

## Estrategias de solución para la problemática de incrustación de sal en un yacimiento altamente fracturado: campo Teotleco

*Eduardo Pérez Tosca*  
[eduardo.perez@pemex.com](mailto:eduardo.perez@pemex.com)  
*José Pedro López Pacheco*  
[jose.pedro.lopez@pemex.com](mailto:jose.pedro.lopez@pemex.com)  
*Bernardo Martínez García*  
[bernardo.martinez@pemex.com](mailto:bernardo.martinez@pemex.com)  
**Pemex**

Información del artículo: recibido: febrero de 2016-aceptado: marzo de 2016

### Resumen

Existen varios factores que reducen la productividad de los pozos de aceite y gas durante la etapa de explotación de los yacimientos, dos de los más comunes y con mayor impacto en la productividad son la producción de agua y la formación de incrustaciones minerales, asociadas a aguas de naturaleza incrustante o de ultra - alta salinidad.

La generación de incrustaciones minerales es un fenómeno común en los yacimientos con aguas congénitas de alta salinidad, las cuales están conformadas por una variedad de sales inorgánicas (sulfatos, carbonatos, cloruros), que impactan negativamente en la producción de aceite e incrementan los costos de operación.

**Palabras clave:** Incrustación de sal, yacimiento, altamente fracturado, campo Teotleco.

### Strategies solution to the problem of salt encrustation in a highly fractured reservoir: Teotleco field

### Abstract

There are several factors that reduce the productivity of oil and gas wells during the exploitation phase of the reservoirs; two of the most common and most impact on productivity are water production and the formation of mineral scales, associated with water fouling nature or ultra - high salinity.

The generation of mineral scale is a common phenomenon in reservoirs with high salinity water. These mineral scale are shaped by a variety of inorganic salts (sulfates, carbonates, chlorides), that negatively impact on oil production and increase operating costs.

**Keywords:** Salt encrustation, reservoir, highly fractured, Teotleco field.

## Desarrollo

El campo Teotleco se ubica a 35 km al suroeste de Villahermosa, Tabasco. Es un yacimiento naturalmente fracturado asociado a domos salinos; estructurado por cuatro bloques, productores de aceite volátil, y gas y condensado, en las formaciones del Cretácico Superior y

Medio, **Figura 1**. El bloque I, conocido como el bloque Sur del campo, es productor de un fluido de aceite volátil de 40° API y es el bloque característico por la formación de incrustaciones minerales asociadas a aguas de naturaleza incrustante o de ultra-alta salinidad, lo que ha modificado significativamente la declinación de producción de aceite y gas en los pozos.

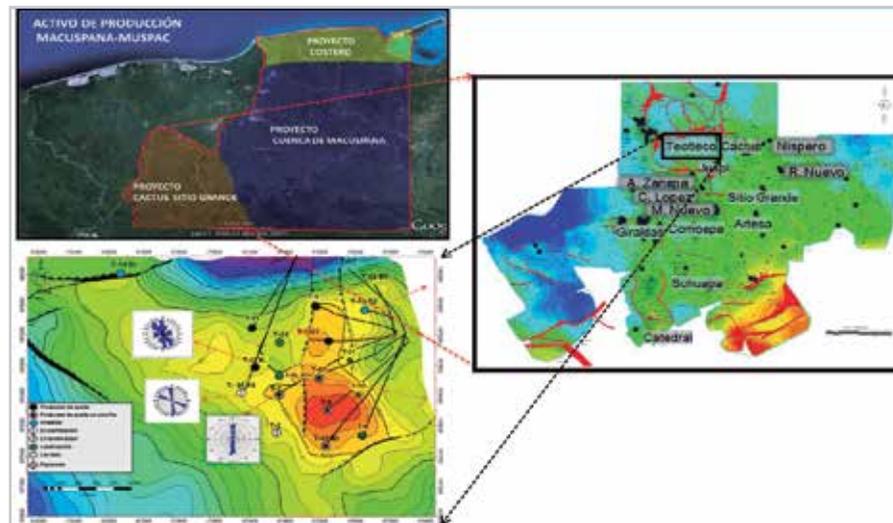


Figura 1. Ubicación del campo Teotleco.

En mayo de 2008 fue descubierto el campo Teotleco con la perforación del pozo exploratorio Teotleco 1, en la formación del Cretácico Medio, con una producción inicial de 2 Mbpd de aceite y 5 MMpcd de gas, lo que dio inicio a partir del 2009, al desarrollo del campo con la perforación de los pozos Teotleco 1001, 9, 42 y 7; alcanzando una producción de 12 Mbpd de aceite y 35 MMpcd de gas, manteniendo esta plataforma de producción hasta finales del 2010. A partir de 2011 con la terminación del pozo Teotleco 11 permitió incrementar la producción en la formación del Cretácico Medio hasta valores de 16 Mbpd de aceite y 45 MMpcd de gas; es en este periodo donde se intensifican los problemas de productividad por obstrucción salina en los pozos Teotleco 1 y 1001, lo que motivó sus reparaciones en la formación del Cretácico Superior Agua Nueva, (confirmando el potencial de esta edad).

Para 2012 se continuó con el desarrollo del campo en las formaciones del Cretácico Medio y Superior al perforar los pozos Teotleco 15 y 12, respectivamente, alcanzando su

producción máxima de 18.7 Mbpd de aceite y 61 MMpcd de gas.

En 2013 se intensifica a nivel campo el problema de incrustaciones salinas a bajos flujos fraccionales de agua, observando una salinidad mayor a 350 Kppm, principalmente en los pozos Teotleco 1, 7, 15 y 1001, lo que impacta en la productividad del campo con una diferencial de producción de -5 Mbpd de aceite y -20 MMpcd de gas. El sostenimiento de una plataforma de producción de 14 Mbpd y 41 MMpcd de gas se derivó por la incorporación a producción de los pozos Teotleco 2, 4 y 16.

Para 2014, de los 11 pozos que se incorporaron por el desarrollo del campo, solamente operaban seis pozos de los cuales tres tienen inyección de agua dulce para limpieza de línea de descarga y/o aparejo de producción, con ritmos de bombeo de en promedio de 5 hrs a gastos de 10 a 15 bpm, reportando una producción actual de 5.5 Mbpd de aceite y 20.18 MMpcd de gas, **Figura 2**.

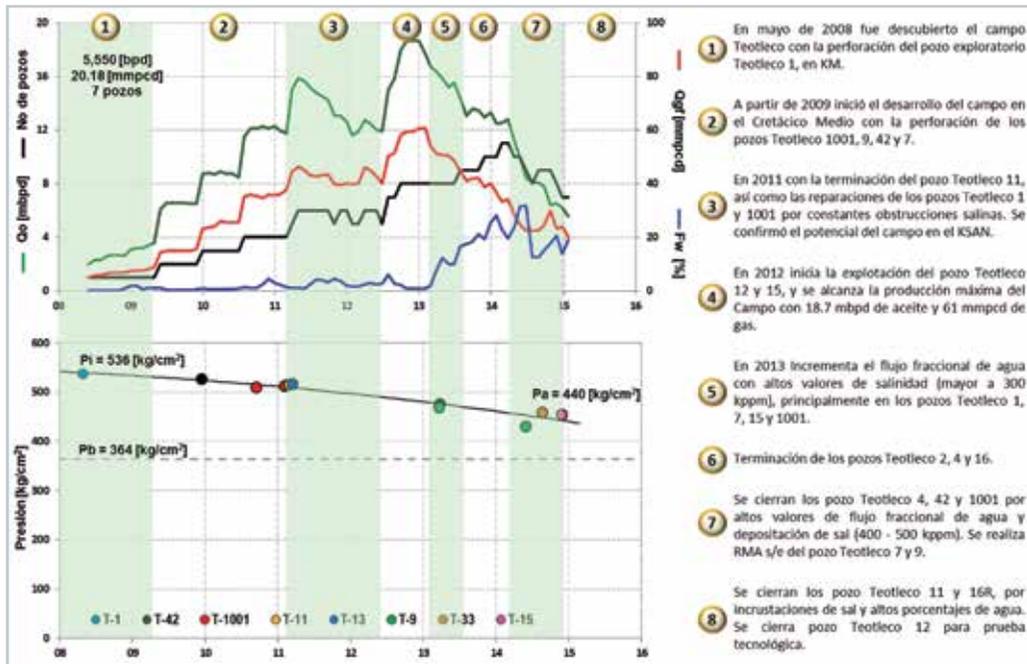


Figura 2. Cronología de explotación del bloque I de Teotileco.

El alto factor de declinación de la producción, el cual no es atribuible a una caída de presión y/o alto flujo fraccional de agua, tomando en cuenta que el yacimiento se encuentra en condiciones de bajosaturación, se debe principalmente a la generación de tapones de sal a nivel del aparejo y líneas de descarga en los pozos de alta productividad del bloque I, causando un gran impacto en la producción, incrementando el factor de declinación de un 2.5% mensual a 4.0% mensual, **Figura 3**.

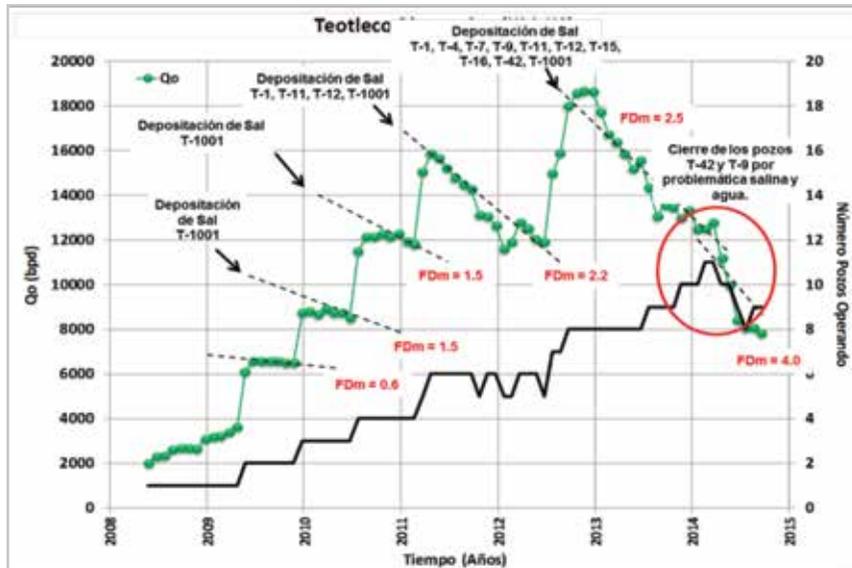
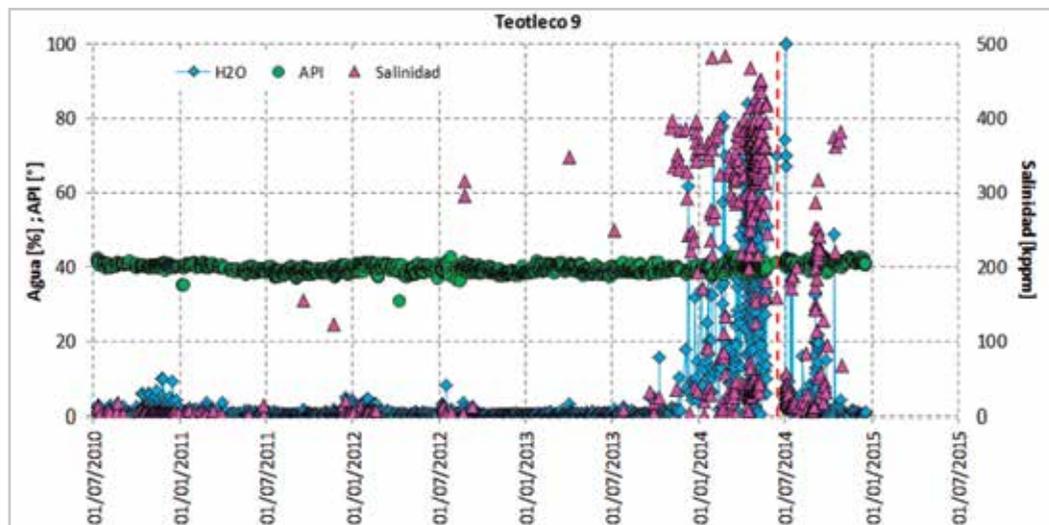


Figura 3. Factores de declinación de la producción de aceite en el tiempo, campo Teotileco.

De la experiencia de la explotación y comportamiento de los pozos del bloque I del campo Teotleco, se ha identificado que a partir de bajos valores de corte de agua (15-20%) con salinidades mayores a las 200 Kppm, **Figura 4**, se tiene la presencia de formación de incrustaciones en el aparejo de producción, en el estrangulador o la bajante, compuestas principalmente por halita (depósito de cristales de cloruro de sodio,

NaCl), y en algunos casos con presencia de carbonato de calcio, y en menor proporción sulfato de calcio y bario, que han obligado, a realizar de manera cotidiana ciclos de inyección de agua dulce nitrogenada a través del espacio anular TP-TR, como método para controlar las incrustaciones en la tubería de producción, además de limpiezas frecuentes del aparejo para remover las obstrucciones formadas, **Figura 5**.



**Figura 4.** Comportamiento del tipo de agua y salinidad de los pozos del bloque I de Teotleco.



**Figura 5.** Evidencia de incrustaciones de sal en pozos del bloque I de Teotleco.

## Alternativas a corto plazo

El incremento rápido del corte de agua ha hecho poco rentable o impráctica la producción de aceite obligando al cierre y reparación de pozos, abandonando intervalos donde se estima podrían existir importantes volúmenes de

aceite remanente atrapado. Se estima incluso, pérdidas de volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables de hasta 68%, **Figura 6**, por causa de la problemática salina en el campo, lo que obliga a reconsiderar su estrategia de explotación y la incorporación de soluciones que mitiguen este fenómeno.

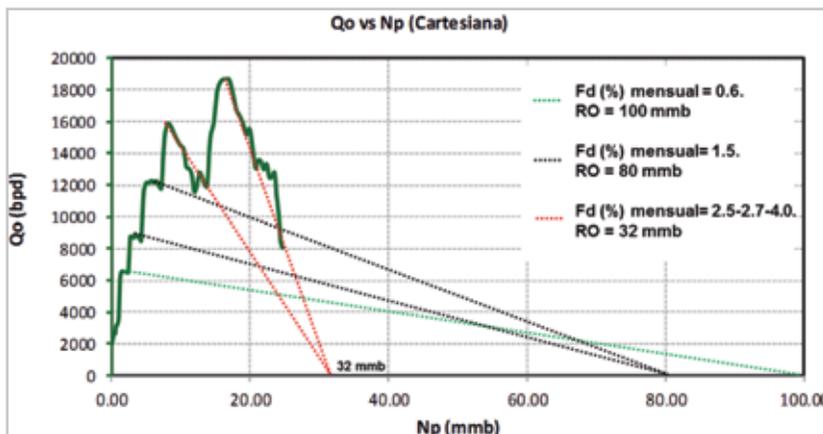
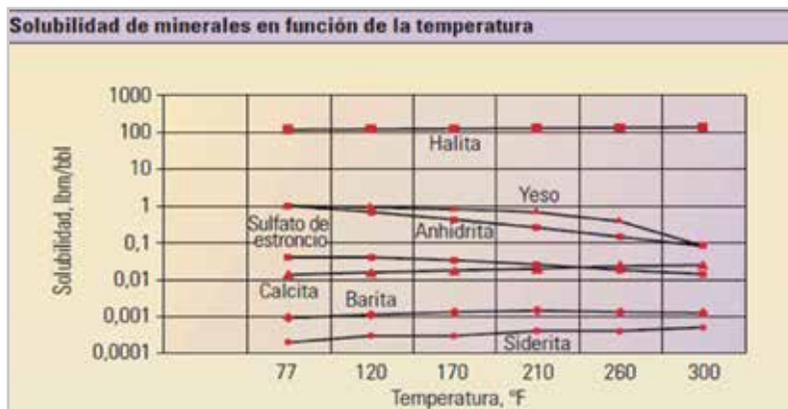


Figura 6. Evaluación de pérdida de volúmenes comercialmente explotable.

## Propuestas de solución a la problemática salina

La criticidad que implica explotar el bloque I del campo Teotleco obliga a buscar alternativas tecnológicas para inhibir la depositación de sal, que **remedien a nivel yacimiento, pozo y superficie la problemática presente**.



De las alternativas consideradas a nivel yacimiento, se realizó la incorporación del producto AMESUS 3100 (IMP), un agente espumante viscosificante con propiedades anti-incrustantes, cuya función se basa en aplicar en forma líquida mediante inyección forzada contraformación, como una opción tecnológica para bloquear y disminuir la movilidad del agua y facilitar la dispersión de las

incrustaciones minerales y depósitos de sal, que se forman en la TP, árbol y bajante. Parte de las ventajas del producto son reducir costos operativos y logísticos derivados de la precipitación y depositación de sales, así como disminuir el factor de declinación de la producción de aceite relacionada con el incremento del corte de agua, **Figura 7**.

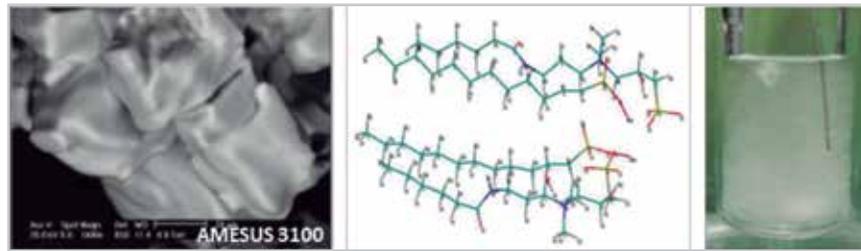


Figura 7. AMESUS 3100, IMP.

Otra de las opciones contempladas como solución es la aplicación de un tratamiento *squeeze*, a fin de funcionar como un desplazamiento de inhibidor de incrustaciones a través de los intersticios de la roca en la cara de la formación, **Figura 8**.

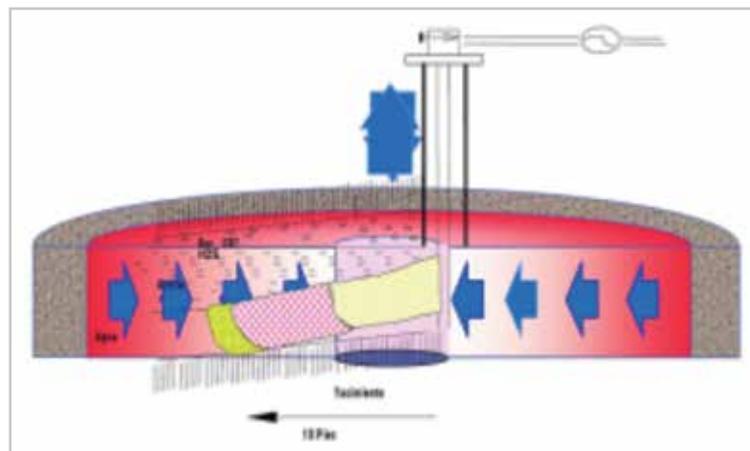
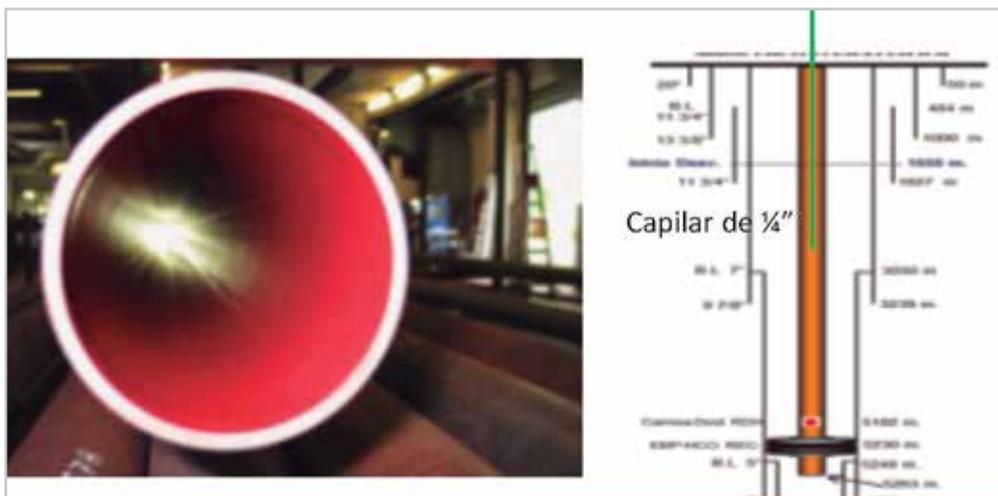


Figura 8. Tratamiento squeeze.

No sólo considerar una solución a nivel yacimiento ha sido el reto principal; se cuenta con alternativas a nivel pozo y dos de las más completas son las siguientes: la utilización de recubrimiento plástico en el sistema pozo - superficie, y la aplicación de un empacante térmico, más inhibidor de halita. El primero tiene una función de anti-adherencia (universal), para cualquier tipo de material inorgánico y su aplicación va desde aparejos de producción, bajantes, líneas de descarga y estranguladores, **Figura 9**. El segundo,

se basa en la colocación de un empacante térmico en el espacio anular de los pozos, que a su vez inyecta un inhibidor de halita con una tubería capilar, para reducir la incidencia de la formación de sal en el aparejo de producción a través de la generación de alta temperatura a profundidades someras, puesto que el agua de formación pierde su solubilidad a esta profundidades por el mismo efecto de la temperatura, **Figura 10**.



Figuras 9 y 10. Recubrimiento plástico y empacante térmico.

Estas propuestas de solución son hasta ahora las más avanzadas para aplicar en el bloque I del campo Teotleco. De los resultados que se obtengan permitirán la masificación de estas tecnologías, o en caso contrario, continuar con la reparación de los pozos, siendo la alternativa que a corto plazo garantiza la operación rentable de los mismos.

## Conclusiones

- ✓ Teotleco es un yacimiento naturalmente fracturado que hoy en día presenta un gran reto técnico para determinar su mejor estrategia de explotación.
- ✓ El bloque I del campo Teotleco, productor de aceite volátil, es característico por presentar problemas de incrustaciones de sal (halita) en los pozos en el aparejo de producción e instalaciones superficiales, debido a su asociación con domos salinos, las cuales se presentan a bajos valores de flujo fraccional de agua.
- ✓ Altos cortes de agua de naturaleza incrustante y ultra-alta salinidad aceleran la formación de incrustaciones minerales, principalmente a profundidades donde el agua disminuye su temperatura y existe el riesgo de que se presenten incrustaciones de este mineral, al disminuirse su capacidad de solución.
- ✓ Dificultad en la toma de información por riesgo de atrapamiento de las herramientas convencionales.
- ✓ Realizar reparaciones mayores y controles de agua a los pozos en yacimientos como el campo Teotleco, no es siempre la solución adecuada para enfrentar problemáticas de este tipo, puesto que su etapa productiva es de corto a mediano plazo.
- ✓ La pérdida de pozos en Cretácico Medio por incrustación de inorgánicos se debe a la canalización de agua por fracturas cercanas a fallas.
- ✓ Se ha presentado una propuesta que incluye varias soluciones a nivel yacimiento, pozo y superficie para mitigar la presencia de este material inorgánico, a fin de drenar la mayor cantidad de reservas, e incluso recuperar volúmenes de reservas abandonados en otras formaciones, debido a esta problemática (molienda de tapones mecánicos para aplicación de pruebas tecnológicas efectivas).
- ✓ Realizar reentradas en pozos en los que se abandonaron intervalos en formaciones inferiores, que no se drenaron adecuadamente para la recuperación del volumen remanente de aceite.
- ✓ Optimizar la explotación de los pozos para evitar la presencia temprana de agua y los problemas de incrustación de sal.

## Semblanza de los autores

### **Eduardo Pérez Tosca**

Ingeniero en Petróleo y Gas Natural egresado de la División de Ciencias de la Tierra de la Universidad Olmeca en el año 2011. De 2012-2013 desempeñó actividades como Ingeniero de yacimientos y productividad de pozos en el segmento Petrotechnical Services de la Cía. Schlumberger para la identificación de pozos candidatos a tratamientos de estimulación en campos de la Región Sur de México. En enero 2014 ingresa a Petróleos Mexicanos donde se ha desempeñado en el desarrollo de actividades en el área de ingeniería de yacimientos en el proyecto de explotación Cactus - Sitio Grande del Activo de Producción Macuspana Muspac, principalmente en la caracterización dinámica de los campos Teotleco y Artesa Terciario. Ha presentado trabajos en el Congreso Mexicano del Petróleo y Jornadas técnicas de la AIPM.

### **José Pedro López Pacheco**

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM en 1990. En ese mismo año ingresó al IMP en el área de Evaluación de formaciones y en el año de 1994 fue transferido a la Gerencia de Perforación del mismo Instituto. En noviembre de 1999 ingresó a Petróleos Mexicanos al área de Ingeniería de Yacimientos, donde labora actualmente. En el periodo de 2004-2006 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en el Área de yacimientos en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.