

EXITOS EN FRACTURAS CON CIERRE FORZADO EN EL CAMPO ENTRE LOMAS - ARGENTINA

**Guiñazú, W. , Perez Companc del Perú; Fernandez, M.D. y
Peña, M. E., Petrolera Perez Companc S.A. (Argentina)**

RESUMEN

La técnica de Cierre Forzado consiste en eliminar el reposo de fractura, adecuando las instalaciones de superficie para que el pozo pueda ser puesto a fluir de inmediato al finalizar la estimulación hidráulica.

Su aplicación en fracturas realizadas en el Area Entre Lomas ha producido excelentes beneficios técnicos y económicos.

Luego de tres años de experiencia, habiendo realizado más de 80 fracturas con esta técnica, y ya adoptada como metodología normal de estimulación, se presentan los resultados obtenidos.

INTRODUCCION

El Area Entre Lomas está localizada en el flanco noroeste de la Cuenca Neuquina, a unos 100 km de la ciudad de Neuquén. Tiene una extensión de 742.5 km² (13.5 x 56 km aprox.) sobre las provincias de Río Negro y Neuquén, Argentina (Figura 1).

El pozo descubridor fue el YPF.NQ.EL-1 perforado en agosto de 1960. Petrolera Pérez Companc S.A. inició la explotación en junio de 1968.

A la fecha se han desarrollado siete yacimientos principales siendo éstos, por orden de importancia en lo que a producción de petróleo se refiere, los siguientes: Charco Bayo, Entre Lomas, Piedras Blancas, El Caracol, Loma de Ocampo, Borde Mocho y Los Alamos. Las formaciones productivas y presentes en la mayoría de estos anticlinales son: Tordillo Arenoso, Punta Rosada, Quintuco y Vaca Muerta.

En la Tabla I se indican algunos parámetros petrofísicos de interés. Sólo se listan aquellos correspondientes a las estructuras y formaciones más importantes.

Hacia fines de 1998 se habían perforado en el Area Entre Lomas 442 pozos, de los cuales 262 se encuentran en producción efectiva de petróleo, 17 en producción efectiva de gas, 82 son inyectores de agua para recuperación secundaria y el resto se encuentran parados por motivos diversos.

Dadas las características petrofísicas de las formaciones mencionadas, el total de los pozos debió ser estimulado mediante fractura hidráulica. Sin este tipo de tratamiento no hubiera sido posible desarrollar el Area tal como ocurrió ya que, sin estimular, los pozos productores no son económicamente atractivos y los pozos inyectores no admiten los caudales necesarios.

Desde el inicio de la explotación del yacimiento se han realizado más de un millar de fracturas hidráulicas. El diseño de éstas ha ido evolucionando de acuerdo a las últimas técnicas disponibles. Entre las mejoras aplicadas la que ha tenido mayor impacto en la ecuación técnico-económica ha sido, sin dudas, la realización de fracturas con Cierre Forzado.

Se cuenta en la actualidad con una experiencia de más de 80 fracturas con dicha técnica. La calidad de los resultados ha sido tal que el método convencional ha dejado de practicarse.

DESARROLLO

Técnica Utilizada con Anterioridad

Desde el comienzo de la explotación del yacimiento y hasta mediados de 1996 se aplicó la técnica de Fractura Convencional.

En comparación con la técnica utilizada en la actualidad, se daba un tiempo de reposo posterior al tratamiento. En la Tabla II se muestra un diseño característico de este tipo de estimulaciones.

Si bien éstas se realizaban con buenos resultados, subsistían importantes problemas de devolución de agente de sostén, especialmente en los diseños con alta concentración.

Además, la producción de algunas zonas estimuladas, especialmente aquellas de gran espesor y con porcentaje de agua en aumento hacia la base, indicaba que la fractura no trabajaba en forma permanente en toda su altura. Mediante perfiles de producción se pudo observar que la zona con mayor aporte era la inferior, como consecuencia del asentamiento del agente de sostén en la parte inferior.

Fractura con Cierre Forzado

Frente a los problemas mencionados fue analizada la aplicación de la técnica de Cierre Forzado, que consiste en poner a fluir el pozo en forma inmediata al desplazamiento. Se fuerza de esta manera el cierre de la fractura para reducir el decantamiento del agente sostén.

A fin de disminuir los riesgos de aplicación de esta técnica se seleccionó un pozo en el que se estimularía una capa de espesor delgado mediante un tratamiento de poca magnitud. Este primer trabajo se realizó en abril de 1996.

En la Tabla III se presenta el diseño de esta fractura. Su comparación con el caso convencional permite observar que se trató de una estimulación menor que permitió minimizar los riesgos de la primera aplicación de este método.

Dados los buenos resultados obtenidos en esta primer experiencia, se extendió su uso a casos de mayor escala, llegándose a la situación actual en que se la adoptó como práctica normal.

Cabe destacar que para poder realizar el Cierre Forzado se debe disponer de una instalación que permita abrir el pozo en no más de 30 segundos luego de finalizada la operación. Si se excede este tiempo, parte del agente sostén decantará y se perderá el objetivo buscado. La Figura 2 presenta la instalación apropiada.

El pozo debe ser abierto mediante un orificio regulable, a través del cual fluirá cierta cantidad de arena desde el pozo, la cual será aquella que no ingresó a formación en el tratamiento. Es importante destacar que el desplazamiento debe ser cortado luego de que la máxima concentración de arena ingrese a la formación, de manera tal que quede en el tubing o casing el agente de sostén correspondiente al lavado del mezclador, siempre de menor concentración que el tratamiento principal.

La inmediata apertura del pozo aprovecha la sobrepresión de la fractura para retornar a superficie esta parte de la estimulación.

Engravado Inverso

Otra de las ventajas del sistema es que la inmediata apertura del pozo (flowback) produce, con anterioridad al cierre de la fractura, un empaque del agente sostén detrás de los punzados conocido como Engravado Inverso. Esto constituye otra importante ventaja del Cierre Forzado, ya que disminuye la producción de arena cuando el pozo es puesto en producción.

Es recomendable no aumentar las concentraciones de ruptor del gel, ya que el Engravado Inverso se produce aún con el gel armado.

Ventajas del Método

En la Figura 3 se muestra un esquema de una fractura realizada en forma convencional con reposo, en la que el agente sostén se ha decantado. En la Figura 4 se observa el resultado obtenido con la técnica de Cierre Forzado que permite una mejor distribución del agente sostén en todo el alto de la zona estimulada.

La técnica de cierre forzado permite asegurar una mejor conductividad en las cercanías del pozo, para todo el alto de la fractura impidiendo, además, el asentamiento del agente sostén y reduciendo la producción de arena.

Otra importante ventaja es la disminución de los tiempos de maniobra.

Optimización de la Técnica de Cierre Forzado

Dado que en la práctica, finalizado el bombeo de arena a la más alta concentración, aún queda arena en las bateas del mezclador, la concentración final baja en forma gradual. Si esta fase de agente sostén es bombeada al pozo, la boca de la fractura quedará con baja concentración. Para evitar este inconveniente se debe desplazar el tratamiento de forma tal que la concentración más alta quede en la boca de los punzados, quedando entonces gel y arena dentro del pozo.

En las fracturas convencionales este agente de sostén se decanta cubriendo los punzados estimulados si el pozo no cuenta con cámara suficiente. Finalizado el reposo se debe realizar la maniobra de lavado de arena (con coiled tubing, fresa o trépano), antes de comenzar el ensayo de la zona estimulada.

Gracias a la existencia de gel activo en la operación de Cierre Forzado, y aprovechando la sobrepresión de fractura existente, la arena que quedó en la cañería de aislación se lava al poner la zona estimulada en producción.

En caso de que la presión no sea suficiente para lograr una surgencia, se realiza la limpieza por medio de circulación inversa y luego se procede a ensayar.

Esta optimización de la técnica ha permitido un ahorro de 30 horas de operación con respecto a la fractura convencional (ver Tabla IV).

CONCLUSIONES

Luego de más de 80 fracturas realizadas en el Area Entre Lomas con la técnica de Cierre Forzado, se obtuvieron los siguientes beneficios:

- La utilización de la sobrepresión del tratamiento permite recuperar rápidamente un importante volumen del fluido de fractura.
- El volumen de gel no roto producido disminuye el daño que podría generar el residuo del gel.
- Los problemas originados por la devolución de arena se han reducido en forma sustancial.
- Se mejoraron los diseños de fracturas aumentando las concentraciones del agente sostén.
- El asentamiento del agente sostén en las alas de la fractura se ha reducido.
- La disminución de tiempos de maniobras se estimó en 30 horas por estimulación.

BIBLIOGRAFÍA

- Ely, J.W., "Experience proves forced fracture closure works", World Oil, Enero, 1996, pág. 37.
- Economides, M. J., L. T. Watters y S. Dunn-Norman, "Petroleum Well Construction", Editorial John Wiley & Sons, 1998.

Yacimiento	Formación	Porosidad (%)	K (mD)	Espesor Útil (m)	Litología
Charco Bayo Piedras Blancas	Tordillo	14	1 – 10	19	aren. y cong.
	Pta. Rosada	18-20	5 - 10	4-25	aren.conglom
Entre Lomas L. de Ocampo	Quintuco	10-20	1 – 60	10-27	calizas
	Tordillo	14-20	1 – 5	22	areniscas
El Caracol	Quintuco	10,5	1 – 80	9	calizas
Borde Mocho	Quintuco	17	No evaluada	2	calizas
	Tordillo	20,5	0.1 - 10	15	areniscas

Tabla I: Características Petrofísicas

Etapas	Volumen de Fluido (gal)	Agente de Sostén	Concentración (lb/gal)	Ag. de Sostén Acumulado (lb)
1	10,000	Colchón	0	0
2	7,000	Arena 20/40	2	14,000
3	6,000	Arena 20/40	3	32,000
4	4,000	Arena 20/40	5	520,000
5	1,000	Arena 20/40	7	590,000
Concentración Promedio (lb/ft2):			1.2	

Tabla II: Diseño de Fractura Convencional

Etapas	Volumen de Fluido (gal)	Agente de Sostén	Concentración (lb/gal)	Ag. de Sostén Acumulado (lb)
1	3,000	Colchón	0	0
2	500	Arena 20/40	2	1,000
3	500	Arena 20/40	4	3,000
4	500	Arena 20/40	6	6,000
Concentración Promedio (lb/ft2):			1.3	

Tabla III: Primer Diseño de Fractura con Cierre Forzado

Operación	Tipo de Fractura	
	Convencional	Cierre Forzado
Reposo de fractura	12	2
Librado de packer y constatación de tope de arena	0.5	
Librado de packer y lavado de arena		
Extracción de packer	4	
Lavado de arena con trépano	12	0.5
Bajada y fijación de packer de ensayo	4	
Fijación de packer de ensayo		
	32.5	2.5

Tabla IV: Comparativa de Tiempos de Operación [horas]

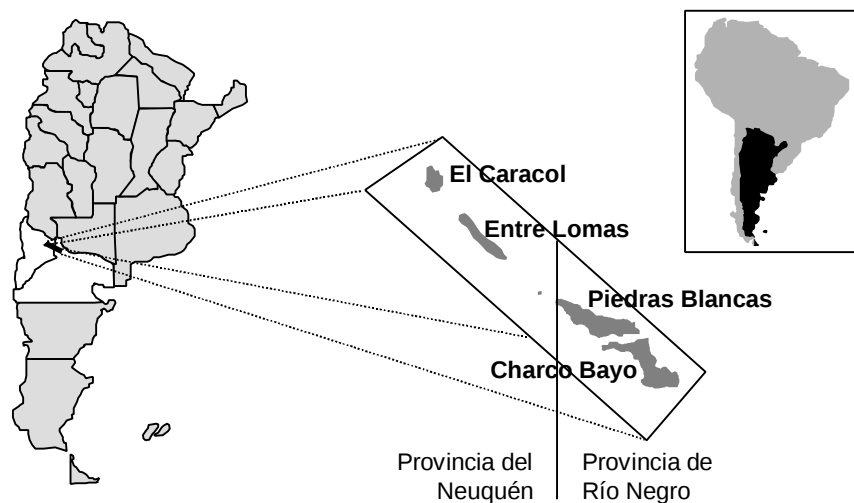


Figura 1: Ubicación del Area Entre Lomas.

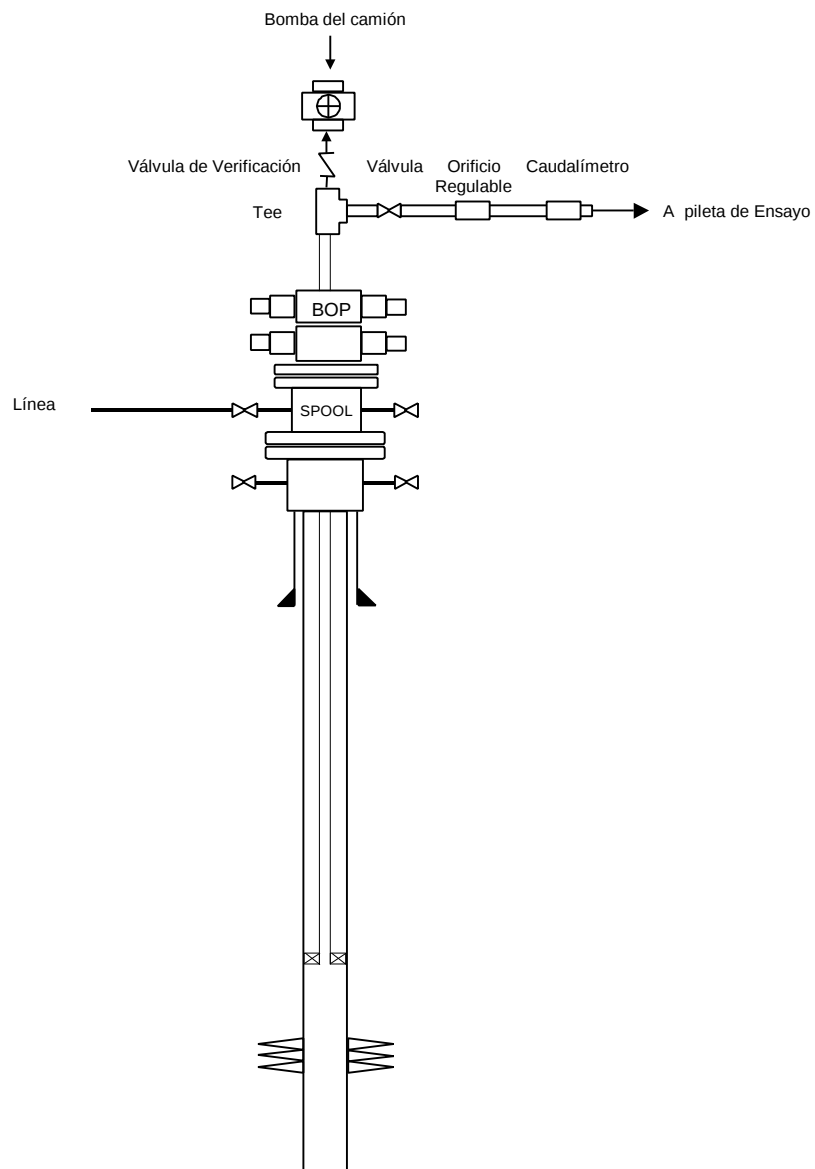


Figura 2: Instalación de Superficie de Cierre Forzado

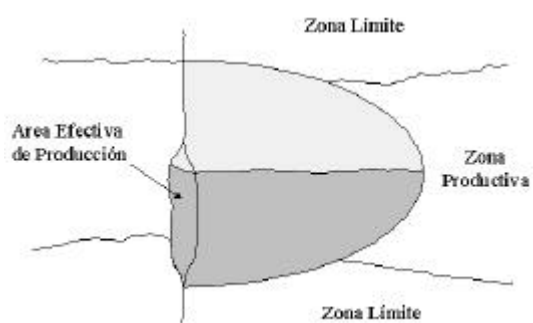


Figura 3: Fractura Convencional

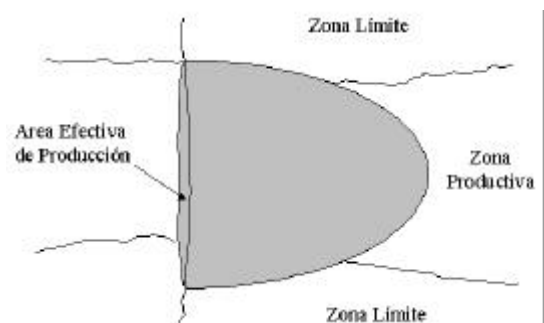


Figura 4: Fractura con Cierre Forzado