

Recuperación mejorada de petróleo mediante biotecnología en el Campo BEV

Cerón Bladimir ¹; Imbaquingo Victor ¹; Gallegos Alvaro ¹

¹ Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito, Ecuador

Resumen: En la presente investigación, se describe la recuperación mejorada de petróleo en el campo BEV, mediante el uso de cepas seleccionadas de bacterias anaeróbicas–facultativas y termofílicas. En los campos maduros (Saavedra L., 2014) es necesario aplicar métodos de recuperación mejorada para producir una gran parte del hidrocarburo que se queda atrapado en los yacimientos como es el caso del campo BEV. Este proceso consiste en la inyección de un volumen determinado de cepas bacterianas en una mezcla acuosa de cloruro de potasio o en agua de formación. Las bacterias (Nuñez, 2000) viajan por los poros de las rocas y convierten al yacimiento en un biorreactor. La aplicación de esta tecnología logró múltiples ventajas como: el catabolismo de las cadenas largas de parafinas y alcanos, reducir el peso, densidad y viscosidad del crudo, incrementar su gravedad API y mejorar la movilidad del petróleo. Se determinó experimentalmente que las pruebas realizadas a las cepas bacterianas resultaron favorables en los pozos petrolíferos, mostrando una reducción de viscosidad significativa en la muestra inoculada con un delta de viscosidad promedio de 0,455 cp. Los resultados obtenidos a partir de la Recuperación Mejorada mediante el uso de cepas bacterianas en el campo BEV obtuvo un incremento de producción por día de 19 barriles por ende se obtuvo un incremento adicional del 18 % del factor de recobro. El resultado final del proyecto obtuvo un VAN de \$4 916,26 M y un TIR de 26 %.

Palabras clave: Biotecnología, bacterias anaeróbica, biorreactor, cepas bacterianas, campos maduros.

Biotechnology Enhanced Oil Recovery Applied in the BEV Field

Abstract: The paper describes the biotechnology for enhanced oil recovery research application in the BEV, by using selected strains of anaerobic and facultative-thermophilic bacteria is described. In mature fields (Saavedra L., 2014) is necessary to implement improved methods to produce much of the hydrocarbon that remains trapped in the deposits as is the case of field BEV. This process involves the injection of a given volume of bacterial strains in an aqueous mixture of potassium chloride or formation water. The bacteria (Nuñez, 2000) travel through the pores of the rocks and converted the reservoir into a bioreactor. The application of this technology enables many advantages such as: catabolism of long paraffin and alkanes. The results of experimental tests showed an average of 0,45 cp of viscosity reduction. Estimates of incremental production from the project gave a total of 19 BOPD, representing 18 % additional recovery factor. The research final result shows that the biotechnology process is technically and economically feasible and generated economic benefits as shown in the economic results obtained for a pilot test with a 26 % TIR and VAN \$4 916,26 M.

Keywords: Biotechnology, anaerobic bacteria, bioreactor, bacterial strains, mature fields.

1. INTRODUCCIÓN

El Campo BEV ha sido escogido como base de estudio para la aplicación de un nuevo procedimiento biotecnológico de producción mejorada, ya que posee las características adecuadas y es de gran importancia debido a las reservas de hidrocarburos.

Dicha técnica es la Recuperación Mejorada de petróleo mediante la inyección de cepas bacterianas, donde estas actúan en crudos de base parafínica para degradar el crudo en

fracciones de compuestos más livianos y el transporte de sus productos metabólicos generados in situ a fin de obtener una mayor recuperación del hidrocarburo en superficie y una reducción del crudo residual en el yacimiento. Los microorganismos en la actualidad se ha aplicado a la recuperación mejorada de crudos de base parafínica de manera amigable con el ambiente, con resultados favorables y económicamente rentables.

Es por esto que hemos aplicado este nuevo método con el afán de mejorar el proceso de extracción del crudo remanente del campo BEV en dirección a mejorar la producción del campo maduro. Se ha realizado entonces el análisis del comportamiento en el laboratorio del crudo de pozos del campo en presencia de bacterias cuya fuente de alimentación

ignacio.ceron@epn.edu.ec
Recibido: 05/11/2015
Aceptado: 30/06/2016
Publicado: 30/09/2016

es el carbono, con lo que se logra metabolizar las series de parafinas e isoparafinas del crudo provocando un cambio en su modelo reológico mediante la reducción de la viscosidad de la muestra de control frente a la muestra inoculada.

Las cepas seleccionadas para los pozos de pruebas con este método de recuperación mejorada corresponden a bacterias anaeróbicas – facultativas y termofílicas llamadas EO32soo6, EO35soo1, EO36soo7 y EO38soo2; las cuales favorecen a las propiedades reológicas del crudo en BEV y se obtienen resultados favorables de un 99 % a partir de pruebas de laboratorio. Con ello, se obtuvo un incremento de producción por día de 19 barriles por ende se obtuvo un incremento adicional del 10,2 % del factor de recobro.

Se hace necesario entonces difundir la idea para que en el país se desarrolle este nuevo método para poder mejorar el proceso de extracción del crudo remanente en los campos ecuatorianos sobre todo en estos días donde la producción de campos maduros está en auge.

2. BACTERIAS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Las bacterias son organismos unicelulares de tamaño microscópico que carecen de núcleo y cuya reproducción generalmente se realiza por bipartición llamada fisión binaria. Las bacterias se desarrollan en la mayoría de los ecosistemas, incluso algunas pueden sobrevivir en ambientes hostiles con condiciones extremas. Su crecimiento depende básicamente de la cantidad de agua que se disponga y del pH del medio, aunque también se asocia con la temperatura a la cual son cultivadas.

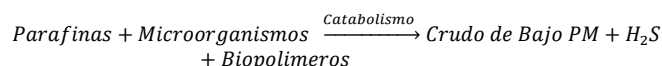
El óptimo desarrollo de estas bacterias se realiza cuando el contenido de agua es superior al 20 % y un pH adecuado, así como un rango de temperaturas que oscilan entre 20 y 45°C. En especial, las bacterias termofílicas son aquellas formadas de esporas cuyas temperaturas recomendables son superiores a 45°C.

La ausencia de oxígeno para su normal crecimiento en bacterias anaeróbicas, contribuyen a soluciones nutritivas preparadas y mejor desempeño para la recuperación del crudo. Las cepas bacterianas (Higuera E., 2012) son colonias producto del cultivo puro aislado de una sola bacteria, la cual se reproduce continuamente dependiendo de un patrón previamente escogido.

En la industria petrolera, que es el eje de nuestro estudio, las bacterias cumplen un rol imprescindible desde el punto de vista técnico, económico y ambiental. Éstas, ayudan por medio de la bio-remediación en la solución de afectaciones ambientales y para la prevención de problemas corrosión. Las parafinas (también conocidos como alcanos) (Higuera E., 2012) deben ser degradadas por determinadas cepas de acuerdo a la longitud de la cadena de hidrocarburos que presentes.

La bacteria *Pseudomona Methanica* es la especie más común para para degradar el metano, mientras que el etano puede ser oxidado por una cantidad mayor de especies como las que

pertencen al género *Mycobacterium*, *Flavobacterium* y *Nocardia*; y para el butano están las *Mycobacterium* y *Pseudomonas*.



Representación del proceso de degradación del crudo.

3. FORMACIÓN DEL PETROBIOREACTOR

Las zonas del yacimiento alcanzadas por las bacterias se denominaran biorreactores y es el lugar de crecimiento de las mismas. El biorreactor es el volumen definido en un yacimiento donde los microorganismos pueden colonizar y metabolizar.

El éxito de este método de recuperación mejorada es en sí el volumen del reservorio colonizado por las bacterias, el efecto de los microorganismos y su metabolismo.

Entonces, se hace necesario dar las condiciones adecuadas para que se dé la colonización de la mejor manera; los microorganismos necesitan de agua para su proceso de colonización y dado que el agua es la fase mojante de la mayoría de reservorios y al ser inmóvil y continua a lo largo del reservorio esta se convierte en un medio ideal para ser un biorreactor.

Para que el crecimiento sea controlado se usan cepas de bacterias que están orientadas a alimentarse de moléculas específicas de alcanos desde el C16 hasta C63+.

Las bacterias transforman mediante catabolismo las cadenas largas de hidrocarburos reduciendo la viscosidad del crudo y los problemas por precipitación de parafinas, con esto la escala es inhibida y las bacterias sulfato-reductoras son controladas.

En la Tabla 1 y Tabla 2 están los criterios técnicos para la aplicación de biotecnología

Tabla 1. Lineamientos técnicos para el petróleo.

Gravedad ° API	Sin límite, preferiblemente de media a alta
Viscosidad, cp	No crítica
Composición	No crítica, preferible con presencia de n-alcanos y parafinas

Tabla 2. Lineamientos técnicos para el reservorio.

Saturación de petróleo, % VP	No Crítica
Formación	Arenisca/Arena con gargantas porales > 8um
Espesor neto, ft	No Crítico
Permeabilidad promedio, md	mayor 100
Profundidad, ft	No Crítica
Temperatura °F	< 250
Presión, psi	No Crítica
Empuje de agua	No Crítico
Agua dulce disponible	No Crítica

Para poder aplicar un tratamiento con biotecnología, se siguen ciertos criterios mostrados a continuación, y se demuestra también, que el Campo BEV cumple con los parámetros necesarios.

3.1 Indicadores

Las pruebas de laboratorio se procede a inocular las muestras tomadas con diferentes cepas de bacterias y comparar la viscosidad versus la tasa de corte de la muestra control con los cambios resultado de la inoculación en cada muestra.

La mejor cepa se determinará mediante el comportamiento observado en el comportamiento físico de la curva. Los parámetros que ayudan a construir las gráficas son:

3.1.1 El índice Newtoniano

Este índice indica el cambio en la composición molecular de un líquido plástico (heterogéneo) a uno newtoniano (homogéneo) la Ecuación 1 es del índice newtoniano.

Está en función de la viscosidad de la muestra control y de la muestra inoculada, es de mayor importancia el comportamiento físico de la curva.

$$N. I. = \frac{VC_{\text{tazamindecorte}} - VC_{\text{tazamaxdecorte}}}{VI_{\text{tazamindecorte}} - VI_{\text{tazamaxdecorte}}} \quad (1)$$

3.1.2 Delta de Viscosidad

Este índice indica el porcentaje de reducción de la viscosidad. Si este valor es mayor o igual a 0.10, se considera que la prueba es favorable. La Ecuación 2 es el delta de Viscosidad.

$$\text{Delta Viscosidad} = \frac{\sum VC - \sum VI}{\sum VC} \quad (2)$$

3.1.3 Índice EOR

Este índice indica el porcentaje de variación en la inclinación de la curva al pasar de un fluido pseudoplástico a uno cuasi-newtoniano. Si este valor es mayor o igual a 1,15, se considera que la prueba es favorable. La Ecuación 3 nos ayuda a encontrar el índice EOR.

$$\text{Indice EOR} = \frac{1}{1 - \text{Delta Viscosidad}} \quad (3)$$

3.1.4 Factor de recobro incremental

Se lo puede definir con la Ecuación 4 de la siguiente manera:

$$F. \text{ incremental}(\%) = \frac{\text{Producción MEOR} - \text{Producción}}{\text{Producción}} * 100 \quad (4)$$

4. PARÁMETROS DEL CAMPO BEV

La Tabla 3 y Tabla 4 presenta las características del crudo del campo BEV y características petrofísicas del campo.

Tabla 3. Características del crudo del campo BEV.

Gravedad ° API	28-32
Viscosidad, cp	1,08-2,08
Composición	Presencia de n-alcanos y parafinas

Tabla 4. Características petrofísica del campo BEV.

Saturación de petróleo, % VP	77-85
Formación	Arenisca/Arena con gargantas porales > 8um
Espesor neto, ft	15,9-44,2
Permeabilidad promedia, md	Mayor 100
Profundidad, ft	8 100-8 515
Temperatura °F	< 250
Presión, psi	1 800-2 600
Empuje de agua	No Crítico
Agua dulce disponible	No Crítico

5. CEPAS BACTERIANAS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DEL CAMPO BEV

Para el campo BEV, debido a que cumple las características de reservorio se procede a escoger las cepas de bacterias adecuadas para el desarrollo del proceso; enfocándose el análisis, en las bacterias que son aplicadas para la recuperación mejorada del petróleo para crudos de base parafínica y alcanos de cadenas largas.

La selección correcta de las bacterias influye en la eficiencia de la recuperación del crudo (Cobeñas R., 2008), por lo que se deben usar las del tipo "Pseudomonas"; cuya fuente de alimentación es el carbono.

Estudios realizados en la zona norte de la Región evidenciaron la presencia de aproximadamente 200 tipos de bacterias de agua y de suelo; de ellas 7 de las cepas han demostrado la capacidad para la degradación de fracciones de los componentes del crudo del campo.

Objetivos alcanzados por las bacterias en la recuperación del petróleo en el Campo BEV.

Las bacterias pueden incrementar la recuperación del hidrocarburo, mediante:

- Reducción en el peso molecular y en la densidad del crudo (Lasar I. et al., 2007).
- Reducción de la viscosidad del petróleo (Lasar I. et al., 2007).
- Reducción del corte de agua en los pozos productores.
- Incremento en la movilidad, permeabilidad absoluta y relativa del petróleo (Lasar I. et al., 2007).
- Alteración de la humectabilidad o mojabilidad.

- Producción de gases que aumenten la presión del reservorio (Lasar I. et al., 2007).
- Reducción de las tensiones interfaciales y superficiales (Lasar I. et al., 2007).
- Producción de ácidos grasos que disuelven sulfatos y carbonatos. (Lasar I. et al., 2007)

6. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO BEV

El estudio de la recuperación mejorada mediante el empleo de bacterias para el presente análisis, se lo realiza en el Campo BEV cuyos sistemas de levantamiento artificial son bombeo electro sumergible e hidráulico.

La producción de petróleo de las formaciones declina a una razón promedio de un 4 % anual. El proceso de inoculación (Al-Sulaimani H. et al. 2011) consiste en la inyección de un determinado volumen de cepas de bacterias, las cuales deben ser previamente seleccionadas para el cultivo en un yacimiento de petróleo, a través del espacio anular, en una mezcla acuosa de cloruro de potasio o en agua de formación.

La colonia de bacterias para que cumpla con su normal activación, desarrollo y expansión dentro del reservorio, (Al-Sulaimani H. et al. 2011) se le debe inyectar con una mezcla de nutrientes esenciales, buffers, oligoelementos y biocatalizadores.

El tiempo de tratamiento depende de cada pozo de acuerdo a sus niveles de producción, diagramas de terminación, propiedades petrofísicas de reservorios, etc.

Además, en la actualidad desarrollar técnicas que ayuden a preservar un desarrollo sustentable sin afectaciones al medio ambiente es un eje trascendental, (Al-Sulaimani H. et al. 2011) este tipo de recuperación mejorada del crudo es amigable con el ambiente ya que emplea procesos seguros de tratamiento que controlan la contaminación ocasionada por bacterias.

Los porcentajes volumétricos de los grupos microbianos llamados NPC usados en el Campo BEV:

- NPC – 1: 30 %
- NPC – 2: 15 %
- NPC – 4: 15 %
- NPC – 6: 40 %

Se establece entonces parámetros para seleccionar los crudos que son aptos para un tratamiento con acción microbiana.

Las muestras tienen que ser recogidas del cabezal del pozo o bien sea de los manifolds, para su posterior análisis.

7. PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS MUESTRAS ADECUADAS.

En la Figura 1 se observa la metodología para caracterización físico y química del yacimiento.



Figura 1. Diagrama del proceso de inyección bacteriana en la recuperación de petróleo.

Las figuras (2, 3, 4 y 5) obtenidas de viscosidad versus temperatura presentan un punto de cristalización y un punto de rocío que se encuentran en el inicio y fin de las curvas de las muestras. Estos valores ayudan a seleccionar los microorganismos adecuados para los diferentes pozos en el campo BEV:

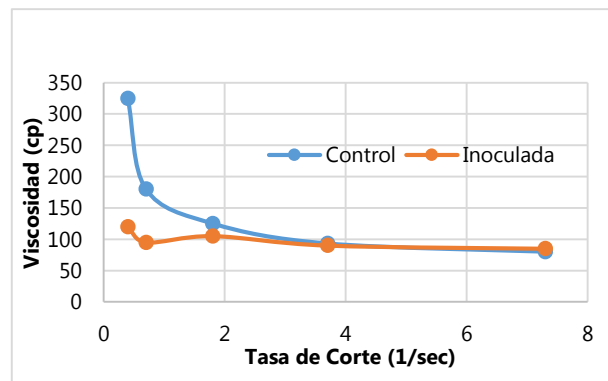


Figura 2. Viscosidad vs tasa de corte en muestras del pozo BEV-71.

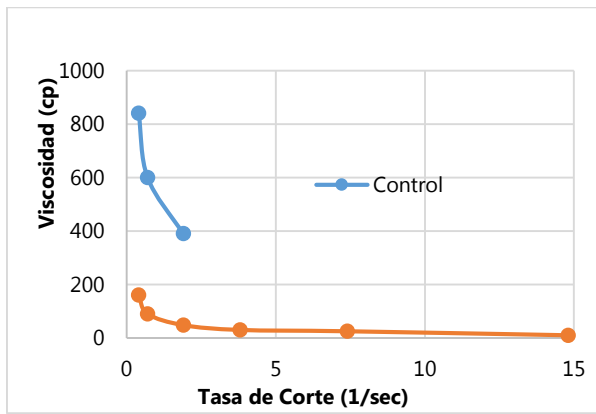


Figura 3. Viscosidad vs tasa de corte en muestras del pozo BEV-61.

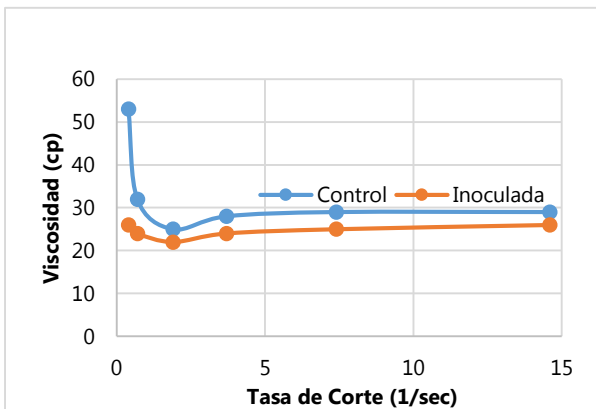


Figura 4. Viscosidad vs tasa de corte en muestras del pozo BEV-74.

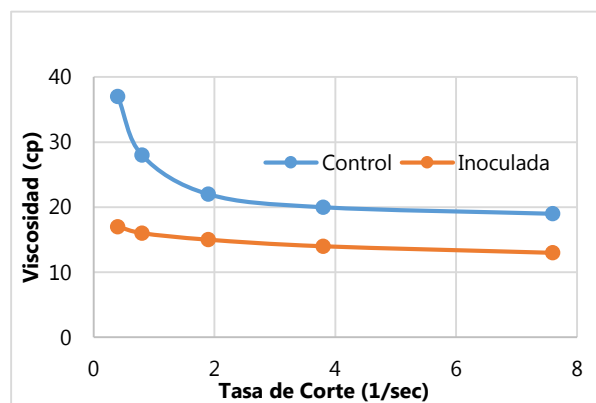


Figura 5. Viscosidad vs tasa de corte en muestras del pozo BEV-80.

La Figura 2 permite ver que en un inicio la viscosidad disminuye de manera importante y en adelante el efecto de las bacterias va disminuyendo, es decir el efecto de las bacterias sobre la muestra de petróleo tiene un efecto positivo, por lo que es favorable, haciendo posible la aplicación de la técnica de recuperación mejorada.

La Figura 3 permite ver que existe una gran variación que nos da a entender que se logró cambiar las propiedades reológicas del crudo de manera muy favorable, así entonces, se recomienda aplicar la técnica en este pozo.

La Figura 4 indica como las curvas se separan resultado de que las bacterias han actuado de manera positiva en la muestra y por tanto las propiedades reológicas del petróleo han mejorado, haciendo posible su aplicación.

La Figura 5 indica como las curvas muestran una reducción de viscosidad importante en la muestra inoculada por lo que se demuestra que las cepa de bacterias usada logro favorecer a las propiedades reológicas del crudo y haciéndolo apto para la aplicación en el pozo.

8. RESULTADO DE ANÁLISIS EN LABORATORIO

En la Tabla 4 y Tabla 5 esta los resultados de laboratorio obtenidos.

Tabla 4. Resultados de laboratorio de las muestras usadas en los pozos del campo BEV.

Pozo	Índice Newtoniano	Delta de Viscosidad	Índice EOR	Tipo de Prueba
BEV-71	7,0	0,38	1,62	Favorable
BEV-61	3,0	0,80	5,04	Muy Favorable
BEV-74	24,0	0,25	1,33	Favorable
BEV-80	4,0	0,39	1,64	Favorable

Tabla 5. Cepas seleccionadas y temperaturas de prueba para cada pozo.

Pozo	Cepa Seleccionada	Temperatura °F	
		Control	Inoculada
BEV-61	EO32soo6	70	71
BEV-71	EO35soo1	52	53
BEV-74	EO36soo7	61	60
BEV-80	EO38soo2	71	71

Siendo EO32soo6, EO35soo1, EO36soo7, EO38soo2 el nombre de las cepas seleccionadas para cada pozo.

Se concluye a partir de los análisis de las muestras en el laboratorio lo siguiente:

Al tener cada pozo parámetros petrofísicos diferentes, (Lasar I. et al., 2007) tienen cepas seleccionadas diferentes. Las temperaturas a las cuales se realizaron las pruebas de las muestras fueron similares, por lo que este parámetro no afecto la efectividad de las bacterias en los pozos.

Se obtuvieron resultados favorables de un 99 % a partir de las pruebas de laboratorio demostrando así la importancia de la potencial aplicación de esta técnica.

Se consideró un radio de migración bacteriana de 40m a partir del eje del pozo, este valor se lo tomó en base a experiencias de proyectos similares a las características del campo BEV, y se procedió a inyectar un volumen para el tratamiento donde se inyectan 4 diferentes tipos de cultivos microbianos: NPC1, NPC2, NPC4 y NPC6 en los porcentajes previamente presentados, diluidos en 20 a 50 barriles de agua de formación tratada. Ver Apéndice 1.

9. PREDICCIONES DE PRODUCCIÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE CEPAS BACTERIANA EN EL CAMPO BEV

Índice de Productividad Actual: Es la capacidad de producción que tiene el pozo. Su cálculo se determina por la Ecuación 5:

$$J_{Actual} = \frac{Q_{Actual}}{P_y - P_{wf}} \tag{5}$$

Índice de Productividad Mejorada: Para el cálculo del índice de producción mejorada, se toma las mismas presiones del yacimiento y de fondo fluuyente; de los cálculos de los pozos anteriores, mientras que para la producción actual, se toma la producción que se obtendría con la aplicación de la estimulación bacteriana. Para ellos se utiliza la Ecuación 6:

$$J_{MEOR} = \frac{Q_{MEOR}}{P_y - P_{wf}} \tag{6}$$

Los resultados se expresan en la Tabla 6.

Tabla 6. Índices de productividad para cada pozo.

Pozo	Py [psi]	Pwf [psi]	Q Actual [BPD]	Q MEOR [BPD]	J Actual	J MEOR
BEV - 61	2 600	1 592	1 098	1 207,8	1,09	1,20
BEV - 71	2 600	1 426	3 877	4 266,7	3,30	3,63
BEV - 74	2 600	1 715	3 219	3 540,9	3,64	4,00
BEV - 80	2 600	1 964	3 735	4 108,5	5,87	6,46

10. PRODUCCIÓN INCREMENTAL MEDIANTE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN EL CAMPO BEV

A partir de los datos de Declinación se determina en forma tabulada la producción promedio total de petróleo por día para un determinado año de prueba, la cual se representa en la Figura 6 a continuación:

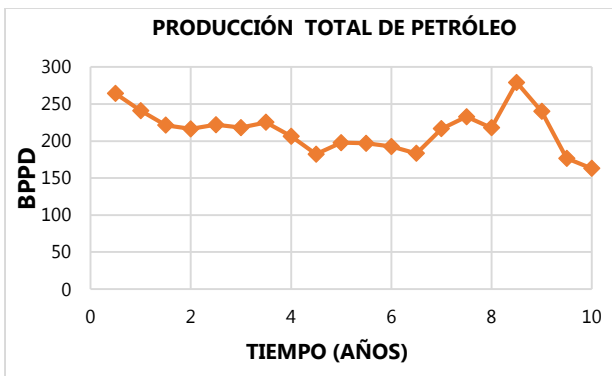


Figura 6. Curva de Producción Total de Petróleo vs Tiempo.

Para conocer la proyección de producción se hizo un análisis de sensibilidad en el cual utilizando las curvas de declinación para el caso de nuestro el que más se ajustó fue la declinación exponencial.

En base a la Producción Incremental obtenida con este método de recuperación secundaria para reservorios con características petrofísicas similares a las del Campo BEV, se obtiene los Factores de Recobro Incrementales ver Apéndice 3.

En otros países se han determinado por experiencias obtenidas que mediante la aplicación de este método de recuperación mejorada mediante biotecnología se logra un factor de recobro incremental dentro de un rango del 20 % al 40 % (Castorena G. et al., 2013) en nuestro caso es del 18 %; Se concluye por lo tanto que el Volumen de Crudo Adicional obtenido al emplear este método de recuperación es de 473,35 BPD y con un Factor de Recuperación Incremental Promedio de 10,199 %, lo que afirma nuestra hipótesis de que es un procedimiento muy eficiente y que se debe aplicar en nuestro país desde el punto de vista técnico.

A continuación realizaremos un estudio económico con lo cual demostramos también su importancia desde ese enfoque.

11. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL PROYECTO AL CAMPO BEV

11.1 VAN (Valor Actual Neto)

La ecuación 7 nos permite hallar el VAN es:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+r)^k} \tag{7}$$

Donde *r* es la tasa de actualización o rentabilidad de los activos de una determinada empresa.

El criterio para la interpretación del Valor Actual Neto es lo siguiente:

- VAN > 0: El proyecto puede aceptarse.
- VAN < 0: El proyecto debe rechazarse.
- VAN = 0: El proyecto no agrega valor monetario, por lo que se debe someter a otros criterios.

11.2 TIR (Tasa Interna de Retorno)

La Ecuación 8 que nos ayuda a hallar el TIR es:

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+TIR)^k} = 0 \tag{8}$$

El criterio para la interpretación de la Tasa Interna de Retorno es lo siguiente:

- TIR > Tasa de Rentabilidad de la empresa (*r*): El proyecto deberá aceptarse.
- TIR < Tasa de Rentabilidad de la empresa (*r*): El proyecto deberá rechazarse.

Se demostró matemáticamente que el VAN es de 4 916 264 y el TIR es mayor a la tasa de rentabilidad exigida por la empresa el cual es un TIR= 26 %, por lo tanto el proyecto de recuperación mejorada MEOR en el Campo resulta totalmente viable su implementación.

12. CONCLUSIONES

EL campo BEV presenta un crudo cuya composición contiene parafinas y n-alcános, su gravedad API está en un intervalo de 28° a 32° y su viscosidad varía entre 1,08 y 2,08 cp, hace que el campo cumpla con las características para la aplicación de la recuperación mejorada mediante Biotecnología.

Las cepas bacterianas escogidas para los pozos de prueba corresponden a bacterias anaeróbicas – facultativas y termofílicas llamadas EO32soo6, EO35soo1, EO36soo7 y EO38soo2; las cuales fueron aplicadas en agua de formación tratada con un porcentaje volumétrico de aplicación de 30, 15, 15 y 40 % respectivamente. Estos grupos microbianos favorecen a las propiedades reológicas del crudo en BEV y se obtienen resultados favorables de un 99 % a partir de pruebas de laboratorio.

El uso de cepas bacterianas favorece a las propiedades reológicas del crudo en BEV, obteniendo una reducción de viscosidad significativa en la muestra inoculada con un delta de viscosidad promedio de 0,455 cp.

Los incrementos de producción mediante el uso de la técnica de Recuperación Mejorada por inyección de Bacterias en el Campo BEV representan un Volumen de Crudo Adicional Promedio de 473,35 BPD, lo que afirma nuestra hipótesis de que es un procedimiento técnicamente muy eficiente y que se debe aplicar en nuestro país para una mejor producción del crudo. Se puede apreciar en el Apéndice 4 la diferencia que existe entre la Producción con y sin Cepas de Bacterias.

El Factor de Recuperación Incremental Promedio mediante este proceso de Biotecnología es de 18 %. Se lo presenta en el Apéndice 5.

Las ventajas que se obtienen con este tipo de recuperación mejorada con respecto a los métodos tradicionales son múltiples debido a que se obtiene un mayor factor de recobro, hay mayor eficiencia en de seguridad, respeto al medio ambiente y produce más rentabilidad económica.

REFERENCIAS

- Al-Sulaimani H., Joshi S., Al-Wahaibi Y., Al-Bahry S., Elshafie A., AlBemani A. (2011). Microbial biotechnology for enhancing oil recovery: Current developments and future prospects. Recuperado de: <http://bioscipub.com/journals/bbb/pdf/147-158.pdf>
- Castorena G., Roldán T. y Zapara I. (2013). “Recuperación mejorada de hidrocarburos empleando microorganismos en sistemas granulados”. México DF. Instituto Mexicano del Petróleo.
- Cobeñas, R. H., Hogg, S. L., Valdez, R., & Hogg, S. (2008). “Mejoramiento de la Producción de Petróleo Mediante el Uso de Aplicaciones Biotecnológicas”. sin lugar de edición.

Higuera E. (2012). “Propuesta de un manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en Yacimientos de hidrocarburos”. Caracas. Universidad Central de Venezuela.

Lasar I., Petrisor G. y Yen T. (2007). Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR). Recuperado de: http://www.che.ncsu.edu/ILEET/CHE596web_Fall2011/resources/petroleum/EOR-Microbial.pdf

Nuñez G. (2000). Análisis de la inyección alternada de microorganismos en el yacimiento LGINF-05, como método de recuperación mejorada de petróleo. Universidad de Zulia. Venezuela.

Saavedra L. (2014). “Recuperación Microbiana de Hidrocarburos”. Santa Cruz. UAGRM.



Ignacio Bladimir Cerón Guerra. Nacido en San Gabriel del Carchi en 1965. Ingeniero en Petróleos. Maestría en Exploración, Explotación y Producción de Petróleos en IFP, Paris - Francia en 1997-1998. Funcionario y Jefe de algunas dependencias de Petroproducción y Petroecuador. Mentor y ejecutor de la primera Maestría en Exploración, Explotación y Producción de Petróleos en la Facultad Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000-2004. Profesor a tiempo parcial en la EPN desde 1999-2014. Profesor auxiliar a tiempo completo en la EPN desde 2014-2015.



Alvaro Gallegos Eras. Nacido en Catacocha Loja. Obtuvo el título de Ingeniero Mecánico Industrial en la Azerbaijón State University of Oil and Industry (ASOUI) de Bakú (Azerbaijón) y su Maestría en Exploración y Explotación de Petróleo y Gas en la Escuela Politécnica Nacional de Quito. Sus labores profesionales las realizó en Petroproducción durante treinta años y luego en diferentes empresas petroleras privadas: Ama Energy, Termoamazonas y Unipetsa. En estas Empresas desempeñó funciones tanto técnicas como directivas de alto nivel, tanto en el Campo como en la ciudad de Quito. Actualmente se desempeña como Docente a Tiempo completo en la Escuela Politécnica Nacional.



Victor Hugo Imbaquingo Torres. Nació el 03 de marzo de 1993. Estudio en el colegio “Instituto Tecnológico Superior Sucre” en el cual fue abanderado en el año 2010-2011. También fue el mejor egresado de su carrera. Actualmente estudia en la Escuela Politécnica Nacional en la carrera de Ingeniería en Petróleos. Maneja un inglés intermedio, un ruso básico y un castellano normal.

APÉNDICES

NOMENCLATURA

<i>MEOR</i>	Producción mejorada de petróleo mediante la inyección bacteriana por Biotecnología	<i>ph</i>	Potencial de hidrogeno
<i>NI</i>	Índice Newtoniano	<i>DNA</i>	Ácido desoxirribonucleico
<i>NPC</i>	Grupos microbianos	<i>t</i>	Tiempo de exposición bacteriana
<i>J_{Actual}</i>	Índice de productividad actual	<i>q_i</i>	Tasa de petróleo inicial
<i>Q_{Actual}</i>	Caudal de petróleo actual	<i>q_f</i>	Tasa de petróleo final
<i>P_y</i>	Presión del reservorio	Δq	Variación de la tasa de petróleo
<i>P_{wf}</i>	Presión de fondo fluyente	<i>VAN</i>	Valor actual neto
<i>J_{MEOR}</i>	Índice de productividad mejorada	<i>TIR</i>	Tasa interna de retorno
<i>Q_{MEOR}</i>	Caudal de petróleo mejorado	<i>FNC_k</i>	Flujo neto de caja por años
<i>PM</i>	Peso Molecular	<i>r</i>	Tasa de rentabilidad de la empresa
<i>Cmo</i>	Concentración de cultivos microbianos en el Blend inicial.	<i>Cmp</i>	Cantidad de cultivos microbianos concentrados en las inoculaciones periódicas.
<i>Lato</i>	Latencia inicial, horas que debe dejarse el pozo parado o que se debe reducir la frecuencia de la BES en caso de que use el sistema de recirculación, posterior al tratamiento.	<i>Latp</i>	=Latencias periódicas, tiempos de cierre de pozo en horas luego de cada tratamiento o reducción de frecuencia de BES en caso de que use el sistema de recirculación, posterior al tratamiento.
<i>BPD</i>	Barriles por día de petróleo.	<i>BEV</i>	Pozos de prueba en el Campo BEV.
<i>BES</i>	Bombeo Eléctrico Sumergible.	<i>NPC</i>	Grupos microbianos usados para la recuperación mejorada.
<i>VC</i>	Viscosidad muestra control	<i>VI</i>	Viscosidad muestra inoculada

Apéndice 1.- La Tabla 7 muestra los parámetros de tratamiento por pozo.

Tabla 7 - Parámetros de tratamiento por pozo

Pozo	Petróleo BPD	Agua BPD	Cmo Gal	Lato Horas	Cmp Gal	Latp Horas	Frecuencia Periodicidad
BEV-61	1 098	659	129	12-24	89	12-24	Mensual
BEV-71	3 877	2 016	166	12-24	115	12-24	Mensual
BEV-74	3 219	2 028	151	12-24	104	12-24	Mensual
BEV-80	3 735	2 988	107	12-24	74	12-24	Mensual

Apéndice 2.- La Tabla 8 muestra la producción incremental total.

Tabla 8 - Producción incremental total.

Tiempo Años	Predicción de Producción BPPD	Producción por MEOR BPPD	Producción Incremental BPPD
10,1	180,26	210,03	29,77
10,2	179,54	209,58	30,04
10,3	178,83	209,12	30,29
10,4	178,11	208,67	30,56
10,5	177,40	208,22	30,82
10,6	176,69	207,77	31,08
10,7	175,99	207,32	31,33
10,8	175,29	206,87	31,58
10,9	174,59	206,42	31,83
11	173,89	205,97	32,08
11,1	173,20	205,52	32,32
11,2	172,50	205,07	32,57
11,3	171,82	204,61	32,79
11,4	171,13	204,16	33,03
11,5	170,45	203,71	33,26
Total		Total	473,35

Apéndice 3.- La Tabla 9 muestra la producción incremental total y factor de recobro incremental.

Tabla 9- Producción incremental total y factor de recobro incremental.

Tiempo	Predicción de Producción	Producción por MEOR	Producción Incremental	Factor de Recobro Incremental
Años	BPPD	BPPD	BPPD	%
10,1	180,26	210,03	29,77	16,513
10,2	179,54	209,58	30,04	16,729
10,3	178,83	209,12	30,29	16,939
10,4	178,11	208,67	30,56	17,156
10,5	177,40	208,22	30,82	17,371
10,6	176,69	207,77	31,08	17,587
10,7	175,99	207,32	31,33	17,803
10,8	175,29	206,87	31,58	18,018
10,9	174,59	206,42	31,83	18,233
11	173,89	205,97	32,08	18,449
11,1	173,20	205,52	32,32	18,663
11,2	172,50	205,07	32,57	18,878
11,3	171,82	204,61	32,79	19,087
11,4	171,13	204,16	33,03	19,301
11,5	170,45	203,71	33,26	19,515
Total			473,35	18,06 %

Apéndice 4.- La Figura 8 muestra la producción con MEOR y sin MEOR.

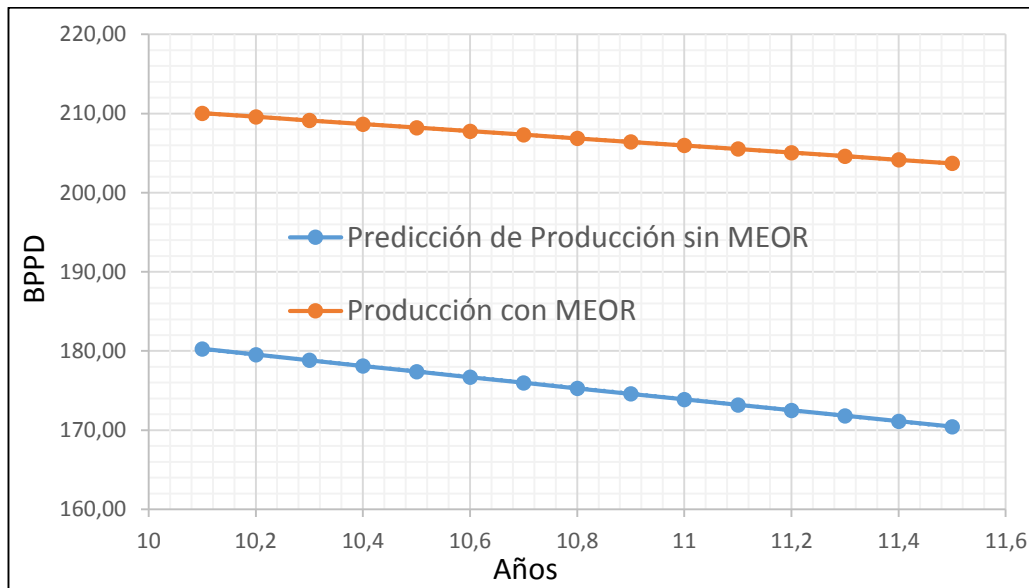


Figura 8.- Producción con MEOR y sin MEOR.

Apéndice 5.- La Figura 9 muestra el factor de recobro incremental.

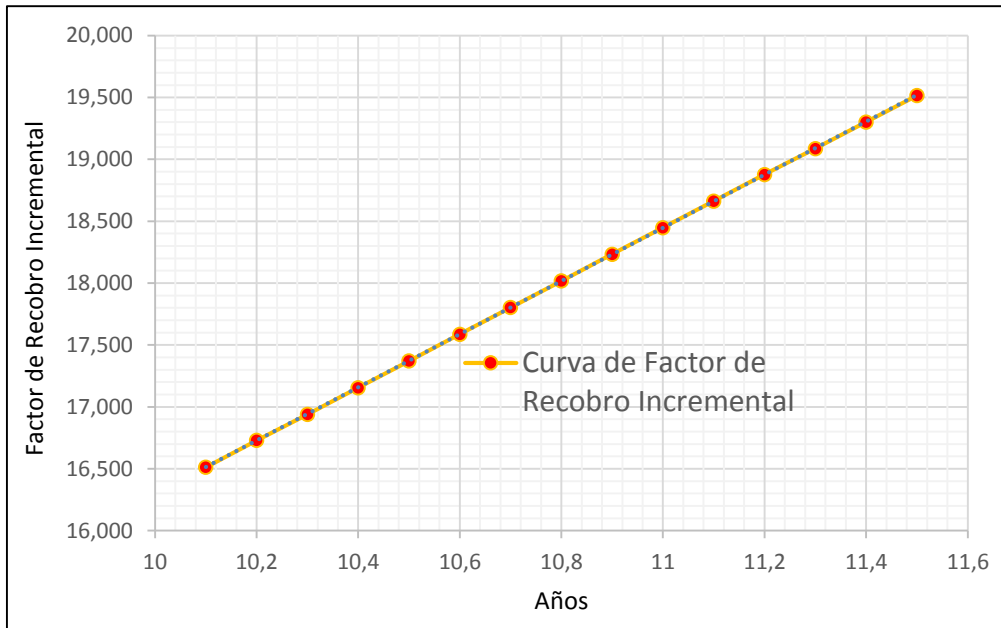


Figura 9.-Factor de recobro incremental.