

Nuevas alternativas tecnológicas en control de arena

Javier Ballinas Navarro

javierbn10@hotmail.com

José Celestino Martínez Bautista

Weatherford de México, Base Poza Rica Veracruz

Línea Operativa de Tecnologías de Fracturamiento

Información del artículo: recibido: abril de 2016-aceptado: mayo de 2016

Resumen

El problema de regresión de arena usada en un fracturamiento apuntalado en la etapa productiva de un yacimiento tratado es persistente y puede inclusive provocar el cierre de la fractura en las vecindades de formación o afectar a los regímenes de producción de hidrocarburos.

Este trabajo presenta la descripción, funcionamiento y aplicaciones prácticas de tecnologías de última generación para control de arena proveniente de la fractura y la estabilidad de la misma conductividad de fractura, aplicables después de un estudio minucioso del problema.

Se describen brevemente las tecnologías de control de arena usadas en las últimas décadas y se detallan las tecnologías vanguardistas en el mismo tema, fundamentadas esencialmente en soluciones químicas.

Palabras clave: Regresión de arena, cierre de fractura, tecnologías para control de arena, estabilidad de conductividad de fractura, soluciones químicas.

New technological alternatives in sand control

Abstract

The proppant flowback trouble during the productive stage of a fractured reservoir is persistent and can even lead to closure of the fracture in the near wellbore region or affect oil production rates.

Proppant flowback can dramatically affect the overall efficiency of the propped fracture to drain the reservoir. Also, can damage tubulars and surface equipment, resulting in costly downtime and replacement.

Severe proppant crushing and proppant flowback are major causes of damage to propped fractures, particularly near the wellbore. This paper presents the description, and practical applications of focused technologies for sand control and fracture conductivity stability, with some relevant results obtained.

Keywords: Proppant flowback, fracture closure, production rates, reservoir, technologies for sand control.

Introducción

Para el control de arena proveniente de una fractura apuntalada y finos de formación existen en el mercado diversos procesos mecánicos, químicos o combinación de ellos, mitigando el impacto en la estabilidad de la conductividad de fractura inducida y su consecuente efecto reflejado en pérdida de producción de hidrocarburos.

Las soluciones técnicas estándar han sido el uso de arenas impregnadas con resina en monocapa y doble capa, curables y pre-curadas, mientras que las nuevas alternativas tecnológicas en control de arena son resinas líquidas incorporadas en el mismo fluido de fractura y la opción de inyecciones forzadas a formación de productos químicos aglomerantes en seno de salmuera con tubería flexible a gastos matriciales, esto a condiciones post-fractura.

Se presentan algunas aplicaciones nacionales e internacionales para control de arena, con algunos resultados obtenidos. Cada yacimiento fracturado debe estudiarse a fondo para elegir la mejor opción técnica para su solución.

La producción de arena es un tema complicado que no puede ser abordado a través de un enfoque unilateral, sino multifacético. La solución debe ser seleccionada en base al conocimiento pleno del mecanismo que induce la producción de arena.

Disminución de producción de aceite y gas por aporte de arena de fractura

El control de finos de formación y producción de arena de fractura, especialmente en yacimientos no consolidados, son actividades frecuentemente necesarias durante la terminación y reparación de un pozo productor. Estos factores son causales primarios de pérdidas de producción.¹

En una operación de fracturamiento hidráulico apuntalado, el empaquetamiento estable y longevo de la arena es vital para que la conductividad de fractura asociada aporte producción rentable de hidrocarburos.

Dada la necesidad de atenuar la declinación de la producción, es conveniente utilizar técnicas mecánicas o productos químicos que estabilicen las propiedades de la conductividad de fractura y apoyen sustancialmente a una producción longeva de hidrocarburos.

Recubrimiento de arenas con resina en monocapa y doble capa

Dada la problemática de regresión de arena de fractura o finos de formación, obturando las vecindades de los pozos productores de gas o aceite e inclusive taponando los intervalos productores, se han usado apuntalantes recubiertos con resinas fenólicas (RCS por sus siglas en inglés resin-coated sand), en monocapa o doble capa.

Estas resinas permiten la correcta aglomeración del sustentante de fractura, incrementando su cohesión y su resistencia al esfuerzo de cierre y optimizan la geometría del grano y del empaque mismo, disminuyendo el problema de taponamiento de vecindades del pozo por aporte o migración de arenas de fractura.

Una desventaja con el uso de estas resinas es que algunos estudios específicos han mostrado casos en donde la permeabilidad del empaque de fractura es afectada y disminuida, y por consecuencia directa, la conductividad de la misma fractura se desestabiliza, afectando a la producción del yacimiento fracturado. Por lo tanto, el uso de estas arenas recubiertas con resinas está limitado a fracturamientos hidráulicos en yacimientos con medianos esfuerzos de cierre.²

Tratamientos químicos y mecánicos para control de migración de arena de fractura

Los resultados del uso de apuntalantes revestidos con resinas han sido discretos y surgió entonces la necesidad de ampliar la cartera de soluciones tecnológicas para control de producción de arenas y finos.³ Las más recientes se basan en soluciones químicas, mecánicas y la combinación de ellas.

Tecnologías químicas

Se han presentado en la industria, tecnologías químicas que minimizan el daño en las vecindades del pozo ocasionada por el retorno de arenas de fractura o finos de formación, tales como las pseudo-resinas para control de arena, **Figura 1**.



Figura 1. Aspecto físico a condiciones superficiales de sistema base polímero y pseudo- resina.

Pseudo-resinas para remediación de reflujo de arena y finos de formación

Son soluciones de naturaleza química para reducir significativamente el aporte de arenas y finos y como efecto secundario, frecuentemente mitigan el corte de agua.

Las pseudo-resinas incrementan las fuerzas de cohesión entre los granos de arena y modifican permeabilidades relativas de fluidos en formación; además inducen al yacimiento mojabilidad al agua.

Trabajan modificando el potencial zeta del grano de arena. Esta modificación traslada al mencionado potencial zeta de las partículas a valores entre -20 y 20 mV, por lo que las fuerzas de cohesión inter-partículas de arena se fortalecen. En consecuencia, aparte de la mitigación del aporte de finos y arena, con el uso de pseudo-resinas se espera una mayor contribución del intervalo productor, (libre de arena) y una reducción en la caída de presión en las vecindades del yacimiento.

Estos productos son soluciones alternativas a los tratamientos de consolidación de arenas basados en resinas estándar, y son productos que pueden reducir también

el corte de agua y optimizar la cartera de soluciones y los métodos existentes para control de arena y finos de formación.

Algunos beneficios importantes con el uso de pseudo-resinas en comparación con tratamientos de consolidación de arenas basados en resinas estándar son:

- a. El empaque de arena permanece dúctil y se adapta a los cambios de esfuerzos generados por el fracturamiento.
- b. La conductividad o capacidad de flujo de fractura generada se adapta al nuevo campo de esfuerzos y al nuevo perfil de caída de presión.
- c. Reducen marginalmente la permeabilidad del empaque de arena (menos del 1%) comparado con los sistemas basados en resinas estándar que típicamente puede llegar a un 10% o incluso más.
- d. En ensayos en núcleos, la permeabilidad original bajo inyección de N_2 después de una pseudo-resina se incrementa en más del 40%, por efectos de cohesión de granos de matriz de roca, **Figura 2.**

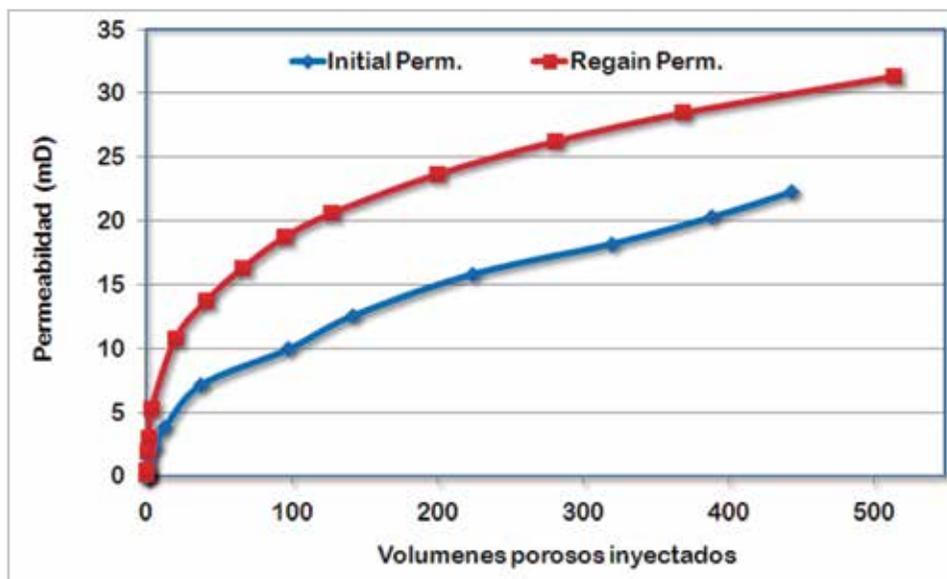


Figura 2. Prueba de flujo en núcleos.

- e. Por otro lado, pueden ser mezclados con Power Law Fluids (gel), permitiendo una relativa simple divergencia para ser usada en intervalos de alto espesor a ser tratados. La divergencia es útil para asegurar que todo el intervalo productor de interés sea tratado efectivamente.

En el campo, las pseudo-resinas pueden ser inyectadas en la misma operación de fracturamiento hidráulico o bien en un evento post-fractura como estimulación matricial con tubería flexible a bajo gasto de inyección.

En el fracturamiento hidráulico, la pseudo-resina se incorpora al gel fracturante en las etapas críticas cuando se inyectan altas concentraciones de apuntalante. En una operación de inyección matricial, se incorpora a una salmuera a concentraciones específicas.

Pseudo-resinas inyectadas matricialmente

Un ejemplo típico de inyección matricial de pseudo-resina para control de arena en yacimientos del Paleocanal de Chicontepec es el siguiente: una inyección de una solución química (resina) con un 10% de volumen respecto al total de fluidos inyectados en seno de salmuera KCl al 2%. Los volúmenes de fluidos son ajustados de acuerdo a la cantidad de arena colocada en las vecindades del intervalo productor y su programa de concentraciones, **Tabla 1**. Se consideró en este caso, una inyección de un colchón de sistema orgánico para fluidizar las condiciones reológicas del aceite en yacimiento.

Tabla 1. Cédula de inyección matricial programada para control de producción de arena de fractura en un pozo en el Paleocanal de Chicontepec.

Int. 2484-2490 m														
Pozo Rica, Ver.		Gasto (bpm)		Volumen Limpio			Volumen Sucio			Pseudo-Resina				
No.	Intervalo	Fluido	Limpio	Sucio	Etapa	Etapa	cumulad	Etapa	Etapa	cumulad	Conc.	Gasto	Etapa	cumulad
1	Pre-flujo	Solvente Orgánico*	2.0	2.0	302.4	7.2	865.7	302.4	7.2	865.7				
2	Bache	Salmuera**	2.0	2.0	630.0	15.0	880.7	630.0	15.0	880.7				
3	Tratamiento 1/3	Salmuera** con Pseudo-Resina	2.0	2.0	907.2	21.6	902.3	907.2	21.6	902.3	110.00	9.24	99.8	1767.2
4	Bache	Salmuera**	2.0	2.0	630.0	15.0	917.3	630.0	15.0	917.3				
5	Tratamiento 2/3	Salmuera** con Pseudo-Resina	2.0	2.0	907.2	21.6	938.9	907.2	21.6	938.9	110.00	9.24	99.8	1866.9
6	Bache	Salmuera**	2.0	2.0	630.0	15.0	953.9	630.0	15.0	953.9				
7	Tratamiento 3/3	Salmuera** con Pseudo-Resina	2.0	2.0	907.2	21.6	975.5	907.2	21.6	975.5	110.00	9.24	99.8	1966.7
8	Desplazamiento*	Salmuera	2.0	2.0	2700.6	64.3	1039.8	2700.6	64.3	1039.8				
		Totales:			43671.6		1039.8	43671.6		1039.8				1966.7

* En solución de salmuera potásica (KCl 2%) agregar Metanol en concentración del 5% y surfactante no ionico con 3 gpt de concentración.
 ** Salmuera potasica al 2% (KCl 2%) con surfactante no iónico en concentración de 3 gpt.
 *** Re-calcular el volumen de desplazamiento en sitio, tomando en consideración la tubería de trabajo con la cual cuenta el Equipo de Reparación.
Sobredesplazar el tratamiento a formación con 5 bls.

Es de suma importancia durante la operación no rebasar la presión de fractura y confinamiento en formación, pues esta acción desestabiliza al empaque de arena y consecuentemente no tendría efecto la inyección forzada de la pseudo-resina a la conductividad empacada de fractura, **Figura 3.**

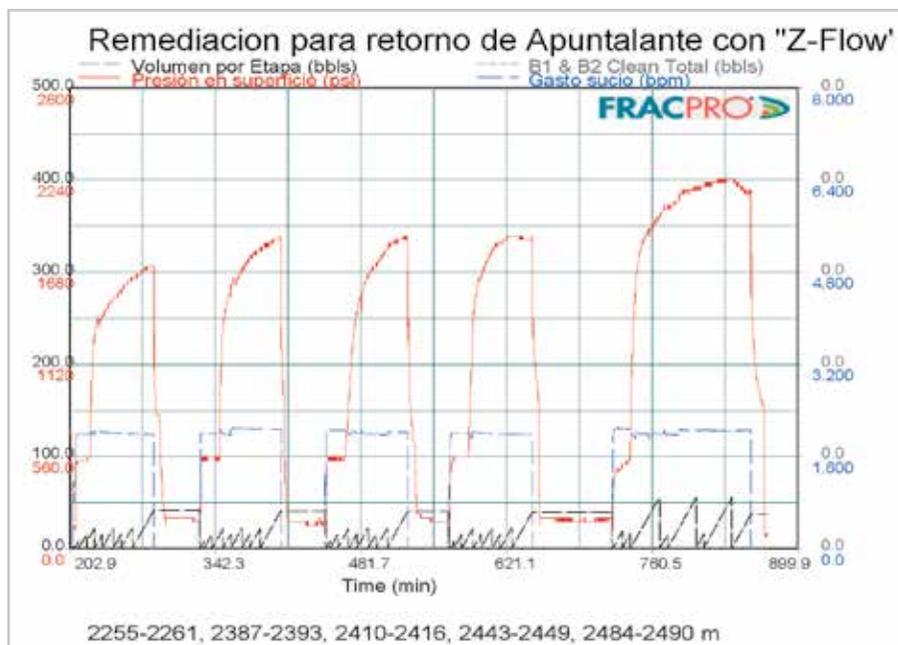


Figura 3. Comportamiento de presiones y gastos de inyección en operación de control de arena a condiciones matriciales.

En este caso se trató de un tratamiento múltiple con baches de fluidos separadores. El pozo no aportó arena en los meses subsiguientes. La **Figura 4** ilustra los resultados de un trabajo de inyección forzada de pseudo-resina en un campo en explotación en Rumania, a condiciones matriciales y usando tubería flexible.

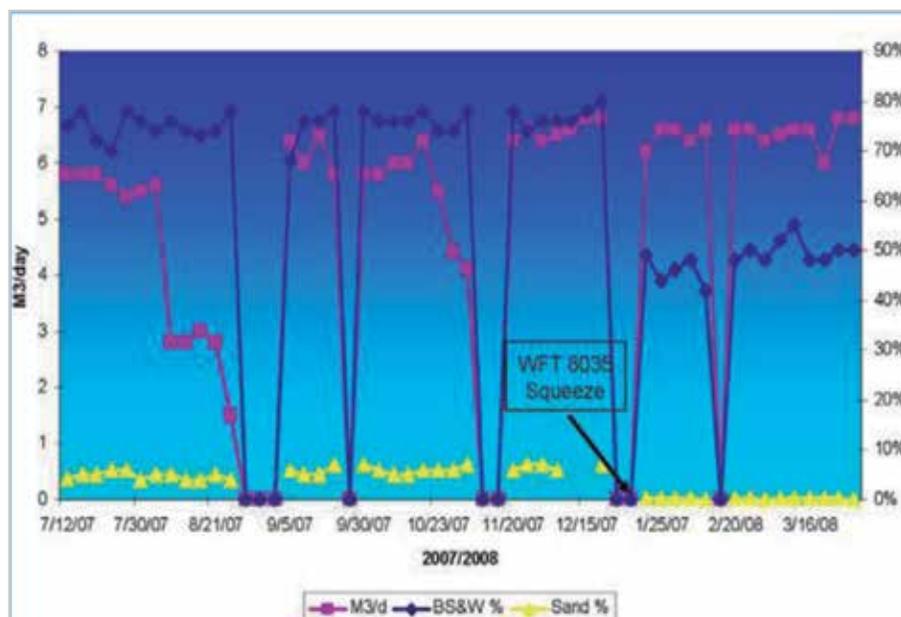


Figura 4. Resultados de un tratamiento de inyección forzada de pseudo-resina en Rumania.

Pseudo-resinas en fracturamiento hidráulico

La solución de pseudo-resina se añade de forma continua “al vuelo”, tanto en geles lineales como reticulados, a un nivel de carga constante por cantidad de agente de sostén.

Generalmente la solución se agrega desde las etapas intermedias de concentración de área hasta las últimas etapas de la cédula de inyección de arena.

Su concentración en el gel depende a su vez de la concentración de arena usada y la cantidad de apuntalante diseñado para el fracturamiento y se deben realizar pruebas en laboratorio para certificar la compatibilidad del fluido fracturante con pseudo-resina y además con el apuntalante; la reología original del fluido fracturante no debe ser afectada.

Los granos del apuntalante tratado con pseudo-resina se adhieren por adsorción y absorción, resultando en una estabilidad a largo plazo de las propiedades del empaque bajo un marco de esfuerzos.

Debido a la cohesión que induce este compuesto químico, el apuntalante resiste al flujo y movimiento de fluidos grano a grano. Por consecuencia directa, la capacidad de flujo de fractura queda empacada en forma dúctil, manteniendo suficiente permeabilidad y cohesión, factores relevantes para una producción comercialmente longeva.

Otras ventajas asociadas al uso de pseudo-resinas son su resistencia y compatibilidad al contacto con hidrocarburos, sistemas ácidos y agua congénita y su aporte para la disminución del corte de agua por inducción de mojabilidad al agua al yacimiento.

Las soluciones multicitadas también son ampliamente recomendadas en operaciones de re-fracturamiento en formaciones no consolidadas y aquellas con aporte frecuente de arena y finos de formación.

La **Figura 5** es el comportamiento gráfico de parámetros operativos (presiones en superficie y en fondo, gasto de inyección y concentración de arena) en un yacimiento típico en el Paleocanal de Chicontepec en una fractura con control de arena con pseudo-resina incorporada al gel de fractura.

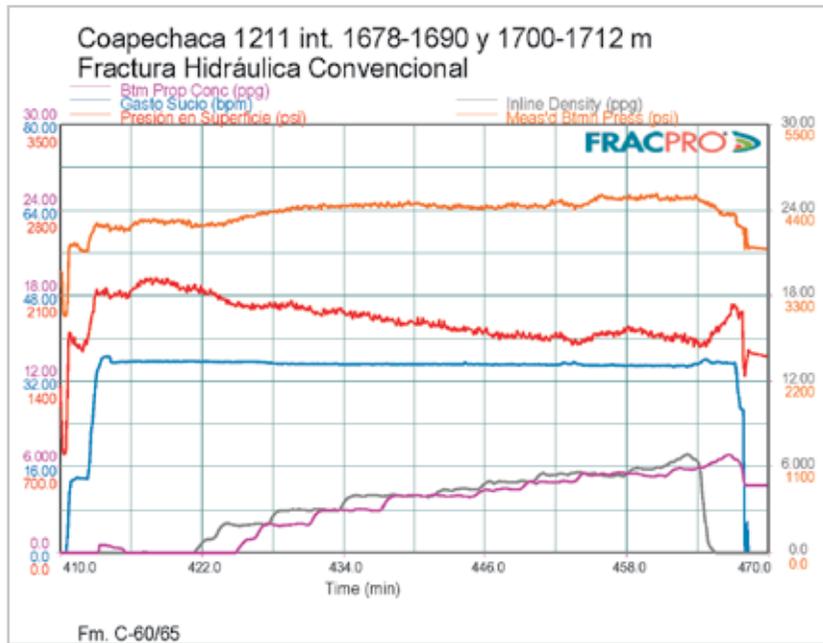


Figura 5. Fracturamiento con control de arena, (pseudo-resina).

En este caso, por las concentraciones de arena diseñadas, se alcanzó depósito de apuntalante multicapa en el yacimiento fracturado, se observó la fractura sin complicaciones y sus resultados en producción fueron positivos hasta cerca de un año en donde se programó la instalación de un sistema artificial de producción, sin presentar aporte de arena.

Combinación de soluciones mecánicas y químicas para control de arena proveniente de la fractura inducida

Las soluciones mecánicas plenas, con un grado discreto de eficiencia son el engravamiento con herramienta crossover, el frac-pack inducido y los cedazos expandibles y actualmente se les ha encontrado un uso alternativo en combinación con sistemas químicos para control de arena, particularmente en Sudamérica.⁴

Evaluaciones post-tratamiento han determinado que la combinación de soluciones mecánicas como la colocación de cedazos previo a un tratamiento químico de consolidación de arenas o tratamientos especializados de fracturamiento hidráulico con pseudo-resinas, seguido de una colocación de empaque de grava son operaciones altamente rentables y eficientes.

Este tipo de alternativas tecnológicas combinadas deben ser resultado de un estudio minucioso del problema,

preferentemente hecho por un grupo multidisciplinario de profesionales y teniendo como objetivo principal la detección plena del origen del aporte de arena.

La solución técnica óptima será entonces una consecuencia directa de este análisis a detalle.

Observaciones y conclusiones

Es posible definir las siguientes observaciones y conclusiones:

- La cartera de soluciones químicas y mecánicas al problema de regresión de arena y producción de finos de formación está aún susceptible a optimizarse. El problema tiene que ser analizado a nivel de cada yacimiento fracturado.
- El diagnóstico correcto del problema de aportación de arena es vital para la selección adecuada del sistema correctivo y su correcta ejecución en el campo.
- Es de suma importancia mantener la cohesión del empaque de arena después de un fracturamiento apuntalado para inducir una adecuada y rentable longevidad productiva y evitar un cierre en la cara de la fractura.

- La inyección de pseudo-resinas es un tema ligado a un mantenimiento adecuado de la conductividad o capacidad de flujo de fractura.
- El uso de resina líquida incorporada al gel de fractura o inyectada matricialmente a formación en seno de salmuera con tubería flexible ha presentado resultados positivos y alentadores a nivel nacional e internacional.
- Para propósitos evaluatorios de las alternativas tecnológicas para control de arena mencionadas en este trabajo técnico, es de suma importancia el monitoreo y calibración post-operativa constante de aporte de arena a condiciones de fondo y superficie. Este hecho es importante para determinar la longevidad efectiva del tratamiento.

Agradecimiento

Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de Petróleos Mexicanos y Weatherford de México por el apoyo y facilidades brindadas para la elaboración y presentación de este trabajo técnico.

Referencias

1. Ayoub, J. A., Kirksey, J. M., Malone B. P. et al. 1992. Hydraulic Fracturing of Soft Formations in the Gulf Coast. Artículo presentado en SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Luisiana, EUA, febrero 26-27. SPE 23805-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/23805-MS>.
2. Hickey, J. W., Brown, W. E. y Crittenden, S. J. 1981. The Comparative Effectiveness of Propping Agents in the Red Fork Formation of the Anadarko Basin. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 4-7. SPE-10132-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/10132-MS>.
3. Lightford, S. C., Pitoni, E, Emiliani, C. N. et al. 2007. Rigless Interventions to Failed Gravel-Packs Gas Wells Using New Resin Systems. SPE Prod & Oper 22 (1): 69-77. SPE-98263-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/98263-PA>.
4. Santarelli, F. J., Ouadfel, H. y Zundel, J. P. 1991. Optimizing the Completion Procedure to Minimize Sand Production Risk. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 6-9. SPE-22797-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/22797-MS>.

Semblanza del autor

Javier Ballinas Navarro

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM, cuenta con 39 años de experiencia dentro de la Industria Petrolera. Inició su trayectoria profesional como Ingeniero investigador en el IMP en evaluación de formaciones; trabajó con Halliburton durante 21 años en todos los centros operativos de Pemex en México y en Texas USA, alcanzando el nivel de Ingeniero de división.

Colaboró en Corelab de México durante cinco años estando a cargo de las líneas de laboratorio, geociencias y ensambles para disparos y explosivos; en Delta Asesoría y Recursos Energéticos como Gerente Técnico durante cuatro años trabajando básicamente en tuberías capilares y sistemas artificiales de producción en la zona de Reynosa y McAllen, Texas, USA.

Laboró también en la compañía ACC Ingeniería y Servicios Especializados en Poza Rica, Ver., por un periodo de dos años, como Gerente Técnico de un contrato marco de estimulaciones de limpia y matriciales para la región norte.

Desde diciembre del 2009 a la fecha colabora en Weatherford de México como Ingeniero de Distrito en el Departamento de tecnologías y operaciones de fracturas con base principal en Poza Rica, Ver.

Es miembro de la SPE, ha publicado y presentado 32 trabajos técnicos abordando temas de fracturas, estimulaciones, control de agua, control de arena, sísmica, sistemas de disparos y cementaciones en diversos congresos de la SPE, AIPM y CIPM. Asimismo, ha impartido talleres de capacitación en varios centros operativos de Petróleos Mexicanos, en la UNAM, el IPN y en otros foros técnicos de varios países en Centro y Sudamérica. Experto calificado y certificado en fracturamientos hidráulicos apuntalados y acidificados, así como en estimulaciones ácidas.