



# Tratamiento con una enzima biológica para incrementar la producción. Casos históricos

Por *Ing. Qco. Juan Rosbaco*

*Este trabajo fue presentado en el 6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas realizado por el IAPG en octubre de 2016.*



**En este trabajo el autor presenta los resultados obtenidos al tratar pozos con una enzima biológica líquida soluble en agua, que permite aumentar la productividad y reducir la tensión interfacial agua-petróleo.**

**D**esde hace varios años, Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) realiza tareas de estimulación en los yacimientos de Occidente.

En este trabajo se resumen los fundamentos teóricos que avalan la estimulación realizada y las pruebas de laboratorio sobre fluidos y coronas que documentan la efectividad de la misma. En un caso específico, estas pruebas pueden suministrar información complementaria que permita un mejor diseño de la estimulación. Se indican también las características que deberían presentar los pozos candidatos, con el fin de optimizar el tratamiento.

Las enzimas son moléculas de característica proteica y estructural que catalizan reacciones, a condición de que las mismas sean termodinámicamente posibles.

Por tratarse de catalizadores, las enzimas no son consumidas en las reacciones, ni alteran su equilibrio químico. Sin embargo, las enzimas difieren de otros catalizadores porque son más específicas. En este caso se trata de una enzima biológica compuesta por proteínas combinadas con ADN de microbios, no constituye un producto tóxico.

Este tipo de tratamiento se ha realizado repetidamente en otras partes del mundo (China, Indonesia, Canadá y Argentina). Se recomienda especialmente en pozos de petróleo pertenecientes a reservorios depletados, con porcentajes de agua en aumento y alta declinación, como así también en pozos dañados por la precipitación de parafinas, asfaltenos, ceras y emulsiones o por alteraciones en la mojabilidad, debido a la invasión de surfactantes durante la perforación.

En procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, puede aplicarse en pozos inyectoros y productores. El tratamiento se ha utilizado tanto en pozos horizontales como verticales.

## Introducción

Entre las numerosas causas que provocan disminución de productividad en los pozos, se encuentran aquellas que se originan en la competencia entre fluidos. Dichas competencias afectan también la recuperación final de los hidrocarburos. En efecto, cuan-

do un yacimiento produce con una alta relación gas petróleo, el reservorio se despresuriza más rápidamente provocando una mayor liberación y producción del gas liberado, con las consecuentes mermas de productividad y recuperación final de petróleo. De igual manera cuando la competencia ocurre entre agua y petróleo, una alta tensión interfacial o una mojabilidad adversa (roca oleófila) dificultan la producción de petróleo y disminuyen su recuperación final.

Como se expresó, en este trabajo se presenta el fundamento teórico, las pruebas de laboratorio realizadas y los resultados de campo obtenidos en el tratamiento de pozos con el empleo de una enzima biológica para combatir los efectos adversos de la competencia agua petróleo.

La enzima actúa sobre la tensión interfacial agua-petróleo, sobre el ángulo de contacto y sobre la mojabilidad del sistema, facilitando el flujo de petróleo y disminuyendo el daño provocado por parafinas, emulsiones y asfaltenos o por alteraciones de la mojabilidad en la zona cercana al pozo, consecuencia de la invasión de surfactantes durante la perforación.

Es de fundamental importancia seleccionar adecuadamente el pozo candidato al tratamiento, ya que los fracasos observados en algunas de las primeras estimulaciones realizadas son atribuibles a una mala selección de los sondeos en los que se llevó a cabo la estimulación, como así también a un diseño no adecuado para el pozo en cuestión. Es por ello que se pone especial énfasis en detallar las condiciones que deberán reunir los pozos candidatos al tratamiento y las pruebas de laboratorio recomendables para un óptimo diseño de la estimulación.

## El tratamiento

### ***Naturaleza del producto y mecanismo de acción***

Se trata de una enzima biológica líquida producida a partir de proteínas combinadas con ADN de microbios "oileating" que se encuentran inertes al final del proceso de fabricación. Con su inyección al reservorio se facilita la realización de reacciones biológicas que mejoran la recuperación y la productividad de los yacimientos, a condición de que los pozos

elegidos cuenten con determinadas características.

La enzima actúa de la siguiente manera:

- Reduce la tensión interfacial agua-petróleo.
- Cambia la mojabilidad original.
- Restituye la mojabilidad original cuando la misma fue modificada por la precipitación de asfaltenos o como consecuencia de la invasión de surfactantes durante la perforación.
- Elimina el daño mediante la remoción de parafinas, ceras, asfaltenos y emulsiones.

El mecanismo de acción es el siguiente:

- Previo a la inyección de la enzima, el petróleo adherido a las paredes de la roca ejerce una resistencia que afecta el flujo de fluidos al pozo.
- La enzima se inyecta diluida en una solución acuosa.
- La solución inyectada interactúa con la roca desprendiendo el petróleo de la misma y adhiriendo la solución acuosa a las paredes de la roca. De esta manera puede restituirse también la mojabilidad original en el caso de rocas inicialmente hidrófilas cuya mojabilidad sufrió alteraciones por la precipitación de asfaltenos, o cambiarse la mojabilidad original en el caso de rocas oleófilas. Al mismo tiempo se disminuye la tensión interfacial agua-petróleo facilitando el flujo de este último fluido.
- La enzima se difunde en el agua existente en el medio poroso y extiende así la acción más allá de la zona alcanzada originalmente por el fluido inyectado.

### **Pozos tratados con enzima biológica. Resultados obtenidos**

Si bien la cantidad de pozos tratados por PDVSA con la solución enzimática ha sido superior y, no obstante, haberse continuado con los tratamientos hasta el presente, para este trabajo se utilizó la estadística 2000-2007 extraída de la Tesis de Gutiérrez y Pineda<sup>1</sup>, ya que posee los datos mejor documentados. En la tesis se cuenta con información de 32 pozos estimulados por PDVSA en Venezuela

Pozo	Fin trabajo	Bbl/d		
		Antes	Después	Incremento
<b>2000</b>				
TJ 1295	1/8/2000	45	70	25
PB 377	24/8/2000	25	50	25
PB 366	24/8/2000	21	51	30
PB 326	11/10/2000	98	133	35
PB 515	11/10/2000	60	106	46
PB 593	11/10/2000	40	20	-20
TJ 842	3/11/2000	77	76	-1
TJ 846	3/11/2000	60	57	-3
PB 737	3/11/2000	99	250	151
PB 736	9/11/2000	56	70	14
LR 282	9/11/2000	43	40	-3
PB 476	9/11/2000	40	53	13
PB 72	21/11/2000	78	82	4
PB 138	21/11/2000	45	30	-15
TJ 864A	21/11/2000	45	110	65
PB 516	17/12/2000	76	76	0
TJ 1278	17/12/2000	169	210	41
PB 732	17/12/2000	3	19	16
LR 549	17/12/2000	47	49	2
TJ 1349	19/12/2000	23	22	-1
TJ 869	19/12/2000	30	28	-2
TJ 1118	19/12/2000	37	37	0
TJ 1319	19/12/2000	124	344	220
TJ 1214	20/12/2000	89	48	-41
TJ 1268	20/12/2000	65	65	0
<b>Total</b>				<b>601</b>
<b>Por Pozo</b>				<b>24</b>
<b>Período 2004-2007</b>				
TJ 1319	19/8/2004	120	800	680
TJ 1319	10/12/2005	102	560	458
PB 308	15/6/2006	36	37	1
LR 167	1/4/2006	0	85	85
PB 120	20/6/2006	37	0	-37
TJ 1319	22/10/2006	150	838	688
TJ 766	6/12/2006	178	368	190
TJ 1271	21/7/2007	20	53	33
<b>Total</b>				<b>2.098</b>
<b>Por pozo</b>				<b>300</b>

Tabla 1. Estadística de pozos estimulados por PDVSA.

entre los años 2000 y 2007, 25 de ellos en el año 2000 y los 7 restantes entre 2004 y 2007 (Tabla 1).

Como se puede observar en la tabla 1, el porcentaje de pozos con incremento de producción negativo o nulo fue mucho más significativo en el primer período que en el segundo (10 pozos sin resultado positivo sobre 25 sondeos tratados en 2000, contra solo un resultado negativo en 7 intervenciones durante el segundo período). La razón de la relativamente importante cantidad de resultados positivos obtenidos durante los primeros años se le atribuye a no haber

elegido correctamente los pozos a estimular, como consecuencia de la falta de experiencia. Una vez detectadas las variables técnicas y operativas a tener en cuenta para la selección de los sondeos, el número de fracasos disminuyó drásticamente hasta anularse en el segundo período. La experiencia adquirida fue producto no solo del análisis crítico de los procedimientos empleados, las características físicas y los resultados obtenidos en los pozos tratados, sino también de las pruebas de laboratorio realizadas. Se observa asimismo que, en virtud de la mejor selección y diseño, el incremento de

producción promedio por pozo estimulado fue muy superior en la segunda campaña (300 bbl/día/pozo-47,7 m<sup>3</sup>/día/pozo-contr 24 bbl/día/pozo-3,8 m<sup>3</sup>/día/pozo).

Otro hecho para destacar es que, como se puede observar en tabla 1, en líneas generales los tratamientos han tenido mejores resultados en pozos de buena productividad.

### Ensayos de laboratorio

Se realizaron diferentes tipos de análisis de laboratorio para determinar la aplicabilidad del producto a distintos tipos de roca y crudo en diferentes situaciones y ante diversos problemas. Inyectada en la concentración y condiciones adecuadas, la solución acuosa de la enzima se mostró eficaz, tanto en calizas como en areniscas, a efectos de solucionar los siguientes problemas de daño:

- Bloqueo por adherencia del petróleo a las paredes de la roca.
- Bloqueo por agua.
- Bloqueo por emulsiones.
- Obstrucción de parafinas y asfaltenos.
- Mojabilidad adversa original o provocada por el uso de surfactantes durante la construcción del pozo.
- Alta tensión interfacial agua-petróleo.

Las figuras 1 y 2 muestran la liberación y el desprendimiento de gotas



Figura 1. Desprendimiento de gotas de petróleo.



Figura 2. Liberación y desprendimiento de gotas de petróleo en una roca originalmente saturada 100% con dicho fluido.

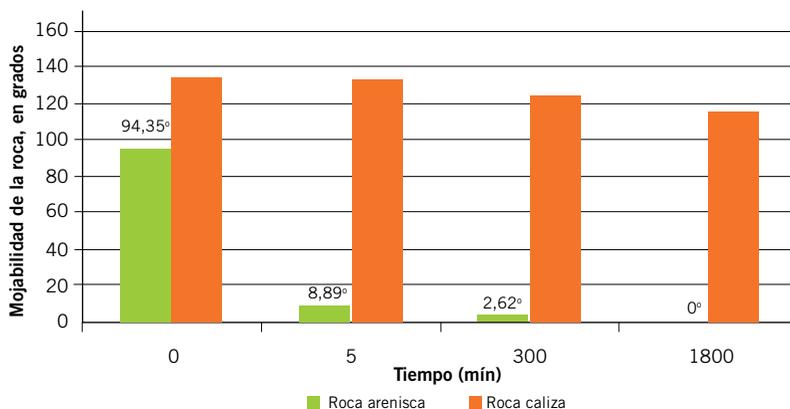


Figura 3. Disminución del ángulo de contacto arenisca versus caliza.

de petróleo en una roca originalmente saturada 100% con dicho fluido.

Asimismo, se realizaron ensayos en sistemas petróleo-agua de formación, en contacto con areniscas y calizas. Se introdujo el producto a distintas concentraciones midiéndose la variación de la tensión interfacial en distintas condiciones de temperatura, presión, concentración y PH. Estos ensayos realizados a temperatura y presión de reservorio, utilizando muestras de roca representativas, permiten determinar la concentración óptima a utilizar para cada situación particular.

De igual manera, también se realizaron pruebas para sistemas “petróleo-solución acuosa de la enzima biológica” en contacto con areniscas y calizas, midiéndose la variación en el tiempo del ángulo de contacto, este valor caracteriza la mojabilidad. A modo de ejemplo en las figuras 3 y 4 se muestran las variaciones para un sistema con determinadas propiedades.

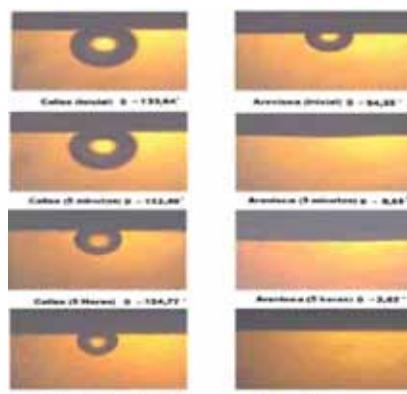


Figura 4. Demostración visual del ángulo de contacto en ambas rocas.

También se realizaron numerosas pruebas de desplazamiento de la solución biológica en testigos corona y ensayos de remoción de daño. Todas las experiencias de laboratorio, como así también el análisis crítico de los procedimientos usados en los tratamientos, de las características físicas de los pozos tratados y de los resultados de campo obtenidos permitieron determinar cuáles debían ser las características de los sondeos por estimular.

### Características óptimas del reservorio

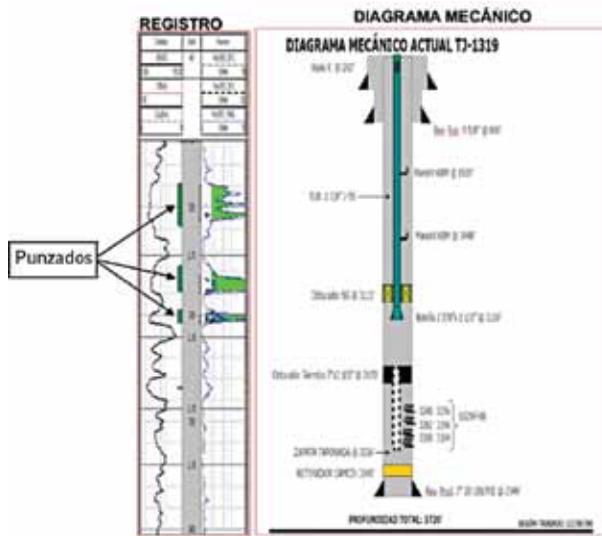
Si bien el producto se puede utilizar en un muy variado rango de condiciones, las pruebas de laboratorio y los tratamientos realizados entre 2000 y el presente permiten establecer estas condiciones como las de aplicabilidad óptima:

- Arenisca
- °API: 13-40
- Permeabilidad: 50-700 md
- Porosidad: 15-35%
- Espesor neto con petróleo: 14-110 pies (4-34 m)
- Temperatura: 80-180 °F (27-82 °C)
- Presión: 350-1000 psi (25-70 atm)

### Tratamiento Pozo TJ 1319 2,3

El pozo TJ 1319 del yacimiento Tía Juana pertenece a la Unidad de Producción Rosa Mediano, ubicada en el departamento de Zulia, más precisamente en el municipio de Cabimas. El pozo se terminó el 23/8/1999 en el intervalo 3240'-3304' (Figura 5).

La producción inicial fue de 800 bbl/d (127,2 m<sup>3</sup>/d), sin agua, con una relación gas petróleo de 1.886 scf/bbl (336 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>). Inmediatamente



damente a los 8 meses del tratamiento, inmediatamente después del pico mencionado, de manera que al 21/8/2008 el pozo producía 130 bbl/d (20,7 m<sup>3</sup>/d). Ante esta situación se decidió realizar una quinta estimulación, que tuvo lugar el 29/8/2008. Como consecuencia el pozo tuvo un pico de producción de 392 bbl/d (62,3 m<sup>3</sup>/d) el 17/9/2008. Sin embargo, se observó una fuerte declinación después del tratamiento, a los 22 meses de la estimulación el pozo aún producía 184 bbl/d (29,3 m<sup>3</sup>/d), 41,5% más que antes del tratamiento.

La sexta estimulación se realizó el 30/12/2015. Si bien el pozo respondió con un incremento de su producción, no se puede hablar de un caudal estabilizado dado el escaso tiempo transcurrido y habida cuenta de que la reacción de los sondeos suele no ser inmediata.

Se estima que el incremento neto de recuperación atribuible a los cinco primeros tratamientos fue de 603.000 barriles (96.000 m<sup>3</sup>) hasta abril de 2011, notándose producciones y recuperaciones más altas predominantemente en las últimas estimulaciones, consecuencia de mejoras en los diseños (curva de aprendizaje). La razón por la cual el incremento se computó solamente hasta abril de 2011 radica en el hecho de que hasta esa fecha en el pozo se realizaron otras actividades que provocaron también mejoras en la productividad del mismo.

En la figura 6 se presenta la historia de producción del pozo TJ 1319. Cabe destacar que la política aplicada en este sondeo, con un alto grado de acierto, fue determinar, luego de un análisis económico, una línea base a tomar como referencia para iniciar los retratamientos, una vez que la producción cayese en ese valor.

## Conclusiones

- La estimulación de pozos con solución enzimática ha sido aplicada exitosamente en varias regiones del mundo, con el objetivo de aumentar la productividad y la recuperación final de los reservorios.
- La solución biológica actúa reduciendo la tensión interfacial agua-petróleo, variando la mojabilidad original o alterada de la formación



- y eliminando daños.
- Petróleos de Venezuela S.A. ha llevado a cabo una importante cantidad de tratamientos con resultados exitosos.
- La cantidad y la calidad de los éxitos aumentó con el tiempo a medida que se recorría la curva de aprendizaje, identificándose mejor los pozos candidatos y optimizando los diseños.
- En líneas generales los tratamientos han tenido mejor resultado en pozos de buena productividad.
- Los ensayos de laboratorio realizados sobre rocas y fluidos del reservorio constituyeron una herramienta fundamental en el proceso de optimización.
- El pozo TJ 1319 fue estimulado con enzimas en seis oportunidades, y respondió satisfactoriamente en todas las ocasiones. Esto indica que el proceso es repetible en un mismo sondeo.
- La política adoptada en el pozo TJ 1319 en lo referente a establecer una línea base a tomar como referencia para iniciar los retratamientos, una vez que la producción

cayese en ese valor, se considera altamente recomendable. ■

## Agradecimiento

Agradezco a los ingenieros Ronny Marinez y Jesús Ávila por haber suministrado información estadística oficial para este informe.

## Bibliografía

1. Gutiérrez Lobo, S. y J. Pineda Maldonado, "Metodología para la selección de pozos candidatos a la estimulación con enzimas", Tesis presentada a la Universidad de Zulia en abril de 2014.
2. Marinez, R., J. Avila y E. Pacheco, "Metodología de flujo fraccional para el cálculo del mejoramiento de la capacidad de flujo en el pozo TJ 1319, mediante la aplicación de una enzima líquida", PDVSA Documento Interno.
3. Pacheco E., K. Mavarez y Y. Pirela, Proyecto de Estimulación de Pozos con Enzimas Biologicas en las Unidades de Producción del Distrito Lago Norte.