

REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: “UNA EXITOSA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN DE POZOS”

Marvin Marulanda Ortiz¹; Reinel Corzo²; Fernando Calvete³; Zuly Calderón⁴; Nestor Fernando Saavedra⁵

RESUMEN

En la actualidad los altos costos del Petróleo y Gas, ha despertado el interés de la industria de los hidrocarburos en aumentar la productividad de sus pozos, para ello ha sido necesario estudiar aquellas técnicas de estimulación que permitan mejorar la productividad de los pozos, como la Estimulación Química, el Fracturamiento Hidráulico, el Refracturamiento Hidráulico y el Fracturamiento con gas a alta energía. Aunque existen varias técnicas de estimulación, el objetivo de este artículo es mostrar que la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico, es una técnica exitosa, siempre y cuando se seleccione un buen pozo y se tengan en cuenta análisis básicos relacionados con la estimación de las reservas actuales y un análisis de la fractura existente. Para este análisis se muestran los problemas más frecuentes en tratamientos de Fracturamiento Hidráulico, y las ventajas y desventajas de la orientación de las fracturas en los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico. Este artículo presenta una guía de selección de pozos candidatos a Refracturamiento Hidráulico, la cual se convierte en una herramienta de uso obligatorio para que la aplicación de la técnica sea exitosa. De igual manera se presentan tres casos históricos exitosos con reapertura de fractura inicial y con reorientación de fractura, así como un caso histórico no exitoso de fractura inicial. En el mismo sentido se analiza un trabajo de Refracturamiento Hidráulico realizado a un pozo ubicado en el Suroeste Colombiano. Como resultado del análisis realizado a los casos históricos y al caso colombiano se pudo corroborar que, la selección del pozo candidato y el análisis de la fractura inicial son fundamentales para el éxito de este tipo de trabajos.

Palabras claves: Orientaciones, Pozo Candidato, Reapertura, Reorientación, Caso Histórico

ABSTRACT

Currently the high cost of Oil and Gas, has attracted interest from the oil industry in increase the productivity of their wells, for this has been necessary to study stimulation techniques that let to enhance the well productivity, such as chemical stimulation, hydraulic fracturing, hydraulic re-fracturing and high energy gas fracturing. Although there are several techniques of stimulation, the aim of this paper is to show that the technique of Hydraulic Refracturing stimulation, is a successful technique, if a good well is selected and it take into account basic analysis relating to current reserve estimate and analysis of the existing fracture. For this analysis it is shown the most common problems in hydraulic fracturing treatments, and the advantages and disadvantages of the orientation of the fractures in hydraulic Refracturing treatments. This article presents a guide to select of candidate's wells for Hydraulic Refracturing, which becomes a tool of mandatory use for a successful application of hydraulic Refracturing technique. Similarly it is shown three historical cases of Hydraulic Refracturing that were successful, with initial fracture reopening and fracture reorientation, so as a historical case of initial fracture that it was not successful. In the same way was analyzing a job of hydraulic Refracturing done at a well located in Southwestern Colombia. As a result of the analysis done to the historical cases and the Colombian case can be conclude that, well candidate selection and analysis of the initial fracture are crucial to the success in jobs of Hydraulic Refracturing.

Keywords: Orientations, Candidate Well, Reopening, Re-orientation, Case Study

1. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
2. MSc en Ingeniería de Hidrocarburos. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Colombia. reinel.corzo@ecopetrol.com.co
3. MSc en Informática. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. fcalvete@uis.edu.co
4. Ph.D en Ingeniería. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. calderon@uis.edu.co
5. MSc en Ingeniería de Petróleos. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Colombia. nestor.saavedra@ecopetrol.com.co

MARCO TEÓRICO

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de estimulación implementada para aumentar la productividad en pozos de petróleo y gas. Esta técnica crea unos canales de flujo en la formación que permiten disminuir el daño en la cara del pozo, restituir la comunicación entre la cara del pozo y la zona productora en yacimientos irregulares, y facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, en campos maduros. [2]

El Fracturamiento Hidráulico ha permitido aumentar la producción de muchos pozos, pero algunos análisis de resultados de la implementación de la técnica, han permitido concluir que se cometen errores en la implementación y se presentan problemas tales como: pérdida de conductividad de la fractura, Screenouts, ineficiencia de la fractura, pérdida de la geometría de fractura; los cuales causan resultados de producción no esperados. [2]

PROBLEMAS FRECUENTES EN UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En un fracturamiento hidráulico se presentan algunos problemas que no permiten aumentar la producción, y en algunos casos la producción disminuye. Los problemas más frecuentes que se presentan en un Fracturamiento Hidráulico son:

- **Pérdida de conductividad de la fractura.** Una disminución de la conductividad de la fractura tiene un impacto negativo en la producción de un pozo, figura 1. Este fenómeno es causado por la migración de finos de la formación, residuos de gel del fracturamiento, daño del propano (*Crushing*) y el incrustamiento del propano en la cara de la fractura (*Embedding*). Una pérdida de la conductividad de la fractura restringe el flujo de fluidos de la formación al pozo, causando una disminución en la producción.
- **Screenouts en la fractura.** En un tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, se inyecta un material de soporte dentro de la fractura con el fin de evitar que ésta se cierre. En algunos casos por la fricción entre estas partículas, este material no se distribuye de forma homogénea causando un taponamiento en la fractura [1].

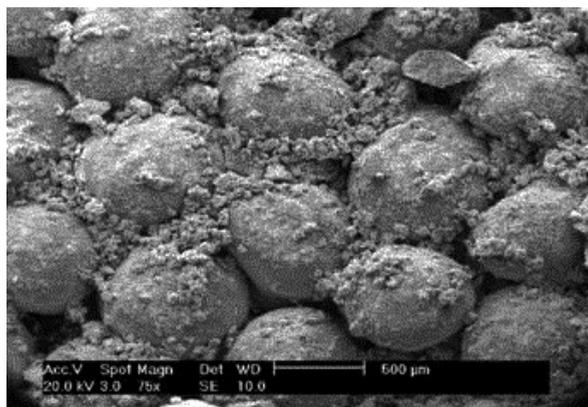


Figura 1. Disminución de la conductividad en una fractura [1]

- **Ineficiencia de la fractura.** En tratamientos de Fracturamiento Hidráulico debido a pérdidas de fluido fracturante hacia la formación, la fractura no logra la geometría diseñada, causando una fractura ineficiente que no drena la formación como se desea y no alcanza el objetivo de aumentar la producción [2].
- **Pérdida de Geometría de Fractura.** En tratamientos de Fracturamiento Hidráulico la geometría de la fractura es modificada, figura 2, por aumento en los esfuerzos de cierre, irregularidad de la formación y deslizamientos de capas por movimientos tectónicos; generando geometrías de fracturas no deseadas que causan restricciones en el flujo de fluido e ineficiente drenaje de la formación [2].



Figura 2. Variación de la geometría de fractura por cambios en la formación [2]

Los resultados de la implementación del Fracturamiento Hidráulico han mostrado que la técnica es buena, pero que en algunos casos se pueden presentar problemas que no permiten alcanzar el objetivo de esta técnica. Con el

fin de mitigar estos problemas y restituir la producción de los pozos la industria de los hidrocarburos ha buscado una solución en la implementación de la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico.

REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los pozos de petróleo y gas disminuyen su producción debido a factores tales como: el depletamiento del yacimiento, la invasión de agua, pérdida de la conductividad en el área cercana al pozo y fallas en los equipos. Algunos de estos factores pueden ser remediados con la implementación de la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico.

En un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico se inyecta un fluido viscoso a alta presión para crear una grieta en la formación, que permita restituir la productividad. En la fractura creada se introduce un material esférico que servirá de soporte para impedir que la fractura se cierre, este material debe tener dimensiones mayores que los granos de la formación, para permitir que la fractura tenga una mayor permeabilidad, porosidad y conductividad, para que el fluido fluya con menor restricción de la formación al pozo. [1]

Cuando se realiza un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, el estado de los esfuerzos en la cara del pozo es desconocido, debido al cambio del comportamiento de los esfuerzos por el flujo de fluidos y al cambio del régimen de flujo que pasa de Pseudo-radial a bilineal, como se muestra en la figura 3, esto se debe a la existencia de la fractura inicial, causando que una fractura en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico se propague en un azimut diferente que el de la fractura inicial. [1]

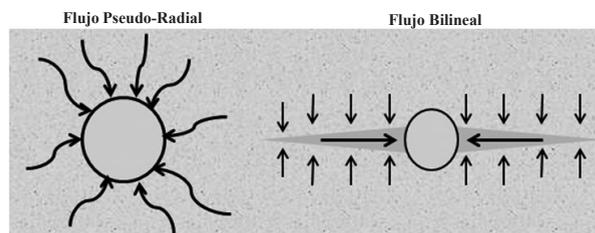


Figura 3. Flujo pseudo – radial y flujo bilineal en un pozo [1]

¿POR QUÉ SE HACE UN REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?

La razón más importante para implementar esta técnica de estimulación es que permite drenar zonas que no han sido

drenadas por la fractura del Fracturamiento Hidráulico. Por otro lado, la técnica de Refracturamiento Hidráulico se implementa cuando el Fracturamiento Hidráulico no es eficiente y se presentan problemas como:

- Pérdida de conductividad de la fractura inicial
- *Screenouts* prematuros que causan fracturas cortas
- Fracturas del Fracturamiento Hidráulico ineficientes
- Irregularidad en la formación
- Daño en la cara de la fractura inicial por cambio de la mojabilidad
- Empaquetamiento del propano en la fractura inicial

ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico la fractura puede propagarse en dos direcciones: reapertura de la fractura inicial y reorientación de fractura. La reorientación de fractura ayudará a solucionar los problemas generados en el Fracturamiento Hidráulico y evitará los problemas que se pueden presentar por la reapertura de la fractura inicial.

A) REAPERTURA DE LA FRACTURA INICIAL

En la mayoría de los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico, la fractura se propaga por la fractura inicial, debido a los altos contrastes entre el esfuerzo máximo horizontal y el esfuerzo mínimo horizontal; esta reapertura de la fractura, en algunos casos, trae problemas para el tratamiento de Refracturamiento, tales como, taponamiento de la fractura por el propano inicial, cambio en la mojabilidad de la formación, pérdida de conductividad de la fractura inicial, entre otros. Estos problemas obligan a tomar medidas correctivas para garantizar la eficiencia del tratamiento. A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas de la reapertura de fracturas iniciales.

Ventajas

Dentro de las principales ventajas de este tipo de orientación se pueden mencionar:

- Drenaje de zonas que no fueron drenadas de manera eficiente por la fractura inicial. Este caso se presenta

en la mayoría de los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico ya que las fracturas iniciales en un 80% no tienen la geometría de fractura deseada para drenar eficientemente la zona de influencia del pozo.

- El gradiente de fractura es menor comparado con la creación de una fractura nueva. Esto se debe a que el plano de debilidad creado por la fractura inicial será el mismo para la fractura del Refracturamiento hidráulico.
- La productividad del pozo puede aumentar. Cuando en un tratamiento de Refracturamiento hidráulico, se presenta una reapertura de fractura inicial y no se presenta ninguna interferencia del propano inicial, la productividad del pozo aumentará. Este caso es ampliamente mostrado en muchos casos de estudio en donde se evidencia un aumento de la producción y los reportes del tratamiento muestran que no hubo interferencia del propano inicial.

Desventajas

- Interferencia del propano de la fractura inicial. El bombeo del propano del Refracturamiento y el propano de la fractura inicial crean un tapón en la fractura, que restringe el flujo de fluidos a través de la fractura, haciendo del Refracturamiento hidráulico un tratamiento ineficiente.
- Altos costos en el tratamiento por la interferencia del propano, ya que se debe remover y bombear un fluido para retirar de la fractura este propano removido. Esto ocasiona altos costos debido a los aditivos utilizados, y en algunos casos este tratamiento químico no es muy eficiente y el propano no es retirado completamente.
- Cambio en la mojabilidad de la formación en la cara de la fractura. Con la reapertura de la fractura inicial y debido a la conductividad de estas, el fluido fracturante se filtra hacia la formación cambiando la mojabilidad de la formación cerca a la fractura, esto crea una barrera que restringe el flujo de fluidos causando una disminución en la producción.

Cuando se presenta una interferencia de propano, la producción del pozo disminuye con el Refracturamiento Hidráulico, esto se puede evidenciar en casos de estudio donde se muestra la implementación de varios tratamientos de Refracturamiento Hidráulico y de la implementación de medidas correctivas con el fin de aumentar la producción.

B) REORIENTACIÓN DE FRACTURA

Después de un tiempo de producción en un pozo fracturado hidráulicamente, los cambios de los esfuerzos en la cara del pozo, debido a los cambios del gradiente de presión de poro, permiten que las fracturas durante tratamientos de Refracturamiento Hidráulico se reorienten y drenen zonas que no han sido drenadas por la fractura inicial.

Cuando una fractura se reorienta, se pueden evitar todos aquellos problemas que se presentan cuando la fractura se propaga en la dirección de la fractura inicial, en un Refracturamiento hidráulico.

La causa para que ocurra el fenómeno de reorientación, se debe a que la componente del esfuerzo horizontal (Esfuerzo Máximo Horizontal) paralela a la fractura se reduce más rápidamente en función del tiempo que la componente perpendicular (Esfuerzo Mínimo Horizontal), por tanto esta reducción genera un área de inversión de esfuerzos, en donde la fractura se propagará en la dirección del estado de esfuerzos de esta área, como se observa en la figura 4. [8]

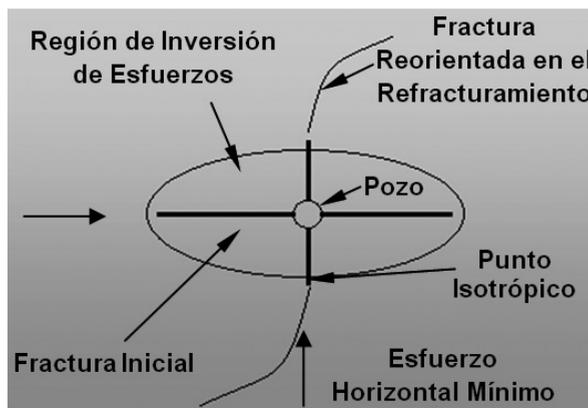


Figura 4. Reorientación de fractura en un Refracturamiento Hidráulico (Vista de Planta) [8]

Una fractura que tiene un azimut diferente a la fractura inicial, evitará los daños ocasionados al pozo en el fracturamiento inicial y evitará zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación, debido al flujo de fluidos en las cercanías de la fractura inicial.

Ventajas

- La ventaja más importante de la reorientación de fracturas en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, es que ayuda a conectar zonas del yacimiento que no han sido drenadas por la fractura

inicial, y de esta manera la fractura se convierte en un medio para recuperar la productividad de un pozo y aumentar la producción.

- Una reorientación de fractura evitará problemas de interferencia de propano, y cambio en la mojabilidad de la formación, ya que se crea una nueva fractura en la formación.
- Planificación de pozos inyectores. Cuando la fractura es reorientada y se conoce su orientación, es importante para planificar el desarrollo de pozos inyectores, ubicación, patrón y espaciamiento de los mismos. Esto ayudará a crear un mecanismo de línea de impulsión que dará como resultado un mejor drenaje de la formación y el factor de recuperación.
- Planificación de pozos Infill. Cuando la fractura es reorientada y se conoce su orientación, es importante para el desarrollo de campos, ya que ayuda en la ubicación de pozos Infill, con el fin de poder realizar el enmallado de perforación del campo.

Desventajas

- En pozos con poca producción después de la creación de una fractura inicial, el gradiente de fractura en el refracturamiento para crear una fractura reorientada es aproximadamente igual al del fracturamiento, por lo que no se observa ningún beneficio en reducción en la presión de bombeo para crear dicha fractura.
- Desconocer la orientación de una fractura reorientada, causa incertidumbre sobre la propagación de la fractura, ya que puede conectar zonas que pueden generar un impacto negativo en la producción.

En un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, una reorientación permite que la fractura aumente la producción de un pozo, ya que drena una zona que la fractura inicial no drenó eficientemente, estos incrementos de la producción se pueden evidenciar en casos de estudio.

SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO [3, 4, 5]

Para implementar un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico en un pozo, se deben tener en cuenta

algunos aspectos que permitan seleccionar pozos con gran potencial, con el fin de garantizar el éxito del tratamiento. Los aspectos más importantes a tener en cuenta son:

- a) Estimar las reservas actuales del yacimiento al implementar el Refracturamiento Hidráulico, para determinar el potencial de producción de la zona productora.
- b) Analizar los datos de producción de los pozos, con el fin de identificar aquellos pozos en los que está cayendo la producción; y realizar una simulación para analizar el potencial de producción de estos pozos.
- c) Identificar los problemas y las técnicas mal empleadas del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, con el fin de remediar dichos problemas y utilizar la técnica más adecuada al implementar el Refracturamiento.
- d) Analizar el rendimiento de los pozos, para tener en cuenta si los pozos respondieron favorablemente al Fracturamiento. Si el pozo respondió favorablemente al Fracturamiento existe una gran posibilidad que el Refracturamiento sea exitoso.
- e) Realizar pruebas de Build-Up para determinar la longitud de la fractura inicial y determinar que tanto drenó esta fractura.
- f) Realizar un análisis de las condiciones actuales de la fractura con el fin de determinar la eficiencia, longitud y conductividad. Para ello se deben implementar dos técnicas: La primera técnica involucra el análisis de los datos de rendimiento para determinar la longitud y conductividad de la fractura real. La segunda técnica involucra el uso de conceptos del diseño de Fracturamiento para evaluar la longitud y conductividad de fractura creada. Una similitud entre la longitud de fractura real y la longitud de fractura creada proporciona datos sobre la fractura. Una discordancia en los datos indica la existencia de un problema.
- g) Clasificar los pozos por la calidad del tratamiento de fracturamiento Hidráulico y la calidad de la fractura inicial; para ello se deben organizar dos grupos de pozos: La primera categoría es de los pozos con producción suficiente ó pozos que tengan datos de pruebas de presión para determinar la longitud de fractura, conductividad de la fractura y permeabilidad de la formación. La segunda categoría corresponde

a los pozos donde el análisis post-fractura no es completo. Algunas pruebas no se pueden medir ya que se presenta dificultad en la determinación exacta de la presión de fondo. Cuando el análisis post-fractura no se puede desarrollar por completo, la información de pozos offset puede ser un indicativo del potencial de producción del pozo.

- h) Evaluar el Fracturamiento más exitoso en el campo y la posibilidad de crear una fractura igual a ese tratamiento ó evaluar la factibilidad técnica de crear una fractura más eficaz en el Refracturamiento.
- i) Determinar la factibilidad económica de incrementar la producción con una fractura más eficaz que la fractura inicial. Pozos que muestran una poca producción en el Fracturamiento pueden ser descartados para un Refracturamiento.
- j) Realizar una simulación del Refracturamiento, con el fin de analizar el éxito del tratamiento con las condiciones actuales de yacimiento.
- k) Evaluar el costo económico del tratamiento de Refracturamiento frente al incremento de la producción y las reservas.

CASOS DE ESTUDIO HISTÓRICOS [6, 7, 8]

Con el fin de mostrar resultados en trabajos de Refracturamiento Hidráulico se seleccionaron tres casos históricos que muestran los aumentos de producción obtenidos cuando hay reapertura de la fractura inicial ó reorientación de fractura.

En un Refracturamiento Hidráulico, la reapertura de fractura inicial y la reorientación de fractura permiten aumentar la productividad de los pozos, pero en algunos casos una reapertura de fractura inicial puede ocasionar algunos problemas. A continuación se presentarán algunos casos de estudio que permitirán analizar los resultados cuando se presenta una reorientación de fractura y una reapertura de fractura inicial.

a) Reapertura de Fractura inicial

- **Pozo MD-409, Hassi Messaoud, Algeria [6]**

El campo Hassi Messaoud está ubicado al noroeste de Algeria, tiene un área de aproximadamente 2000 Km². Tiene 1000 pozos perforados en un yacimiento de

arenas limpias. En 1992 se implementó un tratamiento de Fracturamiento hidráulico debido a la disminución de la producción, este tratamiento le permitió en este caso al pozo MD-409 tener un producción estable en los mismos regímenes iniciales hasta mediados de 1996. En Octubre de 1996 se implementa un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico debido a problemas presentados por inestabilidad por ser un pozo a hueco abierto. En este Refracturamiento Hidráulico se creó una fractura con una longitud de 135 ft, altura de 11.3 ft, la cual permitió aumentar la producción en un 2500%, de 1.2 m³/h (181 Bbl/día) a 30 m³/h (4528 Bbl/día) tal y como lo ilustra la figura 5.

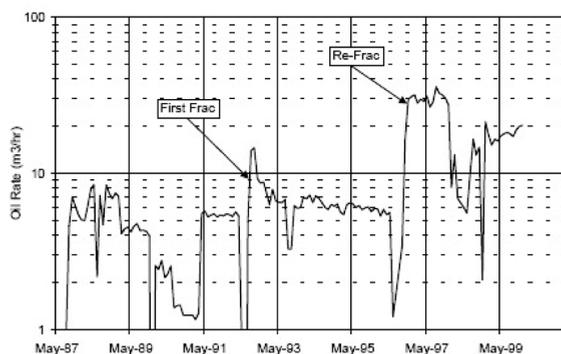


Figura 5. Variación de la producción con el tiempo, Pozo MD-409 [6]

- **Santa Fe # 2, Seward County, Kansas, USA [7]**

El campo Chester está ubicado al suroeste de Seward County en Kansas, tiene un área de aproximadamente 800 Km². Tiene 135 pozos perforados en un yacimiento de arenas y arcillas. En 1995 se implementó un tratamiento de Fracturamiento hidráulico debido a la disminución de la producción. A finales de 1999 se implementó un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico debido al depletamiento del yacimiento, este tratamiento no fue exitoso, la producción disminuyó de 100 Bbl/día a 0 Bbl/día, disminuyó completamente, ya que no se tuvo en cuenta la orientación que tendría la fractura. La fractura se propagó por la orientación de la fractura inicial, lo que ocasionó que se creará un taponamiento en la fractura por interferencia del propante inicial. Posteriormente en el 2002, se implementó un tratamiento químico para remover el propante y un Refracturamiento Hidráulico. En este segundo Refracturamiento se creó una fractura de 185 ft con una altura de 10 ft, que permitió aumentar la producción en un 630%, de 67 Bbl/día a 421 Bbl/día, como se ilustra en la figura 6.

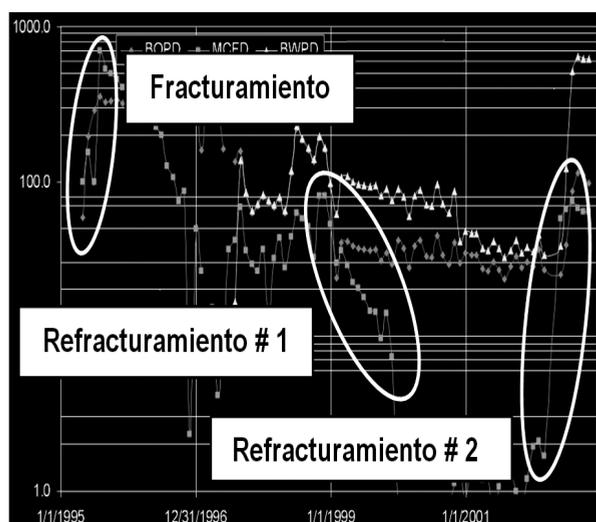


Figura 6. Variación de la producción con el tiempo, Pozo Santa Fe # 2 [7]

b) Reorientación de Fractura

- *Pozo C, Barnett Shale, Fort Worth, USA* [8]

El campo Barnett Shale está ubicado al norte de Fort Worth. En este campo se implementó un tratamiento de Fracturamiento hidráulico debido a la disminución de la producción. A finales de 2000 se implementó un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico en el que se presentó reorientación de fractura, debido al gran depletamiento del yacimiento. En el Refracturamiento Hidráulico la producción aumentó en un 323%, de 100 MMScf/d a 323 MMScf/d.

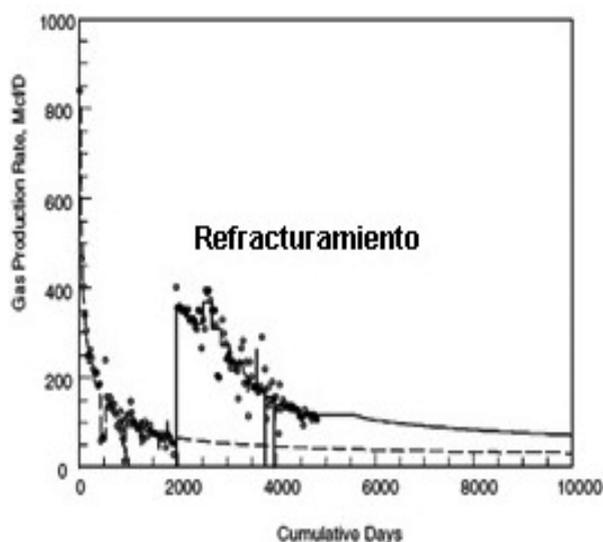


Figura 7. Variación de la producción con el tiempo, Pozo C [8]

APLICACIÓN DE UN CASO COLOMBIANO

CASO DE ESTUDIO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y UN REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN POZO COLOMBIANO [9]

A continuación se presenta el análisis de los resultados de un Fracturamiento Hidráulico y de un Refracturamiento Hidráulico, aplicado a un pozo colombiano ubicado en suroeste colombiano, cerca a la cordillera de los Andes.

En el pozo seleccionado se implementó un tratamiento de Fracturamiento Hidráulico en 1998 a 10000 ft de profundidad, para restituir la producción del pozo que disminuyó de 470 BFPD a 150 BFPD aproximadamente, debido al depletamiento de la zona productora. Los resultados operativos del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico fueron muy buenos, la producción (BOPD) se incrementó en cerca del 600%, al pasar de 150 BOPD a 900 BOPD aproximadamente.

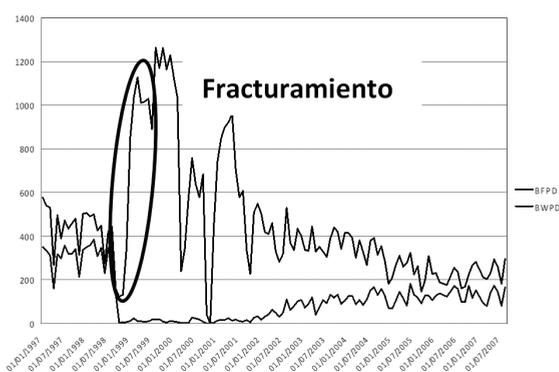


Figura 8. Variación de la producción con el tiempo después del Fracturamiento Hidráulico [9]

En el año 2000 se observó que la producción del pozo seleccionado tenía tendencia a disminuir, se bajó al pozo un bloque de impresión mostrando que la tubería estaba rota, lo que causó que la producción bajara de 1260 BOPD a 240 BOPD aproximadamente. Se hicieron reparaciones y el pozo restituyó su producción de 240 BOPD a 750 BOPD.

La producción disminuyó y se hizo un trabajo de Workover el cual reportó, que existía daño en la formación. Se realizaron algunas pruebas y se determinó que probablemente el daño era por cambio en la mojabilidad de la formación lo que causó una emulsión. Por este motivo se realizó un trabajo de lavado ácido para remediar el daño, la producción aumentó pero cayó rápidamente.

La gran incertidumbre generada por el daño, causó que se recomendara realizar una estimulación con un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, este tratamiento se implementó para generar una zona de desplazamiento del daño (*By-Pass*) en la cara del pozo, y así mejorar la conductividad de la formación hacia al pozo. La producción después del Refracturamiento incrementó en un 4750%, de 20 BOPD a 950 BOPD aproximadamente. Sin embargo, la producción ha disminuido por el depletamiento de la zona productora.

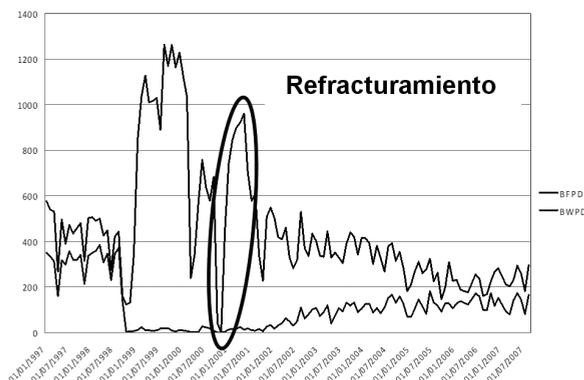


Figura 9. Variación de la producción con el tiempo después del Refracturamiento Hidráulico [9]

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los casos de estudio analizados en la literatura, muestran que la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico, permite restituir la productividad de los pozos, cuando se presenta reapertura de la fractura inicial y reorientación de fractura. Por otro lado, se puede analizar que una reapertura de fractura inicial en un Refracturamiento Hidráulico, puede presentar problemas de interferencia de propante de la fractura inicial, como el caso del pozo Santa Fe # 2 en Kansas, donde se presentó un taponamiento en la fractura y se debió realizar un tratamiento ácido para remover el propante que se taponó en la fractura. Esto muestra la importancia de realizar un análisis del Refracturamiento antes de implementar el tratamiento, con el fin de poder tomar las medidas correctivas necesarias.

Por otro lado, en el caso del pozo colombiano estudiado, en el pozo seleccionado para este artículo, se implementó un fracturamiento hidráulico por depletamiento del yacimiento con el fin de restituir la producción, después del fracturamiento la producción aumentó.

Posteriormente y después de algunos trabajos de Workover se implementó un tratamiento de Refracturamiento el cual permitió disminuir el daño en la cara del pozo, lo que facilitó el flujo de fluidos dando como resultado un incremento de producción de 4750%, demostrando de esta manera, que el Refracturamiento Hidráulico es una técnica de estimulación exitosa.

CONCLUSIONES

Se presentan la importancia de un Refracturamiento Hidráulico donde la producción puede aumentar por reapertura de la fractura inicial ó por reorientación de la fractura, al drenar zonas que no han sido drenadas por la fractura inicial.

Se muestran los resultados de unos casos de estudio y de un caso colombiano, donde la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico, muestra ser una técnica exitosa; siempre y cuando se haga una buena selección del pozo, se realice un buen análisis de las áreas no drenadas y se analice la posibilidad de reabrir la fractura inicial ó de reorientarla.

Se presenta una guía, con algunos aspectos relevantes que se deben tener en cuenta para la selección de pozos candidatos a tratamiento de Refracturamiento Hidráulico.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo (GIEP) al convenio entre la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por su valioso aporte técnico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CRAIG, D. Y EAST, L. "Refracturing Technology Increases Production in Previously Fractured Single and Multiple Zone Wells Experiencing Production Declines", Halliburton, 2006.
2. VILLA, G. "Curso de Fracturamiento Hidráulico", BJ Services, Bucaramanga, Colombia, Marzo, 2007.
3. COULTER, G. Y MENZIE, D. (1973). The Design of Refrac Treatments for Restimulation of Subsurface Formations. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 4400.

4. CONWAY, M. Y MC MECHAN, D. (1985). Expanding Recoverable Reserves through Refracturing. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 14376.
5. CROWELL, R. Y JENNINGS, A. (1978) A Diagnostic Technique for Restimulation Candidate Selection. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 7556.
6. MARQUARDT, M. Y BATENBURG, D. (2000). Production Gains from Re-Fracturing Treatments in Hassi Messaoud, Algeria. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 65186.
7. SAUER, P. Y BURNS, R. (2003). Refracturing: Evaluation, Design, and Implementation of a Chester Oil Well in SW Kansas. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 80916
8. SIEBRITS, E. Y ELBEL, J. (2000). Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells. Society Petroleum of Engineers, SPE Paper 63030.
9. Modelo Geomecánico para Factibilidad de Fracturamiento Hidráulico, Ecopetrol Bucaramanga, Colombia, 2008.