



ALYONCA S.A.
GREEN SOLUTIONS IOR/EOR TECHNOLOGIES

EnZyme EOR, Corp.

GreenZyme®

**“LA MEJOR ALTERNATIVA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS SIN GENERAR CONTAMINACION Y RECUPERAR LA
INVERSION A CORTO PLAZO”**

ANTECEDENTES DE "GreenZyme" EN VENEZUELA

En los campos petroleros venezolanos existen enormes reservas de petróleo y gas, sin recuperar, que podrían satisfacer parte de la demanda futura; además, debido a los precios actuales del petróleo y elevados costos para la exploración de reservas, las compañías productoras están buscando constantemente nuevas maneras de aumentar los porcentajes de recuperación de hidrocarburos. Es reconocido que la baja eficiencia en la recuperación de petróleo es debido a dos problemas físicos principalmente:

- La mojabilidad de la formación.
- La tensión interfacial.

De ello surge la necesidad de aplicar GreenZyme como método de recuperación mejorada, al perfilarse como una solución de enzima que reduce la adherencia del petróleo a la superficie al romper la fuerza de las atracciones de compuestos polares, reducir la tensión interfacial, cambiar la mojabilidad, estabilizar los finos y reducir la viscosidad del crudo movilizándolo el petróleo retenido, aumentando la producción y los porcentajes de recuperación de petróleo

En Venezuela el primer pozo inyectado fue el PB-377 del yacimiento LAGUNA-24 el 18 de Agosto del 2000 para el momento de la inyección presento un de 4% de A&S y durante los 8 meses previos a la inyección no produjo por encima del orden de los 47 BNPD. Como este otros 31 pozos fueron inyectados arrojando resultados altamente satisfactorios en su gran mayoría, variables según las condiciones mecánicas del pozo, características de formación y los criterios operacionales.

Los trabajos de inyección realizados en el país han sido ejecutados por las siguientes empresas:

- MANMORCA
- INTERCH
- OCCIDENTE WIRELINE
- VEN-LINE C.A
- NAVIERA
- PETROL GRAVA SERVICES

POZOS INYECTADOS EN VENEZUELA

| POZO | YACIMIENTO | FECHA DE INYECCIÓN |
|---------|------------|--------------------|
| TJ 869 | LGINF 08 | 10-JAN-01 |
| TJ 864A | B-3-X 19 | 28-NOV-00 |
| TJ 846 | LGINF 04 | 06-NOV-00 |
| TJ 842 | LGINF 04 | 15-NOV-00 |
| TJ 305 | B-1-X 03 | 07-FEB-01 |
| TJ 1349 | B-5-X 49 | 19-DEC-00 |
| TJ 1348 | B-8-X 23 | 19-FEB-01 |
| TJ 1319 | LGINF 08 | 17-DEC-00 |
| TJ 1295 | LGINF 04 | 01-AUG-00 |
| TJ 1278 | LGINF 04 | 28-DEC-00 |
| TJ 1268 | LAGNA 22 | 16-JAN-01 |
| TJ 1214 | BACH 25 | 04-JAN-01 |
| TJ 1118 | BACH 24 | 22-DEC-00 |
| PB-19 | LAGNA 23 | 22-AUG-00 |
| PB 737 | LGINF 04 | 15-NOV-00 |
| PB 736 | LGINF 04 | 14-NOV-00 |
| PB 732 | LAGNA 24 | 20-DEC-00 |
| PB 72 | LGINF 03 | 20-NOV-00 |
| PB 593 | LAGNA 23 | 17-DEC-00 |
| PB 516 | LGINF 04 | 30-DEC-00 |
| PB 515 | LGINF 04 | 28-OCT-00 |
| PB 514 | LGINF 04 | 13-FEB-01 |
| PB 476 | LGINF 04 | 22-NOV-00 |
| PB 377 | LAGNA 23 | 18-AUG-00 |
| PB 326 | LGINF 02 | 24-OCT-00 |
| LR 549 | LAGNA 24 | 25-DEC-00 |
| LR 282 | SBARB 06 | 19-NOV-00 |
| LL 3642 | LAGNA 33 | 20-FEB-01 |

POZOS INYECTADOS CON MEJOR RESPUESTA AL TRATAMIENTO

| POZO | YACIMIENTO | BOPD ANT/INY | FECHA DE INY | BOPD DESP/INY | % INCREMENTO EN PRODUCCION | A&S % | OBSERVACIONES |
|----------|------------|--------------------------|------------------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| TJ- 305 | B-1-X 03 | 93 | 01/03/2001 | 107 | 15% | < 10% | <ul style="list-style-type: none"> • Diseño erróneo de técnica de tratamiento • Porcentaje de dilución incorrecto • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 326 | LAGINF-02 | 98 | 11/10/2000 | 177 | 81% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • Previa inyección de aromáticos no mejoró producción • Se realizo fraturamiento y producción mermo a la mitad • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 366 | LAGNA-23 | 21 | 24/08/2000 | 55 | 162% | < 10% | <ul style="list-style-type: none"> • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 476 | LAGINF-04 | 40 | 22/11/2000 | 85 | 113% | < 10% | <ul style="list-style-type: none"> • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 515 | LAGINF-04 | 67 | 11/10/2000 | 128 | 91% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • Problemas Mecánicos • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| LR- 549 | LAGNA-24 | 47 | 18/12/2000 | 56 | 19% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Problemas Mecánicos en el pozo • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 732 | LAGNA-24 | 3 | 18/12/2000 | 19 | 533% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • 90% de producción era agua • criterio erróneo de tratamiento • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 736 | LAGINF-04 | 56 | 10/11/2000 | 95 | 70% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Problemas Mecánicos en el pozo • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| PB- 737 | LAGINF-04 | 98 | 03/11/2000 | 249 | 154% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| TJ- 864A | B-3-X 19 | 45 | 21/11/2000 | 110 | 144% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • Pozo con problemas de producción de arena • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| TJ- 1118 | BACH-24 | 37 | 19/12/2000 | 51 | 38% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • Pozo con problemas de producción de arena • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| TJ- 1268 | LAGNA-22 | 54 | 20/12/2000 | 75 | 39% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Acumulaciones de carbonatos • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo |
| TJ- 1278 | LAGINF-04 | 168 | 18/12/2000 | 234 | 39% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Selección incorrecta de fluido desplazante • Se desconoce el tiempo de remojo • Limpieza mecánica posterior |
| TJ- 1295 | LAGINF-03 | 40 | 01/08/2000 | 43 | 8% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • Se desconoce el tiempo de remojo • Limpieza mecánica posterior |
| TJ- 1319 | LAGINF-08 | 111 124 102 142 | 17/12/2000 19/08/2004 15/12/2005 22/08/2006 | 263 823 527 920 | 137% 563% 416% 547% | >10% | <ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de dilución incorrecto (1ra inyección) • 4 inyección (2000-2004-2005-2006) INYECCION ANUAL • Se desconoce el tiempo de remojo • Selección incorrecta de fluido desplazante |
| PB-72 | LAGINF-03 | 77 | 21/11/2000 | 105 | 36% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Se desconoce el tiempo de remojo • Selección incorrecta de fluido desplazante |
| PB-282 | SBARB | 12 | 10/11/2000 | 38 | 217% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Se desconoce el tiempo de remojo • Selección incorrecta de fluido desplazante |
| 593 | LAGNA-23 | 31 | 11/10/2000 | 41 | 32% | <10% | <ul style="list-style-type: none"> • Se desconoce el tiempo de remojo • Selección incorrecta de fluido desplazante |

TOMANDO COMO REFERENCIA UN PERIODO DE PERMANENCIA DE 5 MESES (como caso poco probable ya que el producto se mantiene en la roca de 18 a 36 meses) el incremento en BNPD obtenido en estos pozos fue de: **356 720 Bls.**

La experiencia de cientos de pozos tratados en diferentes partes del mundo, indican que en más del **90 %** de los casos, se obtiene un aumento en la producción de fluidos totales y en petróleo. También esa experiencia indica que un aumento promedio de 60% es lo mínimo esperable en el aumento de petróleo de los pozos después del tratamiento con nuestro producto, prolongándose su eficiencia por meses y años. En cuanto al corte de agua, después de las primeras dos semanas del tratamiento, este tiende a los valores que tenía antes del tratamiento o a disminuir levemente.

Del total de 32 pozos inyectados con “**GreenZyme**” en Venezuela, Se maneja una muestra de 18 pozos de los cuales se puede evidenciar el comportamiento de producción de los mismos una vez inyectado el producto. Con el tratamiento se obtuvo una **Ganancia Promedio de: 356.720 BNP** .

Aun así, dado las particularidades de las condiciones de cada yacimiento, podremos ver variaciones en el performance de GreenZyme. De estos 32 pozos 20 mostraron resultados satisfactorios, mientras que 12 reflejan una producción inferior a la estimada, ello se traduce en 63% de ÉXITO con la inyección del producto.

Los casos cuyos resultados no fueron los que se esperaban se deben en su mayoría a que los criterios para la selección pozos no fueron debidamente aplicados, y se evidencia:

- Dilución incorrecta del Producto
- Corte de agua menor al 10%
- Selección errónea del fluido desplazante
- Problemas mecánicos en los pozos
- Pozos con producción de arena
- Pozos con problemas de emulsiones
- Pozos con acumulaciones de carbonato
- Entre otros

Todos estos factores inciden directamente en la Efectividad del tratamiento, por la cual es importante realizar la selección de los pozos según los criterios de referencia, conociendo que pozos son candidatos para la aplicación del producto y bajo que parámetros.

El procesamiento y evaluación de Las características que definen los Yacimientos de hidrocarburos Venezolanos ha permitido recomendar el mejor tratamiento posible para

obtener un aumento de producción que satisfaga las expectativas de las empresas productoras.

SE RECOMIENDA APLICARLO EN:

- Pozos depletados
- Sistemas de Water-flooding
- Pozos que muestran signos de incremento de corte de agua
- Nuevos pozos con rápida caída de producción
- Pozos maduros con declinación continua en los últimos años
- Pozos con problemas de obstrucciones
- Off-Shore and On-Shore

CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS**❖ PRODUCCIÓN:**

- a) **Inicial:** > 100 BPPD
- b) **Actual:** > 25BPPD
- c) **Corte de Agua:** Menor a 75%. (IDEAL) Aunque se ha aplicado en pozos con un corte de agua de un 90% y se han obtenidos muy buenos resultado

❖ INTEGRIDAD DEL POZO:

- a) Tubería y casing en perfectas condiciones.
- b) Equipamiento mecánico en perfectas condiciones y capaz de manejar un aumento sustancial en volúmenes de líquido totales.
- c) Equipado con Packers para inyectar GreenZyme® sólo en la capa seleccionada.

❖ CONDICIONES FAVORABLES

- a) Densidad del petróleo menor a 0.85
- b) Porosidad mayor a 20%
- c) Petróleo es líquido a temperatura ambiente.
- d) Formación de arena.
- e) El NE debe estar por arriba de zona de producción de petróleo.
- f) La temperatura de la formación debe ser 20°C mayor que la del Pour Point del petróleo.

Para **water-flooding** se recomienda entre 250ppm y 500 ppm de GreenZyme® por la cantidad de agua en la formación, y no hay que diluir el producto dado que se usa la formación como el tanque de mezcla. Para un proyecto de un pequeño flooding, de 8 a 20 tambores por pozo inyector.

PORCENTAJE DE DILUCIÓN

Para el tratamiento, se ha considerado no solo las condiciones de los pozos, sino que también, ha hecho uso de la experiencia en similares casos en otras partes del mundo. Por lo expuesto, recomienda una dilución de la solución a inyectar en los pozos del 10%

La aplicación de la tecnología GreenZyme® permite producir el petróleo remanente que poseen muchos yacimientos, además esta tecnología es simple y compatible con el medio ambiente y da a los operadores nuevas y efectivas formas de recuperación del petróleo.

CASOS EN LOS QUE ES POSIBLE INYECTAR GREENZYME

✓ POZOS INDIVIDUALES

Se ha utilizado para tratar muchos pozos individuales, para aumentar la producción al movilizar el petróleo retenido y mejorar los valores de recuperación de petróleo. También para desbloquear cerca de las zonas well-bore y romper el positive skin. En muchos casos hubo muchos daños de formación que fueron eliminados. La tecnología de enzimas reduce la tensión interfacial cerca de well-bore, por tanto, mejora de permeabilidad y la movilidad del petróleo. Los tratamientos son generalmente muy simples. La mayoría de los tratamientos hasta la fecha han usado cuatro a seis tambores de 55 galones de Greenzyme® diluido a en concentraciones de entre de 5 a 10% en solución.

✓ **PETROLEO PESADO**

La tecnología de Greenzyme® agrega otra forma para ayudar a movilizar y mejorar la recuperación del petróleo incluyendo crudo medio a pesado. Recientes pruebas de laboratorio, mediante un petróleo de gravedad de 26° API, muestran una reducción en la viscosidad de > 16%. La profundidad de la producción puede afectar la composición del petróleo como también la temperatura interior del pozo, etc. Diferentes composiciones de asfaltenos y parafinas también influyen en la movilidad. Greenzyme® puede aumentar la eficiencia de otras tecnologías EOR, como vapor de agua, que pueden ser necesarias para reducir la viscosidad del petróleo suficientemente como para que pueda ser movilizado por la enzima

✓ **POZOS DE GAS CON PRODUCCION DE PETROLEO**

Muchos pozos de gas también tienen petróleo y condensado producido junto con el gas. Daños en la formación cerca de well-bore en pozos verticales y horizontales pueden impedir tanto el flujo de gas y petróleo. Greenzyme® tiene beneficios para ayudar a liberar cerca de las zonas well-bore y permitir fluir el gas y el petróleo. Reducción en IFT también puede ayudar en la movilidad del condensado de gas.

✓ **CICLOS DE VAPOR**

La enzima ha sido usada como un pre-cursor a la inyección de vapor o entre ciclos de vapor para mejorar la productividad. 20% menos de vapor fue utilizado con significativo aumento de la producción en el próximo ciclo. Pruebas en campo han indicado la tolerancia al calor de Greenzyme® bajo presión y mostrando un aumento de la producción significativamente importante de un primer ciclo de vapor sin Greenzyme®, con cerca de 3.000bbls de petróleo, para un segundo ciclo de vapor con inyección de Greenzyme® como pre-cursor con más de 21.000 bbls de petróleo producido. El líquido enzimático ayuda en la penetración del petróleo pesado, en el interior del pozo, que tiene suficiente temperatura para que Greenzyme® comience a facilitar las reacciones que rompen las grandes gotas de petróleo en pequeñas.

El menor tamaño de las gotas de petróleo tiene el efecto de mejorar la permeabilidad magnética cerca de pozo, así como la movilidad. Esto explicaría cómo puede extenderse un ciclo de vapor y la producción y mejorar en cada ciclo. Tal es el caso del pozo LR-549 que se muestra gráficamente más adelante.

✓ **POZOS WATER FLOODS**

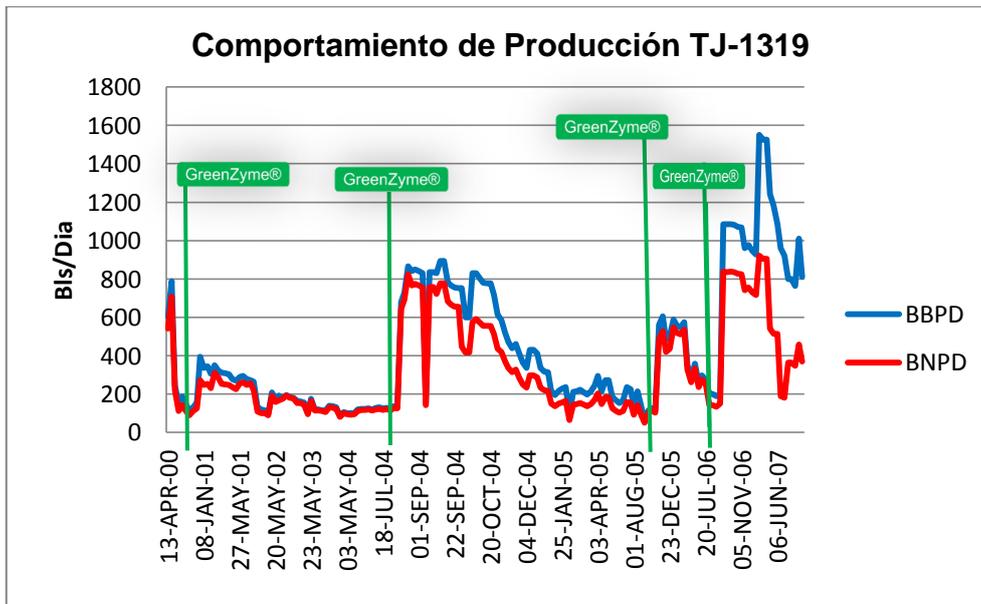
Pruebas recientes muestran una reducción significativa de la tensión interfacial (IFT) utilizando Greenzyme® beneficiando la mojabilidad de formación y la movilidad de la mayoría de los petróleos. La enzima puede ser inyectada intermitentemente en un wáter-flooding para optimizar el retorno. Bombear Greenzyme® en los pozos de inyección es un proceso sencillo. Dados los límites que existen actualmente para las tecnologías de recuperación terciaria, esta aplicación de la tecnología de enzimas (GEOR) es una excelente manera para mejorar la recuperación de petróleo - incluyendo disminución del grado API.

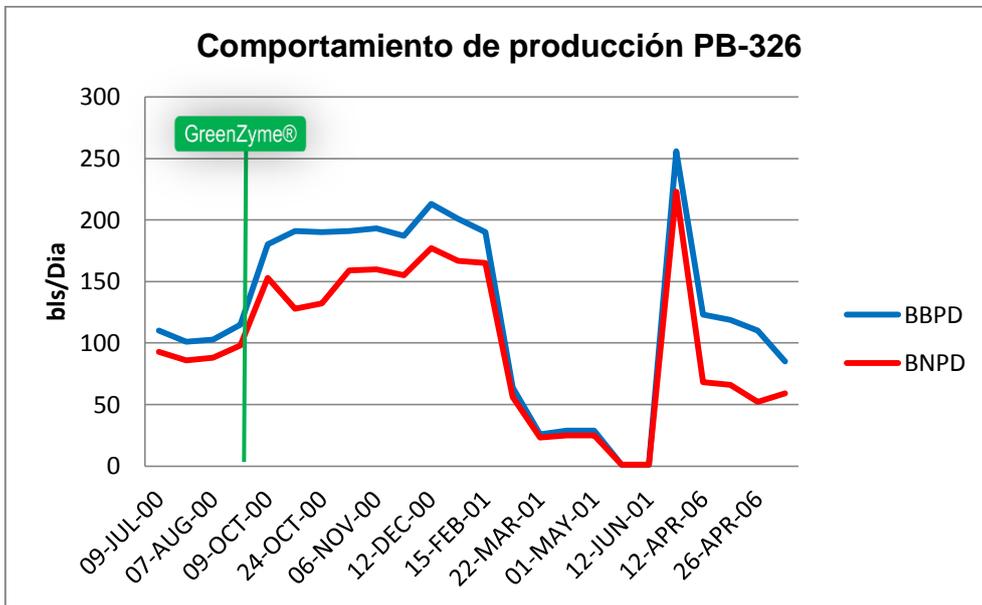
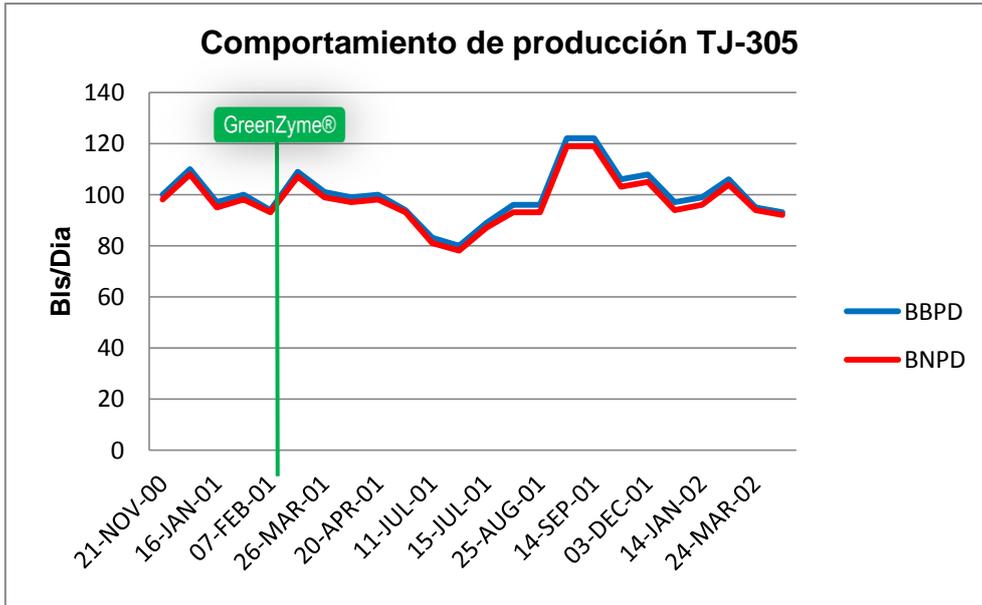
✓ **POZOS CON PARAFINAS**

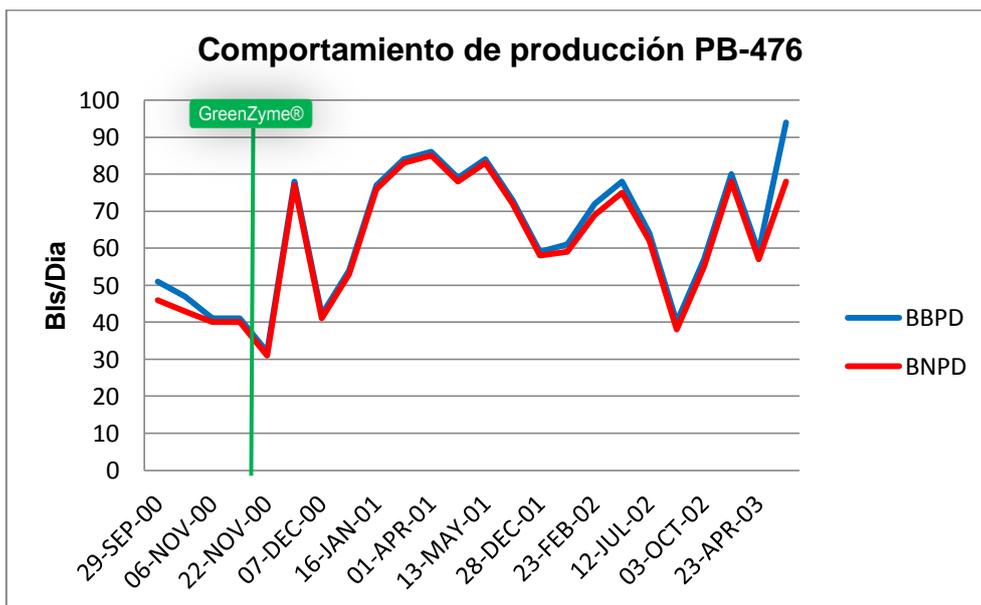
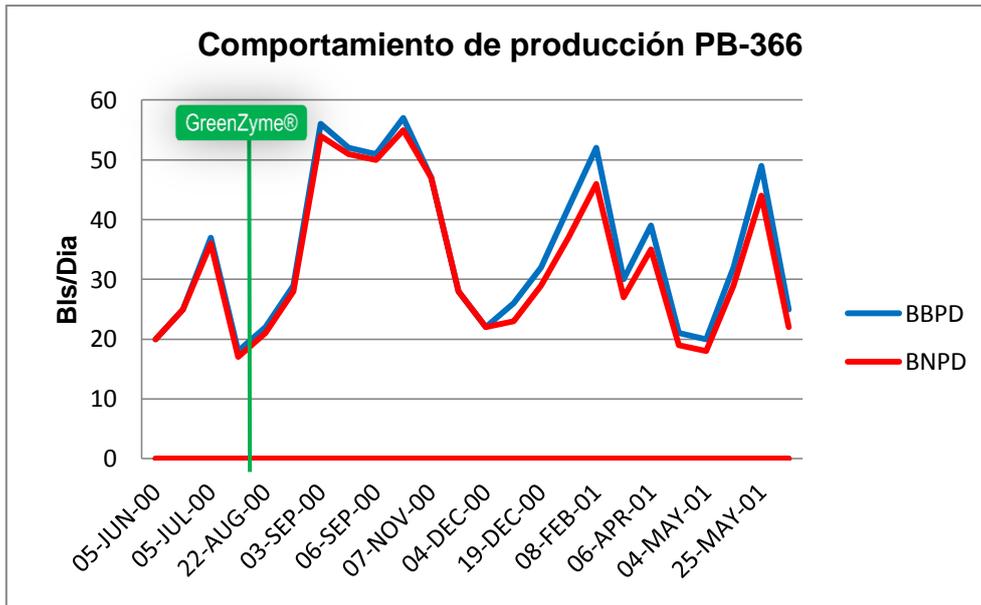
Recientes pruebas de laboratorio muestran que Greenzyme® causó una reducción en > de C 30 que componen la cera o de parafina en petróleo. Esto indica que la acción catalítica del líquido enzimático, que también reduce la tensión superficial, debe ser eficaz en ayudar a mejorar la producción en los pozos que tienen problemas con la acumulación de parafinas, cera y asfáltenos. Estamos preparados para trabajar con los operadores para tratar una variedad de pozos con cuestiones operacionales por parafina y demás depósitos. Nota: el líquido de Greenzyme® no elimina los problemas de pour point, pero puede ayudar a mitigar su impacto en las operaciones y mejorar la producción global. Precalentar el líquido con enzima a 80-90 grados °C (174-194 °F) se ha hecho para tratar eficazmente los pozos con cuestiones de pour point.

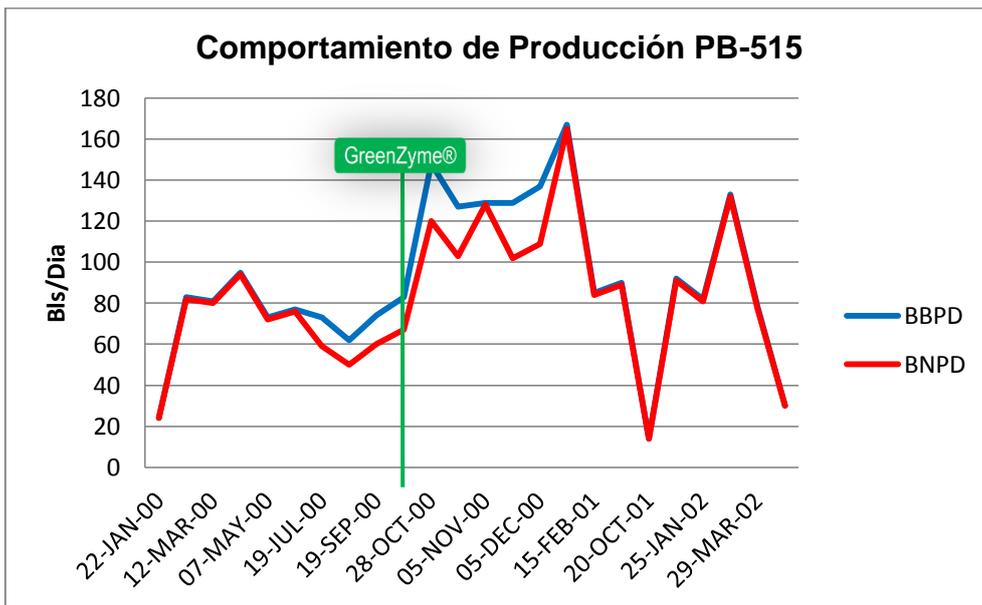
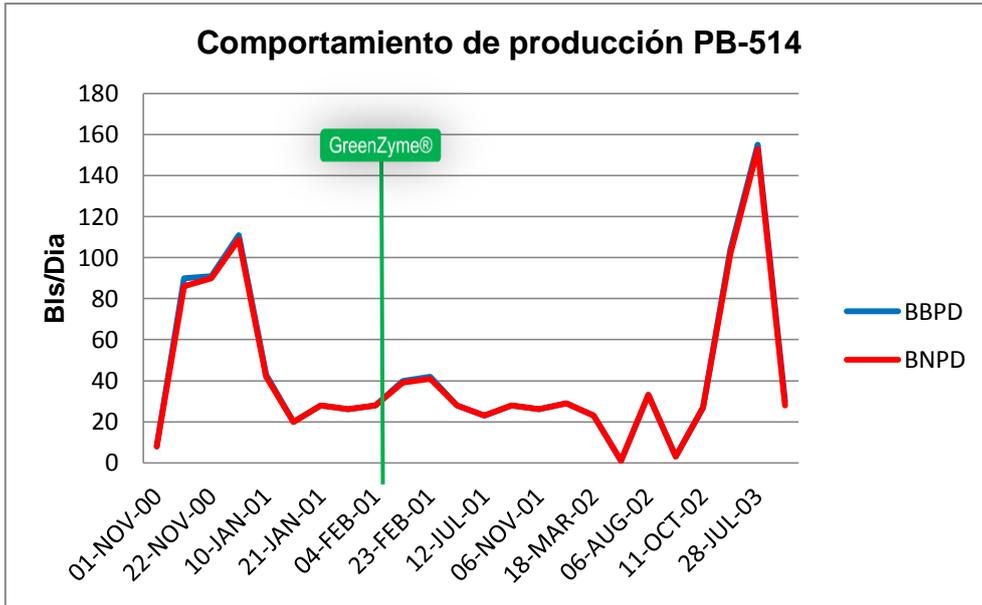
El pozo **TJ-1319** es uno de los casos mas representativos de la **EXCELENCIA** de los resultados que se han obtenido con este tratamiento, este pozo se ha inyectado en cuatro oportunidades siendo evidente que el incremento en la producción ha ido en ascenso a medida que se inyectado la enzima. Para la segunda y la última inyección el incremento fue por encima del 540% ya que en este caso se cumplió la condición de inyectar anualmente el producto.

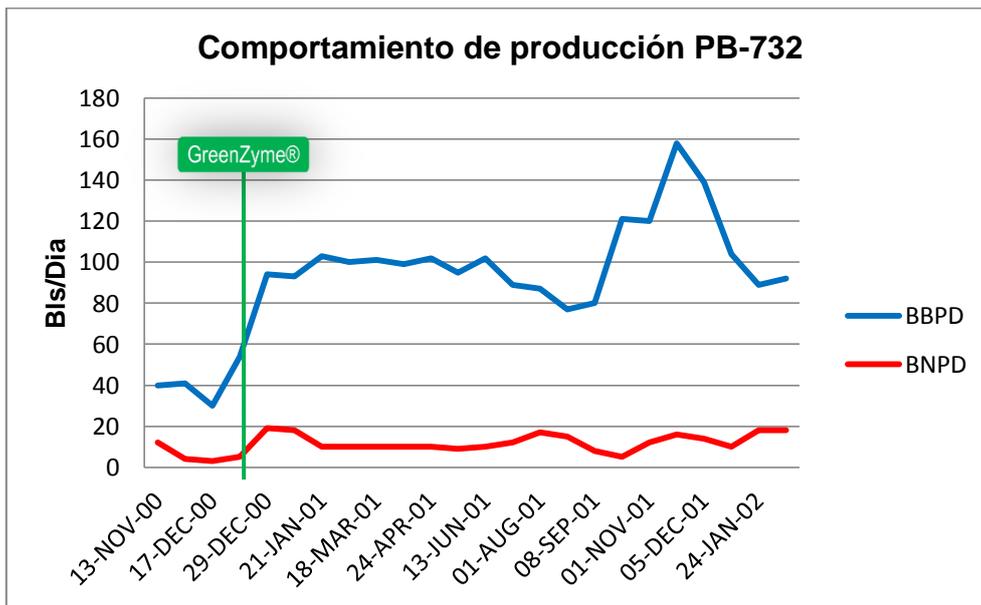
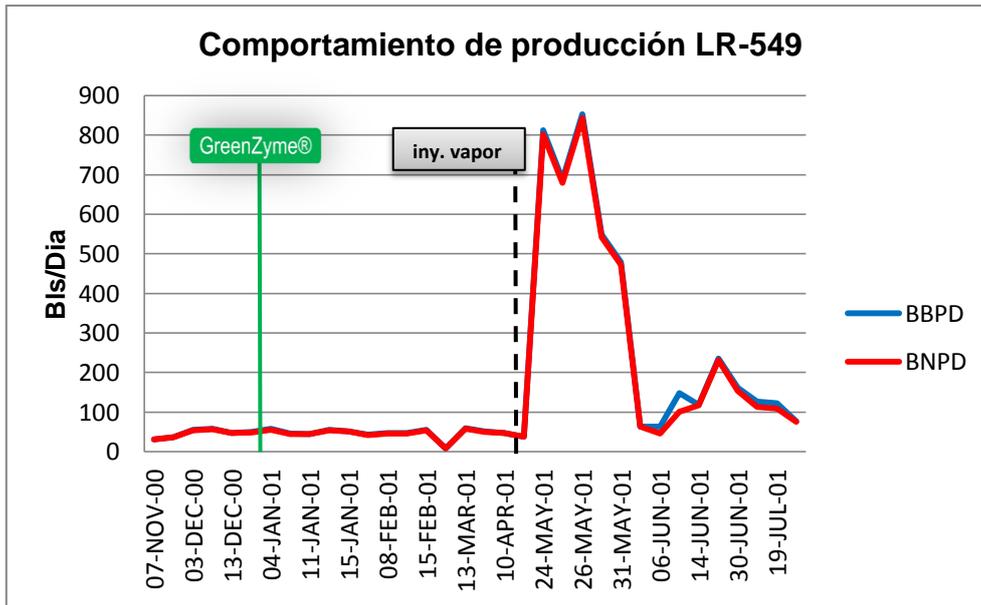
A continuación se observa gráficamente el comportamiento de producción de los pozos con mayor incremento.

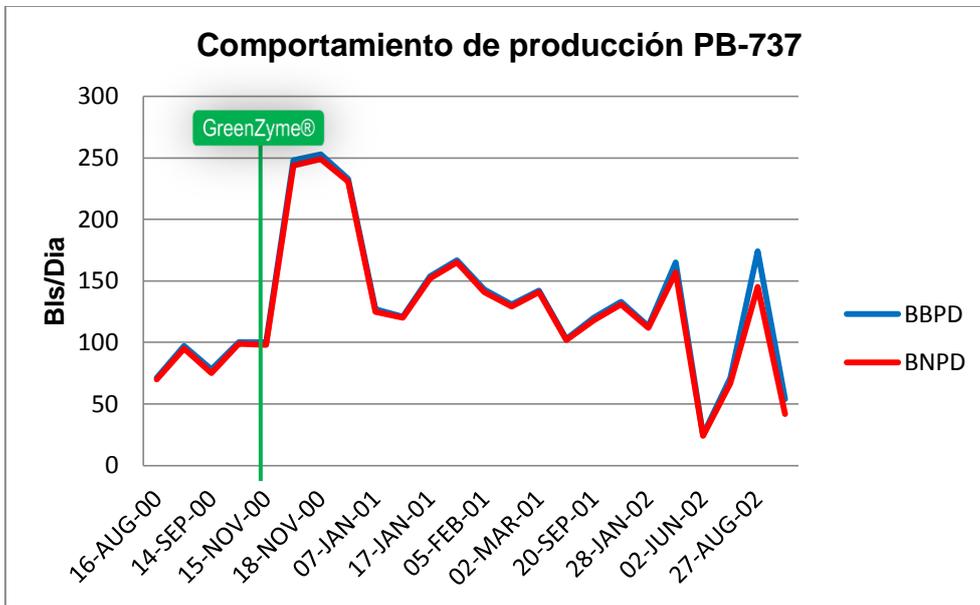
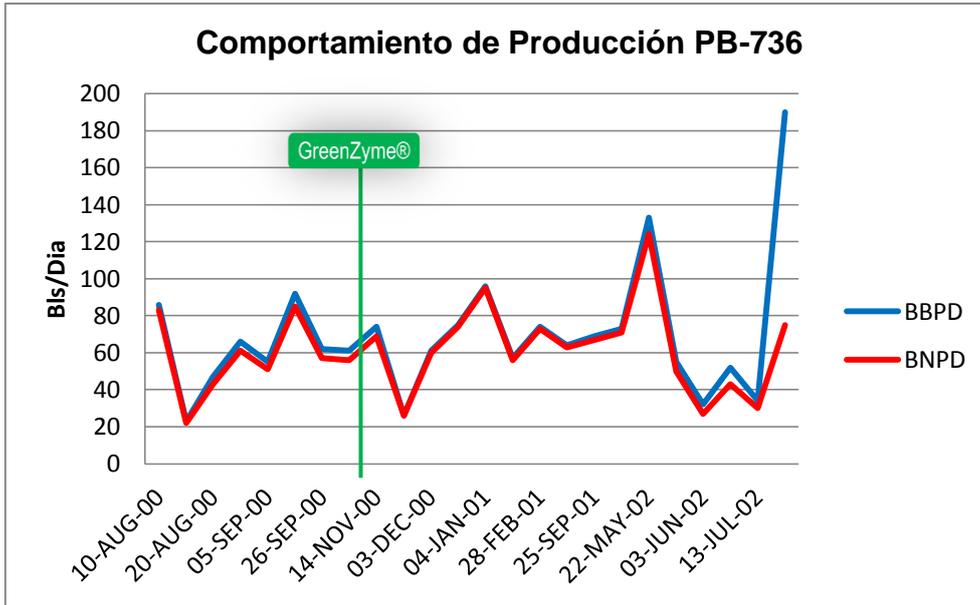


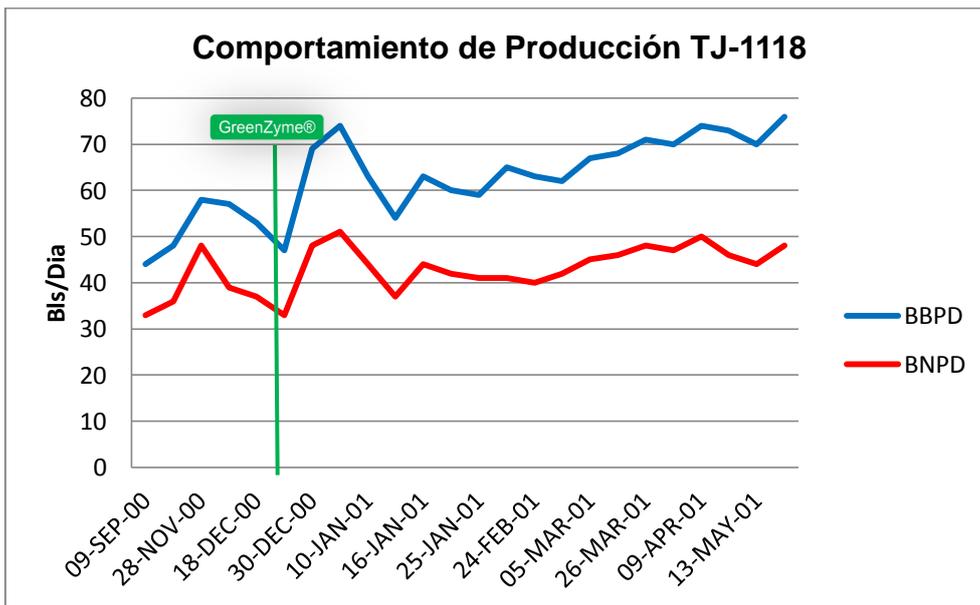
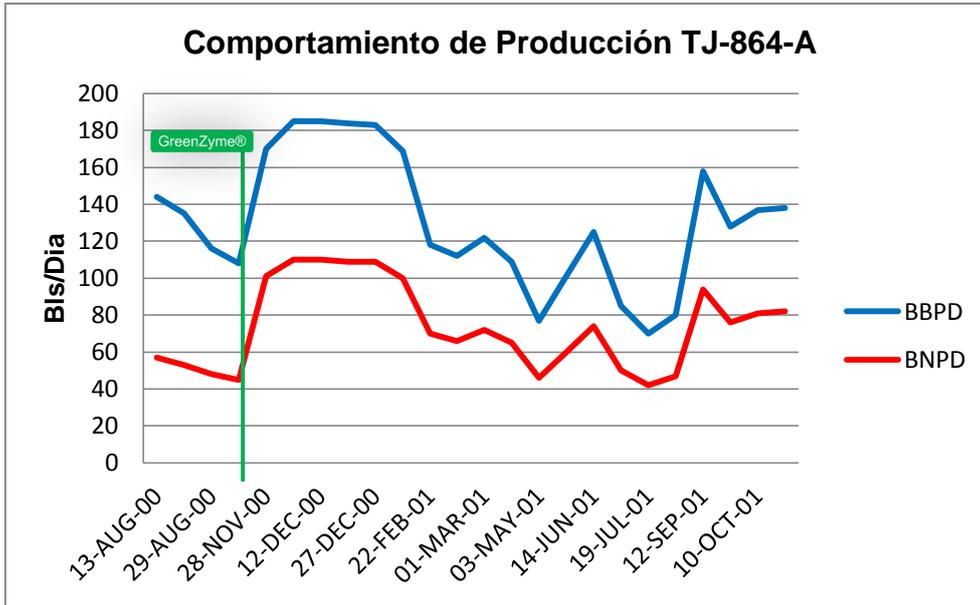


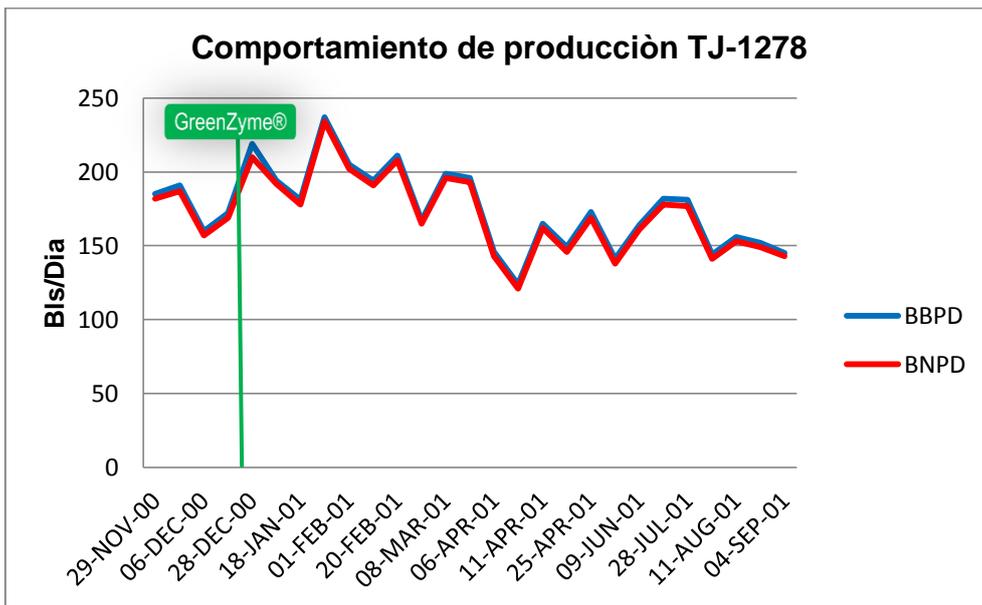
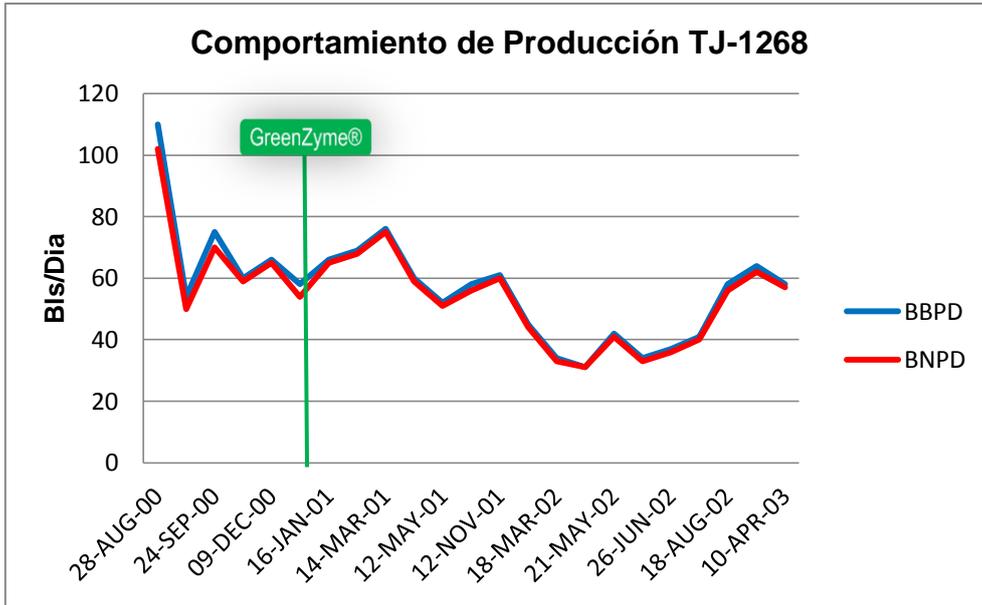


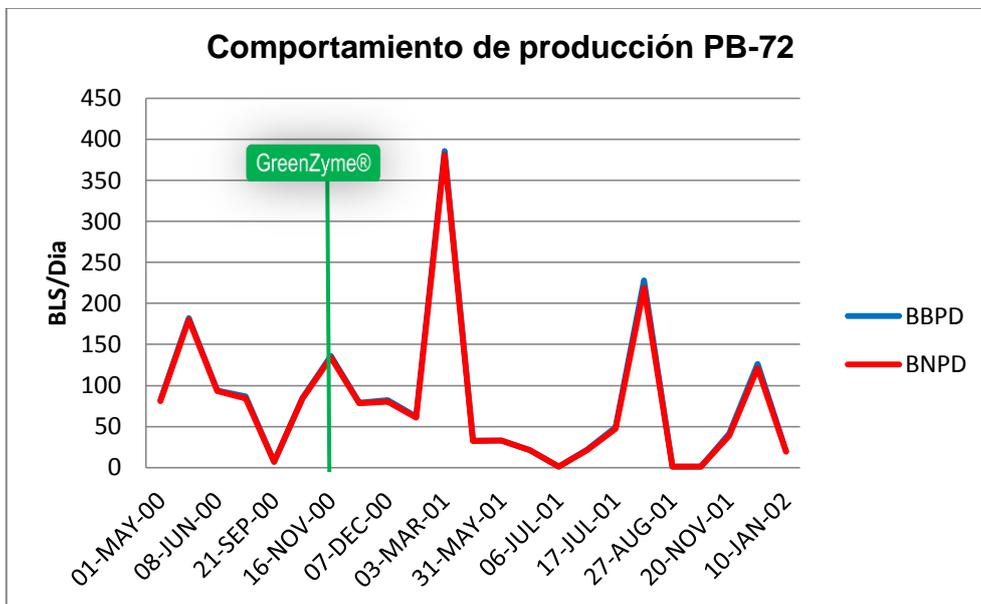
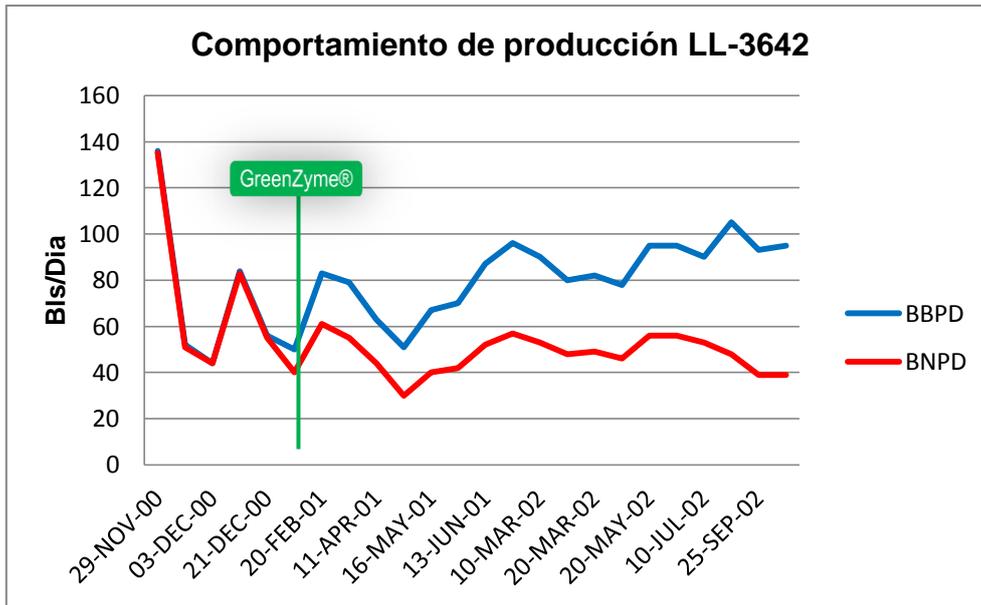












No es necesario perforar más pozos para mantener la producción en yacimientos maduros. Tratar sus antiguos pozos en su lugar y obtener aumentos de la producción de petróleo aumentando el porcentaje de la recuperación de petróleo de cada uno, es nuestra meta.

Esto es posible por la acción de **GreenZyme®** y la tecnología **GEOR**