



Historia del pozo TJ-1319

Campo Tía Juana, Venezuela, PDVSA

Este yacimiento pertenece al Campo Costanero Bolívar en el Lago de Maracaibo, en el área Mioceno Norte, Miembro Laguna, Formación Lagunillas de edad Mioceno. La presión inicial del yacimiento es de 1560 lpc @ 3350 pies con un gradiente de 0.40 y una presión actual promedio de 1200 lpc. La RGP se ha mantenido gradualmente y en la actualidad se ubica en unos 200 PCN/BN, el corte de agua ha incrementado hasta alcanzar aproximadamente 70%, valor que se ha mantenido en los últimos años. El desarrollo de este yacimiento se ha caracterizado en el mantenimiento de los pozos activos, ya que por razones antieconómicas no es rentable la perforación.

La permeabilidad promedio es de 853 md y la porosidad de 30.8%. El yacimiento presenta espesores variables que van desde 130 pies y la profundidad promedio es de 3300 pies. La orientación de disposición sedimentaria, es aproximadamente NE-SO y debido a la continuación de los estratos y a la poca consolidación de los sedimentos, se considera que existe buena comunicación de los fluidos contenidos en las arenas que forman el yacimiento.

La presión actual que maneja el yacimiento es un promedio de 1300 lpc, esta presión está influenciada por el miembro Laguna y Lagunillas, como sabemos el Miembro Laguna Inferior, se encuentra depositado encima del Miembro Lagunillas Inferior, y tiene contactos erosivos sobre este último. Basados en esta nueva interpretación estratigráfica este límite de secuencia no establece un sello entre ambos miembros (Laguna inferior y Lagunillas Inferior) constituyéndolos y haciéndolos parte del mismo yacimiento. Por esta razón se consideró la superficie de inundación suprayacente al Miembro, la presión en la parte alta del yacimiento en el miembro Laguna, es más alta, aunado que la zona de explotación en esa área es joven, y constituye una zona menos drenada, con un promedio de 1000 a 1300 Lpc

Actualmente tiene un total de 7 pozos, de los cuales 5 son pozos categoría 1, 1 pozos categoría 3 AR-AN, y 1 pozos categoría 5 UW-HW, con una producción acumulada hasta la fecha de 21,883 MMBLS y un POES de 58,116 MMBLS.

El pozo TJ-1319 fue completado originalmente el 23/08/99 en el yacimiento LGINF-08 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. 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 Enzima **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 Enzima **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 Enzima **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 16/08/06 producía 196 BPPD. El 22/08/06 se realizó inyección de Enzima **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.

Acompañamos un gráfico donde se puede visualizar los aumentos de producción después de los tratamientos.

El resultado final fue de una ganancia incremental de **+400.000 Barriles de Petroleo** por el uso de **GreenZyme®**.



Es importante que el ingeniero del campo petrolero, fije una posición de producción mínima que no afecte las condiciones del pozo. **Cuanto más dejamos deteriorar las variables del pozo más nos costará recuperarlo.** En nuestro caso se fijó 100 BPPD. Se definió la reinyección cuando tocara dicho valor y se provocó, no solamente un aumento de producción, sino que se ha logrado extender la vida útil del pozo, aumentar el factor de recobro y como colateral directo de lo último, se aumentaron las reservas (Reservas de Crecimiento).

