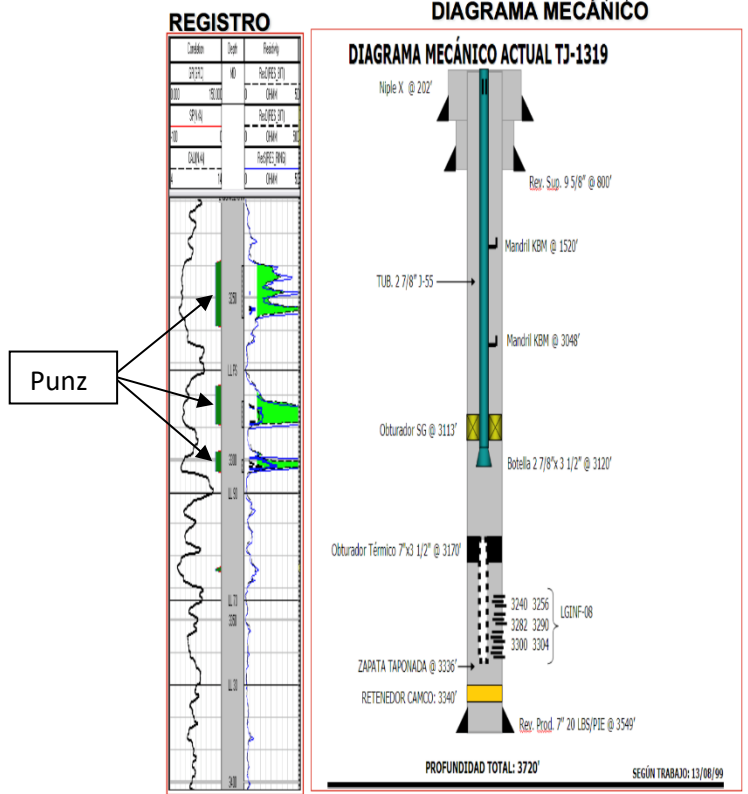


Antecedentes

En el año 2000, Petróleo de Venezuela S.A. (PDVSA), tenía muchos pozos con problemas de obstrucción, de bajo rendimiento, ubicados alrededor de lago de Maracaibo en el campo petrolero La Salina. El pozo TJ1319 fue elegido para recibir múltiples tratamientos de GreenZyme, para probar si el factor de recuperación aumentaría después de cada tratamiento. GreenZyme ya había sido aplicado con éxito en aplicaciones de tratamiento individual, pero no se habían registrados en América del Sur aplicaciones múltiples de GreenZyme antes de este piloto. El pozo TJ-1319 fue completado originalmente el 23/08/99 en el yacimiento LGINF08 en el intervalo: 3240'-3304' selectivo y se instaló GL, respondiendo inicialmente con 870 BPPD, 1886 RGP sin problemas de agua, declinando abruptamente su producción para el 20/08/2000 a 149 BPPD, 112 BNPD y 22 % AyS. Para el 01/09/2000 la producción llegó a 100 BPPD, razón por la cual el 07/11/2000 se decidió realizar Inyección de solvente y no respondió al tratamiento



Desafío

No habiendo previamente realizado un piloto, de pruebas múltiples en el mismo pozo, ingenieros de yacimientos tuvieron que decidir a qué valor de declinación en nivel de producción, era necesario un nuevo tratamiento. Consideraciones adicionales tuvieron que ser hechas, al proceso de extracción, para evitar que partículas de arena sueltas, obstruyeran el pozo. La tasa de producción en el que se vuelve a tratar TJ1319 con GreenZyme fue parcialmente un proceso subjetivo y parcialmente cuantificado por la curva de descenso.

Solución

Cada tratamiento fue logrado inyectando bajo presión una columna completa de agua de producción, por el lado de la tubería del pozo de petróleo. Para después bobear una solución de GreenZyme diluido a 5%. Luego fue bombeada una columna completa de agua de producción para desplazar GreenZyme dentro del reservorio. Al terminar el pozo TJ1319 fue cerrado para permitir que la enzima realice su función biológica. Mecanismos de control de arena fueron empleados para impedir el flujo de arena en el pozo una vez que la producción se reasumió.

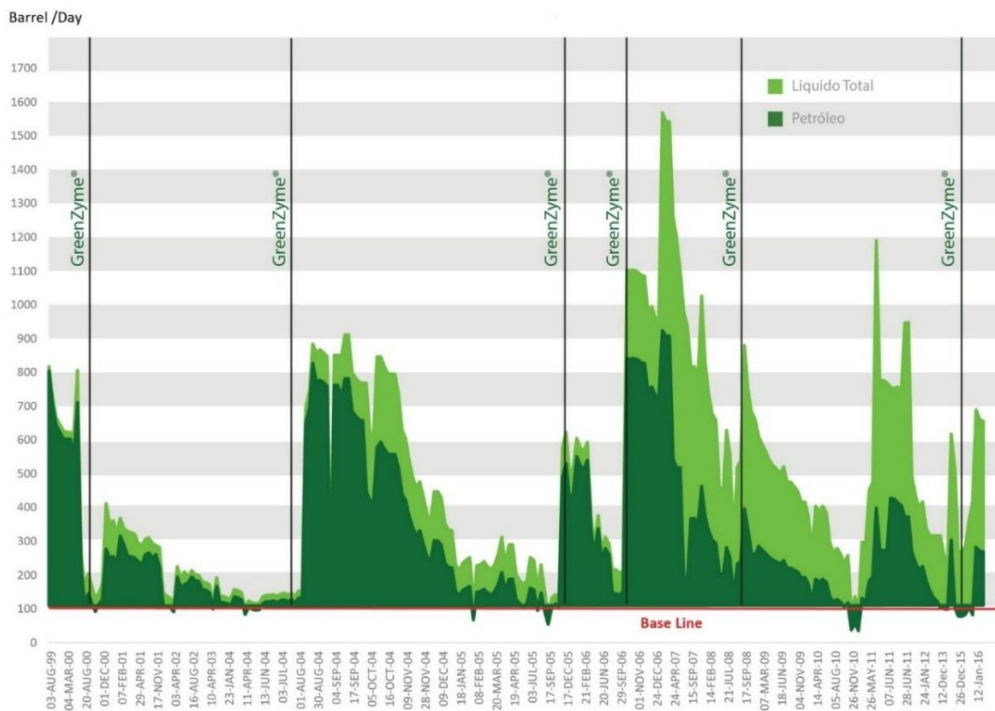
Resultados

En los múltiples tratamientos, la producción inicial de líquido aumentó, con mayor participación inicial del agua producida inyectada previamente, seguido por aumento en la producción de petróleo. El 1/12/2000 la producción fue de 157 BPPD, el 06/12/2000 se le realizó una prueba de restauración de presión, detectando un daño, por lo que el 17-12-2000 se le inyectó GreenZyme®, respondiendo satisfactoriamente al tratamiento con 394 BPPD al 29/12/2000, y para el 13/01/01 con 344 BPPD, luego de este tratamiento de estimulación la producción promedio era de 250 BPPD, declinando mecánicamente en el tiempo. El 24/07/02 producía 178 BPPD, por lo que se realizó el 26/07/02 HUD encontrándose pozo limpio. Produciendo para finales del año 2002 en promedio 150 BPPD. Para el año 2003 la producción promedio era de 120 BPPD y para el 08/08/04 producía 131 BPPD.

Para el 19/08/04 se inyectó nuevamente GreenZyme®, respondiendo al tratamiento con un promedio de 867 BPPD al 28/08/04. Para el 07/09/04 producía 829 BPPD, el 15/10/04 802 BPPD, declinando su producción en el tiempo, para finales del año 2004 la producción promedio era de 500 BPPD. Debido a la disminución de producción el 15/09/05 se realizó CVGL encontrando fondo limpio, pero el mismo no recuperó el potencial, por lo que el 03/12/05 se realizó nuevamente CVGL. Para el 06/12/05 la producción era de 114 BPPD. El 15/12/05 se inyectó por tercera vez GreenZyme®, probándose satisfactoriamente para el 17/12/05 con 606 BPPD, para el 21/02/06 producía 548 BPPD y el 12/05/06 389 BPPD. El 16/10/06 producía 196 BPPD. El 22/10/06 se realizó inyección de GreenZyme®, probándose que al 29/10/06 la producción fue de 1086 BPPD y para el 09/01/07 928 BPPD declinando en el tiempo, debido al movimiento de reductor de 1/2" @ 1" para el 02/02/07 producía 920 BPPD, declinando hasta producir para el 15/09/07 800 BPPD. Una nueva caída de producción comenzó a manifestarse aproximadamente a los 8 meses del tratamiento, inmediatamente después del pico mencionado, de manera tal que con fecha 21/8/2008 el pozo estaba produciendo 130 BPPD. Habida cuenta de esta situación se decidió realizar una quinta estimulación, que tuvo lugar el 29/8/2008. Como consecuencia de la misma el pozo tuvo un pico de producción de 392 BPPD el 17/9/2008. No obstante observarse una fuerte declinación después del tratamiento, a los 22 meses de la estimulación el pozo aún producía 184 BPPD, 42% más que antes del tratamiento.

En los múltiples tratamientos, la producción inicial de líquido aumentó, con mayor participación inicial del agua producida inyectada previamente, seguido por aumento en la producción de petróleo. El tratamiento demostró su eficacia en quitar los bloqueos del pozo, mejorando la permeabilidad relativa. La mayor recuperación de petróleo se mantuvo por más de siete meses en un caso, antes de comenzar a declinar. GreenZyme® fue encontrado ser eficaz en cualquier tipo de ambiente de petróleo (pesado, mediano, liviano). Las múltiples aplicaciones de GreenZyme®, rindieron aumentos significativos en la producción en cada tratamiento, sin efectos externos negativos. Durante un período de 8 años, el pozo TJ1319 recibió 5 estimulaciones con GreenZyme®. Cada vez que el TJ1319 fue tratado con GreenZyme® realizó un salto en BOPD y en total, en toda la duración de la prueba, el aumento de la producción fue del 335% y rindió un estimado total de 608.000 barriles de petróleo adicionales. Se demostró que los tratamientos extendieron la vida útil del pozo por más de 10 años.

Múltiples tratamientos demostraron eficacia en quitar los bloqueos del pozo, mejorando la permeabilidad relativa. Se demostró que los tratamientos extendieron la vida útil del pozo por más de 15 años.



El 30 de diciembre de 2015 se realizó un nuevo tratamiento.