

Uso de monitoreo microsísmico para optimizar fracturamientos hidráulicos en Chicontepec

Ing. Guillermo Gutiérrez
Pemex
Ing. Juan G. García
Pinnacle-a Halliburton Service
Ing. Eber Medina
Halliburton
Ing. MBA. Javier Salguero
CBM

Información del artículo: recibido: enero de 2013-aceptado: mayo de 2014

Resumen

Entender el comportamiento de las fracturas hidráulicas generadas en la cuenca de Chicontepec se ha convertido en un reto a superar. Mediante el conocimiento de la geometría de fractura hidráulica se pretende optimizar la explotación de los campos que integran la cuenca para maximizar la producción al mismo tiempo que se disminuyen los costos. Una de las primeras acciones que se deben emprender cuando se pretende reducir costos en cualquier operación es entender su comportamiento. Mediante el monitoreo con microsísmica de las fracturas hidráulicas se han podido conocer los parámetros del tratamiento, así como del yacimiento que rigen el desarrollo y crecimiento de las fracturas. El objetivo principal de este trabajo es mostrar los resultados obtenidos en varias operaciones de monitoreo microsísmico en Chicontepec, y como se han utilizado los mismos para re-definir los tratamientos.

A partir de esta técnica de diagnóstico se ha podido recolectar información acerca de la geometría y azimut de la fractura. Además, se ha podido correlacionar el comportamiento del fracturamiento con el tratamiento mismo, al tener la capacidad de comparar el comportamiento de los eventos microsísmicos cuando suceden durante el tratamiento.

Palabras clave: Monitoreo microsísmico, fracturamientos hidráulicos, Chicontepec.

Use of microseismic monitoring to optimize hydraulic fracturing treatments in Chicontepec región

Abstract

Understanding hydraulic fracture behavior in the Chicontepec región in Mexico has been difficult. Knowing the geometry of hydraulically generated fractures can help operators optimize field management, resulting in more production and reduced costs. Using microseismic monitoring, it is possible to determine some of the parameters that dictate where and how the fractures will be created.

The main objective of this paper is to show some of the results obtained from various microseismic operations in the Chicontepec region and how they were used to redefine process.

From these mapping jobs, information about fracture geometry and azimuth was collected; furthermore, information that correlated hydraulic fracture treatment behavior with microseismic response was available, allowing understanding of the fractures behaved as the treatment progressed.

Key words: Microseismic monitoring, hydraulic fracturing, Chicontepec.

Introducción

El Paleocanal de Chicontepec es considerado un yacimiento turbidítico de baja permeabilidad de aceite, en el cual numerosas tecnologías de vanguardia de terminación han sido implementadas para incrementar la producción y mejorar el factor de recuperación de hidrocarburos. El proceso ha abarcado desde la construcción de pozos verticales terminados con una o varias fracturas hidráulicas apuntaladas hasta pozos horizontales multifracturados como técnicas como tapón – disparo, hidrajeteo y camisas deslizables.

A pesar de que se han empleado diversas técnicas de estimulación; el fracturamiento hidráulico tanto apuntalado como ácido, son las principales técnicas de estimulación empleadas para extraer los hidrocarburos del yacimiento. Por esta razón la Coordinación de Ingeniería y Terminación de Pozos (CITP) del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG), tiene como objetivo implementar nuevos métodos de fracturamiento hidráulico acorde a las necesidades de los diversos campos que constituyen el Paleocanal de Chicontepec.

La optimización de los fracturamientos hidráulicos en la actualidad requiere de gran cantidad de información y de experiencia. La geología compleja del Paleocanal de Chicontepec ocasiona que los diseños de los tratamientos, así como el desarrollo de los diferentes campos sean hechos a la medida para que sean exitosos. Las técnicas de diagnóstico de fracturamientos como el monitoreo con micro-sísmica, están permitiendo incrementar el entendimiento de la reacción del yacimiento al tratamiento: ayudando a seleccionar las técnicas de terminación más apropiadas, determinando si la orientación del pozo es óptima para la generación de fracturas perpendiculares al mismo, para maximizar el volumen de roca estimulado,

estableciendo programas de terminación particulares a cada campo, calibrando modelos de fracturas y de yacimientos para mejorar la producción y las utilidades, entre otras ventajas.

Con la finalidad de incrementar el conocimiento sobre las fracturas generadas en los campos que integran el aleocanal de Chicontepec, se han realizado diversos esfuerzos para efectuar monitoreo con microsísmica de fondo obteniendo resultados variados dependiendo de la zona donde se efectuó el mapeo.

Antecedentes de trabajos de microsísmica

Diversos trabajos de monitoreo de fracturamientos hidráulicos con microsísmica se ejecutaron en el Paleocanal de Chicontepec¹, todas estas operaciones y los resultados obtenidos de ellas han ayudado a entender el comportamiento de la fractura que está siendo generada, aparte, han ofrecido suficiente información para poder tomar decisiones en tiempo real acerca de la operación.

Pese a que existen más operaciones en la cuenca, este documento se centrará en las operaciones realizadas en el proyecto “hectárea fracturada”, en el cual se perforaron y terminaron dos pozos horizontales en la formación Pechi-B, estos pozos fueron fracturados empleando una tecnología “zipper frac”, que consiste en el fracturamiento alternado entre dos pozos¹.

Con el uso de la microsísmica se ha incluido una herramienta que ayuda a entender el comportamiento de las fracturas hidráulicas. Los resultados obtenidos muestran variabilidad entre campos brindando información muy valiosa al momento de determinar el mejor método para fracturar estas formaciones, **Figura 1**.

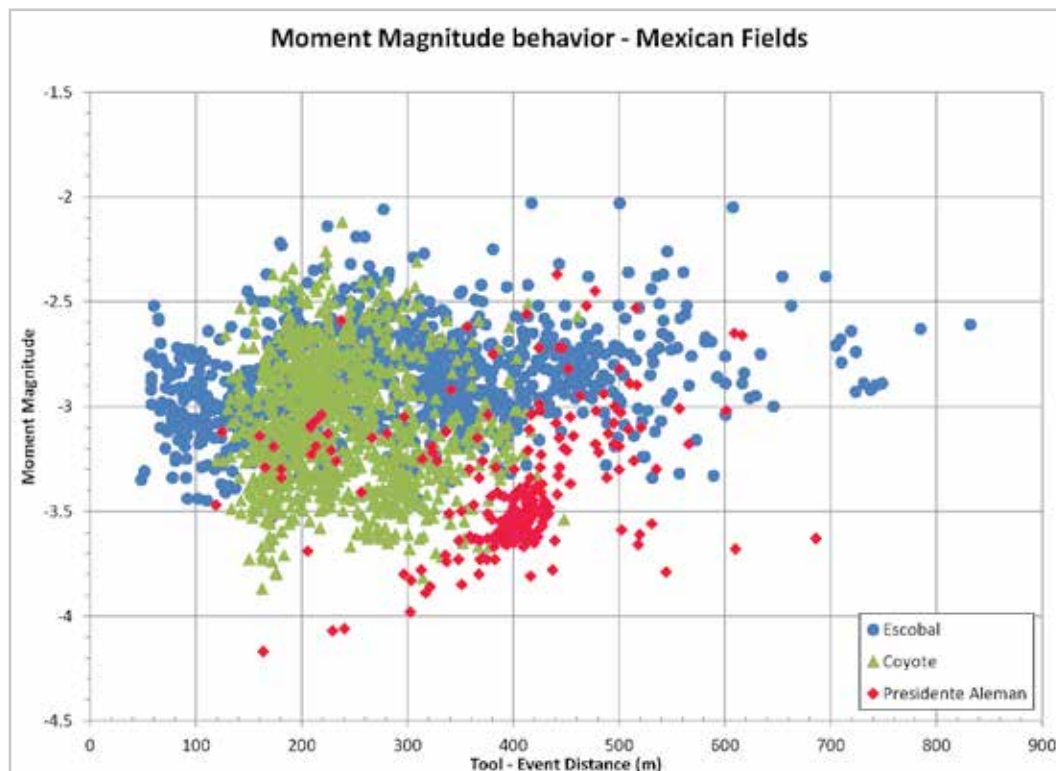


Figura 1. Comportamiento del momento de magnitud en diferentes campos de la Cuenca de Chicontepec.

Al momento de producir este estudio, una de las mayores limitantes del mismo es la escasa cantidad de datos disponibles para poder llegar a conclusiones contundentes, pero éste es un gran punto de partida para continuar con estudios similares en el futuro, que ayuden a brindar un conocimiento mas estructurado de los campos en cuestión.

Descripción del proyecto

Los pozos Escobal 195 y 197 fueron terminados en agujero descubierto usando una estrategia de terminación de camisas y canicas. Usando el método "zipperfrac", se fracturaron un total de 32 etapas entre los dos pozos.

Los volúmenes típicos de tratamiento bombeados por etapa incluyen aproximadamente 63 bls de HCl al 15%, 450 bls de gel lineal, y 2,060 bls de gel activado con aproximadamente

220,000 lb de apuntalante cerámico malla 20/40 a un gasto promedio de 40 bpm. Un minifrac fue realizado en la etapa 1 del Escobal 195, se bombearon aproximadamente 102 bls de gel lineal a un gasto que se incrementó paulatinamente de 8 a 38 bpm.

El proyecto de monitoreo microsísmico del fracturamiento hidráulico realizado en los pozos Escobal 195 y 197, empleó pozos monitores utilizados en diferentes momentos del proyecto. Un arreglo con apilado parcial triple que constaba de 14 herramientas en 10 niveles, fue colocado en el pozo Escobal 238 para monitorear las etapas 1 a 6 y las etapas 5 a 8 en el Escobal 195 y 197, respectivamente. Después de que la etapa 8 en el Escobal 197 fue terminada, un arreglo con apilado parcial doble que constaba de 14 herramientas en ocho niveles, fue colocado en el pozo Escobal 298 para monitorear las etapas restantes; esto puede ser observado en la **Figura 2**.

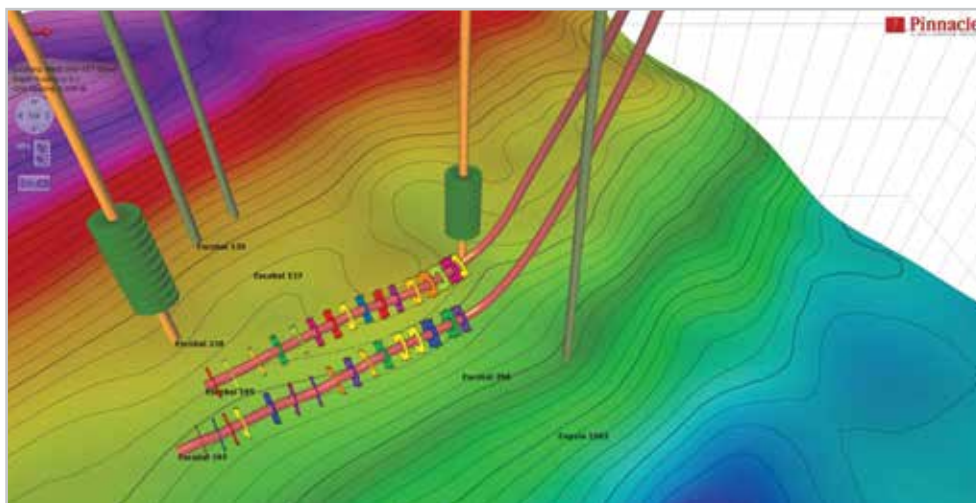


Figura 2. Descripción del proyecto.

Los objetivos establecidos para el servicio de mapeo de fracturas incluían:

- Determinar la cobertura del fracturamiento en el intervalo de interés a lo largo del pozo horizontal.
- Medir la geometría del fracturamiento, (altura, longitud, ancho, y azimut).
- Determinar el grado relativo de complejidad de fractura inducida basado en el ancho de la nube de eventos.
- Estimar el Volumen de Yacimiento Estimado, (SRV por sus siglas en inglés).
- Determinar el grado de contención de la fractura en la arena Pechi-B.
- Evaluar el grado de interferencia de esfuerzos debido a etapas previamente estimuladas.
- Proveer información inmediata que pudiera ser usada para futuras ubicaciones de los pozos y estrategias de perforación.

La secuencia de etapas de fractura se presenta en la **Tabla 1**, se describe cual fue el pozo monitor empleado. Las etapas 1 a la 4 en el pozo Escobal 197 no fueron monitoreadas, ya que durante ese tiempo se estaba realizando el armado de herramientas de adquisición. Las etapas 9 a 11 del pozo Escobal 197 y las etapas 7 y 8 del pozo Escobal 195 no fueron monitoreadas, ya que durante este tiempo se estaban transportando las herramientas del pozo Escobal 238 e instalando las mismas en el pozo Escobal 298.

Numero de Etapa	Pozo Tratamiento	Número de Etapa	Pozo Monitor	Numero de Etapa	Pozo Tratamiento	Número de Etapa	Pozo Monitor
1	Esc-197	1		17	Esc-195	7	Mov. Herr.
2	Esc-197	2		18	Esc-195	8	Mov. Herr.
3	Esc-197	3		19	Esc-197	11	Mov. Herr.
4	Esc-197	4		20	Esc-197	12	Esc-298
5	Esc-195	1	Esc-238	21	Esc-195	9	Esc-298
6	Esc-195	2	Esc-238	22	Esc-195	10	Esc-298
7	Esc-197	5	Esc-238	23	Esc-197	13	Esc-298
8	Esc-197	6	Esc-238	24	Esc-197	14	Esc-298
9	Esc-195	3	Esc-238	25	Esc-195	11	Esc-298
10	Esc-195	4	Esc-238	26	Esc-195	12	Esc-298
11	Esc-197	7	Esc-238	27	Esc-197	15	Esc-298
12	Esc-197	8	Esc-238	28	Esc-197	16	Esc-298
13	Esc-195	5	Esc-238	29	Esc-195	13	Esc-298
14	Esc-195	6	Esc-238	30	Esc-195	14	Esc-298
15	Esc-197	9	Mov. Herr.	31	Esc-195	15	Esc-298
16	Esc-197	10	Mov. Herr.	32	Esc-195	16	Esc-298

Tabla 1. Orden del tratamiento.

Discusión de resultados

Los resultados totales obtenidos durante esta operación son mostrados en la **Figura 3**. En esta gráfica se puede apreciar el comportamiento de cada una de las etapas monitoreadas durante este proyecto.

Es importante resaltar que el espacio ubicado en el centro de ambos laterales presentando un bajo número de eventos micro-sísmicos corresponde a las etapas que no fueron

monitoreadas debido al traslado de las herramientas hacia el segundo pozo monitor.

En esta sección se analizarán los resultados siguiendo el mismo orden presentado en los objetivos del proyecto. Como primer objetivo, con la ayuda de la micro-sísmica se buscaba determinar cual era la cobertura de la fractura a lo largo de los laterales. La **Figura 4** presenta una vista lateral de todos los eventos micro-sísmicos obtenidos durante la operación, coloreados rojo y amarillo, correspondientes a los pozos Escobal 195 y 197, respectivamente.

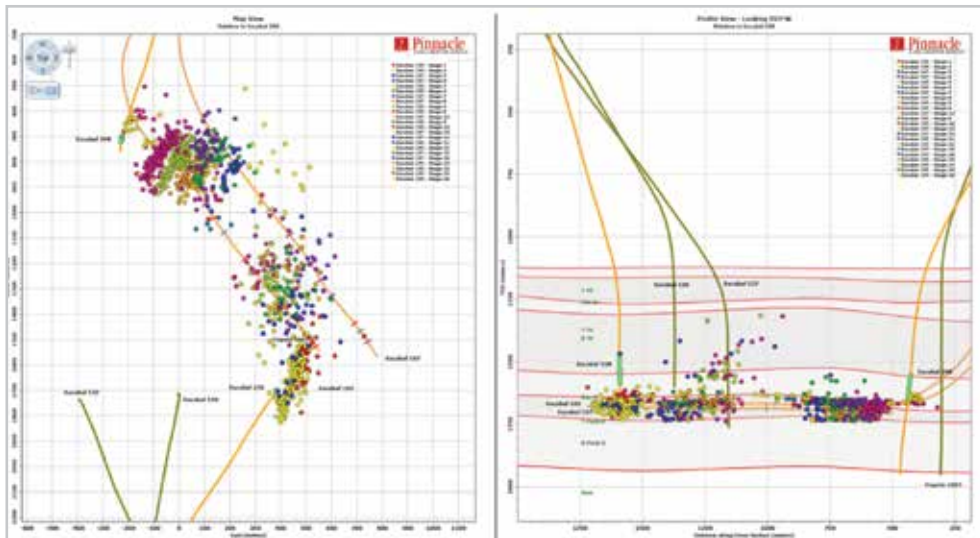


Figura 3. Vista 2D -resultados de todas las etapas mapeadas, coloreados por etapa.

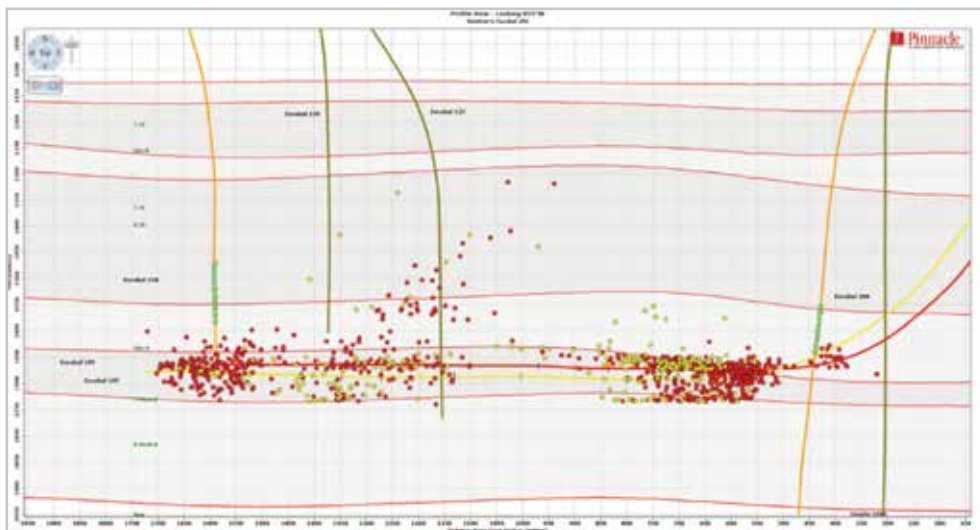


Figura 4. Vista lateral - todos los eventos coloreados por pozo de tratamiento.

En la **Figura 4** se puede apreciar cómo se cubrió la zona de interés por completo durante todas las etapas monitoreadas. Las etapas 5 y 6 del pozo Escobal 195 y la etapa 5 del pozo Escobal 197 presentaron un crecimiento hacia

arriba bastante pronunciado, con base en la información disponible y los valores de magnitud no se pudo determinar interacción con algún tipo de característica geológica.

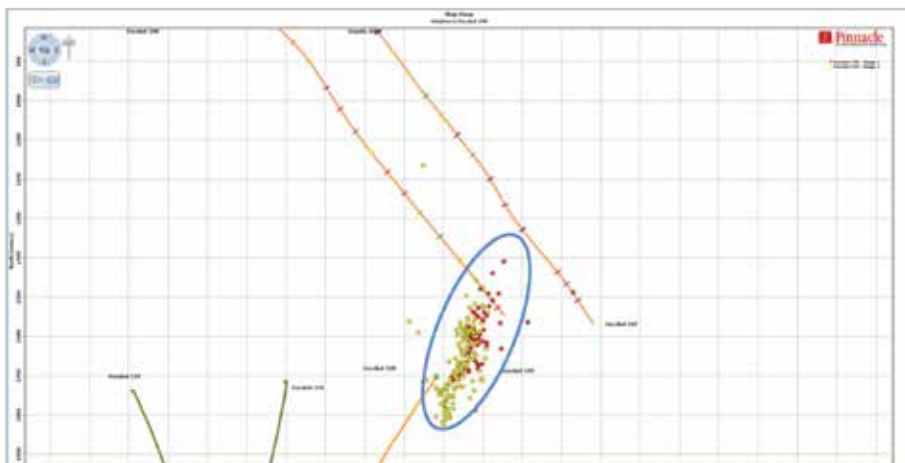


Figura 5. Efecto de pozos previamente depletados, primera etapa del pozo Escobal 195.

La **Figura 5** presenta el efecto que tuvo sobre el azimut de las fracturas la cercanía del tratamiento con el pozo Escobal 238 que había sido previamente producido en la zona objetivo. Es importante notar que el azimut obtenido durante estas etapas está altamente influenciado por la presencia de esta zona de debilidad, por tal motivo no es recomendable que sea considerado como un azimut representativo para esta zona. Lo que si es importante resaltar, es el hecho de que la existencia de pozos previamente producidos en la zona de interés va a influenciar el crecimiento de las fracturas que se generen cerca de ellos. La **Figura 6** ilustra con una gráfica de rosa el comportamiento de este azimut, allí se puede visualizar de una mejor manera la dirección preferencial de crecimiento de la fractura.

Este efecto no fue observado a medida que la distancia entre pozos se incrementó. El azimut de fractura principal es cercano a N40°E, dicho azimut fue observado durante las últimas etapas del pozo horizontal Escobal 195. Es cercano a perpendicular con respecto a las orientaciones actuales de los pozos horizontales de aproximadamente N40°W. Las etapas que mejor representan el azimut típico de las fracturas hidráulicas en el pozo Escobal 195 están entre la etapa 4 a la 16. Para el pozo Escobal 197 las etapas más representativas al momento de medir los valores de azimut son las etapas 8 a la 16, **Figura 7**.

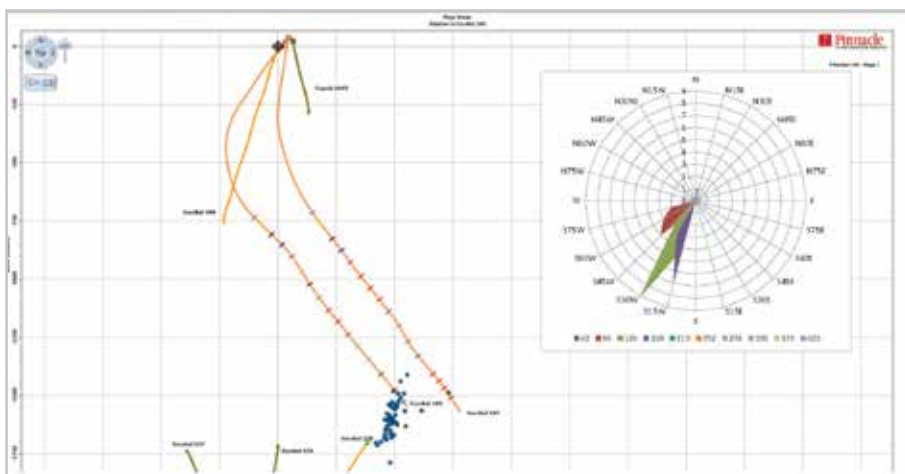


Figura 6. Comportamiento del azimut en la etapa 1 del pozo Escobal 195.

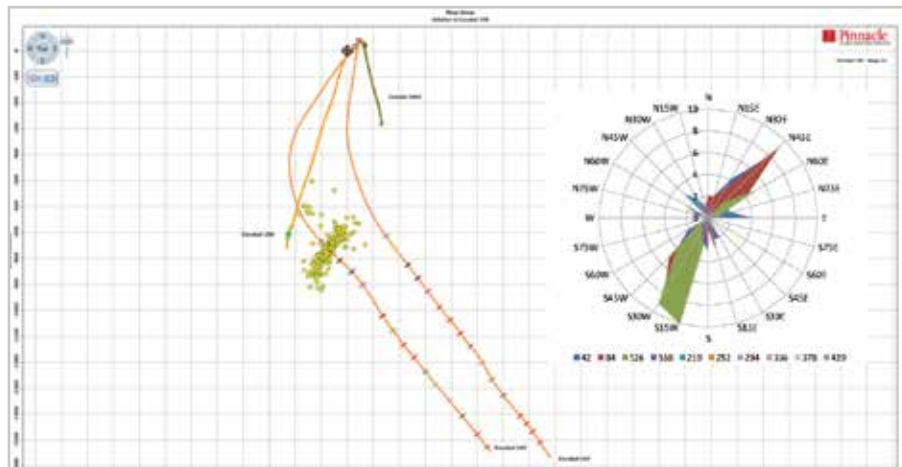


Figura 7. Comportamiento del azimut en la etapa 15 del pozo Escobal 195.

La longitud media de las fracturas variaron desde 40 a 250 m, pero la longitud media de fractura típica es de aproximadamente 130 m. Las longitudes medias menores en las etapas 9 a 11 del Escobal 195 son probablemente resultado de una atenuación señal – ruido y, por lo tanto, son similares posiblemente en longitud a aquellas de etapas finales y tempranas. La simetría aparente en las etapas finales en ambos pozos es posiblemente real y representativa del crecimiento de la fractura actual.

La altura de la fractura típica en ambos pozos es de 90 m, alcanzando desde la base Pechi-B hasta la mitad de la discordancia. Existe poco crecimiento inferior hacia la base de la Pechi-B. Los eventos de la etapa 5 en ambos

pozos parecen haber penetrado en la discordancia B, pero la razón para este aparente crecimiento en altura no es clara. Las magnitudes bajas de los eventos no sugieren una falla significativa; sin embargo, una falla en menor escala o fracturas naturales con fisuras menores pueden estar presentes en el área. Existe aparentemente una relación entre el gasto de fractura y la altura generada con el fracturamiento, el cual puede ser claramente apreciado en la Figura 8. La gráfica que se observa en la Figura 9 ilustra el comportamiento del crecimiento en altura respecto al tiempo de una de las etapas del fracturamiento al pozo Escobal 195. El tratamiento en su mayoría se encuentra contenido en la arena Pechi B en ambos pozos.

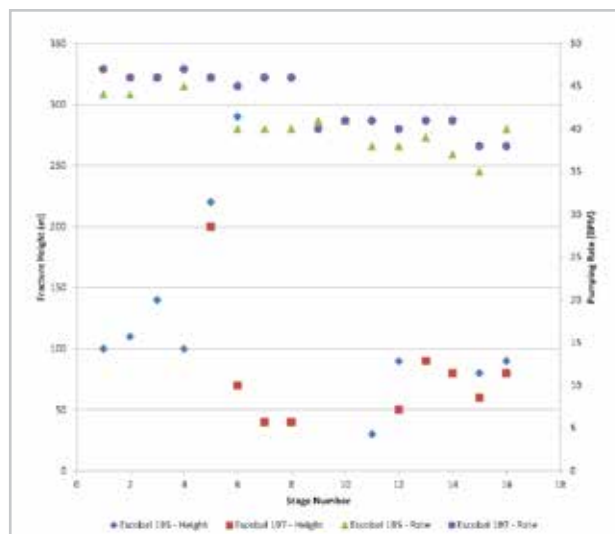


Figura 8. Comparación del gasto contra la altura de la fractura generada.

La operación de “zipperfrac” ha creado muy probablemente una alta densidad de fracturas planares con cierto grado de complejidad entre ambos pozos horizontales, lo cual resulta en un mayor número de eventos microsísmicos. Sin embargo, el nivel de complejidad generado, significativo

para yacimientos de areniscas, es relativamente menor que el crecimiento multidireccional de fracturas (“large-scale far-field”) observado en trabajos efectuados en lutitas³, **Figura 10**.

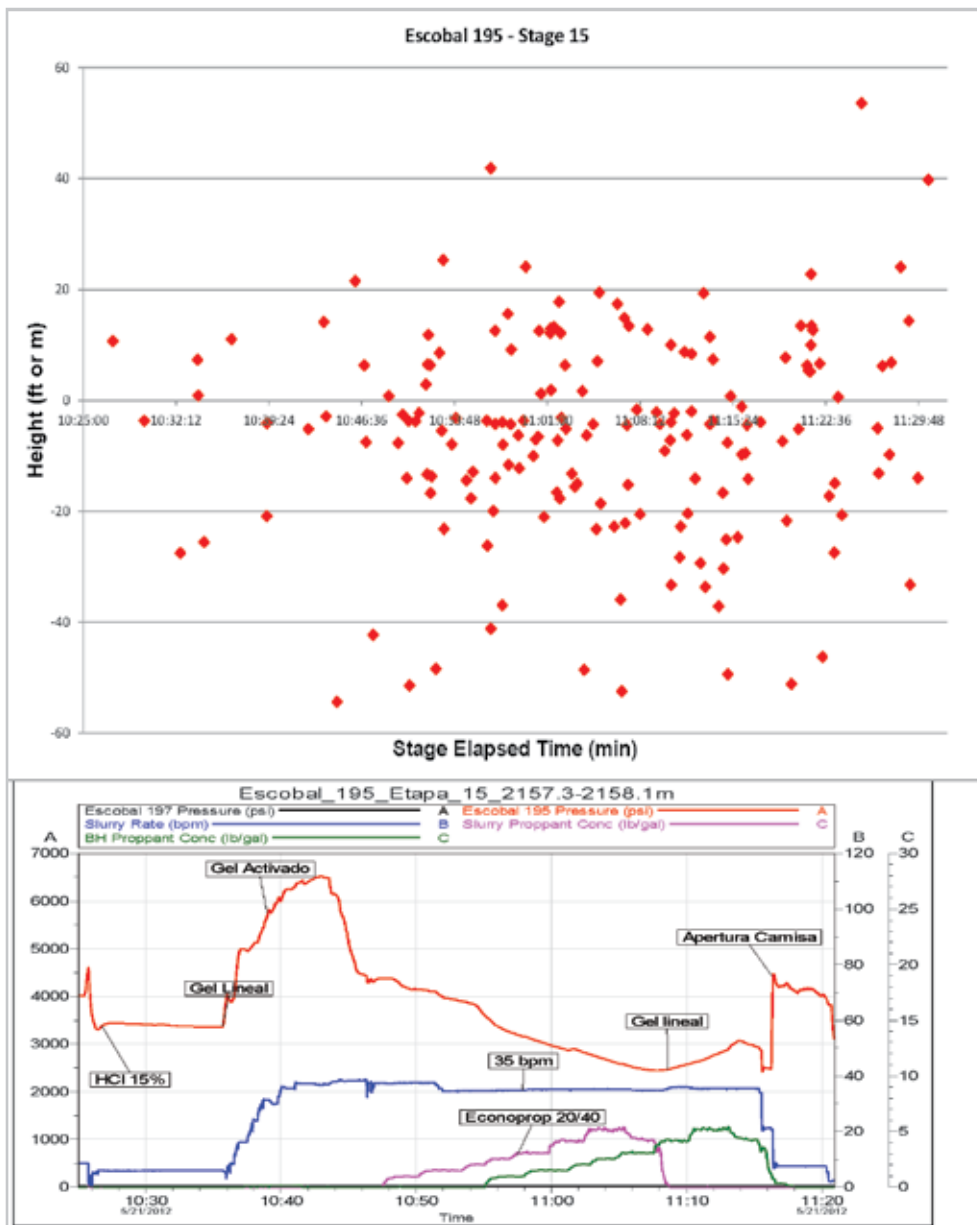


Figura 9. Comparación altura contra tiempo en la etapa 15 del pozo Escobal 195.

El ancho de la red de fracturas típico es de aproximadamente 150 m, y se genera en frente del intervalo fracturado. Las fracturas observadas a partir de la microsísmica parecen tener un comportamiento ligeramente planar. La operación de “zipper frac” posiblemente creó un sistema bastante denso de fracturas planares con algún grado de complejidad entre los laterales. Sin embargo, el grado de complejidad artificial significativa en arenas, es relativamente baja en comparación con la complejidad en la zona lejana (crecimiento de fracturas multidireccionales), observado en trabajos en lutitas. La falta de actividad microsísmica en la sección norte del pozo horizontal Escobal 197 es probablemente resultado de la atenuación de la señal debido a la distancia. Como resultado, las etapas en el Escobal 197 posiblemente generaron redes de fracturas similares a las etapas iniciales y finales del Escobal 195.

Existen espacios vacíos en la cobertura a lo largo del lateral debido a la naturaleza plana de las fracturas generadas. No existe evidencia clara de interferencia de esfuerzos (fracturas ubicándose lejos de etapas previas debido a esfuerzos mayores). En general, la interferencia de esfuerzos no es frecuentemente observada, incluso en yacimientos de lutitas.

A pesar de que no ha habido suficientes proyectos en el campo para establecer claramente una relación entre el SRV² y la producción en la formación Chicontepec, es posible que cierta conexión exista. Se considera que es relevante medir el valor de SRV para uso en un futuro cuando el trabajo estadístico revele una clara relación entre ambos parámetros.

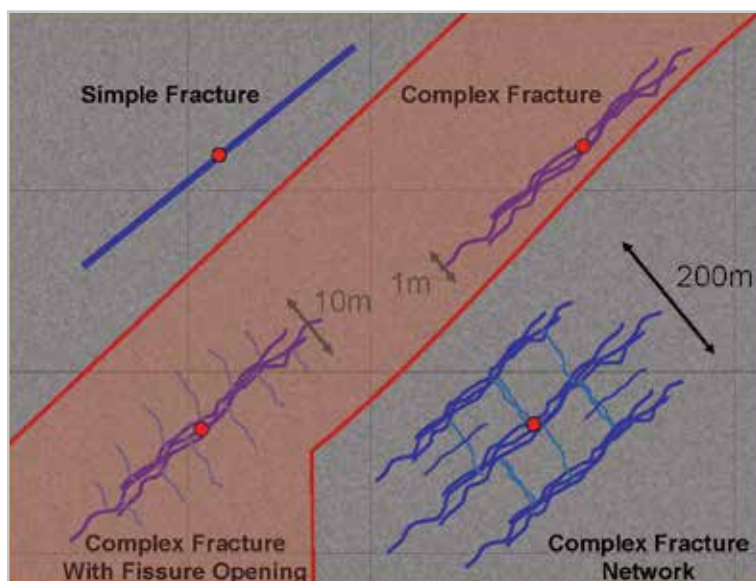


Figura 10. Ejemplo de complejidades que se pueden observar en diversos yacimientos, probablemente se pudo crear alguna enmarcada en rojo durante el proyecto de “zipper frac”.

El cálculo del SRV requiere de un estimado del área total estimulada y el promedio del espesor de yacimiento estimulado. La **Figura 11** muestra que el Área de Yacimiento Estimulado (SRA por sus siglas en inglés) según lo mapeado en la formación Chicontepec para el pozo Escobal 195

y 197, es aproximadamente $3.90 (10)^5 \text{ m}^2$. El SRV total es posteriormente calculado usando un algoritmo para estimar el volumen de la estructura de red de fractura en 3-D. En este caso, el SRV obtenido del mapeo estimado es de al menos $13.62 (10)^6 \text{ m}^3$.

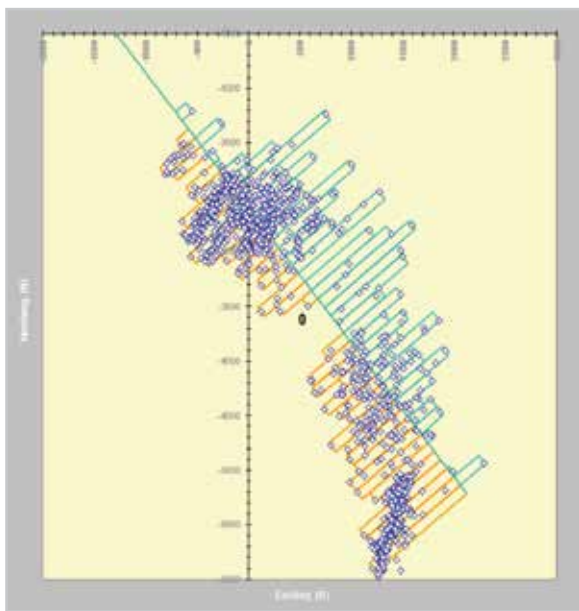


Figura 11. Estimación del SRV en los pozos Escobal 195 y 197.

La **Tabla 2** presenta los valores de SRA y SRV obtenidos, además, la **Figura 12** presenta gráficamente el SRV obtenido

en el pozo Escobal 195, mientras la **Figura 13** presenta el SRV del pozo Escobal 197.

Tabla 2. Valores de SRA y SRV obtenidos en los pozos tratamiento.

Pozo	SRA (m ²)	SRV (m ³)
Escobal 195 y 197	3.90 (10) ⁵	13.62 (10) ⁶
Escobal 195	2.97 (10) ⁵	9.17 (10) ⁶
Escobal 197	2.50 (10) ⁵	3.99 (10) ⁶

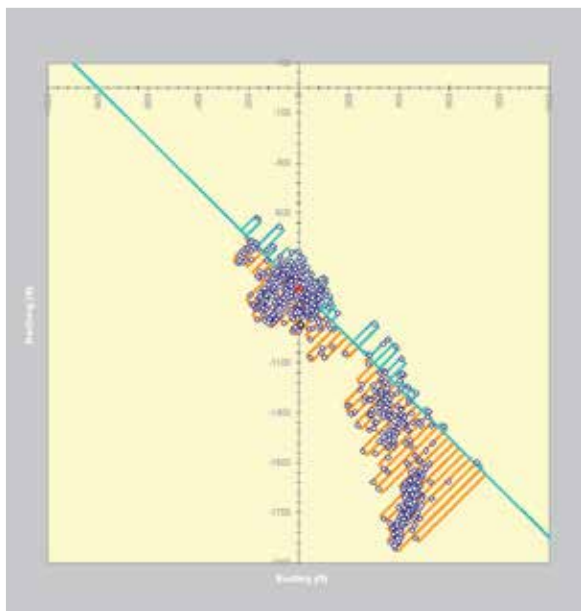


Figura 12. Estimación del SRV del pozo Escobal 195.

Si se analizan los valores obtenidos al momento de investigar cada pozo por separado, se puede observar cómo la suma de ambos produce valores mayores a los obtenidos cuando se calculan el SRA y SRV de todo el proyecto, esta diferencia corresponde a la zona de tratamiento que fue común y representa una zona de superposición de fractura.

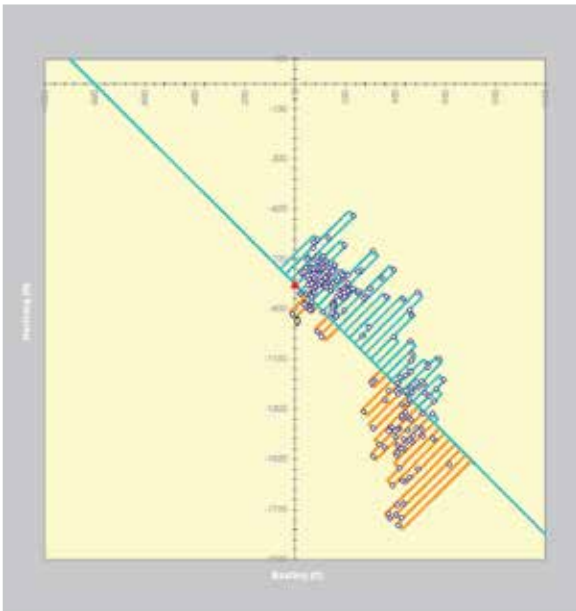


Figura 13. Estimación del SRV del pozo Escobal 197.

En las Figuras 14 a 16, se muestra la distribución de los eventos microsísmicos correlacionándolos con el registro de rayos gamma, así como con propiedades geomecánicas como el módulo de Young y la relación de Poisson. Se puede observar que existe una correlación entre la alta frecuencia de eventos y las características de la formación. Estos datos pueden ser útiles para futuras simulaciones de tratamientos de fractura.

Con ayuda de los datos obtenidos con el monitoreo de los fracturamientos fue posible generar un modelo de fracturas que se aplica a la formación Pechi B. Dicho modelo será empleado en el futuro desarrollo de esa arena y servirá para establecer patrones de comportamiento entre el tratamiento y la formación como cambios en el gasto de fractura, volúmenes de los fluidos empleados, entre otros. En la Figura 17 se observa una de las etapas que fueron modeladas en el simulador con los resultados obtenidos.

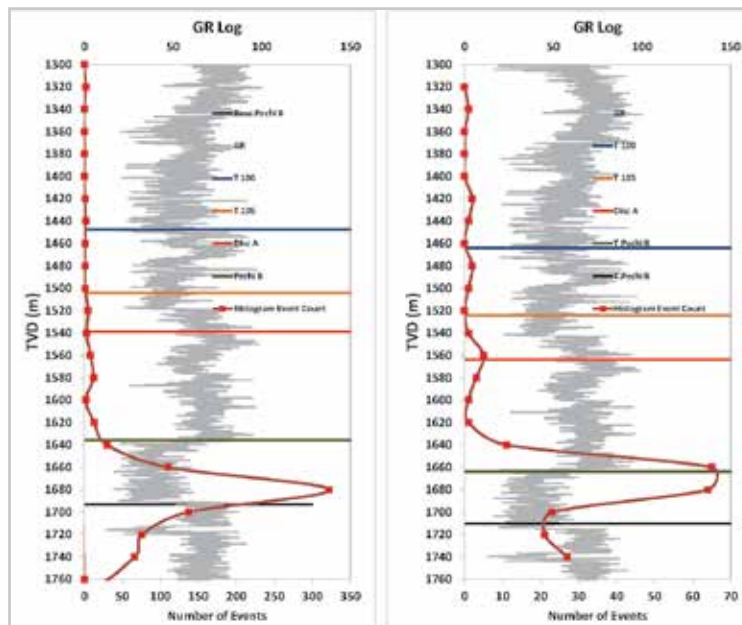


Figura 14. Comparación contra rayos gama de los pozos Escobal 195, (izquierda) y 197, (derecha).

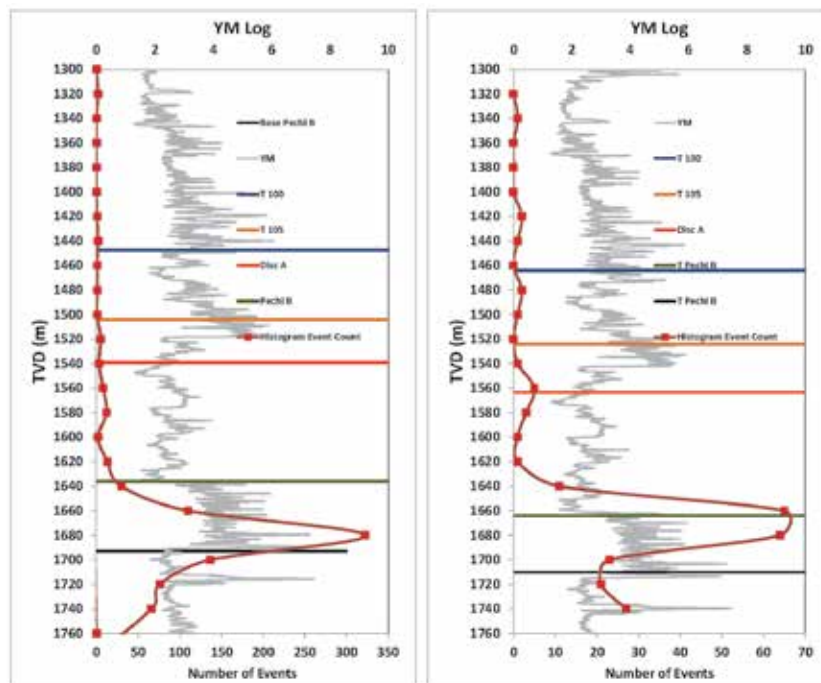


Figura 15. Comparación contra módulo de Young de los pozos Escobal 195, (izquierda) y 197, (derecha).

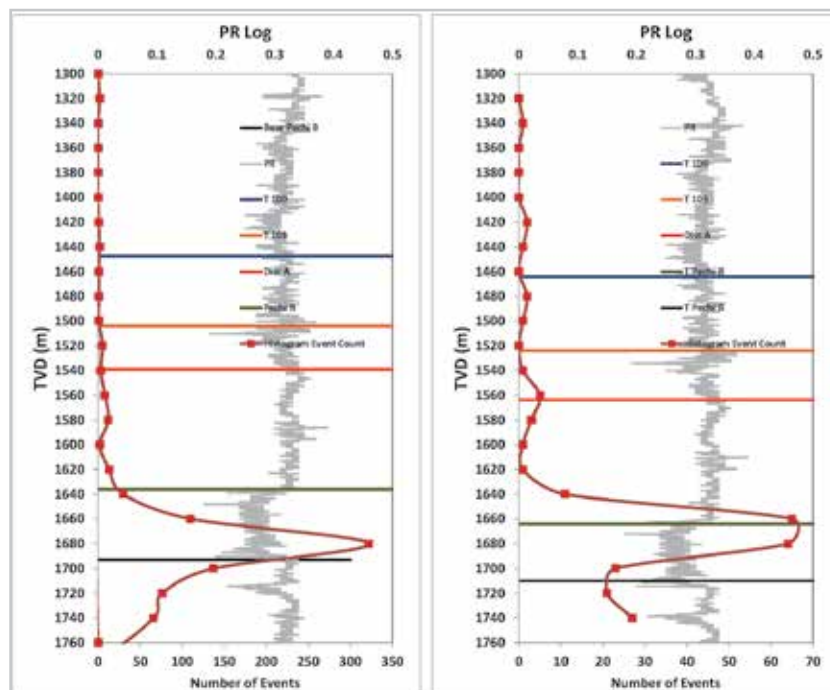


Figura 16. Comparación contra relación de Poisson de los pozos Escobal 195 (izquierda) y 197 (derecha).

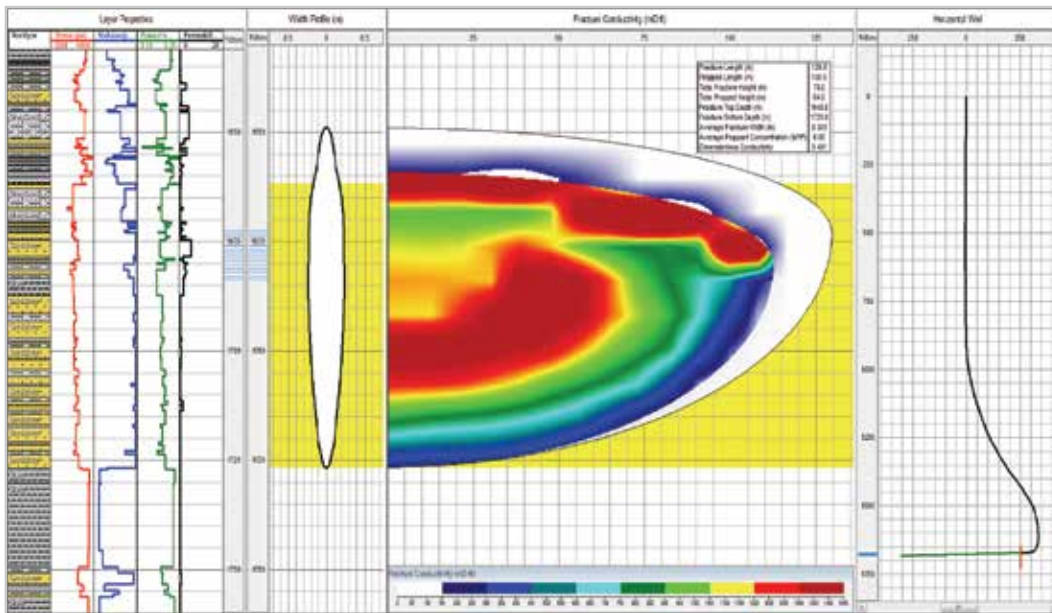


Figura 17. Modelo en el simulador de fracturas de la etapa 15 del tratamiento realizado al pozo Escobal 195.

Conclusiones

Es de gran importancia el reconocer que la producción de pozos vecinos puede impactar la geometría de las fracturas creadas o las redes de fracturas que penetran los yacimientos de menor presión. Con base en esto se debe considerar realizar pruebas de interferencia de producción para evaluar el grado de comunicación entre los pozos vecinos previamente producidos y los pozos del proyecto. El pozo previamente producido Escobal 238 probablemente impactó la geometría de las etapas tempranas en el Escobal 195 y 197. El impacto del espaciamiento de pozos en la interferencia en producción deberá ser evaluado.

Además, se recomienda utilizar modelado de fracturas y de yacimientos para obtener un mejor entendimiento de la longitud media de fractura efectiva, la cual puede ser usada para optimizar futuros espaciamientos de pozos. Los pozos horizontales están espaciados aproximadamente 200 m, y a pesar de que se observe traslape del crecimiento de las fracturas entre los pozos, la penetración efectiva del apuntalante puede ser menor en distancia. Las estimaciones de la longitud de fractura efectiva empleando los valores de producción pueden ser evaluadas por el comportamiento de producción del pozo si los valores típicos de permeabilidad han sido determinados previamente. El posicionamiento de

pozos cercanos y la orientación de los pozos deberá tener como objetivo de optimizar los patrones de drenaje y evitar zonas sin drenar y superposición innecesaria.

Por último, para la ubicación de futuros pozos en la misma área se recomienda perforar la secciones horizontales con una dirección cercana a N55°W, según permitan las restricciones del terreno, para crear fracturas transversales. El azimut principal del proyecto es probablemente N35°E, al ser claramente visible en las últimas etapas del pozo Escobal 195.

Referencias

1. Fisher, M.K., Wright, C.A., Davidson, B.M., et al. 2002. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale. Artículo SPE 77441, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, septiembre 29 - octubre 2. <http://dx.doi.org/10.2118/77441-MS>.
2. Gutiérrez, G., Méndez, J., Pérez, A., et al. 2012. Incremento de Rentabilidad y Producción Mediante la Evolución de Tecnologías de Terminación en el

Paleocanal de Chicontepec. Artículo presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo, Ciudad de México, septiembre 9-14.

119890, presentado en SPE Shale Gas Production Conference, Fort Worth, Texas, EUA, noviembre 16–18. <http://dx.doi.org/10.2118/119890-MS>.

3. Mayerhofer, M.J., Lolon, E., Warpinski, N.R., et al. 2008. What Is Stimulated Rock Volume? Artículo SPE

Semblanza de los autores

Ing. Guillermo Gutierrez Murillo

Maestría en Administración y Evaluación de Yacimientos / Heriot Watt University Ingeniería Petrolera / UNAM.

Profesionista con 21 años de experiencia en la industria petrolera, con un amplio dominio en evaluación de yacimientos no convencionales, líder de proyectos innovadores con alto impacto en producción y documentación de mejores prácticas en foros nacionales e internacionales.

En los últimos años se ha desempeñado como líder e integrante de equipos multidisciplinarios en diferentes activos en México, generando un ambiente proactivo, abierto a nuevas soluciones, con controles para el uso eficiente de tiempos y costos, cumpliendo con las normas de seguridad y medio ambiente.

Ha escrito 27 cursos presenciales, (técnicos, gerenciales y de planeación) nacionales e internacionales.

Miembro activo de la SPE, CIPM, AIPM y de la red de expertos de productividad de PEP.

M.Sc. Juan Guillermo García

Se incorporó a Pinnacle en septiembre de 2011 como Manager de Proyectos en Fort Worth, TX. En diciembre de 2011, fue promovido a Manager de Proyectos Senior encargado de proyectos de mapeo de fracturas en varios campos en los Estados Unidos.

En marzo de 2012, fue elegido como el punto focal para todas las operaciones de Pinnacle en Latin América, inicialmente manejando proyectos, principalmente en Chicontepec, MX y la formación Vaca Muerta en Argentina. Posterior a mayo de 2012, fue asignado a todas las operaciones de Pinnacle en Latin América, desempeñándose como Gerente regional con el principal objetivo de expandir el portafolio de clientes de Pinnacle en la región.

Se graduó como Maestro en Ingeniería de Petróleos con énfasis en geomecánica en New Mexico Institute of Mining and Technology en abril de 2003, en abril de 2001 de la Universidad Nacional de Colombia con el título de Ingeniero de Petróleos.

Ha ocupado diversas posiciones en la industria del petróleo y gas, abarcando desde Ingeniero de Wireline en hueco abierto hasta gerente regional. Antes de su incorporación a Pinnacle, fue el coordinador de sísmica de pozo para Latin America en Weatherford, basado en Fort Worth, TX, donde se encargaba de todas las operaciones sísmicas en la región, especialmente en México y Colombia. Antes de esto se desempeñó como Geofísico de Campo en Weatherford, donde estaba a cargo de supervisar todas las operaciones de sísmica, incluyendo micro sísmica y VSP/Checkshots.

Inició su carrera en la industria con Precision Energy Services como ingeniero de campo para operaciones de Wireline en el hueco abierto en Rock Springs, Wyoming.

Cuenta con varias publicaciones presentadas en diferentes congresos y es miembro activo de la SPE y la SEG.

Ing. Eber Medina

Egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero en la carrera de Ingeniería Química en Procesos. Actualmente es Líder de Tecnología Pinnacleen Halliburton para México y cuenta con seis años de experiencia en fracturamientos y monitoreo con microsísmica en la zona norte de México.

Participó en el diseño y ejecución de propuestas técnicas de fracturamientos hidráulicos (ácidos y apuntalados), estimulaciones matriciales y controles de agua en la cuenca de Chicontepec y el distrito Poza Rica - Altamira. Tiene experiencia en técnicas para multifracturamientos en pozos horizontales, (camisas deslizables, estimulación puntual empleando tubería flexible).

Desde el 2011 es responsable de las operaciones en México de monitoreo de fracturas usando microsísmica en fondo, participando en la primera operación de este tipo en Latinoamérica, (México), así como apoyo en operaciones en Argentina y Estados Unidos.

De 2008 a 2009 trabajó en la cuenca de Burgos efectuando fracturamientos hidráulicos en yacimientos de gas y condensado.

Ing. MBA. Javier Salguero Centeno

Profesional con 13 años de experiencia en la industria petrolera, con un amplio dominio en el área de fracturamiento hidráulico y terminaciones en pozos horizontales y verticales de aceite y gas, tanto en la parte de ingeniería de diseño como operativa.

Ha trabajado en equipo para documentar 11 artículos técnicos presentados en diversos foros nacionales e internacionales.

En los últimos años, se ha desempeñado como consultor especialista en diversos proyectos en México, también ha desempeñado cargos gerenciales en compañías de servicios, asegurando un monitoreo eficiente de la calidad del trabajo, seguridad, estándares de procesos y programas de mantenimiento preventivo..