

Análisis y optimización de los fracturamientos hidráulicos y del proceso de terminación basado en la respuesta de producción en la cuenca no convencional de Eagle Ford.

Sergio Centurión, Baker Hughes.

Sinopsis.

La formación Eagle Ford, localizada en el Sur del estado de Texas, Estados Unidos, es considerada uno de los más recientes descubrimientos productores de petróleo y gas de suma importancia en el mundo.

Este reservorio no convencional es considerado también uno de los pocos que tienen la capacidad de producir hidrocarburos en forma líquida y gaseosa. Existen muchos factores, incluyendo su gran heterogeneidad desde el punto de vista mineralógico que generan un alto grado de incertidumbre en su desarrollo y por lo tanto el riesgo asociado a las operaciones de perforación y terminación es bastante elevado.

Este artículo resume la información obtenida de más de 1,800 etapas de fracturamiento hidráulico realizada en 166 pozos en esta cuenca. La producción de cada pozo estimulado se conecta con los datos de perforación, terminación y fracturamiento hidráulico a través de una técnica de mapeo de datos para analizar los resultados. Este estudio utilizó la información pública que está disponible para esta cuenca, teniendo en cuenta como cada parámetro dentro del desarrollo y del proceso de terminación afectó la producción y el desempeño de cada pozo. Debido a que el desarrollo de esta cuenca requiere de la combinación de técnicas de perforación horizontal, completaciones multietapas e innovaciones en los fracturamientos hidráulicos, los resultados y conclusiones de este estudio pueden ser aplicados como parte de un proceso de optimización en cada etapa de terminación de esta área, y en cuencas no convencionales con características similares.

Las conclusiones de este artículo nos brindarán algunas de las tendencias en las operaciones de fracturamiento multietapa, tales como volúmenes de apuntalantes y fluidos utilizados. Las lecciones aprendidas nos sugerirán también mejores normas y técnicas a ser utilizadas en esta cuenca y como manifestamos arriba, en cuencas similares a esta también.

Introducción.

Desde el año 2008, la cuenca del Eagle Ford ha sido una de las más desarrolladas, aunque el boom en el desarrollo se tornó significativo a partir de los inicios del 2010. Desde que el primer pozo, cuyo objetivo fue esta formación, fue perforado, la Texas Rail Road Comisión (TX RRC), que es la agencia del gobierno que regula la actividad de extracción de hidrocarburos en el estado de Texas, ha autorizado un total de 3,649 permisos para perforar y terminar pozos de petróleo y gas en esta cuenca.

La figura 1 muestra el desarrollo desde un punto de vista geográfico. Los puntos verdes representan aquellos pozos cuyo objetivo era la extracción de petróleo mientras que los puntos rojos representan gas. Esta información fue extraída de la base de datos de HIS-Petra y muestra un total de 1,100 pozos que han declarado al menos tres meses de producción.

La figura 2 muestra la producción anual acumulada, basada en los datos de la TX RRC. Estos datos son presentados aquí para demostrar los niveles de importancia de esta cuenca. Las figuras 1 y 2 incluyen pozos verticales y horizontales.

La figura 3 muestra la tendencia de los equipos de perforación en esta cuenca, la cual va desde 18 equipos asignados en el último trimestre del año 2008 hasta 238 equipos en el Segundo trimestre del 2012. Si la tendencia no cambia, asumimos que para el final del año 2012 habrá 250 equipos de perforación trabajando en esta cuenca. Esta actividad que no para de aumentar representa un desafío en todos los aspectos de este desarrollo, desde un punto de vista técnico, operacional y logístico. Recursos relacionados con ambas actividades, esto es con la perforación direccional y fracturamiento hidráulico multietapa, como el agua, el apuntalante, el polímero, los aditivos químicos, la potencia hidráulica y equipo anexo, y el personal técnico capacitado están limitados debido a la gran demanda, es por eso que cualquier tipo de cambio u optimización de los recursos impactará en todos los aspectos de este desarrollo.

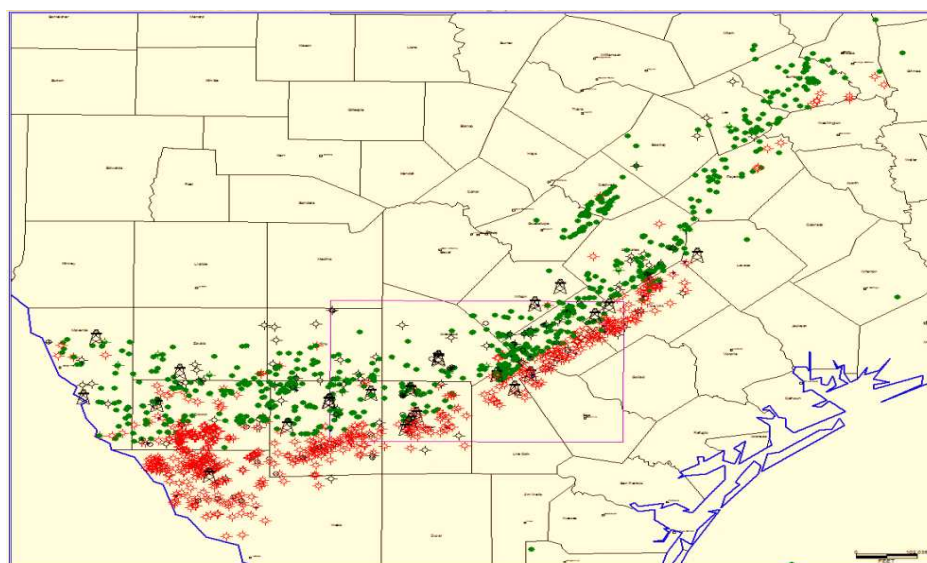


Figura 1. Desarrollo geográfico de Eagle Ford. Fuente: IHS Petra.

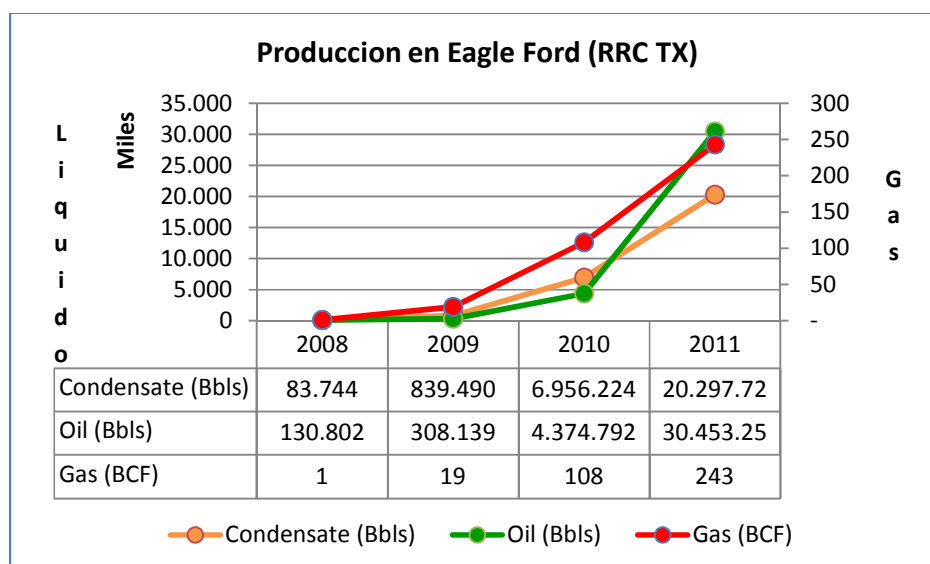


Figura 2. Producción anual acumulada de hidrocarburos. Fuente: Texas RRC.

Aunque los operadores y las compañías de servicio han trabajado para lograr un mejor entendimiento de esta cuenca y su desarrollo, incertidumbre existe en todos los aspectos dentro de los procesos de perforación y terminación. Preguntas como las siguientes se escuchan a lo largo de varios foros asistidos:

- Cual es el óptimo esquema de bombeo para una fractura hidráulica?
- Cual es la mejor geometría de un pozo?
- Cuantas etapas son requeridas para terminar un pozo?
- Cual es la longitud optima de una etapa de terminación?
- Cuantos set de agujeros por etapa son necesarios?
- Cual es la distancia optima entre cada set de agujeros?
- Cual es el tipo de fluido de fracturamiento recomendado?
- Cuantas libras y que tipo de apuntalante por etapa son necesarios?
- Cuanta agua es recomendada por cada etapa?

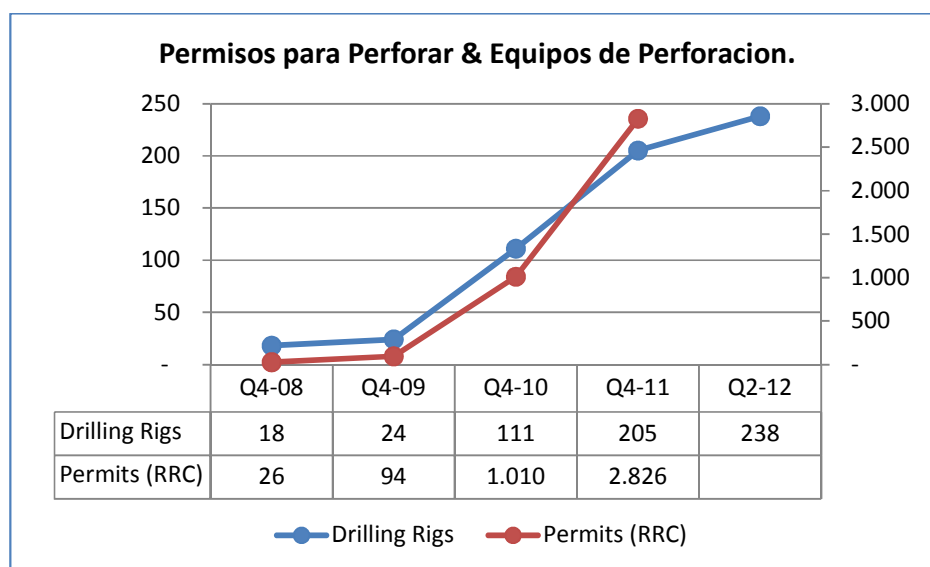


Figura 3. Permisos para perforar y equipos de perforación.

Primero lo primero: Entendiendo el Reservorio.

La cuenca del Eagle Ford se encuentra situada desde el límite entre Estados Unidos y México, cercano al extremo Sudeste del estado de Texas, representando una franja que se desplaza desde Sudoeste hacia el Noreste. Su edad geológica corresponde a la era paleozoica, cretácico inferior. Las profundidades cambian desde el norte hacia el sur, variando desde los 6,000 pies hasta los 15,000 pies, con el espesor fluctuando desde los 100 pies hasta los 400 pies. Este tipo de desarrollo ha sido llamado no convencional y se hizo realidad gracias a la combinación de dos tecnologías: perforación horizontal y fracturamiento hidráulico multietapa.

Son varios los factores que han hecho esta cuenca diferente de otras, también consideradas no convencionales. Uno de los más importantes es la presencia de hidrocarburos líquidos, además de gas seco. Una tendencia dentro del tipo de hidrocarburos producidos ha sido observada en donde los pozos que producen alta relación de líquidos están más concentrados en la parte norte de la cuenca y esta relación decrece a medida que nos desplazamos hacia el sur. También es importante destacar que aquellos pozos que se encuentran en la zona de alta relación de líquidos también presentan producción de gas y viceversa, aquellos pozos más al sur en los cuales es esperada producción de gas, también existe producción de líquidos, presentándose estos en forma de condensados.

La figura 4 muestra las tres áreas, llamadas ventanas, siendo la de petróleo (alta relación de líquidos) sombreada en color verde, una zona de gas húmedo en el medio y la de gas seco en la parte inferior, sombreada esta última en color rojo.

Es importante también considerar que esta formación tiene una muy alta heterogeneidad, J. Mullen (2010). Figura 5 muestra un ejemplo de los resultados del análisis mineralógico en núcleos de cuatro diferentes condados en los cuales se encuentra presente Eagle Ford, analizados a diferentes profundidades. El contenido mineral dentro del condado de Dimmit (la parte más al sudoeste de la cuenca) posee un contenido de cuarzo que en la mayoría está cercano al 30%, contenidos de calcita cercano al 20% con un par de núcleos alrededor del 40% al 70%, y MLIS (capas mezcladas de Illita y Esmectita) dentro del rango del 20% al 30%. Muestras del condado de McMullen (cercano al centro geográfico de la cuenca) posee mineral de cuarzo de solamente alrededor del 10%, calcita incrementa del 40% al 80%, mientras el contenido de MLIS es similar a la muestra anterior. (Condado de Dimmit).

Los núcleos de dos condados en la zona más al norte de la cuenca, Brazos y Burleson son similares tanto en el contenido mineral como en la distribución, siendo el rango bastante diferente de los núcleos mencionados en el párrafo anterior.

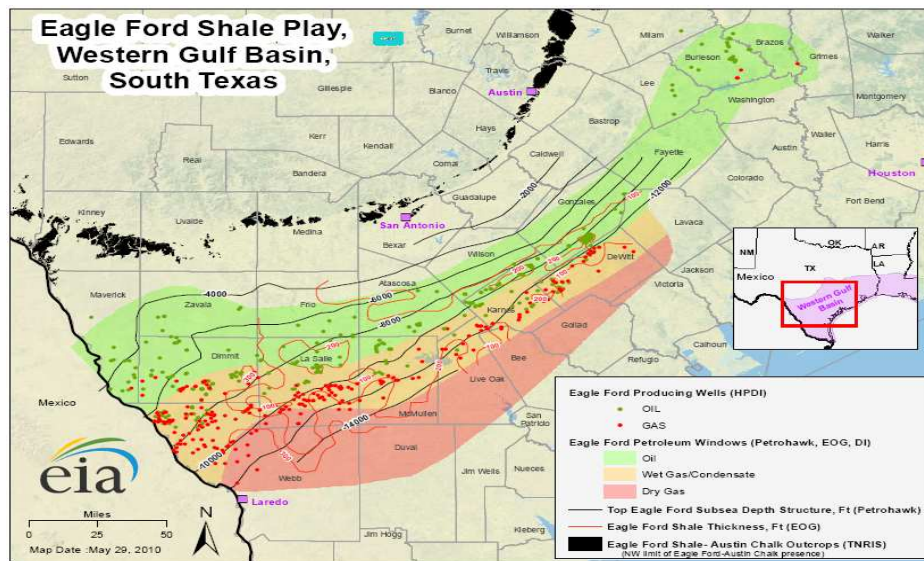


Figura 4. Las tres ventanas, petróleo, gas y condensado y gas, de producción de Eagle Ford. Map from EIA.gov.

A medida que la mineralogía cambia, las propiedades mecánicas también cambian. Estas propiedades afectan significativamente la geometría de fractura, la cual afecta la respuesta final de la producción. Los trabajos mencionados en las referencias, estos es, Warpinski y colaboradores (2008), Stegent (2010) y McMullen (2010) resaltan de manera excelente la importancia de definir los parámetros críticos para la estimulación y la terminación en los reservorios no convencionales tales como el Eagle Ford. Considerando esta variabilidad en la roca de este reservorio, la cual cambia aun en zona aledañas, tal como se mostro arriba, el conocimiento del reservorio es crucial para obtener una optima producción en este tipo de cuenca.

La figura 5 también muestra la columna mineral de esta cuenca. Aunque la formación es llamada “lutita” o “arcilla” (shale), su composición mineralógica esta dominada por materiales como la calcita y el cuarzo mas que por aquellos considerados arcillosos (ilita, esmectita, kaolinite y clorita). De esta manera, el Eagle Ford es diferente y debe ser optimizado de manera diferente a otros reservorios no convencionales.

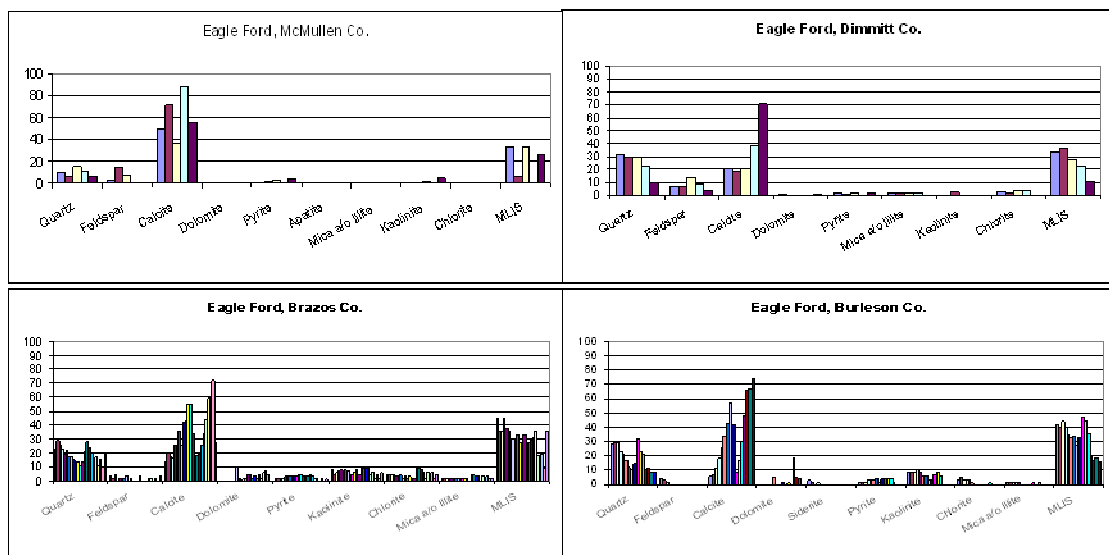


Figura 5. Composición mineralógica de núcleos de la formación Eagle Ford en distintos condados de Texas, USA. Fuente: Reportes internos de Baker Hughes.

Desarrollo de la cuenca.

Desde principios del 2008, el fracturamiento y la terminación de pozos en esta cuenca ha provisto bastante información y experiencia. La figura 6 muestra la tendencia de pozos fracturados por mes por parte de esta compañía de servicios.

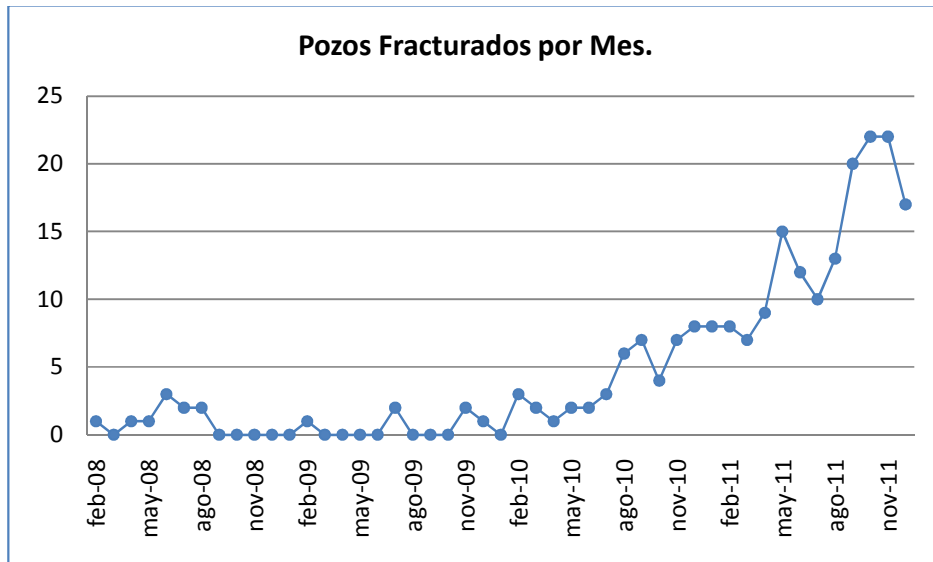


Figura 6. Pozos tratados por mes, desde Febrero 2008 hasta Noviembre 2011.

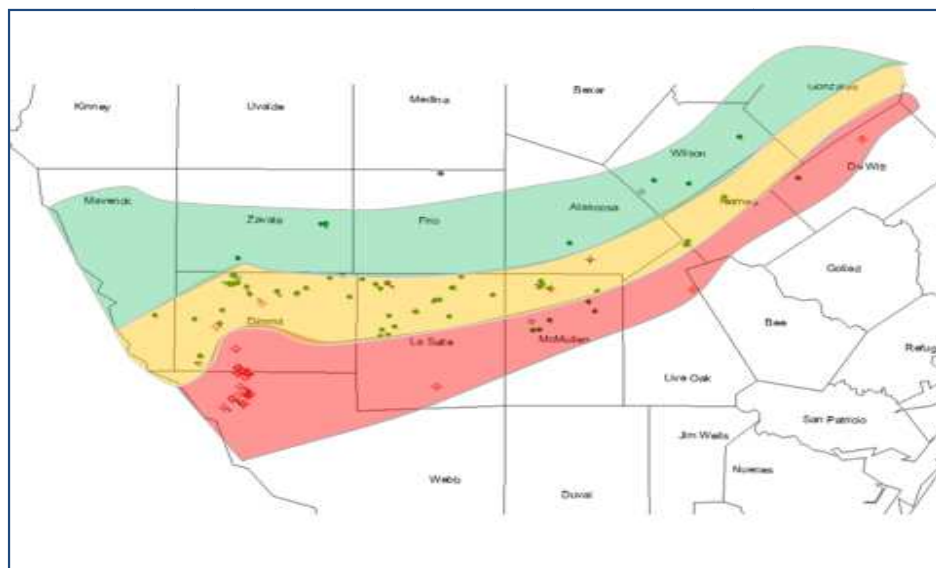


Figura 7. Distribución geográfica de 107 pozos estimulados por esta compañía en Eagle Ford.

Los datos de nuestros trabajos de fracturamiento hidráulico fueron conectados a los datos de la perforación, terminación y producción de 107 pozos. La figura 7 muestra la distribución geográfica de los pozos, incluyendo las tres áreas de producción, petróleo, gas/condensado y gas seco, mencionadas anteriormente. La figura 8 muestra los valores de producción acumuladas en los tres primeros meses de producción de estos pozos, organizados de mayor a menor. Los datos de producción fueron todos convertidos a barriles equivalentes de petróleo (BOE, por sus siglas en inglés) para poder hacer una comparación consistente.

Algunos de estos 107 pozos no mostraron producción consistente (algunos mostraron valores igual a cero en alguno de los tres primeros meses de producción) y nosotros asumimos que esto se debió a situaciones

relacionas con la operación y no con el reservorio. Además, algunos pozos presentaron producciones de gas en un 100%, es decir ningún tipo de hidrocarburo líquida. Los pozos que se encontraban dentro de estos dos escenarios descritos (producción cero en alguno de los tres primeros meses y 100% de gas) fueron eliminados de nuestro análisis, llegando de esta manera la cantidad de pozos a analizar igual a 82 pozos. Utilizando esta production acumulada generamos la figura 8. Nótese que el rango de valores va desde un máximo cercano a los 100,000 BOE hasta un mínimo cercano a los 1,000 BOE.

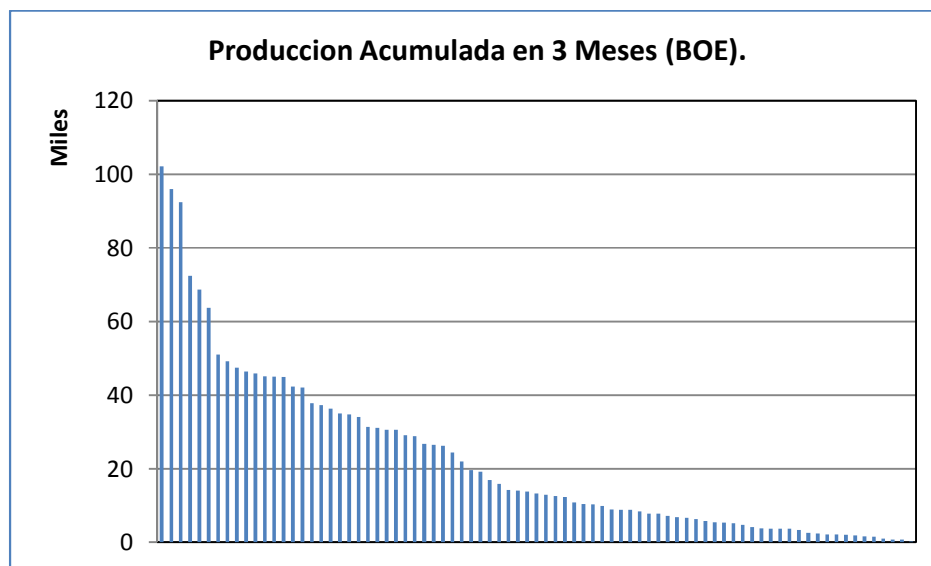


Figura 8. Ranking de la producción acumulada en tres meses de los pozos analizados.

Con esta información identificamos el 10% de los mejores productores. Estos están representados en la figura 9. Nótese que los mejores productores esta mas concentrados en la zona media, es decir en donde la mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos es más pronunciada.

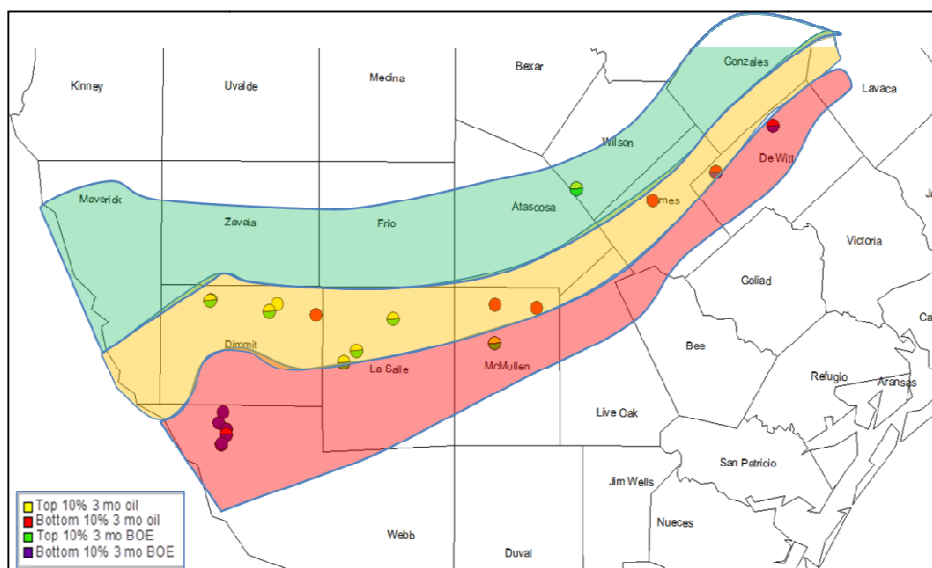


Figura 9. Los mejores y peores 10% productores de petróleo analizados.

La figura 10 y 11 muestra los parámetros de mejores productores. La figura 10 muestra la longitud lateral efectiva del pozo, en pies, definida como la distancia existente entre el agujero o disparo más profundo y el agujero o disparo más somero del tramo horizontal del pozo. La figura 11 muestra el espesor de la formación Eagle Ford para cada pozo, en pies.

La terminación es extremadamente importante para optimizar la producción en los reservorios no convencionales, y el fracturamiento hidráulico multietapas representa más del 80% de los esfuerzos y costos de dicha etapa de terminación. Es por esto que la próxima parte de nuestro estudio esta enfocada al comportamiento de dos componentes importantes dentro de los fracturamientos hidráulicos: volúmenes de fluidos y apuntalantes.

La figura 12 compara tres meses de producción acumulada versus el volumen total de fluido utilizado para fracturar el pozo, en galones, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies. La figura 13 compara tres meses de producción acumulada versus el volumen total de fluido utilizado para fracturar el pozo, en galones, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies, y dividido por el espesor de la formación, en pies.

La figura 14 compara tres meses de producción acumulada versus el volumen total de apuntalante utilizado para fracturar el pozo, en libras, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies. La figura 15 compara tres meses de producción acumulada versus el volumen total de apuntalante utilizado para fracturar el pozo, en libras, dividido la longitud lateral efectiva del pozo, en pies, y dividido por el espesor de la formación, en pies.

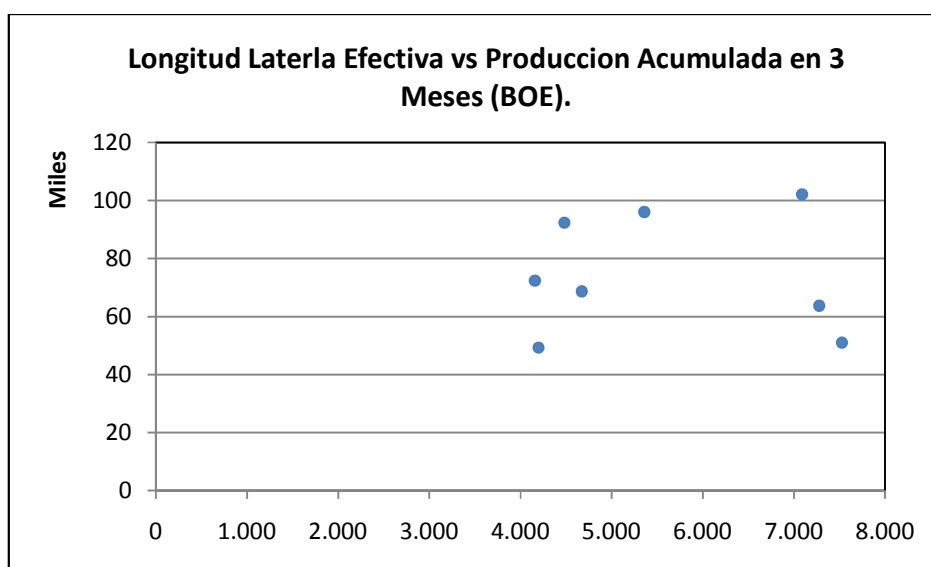


Figura 10. Longitud lateral efectiva (ft) vs. Producción acumulada en tres meses.

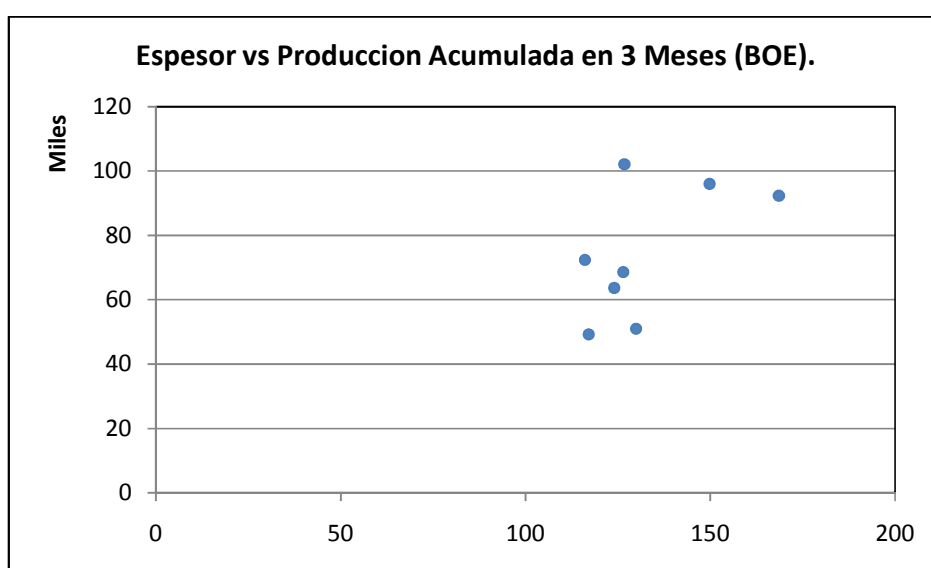


Figure 11. Espesor de Eagle Ford (ft) vs. Producción acumulada en tres meses.

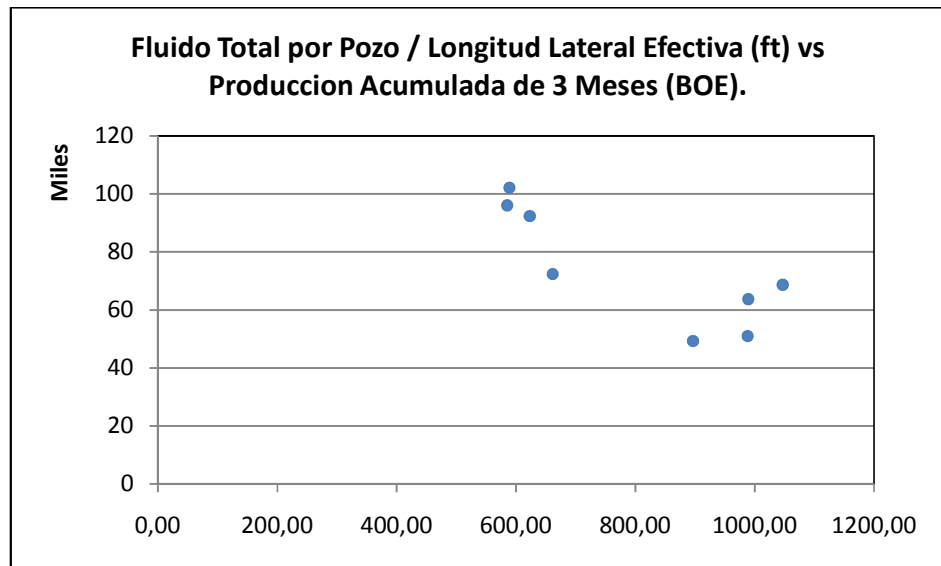


Figura 12. Fluido total utilizado por pozo (gal) / longitud lateral efectiva (ft) vs. Producción acumulada en tres meses.

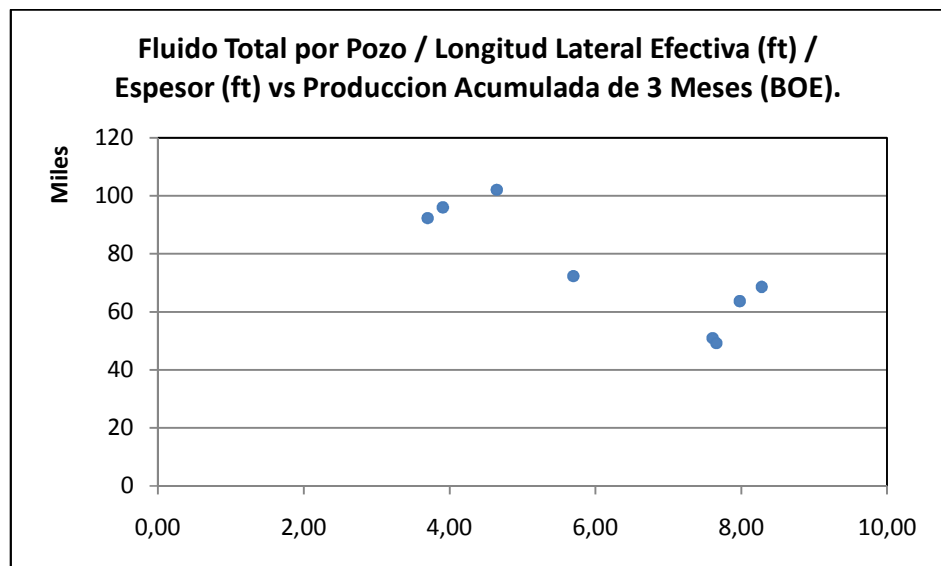


Figura 13. Total de fluido utilizado por pozo (gal) / longitud lateral efectiva (ft) / espesor de la formación (ft) vs. Producción acumulada en tres meses.

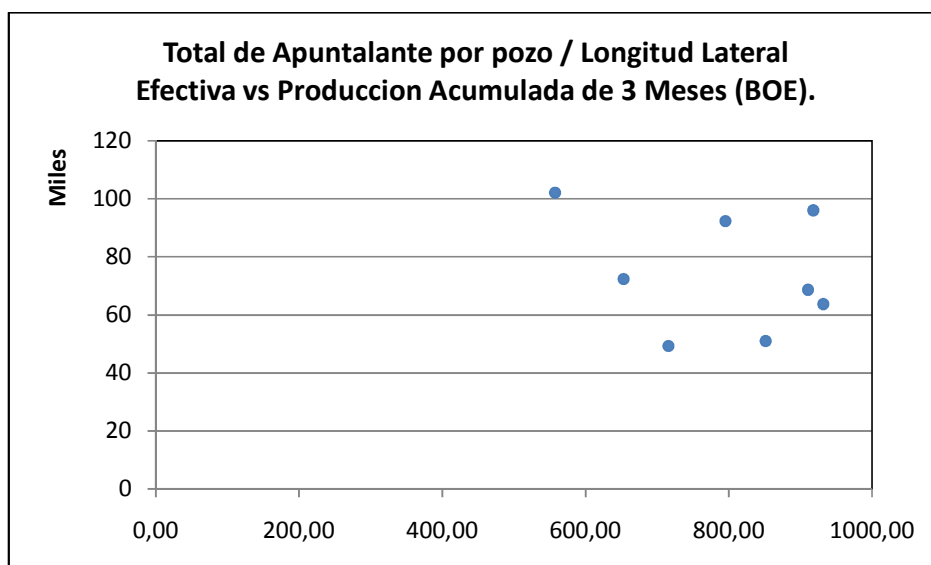


Figura 14. Total de apuntalante por pozo (lb) / longitud lateral efectiva (ft) vs. Producción acumulada en tres meses.

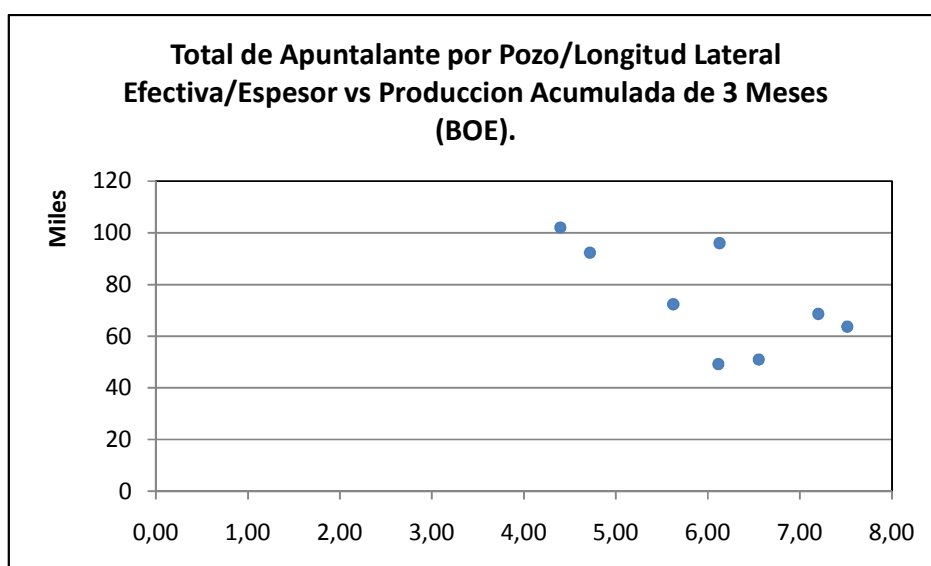


Figura 15. Total de apuntalante por pozo (lb) / longitud lateral efectiva (ft) / espesor de la formación (ft.) vs. Producción acumulada en tres meses.

Observaciones.

Esta compañía de servicios ha estimulado 224 pozos en la cuenca de Eagle Ford, lo que representa más de 3,000 etapas de fracturamiento hidráulico. Debido a hay pozos que tienen menos de seis meses de datos de producción y otros aun no han reportado ningún dato a la agencia de TX RRC, una población de 107 pozos fueron analizados. De estos 107 pozos, 25 pozos fueron eliminados de nuestro análisis porque presentaban o producción cero en alguno de los tres primeros meses o producción de 100% gas. Vale aclarar que los pozos que presentaron cero producciones en alguno de los tres primeros meses, se asumió que esto se debió a dificultades operacionales y no relacionadas con el reservorio. Los 82 pozos restantes fueron mapeados y los tres meses de producción acumulada y el espesor de la formación Eagle Ford para cada pozo fueron identificados. Esta información fue conectada con los datos de perforación (profundidad vertical y profundidad medida), terminación (longitud lateral efectiva, longitud de cada etapa, numero de etapas, cantidad de juegos de disparos

por etapa) y fracturamiento hidráulico (volúmenes de fluido y apuntalante por pozo, caudal de bombeo promedio por pozo).

Debido a que los pozos en esta área comúnmente producen ambos, petróleo y gas, la producción fue estandarizada y convertida a barriles equivalentes de petróleo (BOE, en ingles). Una observación inmediata fue el amplio espectro de producción, desde alrededor 102,000 barriles hasta alrededor 1,000 barriles, acumulados en los tres primeros meses de producción.

Del total de los 82 pozos, se identificaron los mejores productores, acotándolos a los mejores 10%, se los identifico y mostro su distribución geográfica. Los volúmenes de fluido de fractura y de apuntalantes utilizados por pozo y por etapa, para estos mejores productores, 8 pozos en total, fueron divididos por la longitud lateral efectiva, por el espesor y por ambos. El objetivo fue encontrar el rango de valores observados de galones de fluido de fracturamiento y libras de apuntalante por pie de longitud lateral efectiva y por pie de espesor de formación. Esta información puede ser utilizada como regla para comparar o establecer diseños de trabajos en áreas similares a Eagle Ford.

Conclusiones.

- Para los mejores 10% productores en esta área, estimulados por esta compañía de servicios:
 - El volumen de fluido de fracturamiento utilizado por pie de longitud lateral efectiva esta en el rango desde 585 a 1,046 gal/ft.
 - El volumen de fluido de fracturamiento utilizado por pie de longitud lateral efectiva y por pie de espesor de formación esta en el rango de 3.70 a 8.28 gal/ft/ft.
 - El volumen de apuntalante utilizado por pie de longitud lateral efectiva esta en el rango desde 557 a 931 lb/ft.
 - El volumen de apuntalante utilizado por pie de longitud lateral efectiva y por pie de espesor de formación esta en el rango de 4.40 a 7.52 lb/ft/ft.
- El reservorio no convencional de Eagle Ford posee una heterogeneidad muy elevada, basado esto en su mineralogía y sus propiedades mecánicas. Debido a esto, las estrategias para perforar y terminar un pozo deben ser analizadas para cada área en específico. Infiriendo resultados de un área a otra puede resultar en pozos cuyas producciones no alcanzan las expectativas.

Agradecimiento.

El autor agradece a Baker Hughes por permitir la publicación de este artículo. También quiere agradecer a Randall Cade y al grupo de Reservoir Solution Team en Houston, Texas, por el apoyo y asistencia en tareas relacionadas con las mencionadas en este artículo.

Referencias.

- J. Mullen. 2010. Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in South Texas. Paper CSUG/SPE 138145 presented at the Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 19-21 October.
- N.R Warpinski, M.J. Mayerhofer, M.C Vincent, C.L Cipolla, E.P.Lolon, 2008, Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network growth while Optimizing Fracture Conductivity. Paper SPE 114173 presented at Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, Colorado, USA, 10-12 February.
- N.A. Stegent, A.L. Wagner, J. Mullen, R.E. Borstmayer. Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale. 2010. Paper SPE 136183 presented at the SPE Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, 2-3 November.
- J. Mullen, J.C. Lowry, K.C. Nwabuoku, 2010. Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale. Paper SPE 138446 presented at the SPE Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, 2-3 November