados; en **2007** presentó canalización de agua, por lo que se reparó

en 2008, **obturando** los intervalos abiertos a esa fecha, adicionando dos intervalos superiores en la misma formación; sin embargo, tres años más tarde el problema de canalización de agua se volvió a presentar causando el cierre del pozo, **Figura 13**.

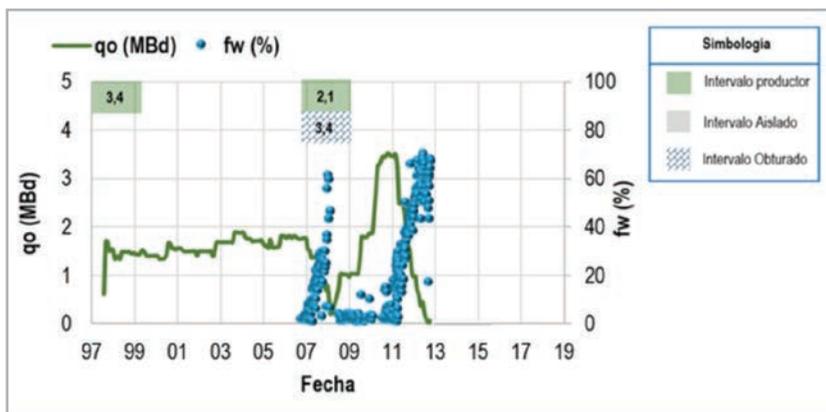


Figura 13. Historia de producción T-422A.

El pozo **T-547R** fue productor desde 2007, se probaron cinco intervalos en la formación (**JST**) **sin manifestar producción**, posteriormente se abrieron dos intervalos en la formación (**JSK**), resultando **productor de aceite y gas**;

a finales de 2013 comenzó a incrementarse el corte de agua, lo que ocasionó el cierre del pozo para septiembre de 2017, **Figura 14**.

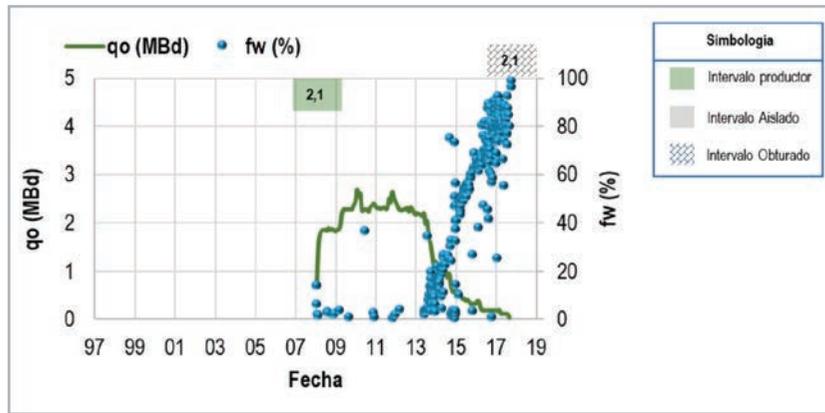


Figura 14. Historia de producción T-547R.

3. Detección de patrones de comportamiento

Se observa un patrón similar de comportamiento entre los pozos T-422A y T-547R en cuanto a la relación WOR-WOR', definido como canalización, Figura 15.

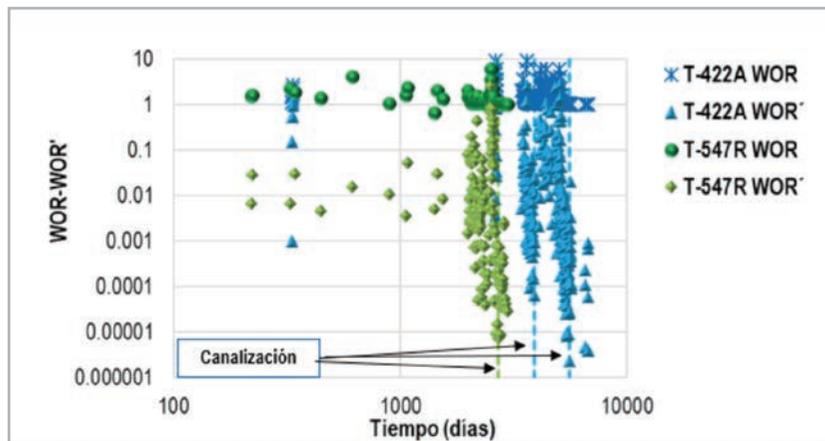


Figura 15. Relación WOR/WOR' T-422A vs T-547R.

4. Observaciones

- De acuerdo al comportamiento de la relación WOR/WOR' que se tiene en la cercanía de los pozos T-422A y T-547R, es posible establecer que existen condiciones de **alta conductividad** en **ambos pozos**, las cuales determinan el comportamiento de entrada de agua (**canalización**), es posible establecer que la **conductividad de las fracturas** es **mayor** en esta zona **comparada** con la zona productora de los pozos T-446 y T-448.

- Los **intervalos (1) y (2)** probados en el pozo T-547R están más **cercanos a la falla C**, sin embargo; no fue el primer pozo en manifestar entrada de agua, debido a que la zona estaba siendo drenada inicialmente con el pozo T-422A, ver las Figuras 13 y 14, por lo que en **2007** los **intervalos (3) y (4)** del pozo T-422A presentaron **canalización de agua**, considerando la **Tabla I.2** estos intervalos estaban a una **distancia menor a los 200 m de la falla C**, en 2012 se volvió a presentar **canalización** de agua en los intervalos **(1),(2)**, favorecida por una ampliación del estrangulador, causando el cierre de este

pozo, posteriormente al cierre del pozo T-422A a inicios de 2013 se presentó canalización de agua en el pozo T-547R; esto quiere decir que los fluidos siguen canales preferenciales de flujo en los que se ejercen caídas de presión dentro del yacimiento y que los esfuerzos a los que estuvo sometida esta zona del yacimiento generó una condición de mayor conductividad, para el caso de estos pozos que intersectan la falla C.

- El pozo T-422A cuenta con intervalos prospectivos en la cima de JSK; no obstante, el pozo T-547R disparó los intervalos (1) y (2) a ese nivel, manifestando canalización de agua; para recuperar la reserva remanente, en estos casos no se recomienda anexar intervalos, sino estudiar con mayor detalle las condiciones del fracturamiento en esa zona, así como considerar la factibilidad de reubicar estos pozos por medio de reentradas hacia zonas de permeabilidad moderada.

Relación 3 (T-408 vs T-408C)

1. Ubicación de los pozos

En la Tabla I.3 es posible apreciar la distancia de los intervalos abiertos de cada pozo a la falla más cercana, mostradas en la sección sísmica con dirección NW-SE de los pozos T-408 vs T-408C, Figura 16.

T-408 (falla D)	T-408C (falla D)
1 → +/- 270 m	1 → +/- 308 m
2 → +/- 250 m	2 → +/- 284 m
3 → +/- 350 m	3 → +/- 0 m

- Intervalos probados S/M

Tabla I.3. Distancias intervalos a la falla más cercana.

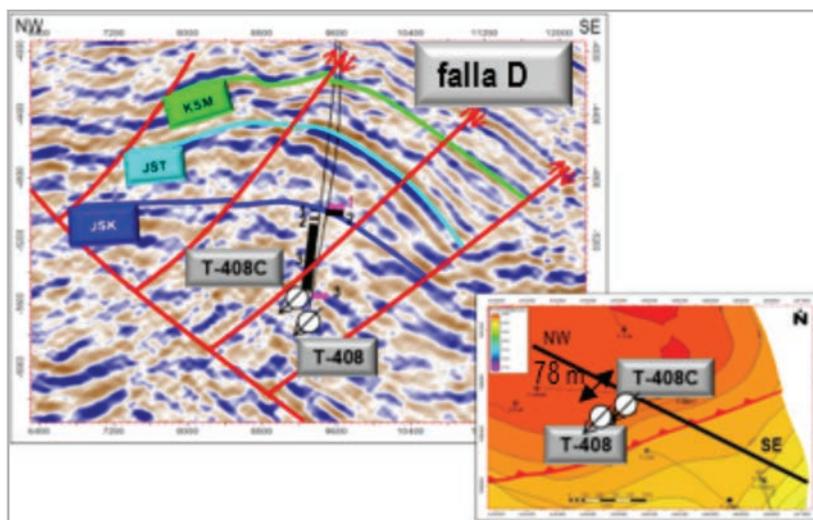


Figura 16. Sección sísmica dirección NW-SE de los pozos T-408 vs T-408C.

En la **Figura 17** es posible observar el atributo ant-tracking con los intervalos probados en los pozos T-408 y T-408C, donde se aprecia que hay mayor intensidad de fracturamiento en los intervalos probados en ambos pozos, cabe mencionar que la conductividad de las fracturas está

relacionada con la calidad de la roca; en este caso el pozo T-408 probó dos intervalos que no manifestaron producción, debido a presencia de caliza parcialmente dolomitizada con baja permeabilidad.

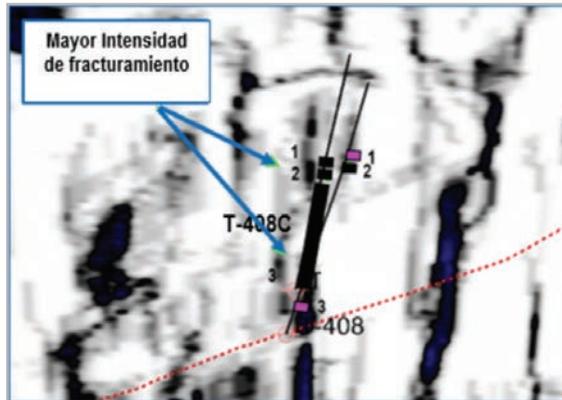


Figura 17. Atributo ant-tracking T-408 vs T-408C.

2. Documentación de antecedentes

El pozo T-408 está ubicado en la **zona estructuralmente más alta del campo**, fue productor en la formación (JSK) con dos intervalos probados en esa formación; sin embargo, solo el intervalo (2) probado en la cima de (JSK) resultó productor de aceite y gas. A inicios de 2008 comenzó a incrementar

el corte de agua, por lo que en **junio de 2010 se anexó un intervalo** en la formación (JST) **sin manifestar producción**, el pozo se cerró en 2011 debido al gas nitrógeno que se almacenó en esta parte del yacimiento, debido a la inyección de este gas utilizado como método de recuperación secundaria, **Figura 18.**

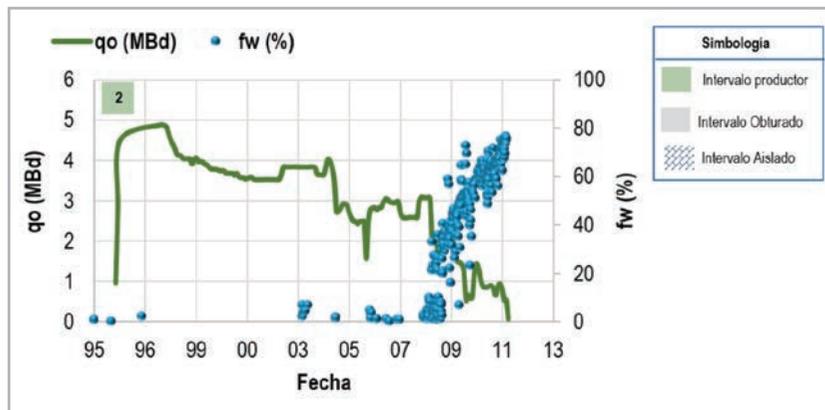


Figura 18. Historia de producción T-408.

El pozo **T-408C** fue productor en la formación (**JSK**) en **agujero descubierto (AD)**; desde su apertura en 2005 se observó el incremento en el corte de agua, alcanzando en 2007, valores cercanos al 90%, por lo que en marzo de 2007 se **obturó el agujero descubierto** y se anexaron dos

intervalos superiores en la misma formación; sin embargo, a inicios de 2008 el corte de agua comenzó a incrementar, en 2011; el pozo se cerró debido al gas nitrógeno que se almacenó en esta zona del yacimiento, **Figura 19**.

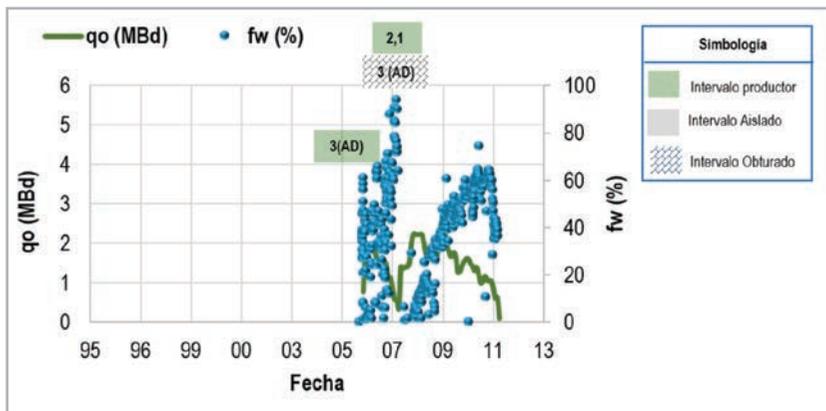


Figura 19. Historia de producción T-408C.

3. Detección de patrones de comportamiento

Se observa un patrón similar de comportamiento entre los pozos T-408 y T-408C en cuanto a la relación WOR-WOR', definido como canalización, **Figura 20**.

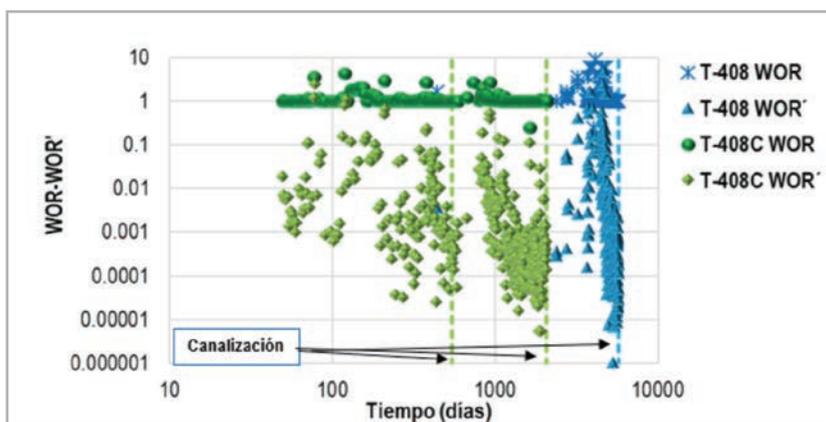


Figura 20. Relación WOR-WOR' T-408 vs T-408C.

4. Observaciones

- De acuerdo al comportamiento de la relación **WOR-WOR'** es posible establecer que existen condiciones de alta conductividad en ambos pozos, las cuales determinan el comportamiento de entrada de agua, (**canalización**).
- El pozo T-408C manifestó irrupción de agua temprana, favorecida por su terminación del pozo en agujero descubierto.
- Los intervalos superiores de los pozos T-408 y T-408C se encuentran posicionados en la cima de la formación (**JSK**) y **ambos** presentaron en **2008 irrupción de agua**, por tanto, en esa zona el grado de fracturamiento y la entrada de agua están estrechamente relacionados.
- Debido a que los pozos tienen más de ocho años cerrados y que esa zona no se ha drenado por la acumulación de nitrógeno presente, se recomienda que una vez que la explotación de esa acumulación de gas se haya realizado, existen condiciones de aporte de aceite al abrirlos a producción, una vez que los problemas de canalización de agua se presenten nuevamente lo recomendable es considerar la factibilidad de analizar la **reubicación** de estos pozos por medio de **reentradas hacia zonas menos conductivas**.

Conclusiones

Al incorporar la **nueva metodología de estudio** es posible:

Determinar el origen de los problemas de invasión de agua cuando están relacionados con la conductividad de las fracturas en determinadas zonas del yacimiento.

Permite analizar en qué casos es conveniente efectuar tratamientos de remediación de agua en los pozos, o estrategias de reubicación, (reentradas).

En los casos presentados se encontró que los pozos disparados cerca de fallas presentan mayores problemas de **canalización**.

Los pozos con **distancias superiores a los 700 (m) de las fallas más cercanas a los intervalos disparados en los casos de estudio**, presentan mejor comportamiento de producción, ya que **manejan un corte de agua estable en el tiempo**.

La **identificación de patrones de agua** ha permitido **caracterizar** en el área de estudio **avances de agua que son distintos de una zona a otra**; el conocer que pozos se pueden correlacionar permite establecer intervalos prospectivos de ventanas de aceite con sustento técnico.

Se aplicó la **metodología descrita por Chan para detectar patrones zonificados de entrada de agua**; se utilizaron datos de corte de agua demostrando la aplicabilidad de la metodología en (**YNF**); no obstante, de los **resultados observados**, se **corroboró** que es necesario un **análisis multidisciplinario detallado** para cada zona. Así mismo, es **imprescindible definir las características del fracturamiento presente en cada zona**, con base a esto será posible diseñar mejores estrategias de explotación.

Una de las **limitaciones** observadas al aplicar estos gráficos en (**YNF**), es que **no es posible de forma visual identificar problemas de conificación**; esta problemática se identifica con el **análisis integral de la información disponible**. Por otro lado, en este trabajo no se incluyeron registros de producción con los que cuentan algunos pozos, así como análisis de facies; no obstante, esta información se consideró para sustentar las observaciones principales de este estudio.

Para poder conocer las características del fracturamiento presente en los pozos se recomienda contar con **registros de imágenes microresistivas**; en los casos mostrados no se cuenta con esta información.

Siguientes pasos

Correlacionar los resultados de este estudio con la interpretación de pruebas de presión que permitan robustecer las observaciones realizadas y extenderlo a otros campos.

Nomenclatura

NFR: Naturally fractured reservoir

YNF: Yacimientos naturalmente fracturados

WOR: Relación agua-aceite

WOR': Derivada de la relación agua-aceite

S/M: Sin manifestar

AD: Agujero descubierto

JSK: Jurásico Superior Kimmeridgiano
 JST: Jurásico Superior Thitoniano
 qo: Gasto de aceite
 fw: Flujo fraccional de agua
 Mbd: Miles de barriles por día

Agradecimientos

Al equipo de especialistas que conforman el Activo de Producción Bloque Sur 03, en especial al Dr. Fernando Samaniego Verduzco y a los Ingenieros Víctor Beltrán Jiménez, Liliana Pérez García, Noé Martínez Bravo, María Dolores Jerónimo Bayona y Angel Carbajal Loreda, por su valiosa colaboración en este estudio, así mismo se agradece la retroalimentación y apoyo del M.I Constancio Cruz Villanueva, Francisco Mosqueda Pérez, Alicia Isabel Vilchis González, Jonathan Leal Saucedo, Gerardo Echávez Ross, Jorge Ricárdez González, Edgar Alonso Nava Cu, Enrique Morán Montiel, Omar Pérez Asencio, Antonio Velásquez Osorno, Marco Antonio Pérez Sánchez, Olga Mar Mondragón López, Marisol Torres Gutiérrez, Jaime

Castañeda Andrade, María Elena Cuautli, Lucía Sánchez Ramírez y Elizama Requena López.

Referencias

Ahmed, T. H. y McKinney, P. D. 2005. *Advanced Reservoir Engineering*. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.

Chan, K. S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 22-25. SPE-30775-MS. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>.

Cosentino, L. 2001. *Integrated Reservoir Studies*. Paris: Editions Technip.

Pemex. 2017. Estudio Integral Jujo-Tecominoacán, Activo de Producción Bloque Sur S03.

Yortsos, Y. C., Choi, Y. y Yang, Z. 1999. *Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Waterfloods*. SPEJ. 4 (04): 413-424. SPE-59477-PA. <https://doi.org/10.2118/59477-PA>.

Semblanza de los autores

Anel Margarita Olmos Montoya

Ingeniera Petrolera egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. En 2011 participó en el desarrollo de modelos físicos experimentales para el desplazamiento de aceite remanente mediante la inyección de surfactantes en el Instituto Mexicano del Petróleo.

En 2012 ingresó a Petróleos Mexicanos, como Ingeniera de Yacimientos en el Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro. De 2013 a la actualidad labora en la especialidad de Yacimientos del Bloque Sur en el AIPBS03.

Autora y coautora de múltiples trabajos técnicos relacionados al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en distintos foros. Miembro activo del CIPM y SPE.

Fernando Samaniego Verduzco

Realizó sus estudios en la Especialidad de Ingeniería Petrolera, Licenciatura y Maestría en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y Doctorado en la Universidad de Stanford, EUA.

Fue Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo; Instituto de Investigaciones Eléctricas, y en Petróleos Mexicanos. Actualmente es profesor Titular "C" en la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Entre las distinciones más importantes que ha obtenido a lo largo de su trayectoria profesional y académica, se destacan las siguientes: Sistema Nacional de Investigadores, Investigador Nacional, Nivel III, julio 1993 a la fecha, Premio Universidad Nacional 1999, en el Área de Investigación en Ciencias Exactas; Distinción “Lester C. Uren”, otorgada por la SPE, “Distinguished Achievement in Petroleum Engineering Technology by a Member Who Made the Contribution Before Age 45”, 2004; Miembro Extranjero de la “National Academy of Engineering, (NAE)”, de EUA, 2005; Distinción “Honorary Member”, otorgada por la Society of Petroleum Engineers (SPE), de EUA, 2005; Premio Nacional de Ciencias y Artes 2006, Área de Tecnología y Diseño; Reconocimiento a su Trayectoria Profesional y Académica, otorgada por la SPE Sección México, 2014; Premio Nacional de Ingeniería Petrolera 2015, otorgado por el Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIMP); Medalla al Mérito Académico, otorgada por la Asociación Autónoma del Personal Académico de la UNAM, por su Trayectoria en la Docencia, 2016.

Sociedades a las que pertenece son las siguientes: Society of Petroleum Engineers (SPE), Academia de Ingeniería, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A. C, Academia Mexicana de Ciencias, A. C. y Miembro Extranjero “Russian Academy of Natural Sciences”, Rusia.

Víctor Fernando Beltrán Jiménez

Ingeniero Geofísico por el Instituto Politécnico Nacional. De 2013 a 2018 colaboró en los Equipos multidisciplinarios del AIPBS03. En 2018 se integra a la Compañía Petroleum Manpower Services como intérprete sísmico.

Noé Martínez Bravo

Ingeniero Geofísico por el Instituto Politécnico Nacional, en 2010 desarrolló un Inventario Nacional sobre deslizamientos, hundimientos y agrietamientos del terreno, realizando trabajo de campo e investigaciones de gabinete para la Secretaría de Gobernación. En el 2012 ingresa a Petróleos Mexicanos como analista de especialidad en interpretación sísmica, en el cual realiza actividades de mapeo de horizontes sísmicos, modelado estructural, generación de sismogramas sintéticos y correlaciones estratigráficas en el AIPBS03. Miembro activo de la SEG.

Liliana Pérez García

Ingeniero Geofísico por el Instituto Politécnico Nacional. Del 2010-2011 trabajó en grupo Núñez y Asociados como analista de control de calidad de los datos gravimétricos aéreos del área “Sal Somera”. De 2011-2012 trabajó en el Proyecto “Aerogeofísica de alta resolución para Uranio” en el Servicio Geológico Mexicano. En 2012 ingresó a Petróleos Mexicanos colaborando en la interpretación sísmica y actualización de modelos estáticos.