

ESTIMULACIÓN EN ARENAS POCO CONSOLIDADAS EMPLEANDO FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS EN EL LAGO DE MARACAIBO

EXPOSITOR: Ing. Salvatore Carbone

AUTORES: Ing. Salvatore Carbone / Ing. Orlando González

EMPRESA: Petróleos de Venezuela (PDVSA)

RESUMEN

Las arenas de edad mioceno en el Lago de Maracaibo se caracterizan por ser poco consolidadas y poseer una alta permeabilidad en el orden de cientos a miles de milidarcies. En el pasado este tipo de formaciones eran estimuladas mediante fracturas con petróleo, técnica que dio buenos resultados mientras los yacimientos conservaron su presión original. Actualmente, con los yacimientos más depletados, se requiere una técnica más avanzada que provea una estimulación más efectiva a los pozos. Esto se logró mediante la técnica de Fracturas Altamente Conductivas (FAC), la cual permite establecer una ruta de alta conductividad que conecte la formación productora con el pozo, logrando traspasar la zona de daño a la vez que proporcione una estimulación al pozo. Esta técnica se viene empleando desde el año 1996 y debido a los excelentes resultados de producción obtenidos ha pasado a reemplazar a las tradicionales fracturas con petróleo y ya forma parte integral del proceso de completación en pozos del mioceno.

INTRODUCCION

Desde comienzos de la década del 50, las arenas petrolíferas del mioceno ubicadas en el Lago de Maracaibo han sido estimuladas mediante la técnica llamada Forzamiento Arena Petróleo (SOS o FAP) con la finalidad de eliminar el daño causado por los fluidos de perforación, cementación, alta concentración de esfuerzos así como también para controlar la arena. Esta técnica dio buenos resultados mientras los yacimientos conservaron un buen gradiente de presión. Sin embargo, la mayoría de los yacimientos del mioceno se encuentran actualmente depletados, y la técnica de Forzamiento Arena Petróleo no mejora significativamente la productividad de los pozos.

Para este tipo de yacimientos del mioceno y el grado de agotamiento actual, se logró el incremento de productividad de los pozos mediante la técnica de "Fracturas Altamente Conductivas", la cual genera un canal de alta conductividad que sobrepasa la zona de daño y cambia el patrón de flujo alrededor del pozo. Esta técnica se inició en pozos del yacimiento LGINF-05 en el año 1996 y debido a los excelentes resultados de producción obtenidos hasta la fecha se ha extendido a todos los yacimientos del mioceno del Lago de Maracaibo y ha reemplazado la técnica de "Forzamiento Arena Petróleo" formando parte integral del proceso de completación de los pozos.

TECNOLOGIA PREVIA

La técnica SOS fue desarrollada en la década del '50, como un sistema de estimulación rápido y de bajo costo para las formaciones dañadas de alta permeabilidad (200 a 1,000 md). La técnica de SOS genera canales de alta conductividad, que parten de cada perforación y atraviesan la zona dañada alrededor del pozo, para llegar a la formación no dañada. Por lo general, con posterioridad a estos tratamientos, se realiza un empaque de grava convencional con una tubería ranurada, que resulta esencial para contener la producción de arena proveniente de estas areniscas muy poco consolidadas. El incremento de la producción después de un tratamiento con SOS no es muy grande y, en muchos casos, la producción declina rápidamente a la producción anterior del trabajo. La técnica SOS se realiza normalmente en varios intervalos cañoneados, cada uno de los cuales varía entre 20 y 100 pies (6 a 30 m) de largo, pero puede cubrir varios centenares de pies entre la base y el tope de las perforaciones. En el tratamiento convencional se bombean grandes volúmenes de crudo (100 a 300 bbl, 16 a 48 m³) como pre-flujo (colchón) y a continuación se introduce una lechada de arena y petróleo con una concentración de hasta 4.5 LPG (7.74 kg/l) de arena, hasta alcanzar un total de 15,000 a 30,000 libras (6,818 a 13,636 kg) de agente de sostén. En la mayoría de los casos se bombeaba bolas selladoras durante el tratamiento principal para asegurar la apertura de todas las perforaciones. El primer punto débil de dichos tratamientos es que los grandes volúmenes de colchón de petróleo, su viscosidad y las bajas concentraciones utilizadas genera una fractura relativamente larga y de muy poco ancho con una concentración baja de agente apuntalante dentro de la fractura de 1 a 1.5 lb/ft² (5 a 7 Kg/m²). Sin embargo, las formaciones no consolidadas del mioceno tienen un alto factor de empotramiento el cual absorbe alrededor de 2 lb/ft² (10 Kg/m²) de agente de sostén y hace que las fracturas desaparezcan en un corto período de tiempo. A ello se debe la disminución rápida de la producción, después de unos meses del

tratamiento. El segundo punto débil es la selección del agente de sostén. En el pasado se utilizaba arena local de granulometría 16/25, cuya esfericidad es muy baja, de acuerdo con los estándares del API. La falta de esfericidad facilita la trituración y provoca más deterioro aún, dando como resultado un empaque de agente de sostén de baja permeabilidad. Este hecho, sumado al escaso ancho de fractura alcanzada por la técnica SOS (0.1 a 0.2 pulgadas, 2.5 a 5.0 mm), provoca un nivel de conductividad muy bajo en el canal relleno de agente de sostén y, como consecuencia, una baja productividad del pozo. Ultimamente, esta práctica ha perdido vigencia, dado que se sacrificaba la productividad por un pequeño costo adicional. Una vez determinadas las debilidades de la técnica SOS, se realizaron las modificaciones correspondientes y se implementó una nueva técnica llamada FAC (Fracturas Altamente Conductivas) mediante la cual se busca realizar una fractura corta y ancha altamente conductiva. La siguiente sección explica detalladamente la técnica FAC y su objetivo.

ESTIMULACION EN FORMACIONES INCONSOLIDADAS DE ALTA PERMEABILIDAD

Las formaciones de alta permeabilidad poco consolidadas deben ser estimuladas mediante fracturamiento hidráulico con el objetivo de sobrepasar la zona de daño en la vecindades del pozo, cambiar el patrón de flujo alrededor del pozo y controlar la producción de arena, ver Figura 1. A continuación se explica cada objetivo detalladamente:

SOBREPASO DE LA ZONA DE DAÑO

Los fluidos de perforación, filtrado de cemento, migración de finos y la concentración de esfuerzos tangenciales alrededor del pozo son las principales fuentes de daño en formaciones no consolidadas de alta permeabilidad. El daño generado por la invasión del lodo de perforación y el filtrado del mismo ocurre en las primeras pulgadas dentro de la formación alrededor del pozo. El proceso de migración de finos y la reducción de permeabilidad debido a la concentración de esfuerzos tangenciales ocurren mas profundamente dentro de la formación, en los primeros pies alrededor del pozo. Todas estas fuentes de daño son bien conocidas y se encuentran muy bien explicadas en la literatura excepto el daño causado por la concentración de esfuerzos tangenciales alrededor del pozo. Por esta razón, esta fuente de daño será explicado en detalle. Los daños mencionados anteriormente causan una caída de presión adicional en las vecindades del pozo resultando en una reducción en la productividad del pozo. Todos estos daños pueden ser traspasados mediante la realización de una fractura hidráulica.

Cuando se perfora un pozo dos regiones en la vecindad del pozo resultan de la redistribución de esfuerzos: Una región fallada localizada (Región Plástica) y una Región Elástica con altos esfuerzos tangenciales. En ambas regiones, existe una reducción de permeabilidad, designada como "daño mecánico" en la referencia 1, y se muestra en la Figura 1. Esta reducción de permeabilidad causada por la concentraciones de esfuerzos fue cuantificada mediante pruebas de laboratorio documentadas en la misma referencia. En estas pruebas se encontró que la permeabilidad de la roca no consolidada varió de 360 md a 2,000 lppc (140 kg/cm²) hasta 22.5 md a 10,000 lppc (703 kg/cm²). La reducción del espacio poral intergranular y el desmoronamiento debido a la carencia de cementación causó la reducción de la permeabilidad (daño). En la muestra de roca consolidada, la permeabilidad disminuyó solamente en un 13%, de 110 md a 2,000 lppc (140 kg/cm²) hasta 97.2 md a 10,000 lppc (703 kg/cm²).

Los componentes de los esfuerzos efectivos alrededor de un pozo vertical en un sistema de coordenadas cilíndricas alineados con los esfuerzos principales, se muestran en la Figura 2 y están dados por las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{\theta} (\theta = 0) = 3\sigma_{h \max} - \sigma_{h \min} + \Delta p \quad (1)$$

$$\sigma_{\theta} (\theta = 90) = 3\sigma_{h \min} - \sigma_{h \max} + \Delta p \quad (2)$$

donde:

Δp es la diferencia entre presión fluyente y la presión del yacimiento (cuando el pozo no está produciendo Δp es igual a cero y p_{wf} es igual a la presión del yacimiento p_r).

Para un pozo vertical con esfuerzos horizontales simétricos ($\sigma_x = \sigma_y = \sigma_{h \min} = \sigma_{h \max}$) la ecuación de los esfuerzos tangenciales se convierte en:

$$\sigma_{\theta} = 2\sigma_{h \min} + \Delta p \quad (3)$$

lo cual significa que el esfuerzo tangencial efectivo en un pozo es aproximadamente dos veces el esfuerzo horizontal o esfuerzo de cierre mas la diferencia entre la presión de fondo fluuyente y la presión del yacimiento.

La referencia 3 muestra que la distancia radial de la interface entre la zona plástica y elástica es principalmente dependiente de la consistencia de cizallamiento de la formación y no de la propiedades elásticas de la formación. Entre menos consolidado sea la formación, mayor es el radio de la región plástica (o fallada). Para yacimientos donde la consistencia de cizallamiento es de 14.5 lppc (1 kg/cm²), la interface plástica/elástica será aproximadamente ocho (8) veces el radio del pozo. Adicionalmente, se muestra que la concentración de los esfuerzos tangenciales en la región elástica es máxima en la interface y disminuye dentro de los siguientes cinco radios de la interface. Es decir, para un pozo vertical de 8 1/2" con una consistencia de cizallamiento de 14.5 lppc (1 kg/cm²), la extensión de la región plástica es cerca de 3 pies y la zona adyacente dañada debido a altos esfuerzos es de 15 pies (4.5 m) mas de la zona de interface (zona total de daño es de 18 pies, 5.5 m).

CAMBIO DE PATRON DE FLUJO

Para explicar como fracturas cortas y anchas estimulan las formaciones de alta permeabilidad a través del cambio de patrón de flujo alrededor del pozo, es necesario examinar los factores que gobiernan la productividad de un pozo fracturado. La curva de McGuire y Sikora muestra el incremento de índice de productividad versus la conductividad relativa de la fractura para una variedad de longitud de fracturas. La conductividad relativa se define como sigue:

$$C_r = \frac{12W K_f}{K} \sqrt{\frac{40}{A}}$$

En la gráfica de McGuire y Sikora, para producción de estado estable, una fractura en una formación de baja permeabilidad tiene una conductividad relativa del orden de 10⁵ y consecuentemente, como se puede observar en la Figura 3, el incremento de productividad del pozo es función principal de la longitud de la fractura en este tipo de formaciones de baja permeabilidad. En formaciones de alta permeabilidad la conductividad relativa de una fractura convencional es del orden de 10³ en donde según el gráfico de McGuire y Sikora la curvas para diferentes longitudes convergen mostrando que la productividad del pozo no es función de la longitud de fractura. Sin embargo, la productividad del pozo fracturado es función de la conductividad relativa la cual es directamente proporcional al ancho de la fractura y la permeabilidad del agente de sostén. Consecuentemente, en formaciones de alta permeabilidad se busca realizar una fractura ancha y con un agente apuntalante de alta permeabilidad de tal manera que se pueda incrementar lo máximo posible la conductividad relativa y por ende incrementar la productividad del pozo. En formaciones de alta permeabilidad se busca obtener una conductividad relativa del orden de 2 x10³ md-in/md,.

CONTROL DE ARENA

La creación de una fractura hidráulica en un pozo cambia el patrón de flujo alrededor del mismo de flujo radial a flujo lineal. La fractura incrementa el área de flujo del pozo y disminuye la velocidad intersticial del fluido, reduciendo de esta manera la velocidad de arrastre de los fluidos y por ende la fuerza de arrastre de los mismos, la cual es uno de los factores para la producción de arena en formaciones no consolidadas. Basándose en éste criterio, los yacimientos inconsolidados en el Lago de maracaibo son completados con fractura hidráulica y empaque de grava, habiéndose mejorado la producción de los pozos y el control de arena con la implementación de la técnica FAC. Recientemente se viene probando con éxito diferentes técnicas para controlar la producción de arena eliminando el uso del empaque de grava, que restringe la producción del pozo.

TECNICA FAC: FRACTURAS ALTAMENTE CONDUCTIVAS

El sistema FAC adopta la metodología desarrollada para el fracturamiento con limitación del largo de la fractura TAC (Técnica de Arenamiento Controlado) mediante la cual, una vez que la fractura ha alcanzado la longitud deseada, se crea una barrera artificial en el vértice de la fractura y de esta manera la fractura deja de crecer en longitud lo cual lleva a un incremento de la presión dentro de la misma, que se traduce automáticamente en un incremento en el ancho efectivo de la fractura. Esto permite a su vez obtener concentraciones de agente de sostén mucho más altas dentro de la fractura, disminuyendo el efecto del empotramiento de agente de sostén sobre las caras de la fractura en las formaciones blandas y poco consolidadas. El resultado final es un mayor ancho

relleno de agente de sostén después del cierre, y una mejor conductividad de la fractura. El fracturamiento TAC se puede dividir en dos etapas:

1. Colchón—fluido limpio bombeado para crear la geometría de la fractura deseada.
2. Etapa principal—colocación del agente de sostén hasta el punto de empaque de la fractura.

Para que ocurra el TAC, cuando se alcanza la longitud deseada, es necesario tener un valor bien definido para la pérdida del fluido en la formación. Con el fin de determinar el coeficiente de pérdida de fluido se realizan dos pruebas antes del tratamiento principal: a) “step rate” y “step down” y b) minifrac o prueba de calibración. La prueba de “step rate” se realiza con el objetivo de determinar la presión de fractura (o esfuerzo mínimo) y la presión de extensión de fractura. Con la sección de step down se busca determinar si hay altas pérdidas por fricción en las vecindades del pozo e identificar si son causadas por tortuosidad y/o restricción en las perforaciones. El minifrac consiste en bombear un volumen de fluido de fractura y a la misma tasa que el tratamiento principal, parar el bombeo y monitorear la caída de presión de superficie con el tiempo. El volumen utilizado en el minifrac es tal que la longitud de la fractura generada sea suficiente para obtener un área de fractura representativa a los efectos de la pérdida de fluido. El minifrac o prueba de calibración se realiza para determinar el coeficiente de pérdida de fluido, eficiencia de fluido, calibración de altura, módulo de Young y Toughness, los cuales se utilizan para realizar el diseño final y asegurar que se cumplan los objetivos del tratamiento. La Figura 4 muestra la prueba de calibración del pozo BA-1837 el cual es típico en los pozos del mioceno y las Figuras 5 y 6 presentan la interpretación de las pruebas de step rate y step down respectivamente para el mismo pozo. En el step down, Figura 6, se determinó que con agua existía pérdidas por fricción debido a tortuosidad de cerca de 600 lppc (42 kg/cm^2). Sin embargo, no se consideró realmente un problema ya que cuando se utilizara el fluido de fracturamiento de mayor viscosidad incrementaría el ancho del camino tortuoso, disminuyendo apreciablemente esas pérdidas por fricción. Usando la información obtenida en el minifrac y en el step rate y down se realizó el diseño final y se realizó el tratamiento principal. La Figura 7 muestra el comportamiento de la presión de superficie durante el tratamiento principal para el mismo pozo, donde se observa el comienzo el arenamiento en el vértice de la fractura y posteriormente el empaque de la fractura obteniéndose un ganancial de presión de aproximadamente 600 lppc (42 kg/cm^2).

CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Los principales yacimientos donde se ha aplicado la técnica FAC en el Lago de Maracaibo son los siguientes: LGINF-05, LGINF-04, BACH-02, ISNOTU-09, ISNOTU-02, BACH-12, BACH-18, BAMED-58, URD-01, etc. La columna estratigráfica típica del lago de Maracaibo donde se encuentran ubicados los yacimientos mencionados se presenta en la Figura 8. Los yacimientos del mioceno generalmente producen de los miembros Isnotú, Bachaquero, Laguna, Lagunillas Inferior y Santa Barbara. Estos yacimientos no consolidados son altamente permeables (200-1,500 md), los pozos son completados con un empaque de grava y las presiones de yacimientos oscilan entre 700 y 1,800 lppc ($49 \text{ y } 126 \text{ kg/cm}^2$)

FAC EN EL LAGO DE MARACAIBO

En Julio de 1996 la técnica FAC se comenzó a implementar en el Lago de Maracaibo en el Yacimiento LGINF-05 donde se realizaron los primeros tres trabajos en los pozos LL-2558, TJ-855 y LL-484. En estos primeros pozos no se recurrió al minifrac ni al “step rate y down” pero se realizó con concentración máxima de 8 lpg y utilizando petróleo como fluido de fracturamiento. Se observaron algunos indicios de limitación del frente de fractura. Mientras que los índices de producción máxima esperada oscilaban entre 120 y 150 bppd ($19 \text{ y } 24 \text{ m}^3/\text{d}$), después de algunos días un pozo se estabilizó en 700 bppd ($111 \text{ m}^3/\text{d}$), mientras que los otros dos lo hicieron a 164 y 300 bppd ($26 \text{ y } 48 \text{ m}^3/\text{d}$). Los resultados fueron buenos, y bastante mejores que los obtenidos con la técnica SOS, de manera que se comenzaron a realizar tratamientos FAC en otros pozos del mioceno. Lo ideal es que el tratamiento finalice con un arenamiento total del agente de sostén en el pozo, lo cual significa que la fractura ha sido empaquetada completamente, desde su extremo hasta las perforaciones, asegurando un ancho máximo y, en consecuencia, un alto grado de conductividad.

Hasta la actualidad se han realizado aproximadamente 250 FAC en los diferentes yacimientos del Lago de Maracaibo obteniéndose excelentes resultados. Para efectos prácticos, en este artículo se presentan los resultados de los 110 FAC realizados en 1998.

La técnica FAC se comenzó a aplicar en el Lago de Maracaibo utilizando petróleo como el fluido de fracturamiento. Sin embargo, al poco tiempo de su implementación se comenzó a utilizar también fluidos de fracturamiento base agua y gasoil gelificado. El criterio utilizado para la selección del fluido de fracturamiento se basa en la presión del yacimiento, compatibilidad con el petróleo producido,

fluido de completación utilizado durante el trabajo de rehabilitación y número de etapas a realizar. En yacimientos de baja presión sin problemas de compatibilidad con fluidos base petróleo, se prefiere utilizar gasoil o petróleo debido a que son fluidos mas livianos sin presencia de polímero, los cuales hacen que el proceso de limpieza después de la fractura sea mas rápido. La ventaja principal del gasoil gelificado sobre el petróleo es que el gasoil es capaz de transportar mayores concentraciones de apuntalante (hasta 14 LPG, 24 kg/l), comparado con 6-8 LPG (10 a 14 kg/l) alcanzado con petróleo. Sin embargo, un tratamiento con gasoil tiene un costo mayor que uno con petróleo. En yacimientos de alta presión y en pozos donde no hay problemas de compatibilidad, se realizan los FAC con fluido de fracturamiento base agua.

La Figura 9 muestra los resultados obtenidos para los tres fluidos de fracturamientos utilizados en el Lago de Maracaibo. En esta figura se observa la suma de la producción de los pozos antes de los FAC en 1998 y la suma de la producción de los pozos después de los tratamientos. Hasta Junio de 1998 se han realizado 56 pozos con fluido base agua, 5 pozos con gasoil y 49 pozos con petróleo. Los FAC con fluido base agua han incrementado la producción del grupo de pozos de 660 BPPD a 13,179 BPPD (105 a 2,095 m³/d), con gasoil han incrementado la producción del grupo de pozos de 102 a 832 BPPD (16 a 132 m³/d), y con petróleo de 716 a 7,398 BPPD (114 a 1,176 m³/d). En 1998, los FAC han incrementado la producción de 1,478 a 21,409 BPPD (235 a 3,245 m³/d), generado 19,931 BPPD (3,169 m³/d). La Figura 10 muestra el incremento de producción promedio de los pozos para los tres fluidos de fracturamiento utilizados, observándose que los FAC con agua han incrementado la tasa promedio de 12 a 235 BPPD (2 a 37.4 m³/d), los FAC con gasoil de 20 a 166 BPPD (3.2 a 26 m³/d), y los FAC con petróleo de 15 a 150 BPPD (2.4 a 24 m³/d). El promedio global muestra que los FAC de 1998 han incrementado la tasa de 13 a 195 BPPD (2.1 a 31 m³/d). El promedio de la tasa de producción del petróleo y gasoil es menor debido a que estos tipos de fluidos de fracturamiento se usan en yacimientos de baja presión mientras que el fluido base agua es usado en yacimientos de mayor presión en los cuales se espera obtener mayor producción.

Las Figuras 11 y 12 muestran el porcentaje de éxito desde el punto de vista de incremento de producción de los FAC realizados en 1998 en los Yacimientos BACH-02 y LGINF-05. Se definió como trabajo exitoso aquel que haya incrementado la tasa de producción en un 50% de la tasa anterior al trabajo. Bajo este criterio, se concluyó que el 85-83 % de los FAC han sido exitosos, el cual es bastante alto para una técnica de fracturamiento hidráulico en formaciones de alta permeabilidad.

En el Apéndice A se anexan los resultados de producción obtenidos en los principales yacimientos donde se han realizado tratamientos FAC.

COMPARACION DE LA TECNICA FAC VS SOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE PRODUCCION

Debido a que la técnica SOS usa altos volúmenes de colchón ("pad") y utiliza lechada de arena hasta 4.5 LPG (7.74 kg/l), la fractura generada es bastante larga, de muy poco espesor y con una concentración de arena menor de 1-1.5 lb/ft² (5 a 7 Kg/m²). La técnica FAC realiza un step rate/down y un minifrac antes del tratamiento principal con el fin de determinar las propiedades de filtrado de fluido de fractura en la formación, y con esta información se rediseña el bombeo del tratamiento principal de tal manera que se obtenga un arenamiento en el vértice de la fractura y se genere una fractura de poca longitud y de gran espesor. En los FAC se busca una longitud de 50 pies (15 m) y un espesor de hasta 1 pulgada, obteniéndose concentraciones de arena mayores a 4 lb/ft² (20 Kg/m²).

Debido al alto grado de empotramiento existente en las formaciones no consolidadas, se espera que mayores concentraciones de arena dentro de la fractura representen una mayor vida útil de la fractura y por ende menor declinación de producción de los pozos. Con el fin de comparar las técnicas desde el punto de vista de producción, se graficó en la misma escala de tiempo un pozo estimulado con SOS (Pozo TJ-1115 del LGINF-05) y un pozo en el mismo yacimiento con FAC (Pozo LL-686 del LGINF-05), ver Figura 13. En esta figura se concluye que la técnica FAC en el pozo LL-686 incrementó más la producción del pozo, comparada con la del pozo TJ-1115 con SOS. Adicionalmente, se determinó la tasa de declinación exponencial después de los tratamientos y se concluye que después de año y medio de producción el pozo LL-686 con el FAC tiene una tasa de declinación de 5 %, comparada con 11% para el pozo TJ-1115 con SOS. La técnica FAC tiene un costo promedio de 75,000 US\$ comparado con 50,000 US\$ para la técnica SOS.

CONCLUSIONES

1. Se ha comprobado que el tratamiento FAC constituye una excelente mejora a la técnica de Forzamiento Arena Petróleo (SOS).
2. La técnica FAC ha incrementado la producción en 1998 en 19,931 BPPD (3,169 m³/d), equivalente a un incremento en la tasa promedio de petróleo de 182 BPPD (29 m³/d).
3. Se han probado tres fluidos de fracturamiento durante los FAC: base agua, petróleo y gasoil. Los FAC con fluido base agua tienen una tasa promedio de 235 BPPD (37.4 m³/d), con gasoil tienen una tasa promedio de 166 BPPD (26 m³/d), y con petróleo 150 BPPD (24 m³/d).
4. Aproximadamente el 85% de los FAC realizados en yacimientos de las formaciones Bachaquero y Lagunillas Inferior han incrementado la producción de los pozos en por lo menos 50% de la tasa anterior a los tratamientos.
5. Debido al alto grado de empotramiento existente en las formaciones no consolidadas, mayores concentraciones de arena dentro de la fractura representan una mayor vida útil de la fractura y por ende menor declinación de producción de los pozos. El pozo LL-686, en el que se aplicó la técnica FAC, incrementó la producción de 20 a 700 BPPD (3.2 a 111 m³/d) y hasta la actualidad tiene una tasa de declinación exponencial de 5 % anual. El pozo TJ-1115, donde se aplicó la técnica SOS, incrementó la producción de 50 a 270 BPPD (3.2 a 43 m³/d), presentando una tasa de declinación exponencial de 11%.
6. La caída de presión causada por la alta fricción del crudo limita su uso como fluido de fracturamiento a pozos someros (menores a 5,000 pies, 1524 m), puesto que a mayores profundidades, las presiones de superficie exceden los límites de seguridad del cabezal del pozo y el revestidor.
7. Extender la técnica FAC a todos los yacimientos que tengan características similares.

CONTRIBUCIONES TECNICAS

1. Mejorar la explotación de yacimientos inconsolidados, incrementando el rendimiento productivo de los pozos, afectados principalmente por la producción de arena y finos de formación.
2. Aplicación de técnicas modernas de estimulación (FAC) en reemplazo de los forzamientos de arena convencionales.
3. Reducción del costo operativo por disminución de intervenciones a los pozos al mejorarse el comportamiento productivo de estos. Los costos operativos son altos en pozos del Lago de Maracaibo (costafuera).
4. La aplicación sirve de soporte técnico en el desarrollo de nuevas técnicas para el control de arena, orientadas a eliminar el uso del empaque de grava, cuyo efecto en la producción de los pozos y costos de taladro es importante.

BIBLIOGRAFIA

1. Carbone, C., Sanchez, A., Ceccarelli, T., Montoya, F. y Rueda, J., "HyPerSTIM, Continuous Improvement of Stimulation Technology on Lake of Maracaibo, Venezuela," Hart's Petroleum Engineer International, Feb. 1998.
2. Morales, R.H., Brown, J.E., Norman, W.D., DeBonniss, V., Mathews, M., Park, E.I., and Brown, D. "Mechanical Skin Damage in Wells" Paper SPE 30459 presented at the 1995 Annual Technical Conference, Dallas, TX.
3. Risnes, R., Bratli, R.K., and Horsrud, P.: "Stresses Around a Wellbore," SPEJ (Dec. 1982) 883-898.
4. Morales, R.H., Norman, W.D. and Park, E.I.: "Why Fracture Unconsolidated High Permeability Formations," paper SPE 35031 presented at the Formation Damage Control Symposium, Lafayette, LA, 14-15 February 1996.
5. Martins, J.P., Collins M.R. and Kelly, R.T.: "Small Highly Conductive Fractures Nears Reservoir Fluid Contacts," paper SPE 24856.
6. Mullen, M.E., Norman, W.D., and Wine, J.D.: "Investigation of Height Growth in Frac Pack Completions," paper SPE 36458 presented at 1996 SPE Annual Conference, Denver, Colorado, 6-9 October.
7. Nolte, K.G.: "Evolution of Hydraulic-Fracturing Design and Evaluation," paper SPE prepared for presentation at the First Symposium of Oil and Gas Fields Production in Poza Rica de Hidalgo Veracruz, Mexico, May 23-24 1997.
8. Hanna, B., Ayoub J. and Cooper B.: "Rewriting the Rules for High-Permeability Stimulation," Oilfield Review, October 1992.

FIGURAS

- OBJETIVOS:
- 1) SOBREPASAR LA ZONA
 - 2) CAMBIAR PATRON DE FLUJO
 - 3) CONTROLAR PRODUCCION DE ARENA

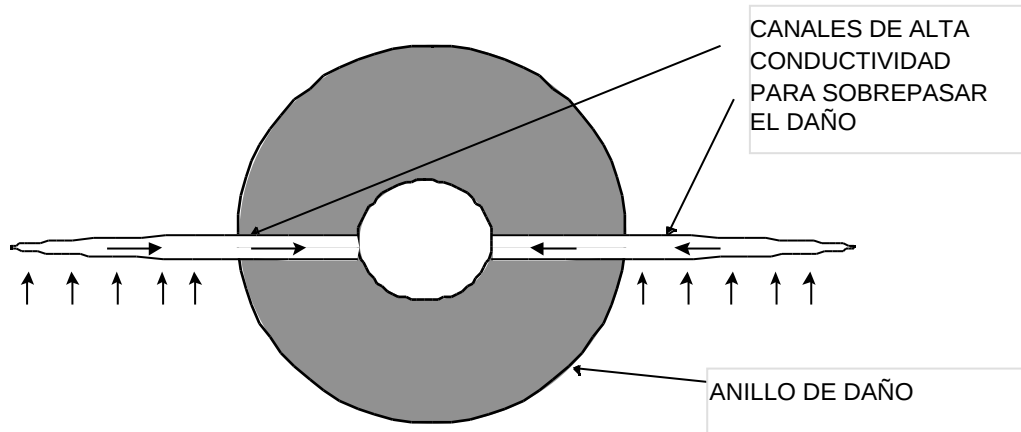


FIGURA 1 - Objetivos de la Técnica FAC en Formaciones del mioceno.

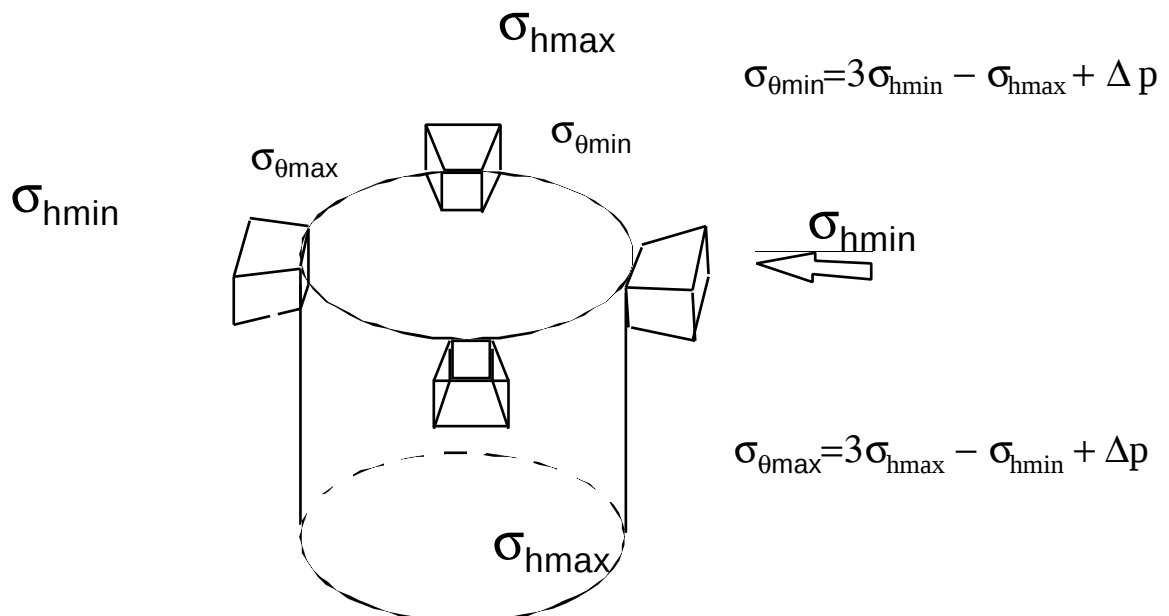


FIGURA 2 - Esfuerzos Tangenciales en un Pozo Vertical.

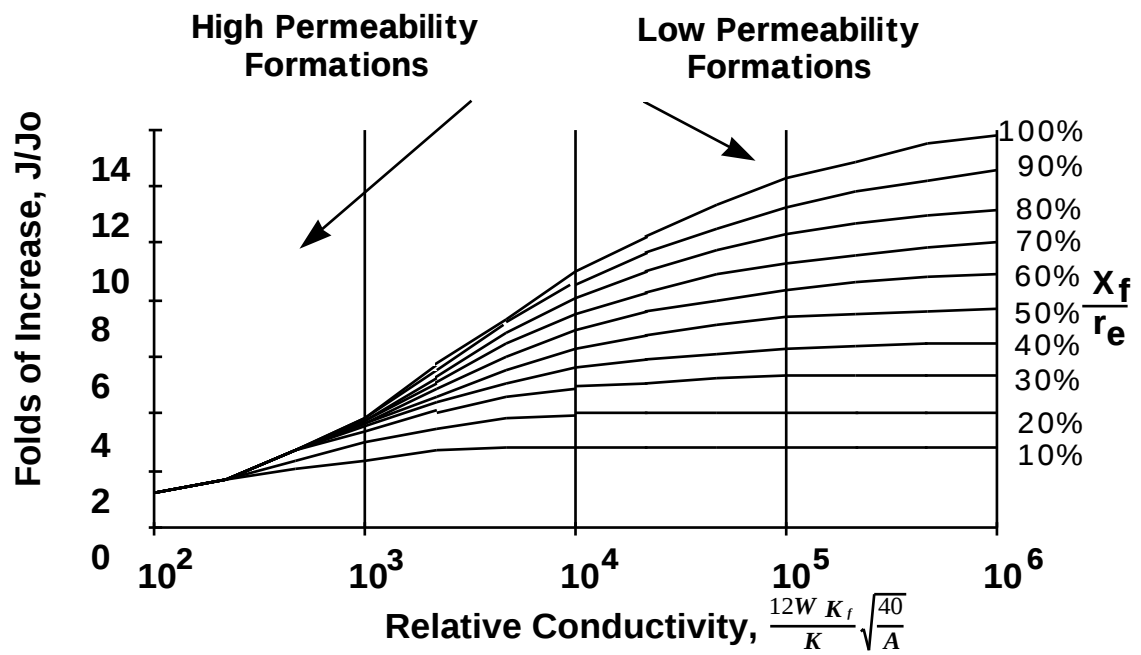


FIGURA 3 - Curva de McGuire y Sikora.

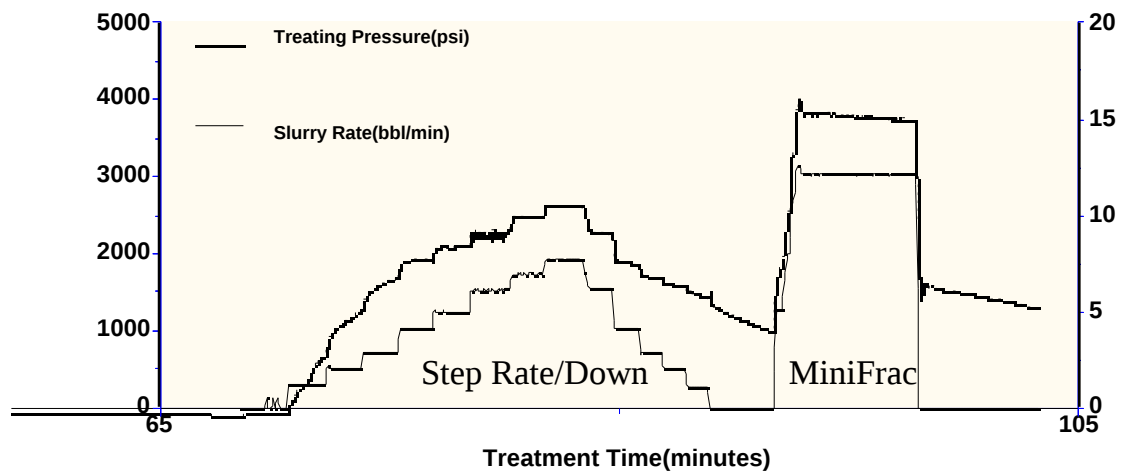


FIGURA 4 - Step Rate, Step Down y minifrac Típico del Pozo BA-1837.

Presion vs. Tasa

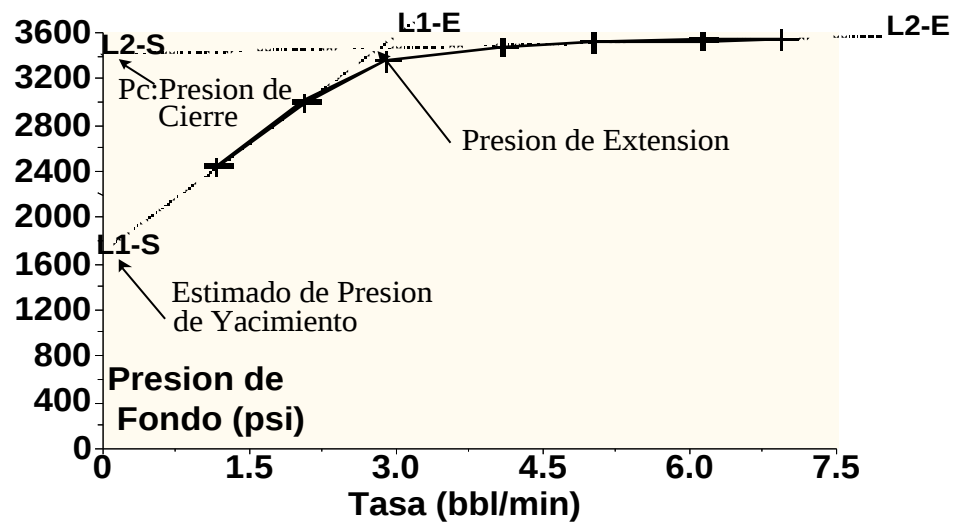


FIGURA 5 - Interpretación del "Step Rate" del Pozo BA-1837.

Presion vs. Tasa

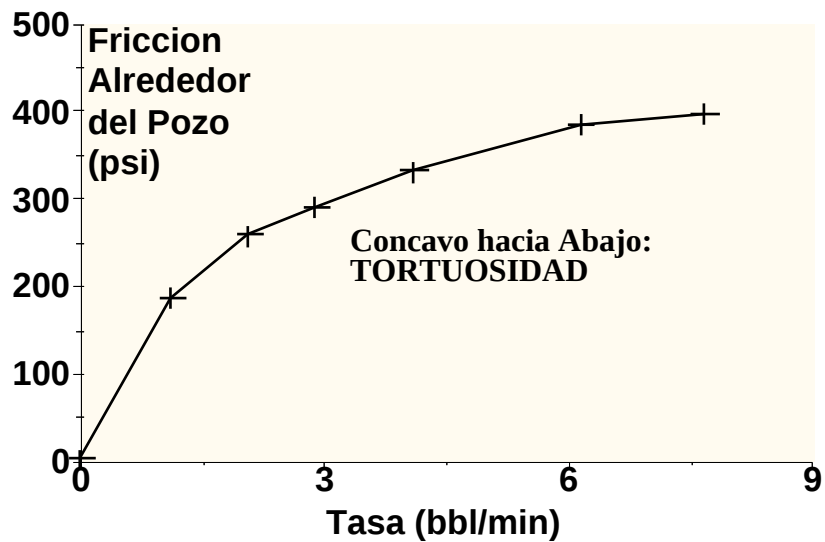


FIGURA 6 - Interpretación del "Step Down" del Pozo BA-1837.

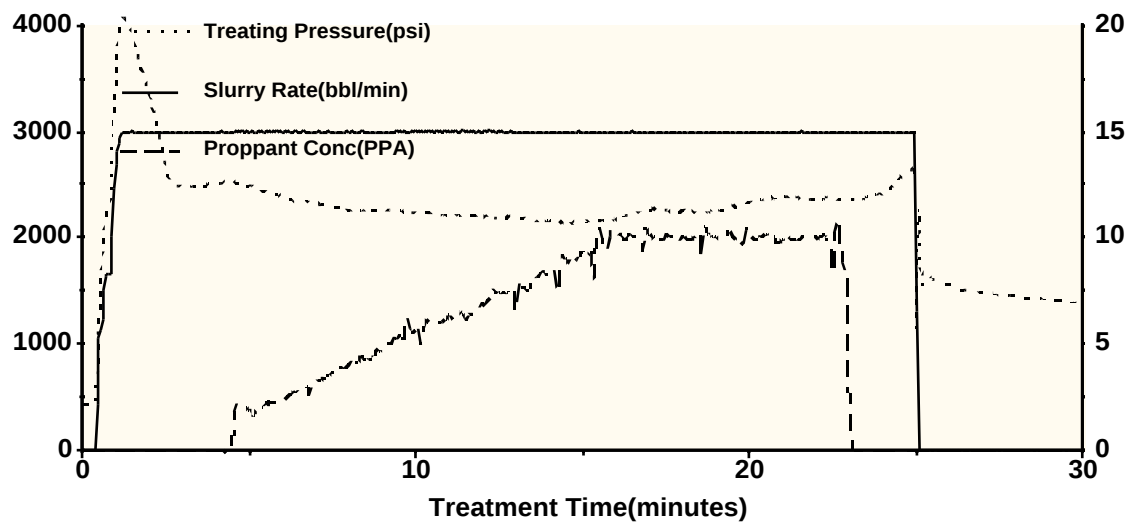


FIGURA 7 - Comportamiento de Presión del Tratamiento Principal.

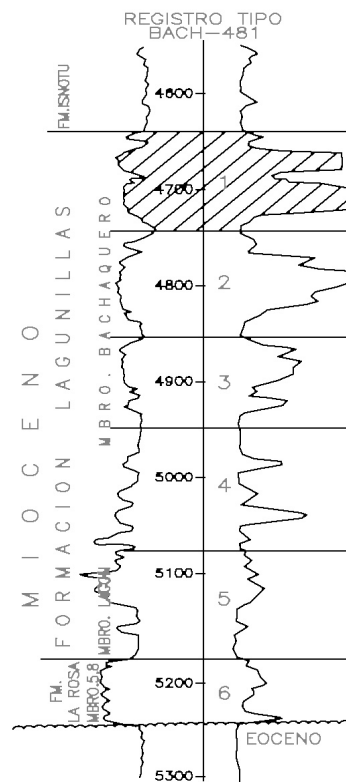


FIGURA 8 - Columna Estratigráfica Regional del Lago de Maracaibo

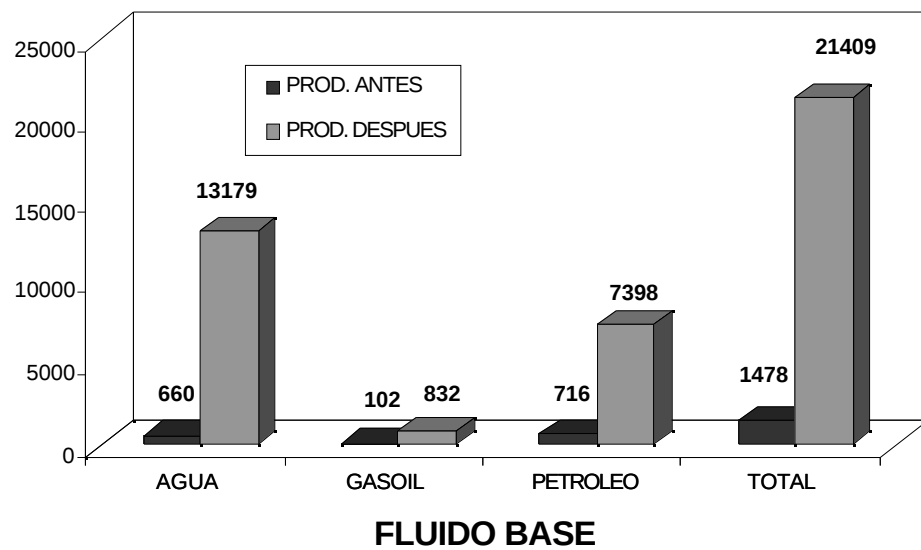


FIGURA 9 - Suma de Producción Pozos con FAC en 1998

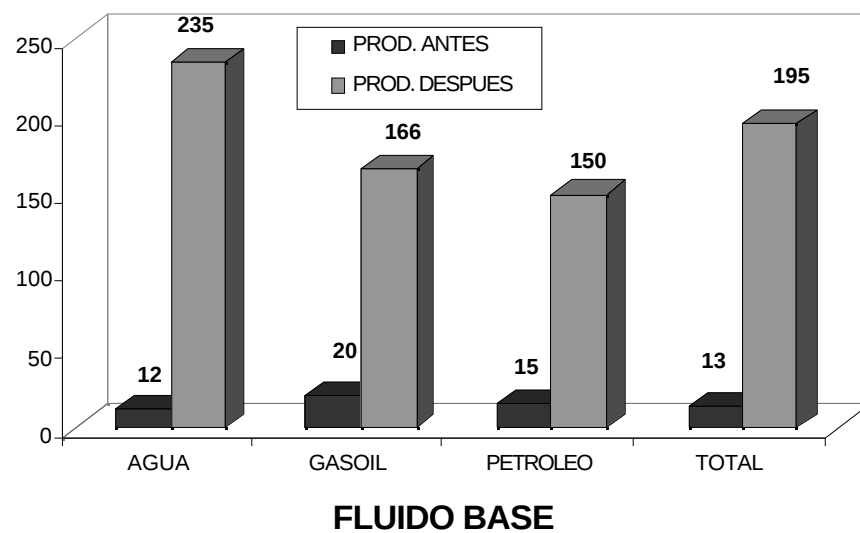


FIGURA 10 - Tasa Promedio de Producción Pozos con FAC en 1998

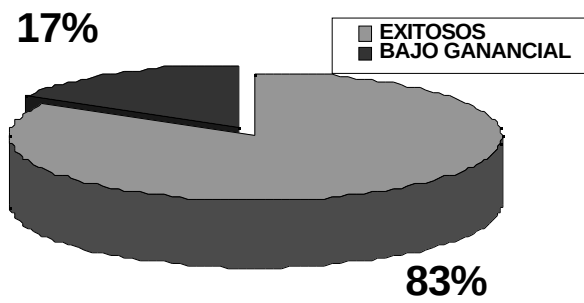


FIGURA 11 - Porcentaje de Exito Pozos con FAC en 1998 - Yacimiento LGINF-05

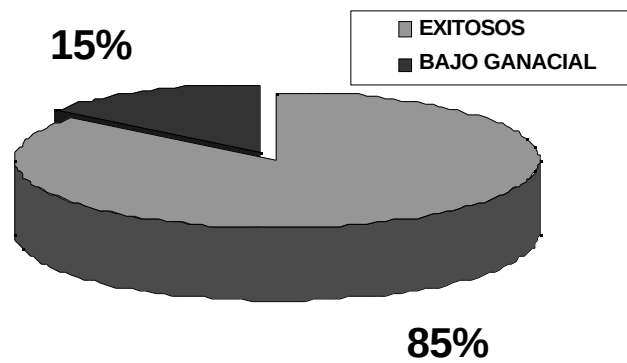


FIGURA 12 - Porcentaje de Exito Pozos con FAC en 1998 - Yacimientos Bachaquero

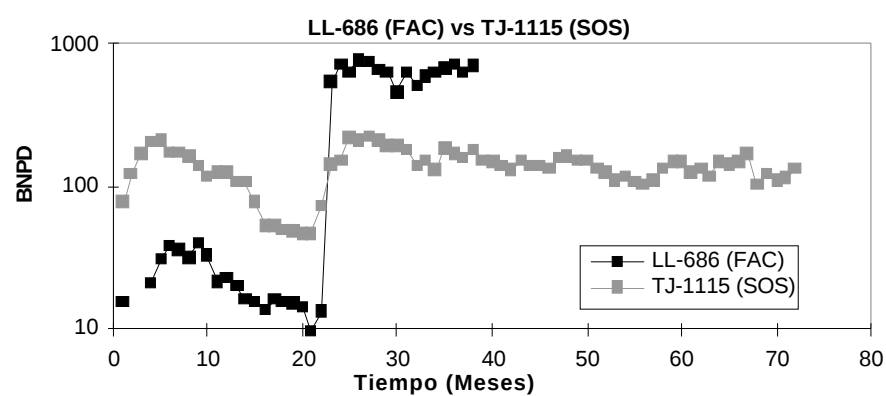
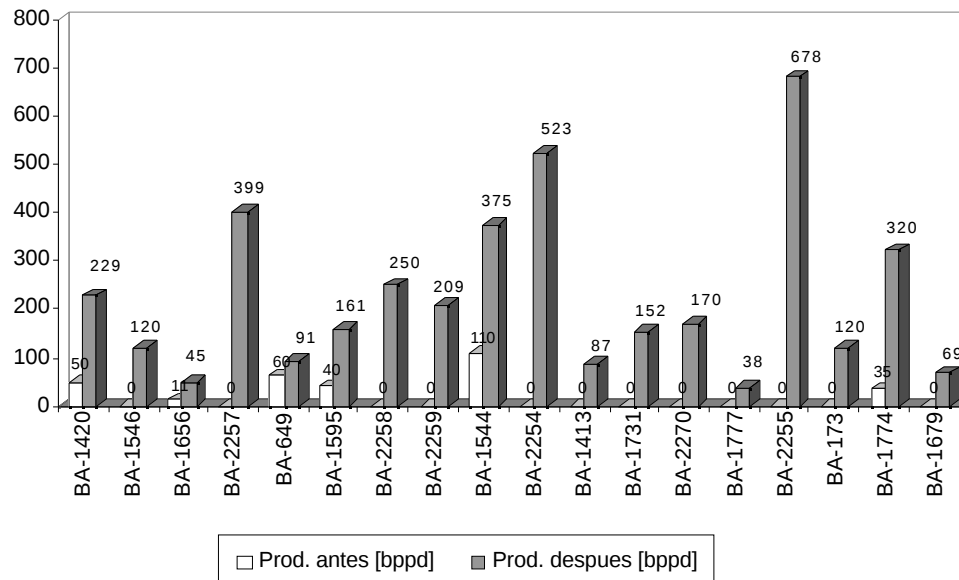


FIGURA 13 - Comparación de Producción vs Tiempo de la Técnica FAC vs SOS

APENDICE A

Producción del yacimiento Bachaquero-02



Producción de otros yacimientos miembro Bachaquero

