

SISTEMA DE INYECCIÓN DE BACTERIAS PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

BACTERIA INJECTION SYSTEM FOR ENHANCED OIL RETRIEVAL

LÓPEZ ALCÁZAR M. A.

RESUMEN

Alnfrentar una demanda creciente de petróleo dentro de un país como Bolivia, el cual se caracteriza por tener una industria hidrocarburífera basada en campos de gas, nace como una respuesta, a corto y mediano plazo, la reactivación de campos maduros productores de petróleo a partir de técnicas de estimulación de reservorios. Dichos métodos tienen la capacidad de aumentar los volúmenes recuperados de un 35 % hasta un 60 % a partir de la modificación de parámetros tanto de la roca como de los fluidos que contiene. Una amplia gama de productos químicos es utilizada en estos procesos de estimulación los cuales llegan a ser demasiado costosos, impidiendo así que proyectos de reactivación sean económicamente inviables. Las técnicas de recuperación mejorada a base de bacterias (MEOR) nace como una propuesta alternativa al uso de productos químicos. Estas técnicas consisten en la modificación de distintas propiedades de un reservorio y de los fluidos que contiene a partir de productos generados por microorganismos capaces de sobrevivir en ambientes hostiles como son los reservorios. Estos llamados “bioproductos” tienen la habilidad de ser generados a partir de bacterias dentro un reactor en superficie como dentro de los reservorios productores de petróleo. El proceso consiste en la adaptación del contenido de nutrientes dentro del agua de inyección de un sistema de recuperación secundaria existente dentro del campo de petróleo que se encuentra en su etapa de declinación. El proyecto piloto realizado en el campo Monteagudo muestra como resultados un aumento en el caudal del pozo de producción en un 50 %, logrando así un aumento en la vida productiva de 13 años.

PALABRAS CLAVE

Recuperación Mejorada, Bacterias, Campos maduros.

ABSTRACT

When facing a growing demand for oil within a country like Bolivia, which is characterized by having a hydrocarbon industry based on gas fields, the reactivation of mature oil-producing fields based on techniques is born as a response in the short and medium-term using reservoir stimulation. These methods have the ability to increase the volumes recovered from 35% to 60% from the modification of parameters of both the rock and the fluids it contains. A wide range of chemical products are used in these stimulation processes, which become too expensive, thus preventing reactivation projects from being economically viable. Improved recovery techniques based on bacteria (MEOR) were born as an alternative proposal to the use of chemical products, these techniques consist of modifying different properties of a reservoir and the fluids, it contains from products generated by microorganisms capable of survive in hostile environments such as reservoirs. These so-called “bioproducts” have the ability to be generated from bacteria within reactor in the surface, as well as within oil-producing reservoirs. The process consists broadly in the adaptation of the nutrient content within the injection water of an existing secondary recovery system within the oil field that is in its decline stage. The pilot project carried out in the Monteagudo field shows as results an increase in the flow of the production well by 50%, thus achieving an increase in the productive life of 13 years.

KEYWORDS

Recuperación Mejorada, Bacterias, Campos maduros.

INTRODUCCIÓN

El bloque Monteagudo, a cargo de la empresa Repsol YPF E&P Bolivia, se halla situado ubicado en el Departamento de Chuquisaca, en la Provincia Hernando Siles, aproximadamente a 40 kilómetros en línea recta al oeste de Camiri, en la zona de Piraimiri.

Desde su descubrimiento por YPFB en marzo de 1967 con la perforación del pozo MGD – X2, se perforaron 57 pozos de desarrollo con una profundidad promedio de 1800 metros, 9 resultaron secos y 33 abandonados o cerrados por baja producción. Luego de perforarse varios pozos, se estableció que el campo tiene múltiples reservorios, mayormente productores de petróleo, distribuidos prácticamente en toda la secuencia sedimentaria que abarca los sedimentitos terciarios hasta las rocas del carbonífero.

El campo Monteagudo fue uno de los de mayor importancia para YPFB desde su descubrimiento por sus niveles de producción y sus reservas de petróleo. Fue objeto de diversos estudios para evaluar el comportamiento primario de los yacimientos, 86 productores, principalmente el reservorio Ingre/Piraimiri por sus excelentes propiedades petrofísicas y su mayor espesor saturado.

En la actualidad solo 8 pozos se encuentran en producción y 3 en inyección como sumidero. El campo es productor de petróleo y gas asociado.

En el área geológica del campo Monteagudo se interpreta una secuencia estratigráfica desde el Neógeno, Grupo Chaco, hasta el devónico inferior, Formación Santa Rosa.

Los pozos del área alcanzan en su mayoría niveles carboníferos, siendo el pozo MGD-12 el más profundo alcanzando los 3989 metros, comprobando que la falla San José a 3100 metros divide la estructura en dos láminas importantes. En la lámina superior se desarrollan todos los reservorios en actual explotación; en cambio en la lámina inferior sin producción de hidrocarburos, se cobijan las formaciones del grupo Macharetí hasta las formaciones del sistema Devónico.

Las facilidades de este campo en superficie están compuestas por dos baterías de recolección, una planta de gas, un campamento e instalaciones extra para el pozo MGD-24.

Ya que el campo actualmente produce petróleo de diferentes niveles arenosos, es necesario hacer una comparación de estos en relación al criterio de selección previamente establecido para seleccionar el reservorio donde se inyectarán las concentraciones microbianas.

Dado el amplio rango de técnicas que muestra la recuperación microbiana de petróleo, es posible continuar con el proyecto, aun si no se cumplen todos los requisitos. Si bien todas las arenas son productoras de petróleo, cada nivel de producción cumple con distintos parámetros de selección. Como se puede observar en la tabla 1, sólo dos niveles cumplen con el 70% de los requerimientos (siendo este el valor estándar mínimo de selección para el presente proyecto) de los cuales uno llega al 90 % de aceptación. Dada la información obtenida y comparada en base a la teoría previamente analizada, podemos observar a simple vista que la formación Ingre/Piraimiri del campo Monteagudo presenta condiciones dignas de profundización en detalle técnico para la inyección mejorada de bacterias. La tabla 1 muestra una comparación de las propiedades de los reservorios presentes en el campo Monteagudo con el criterio de selección establecido por el Instituto de Investigación en Reservorios (IRS).

Tabla 1. Selección de reservorio en el campo Monteagudo en base al Criterio IRS

Parámetros	Criterio IRS	Azurduy	S. José	Ingre - Piraimiri	Tacuari	Dormida
Temperatura de Formación, °C	< 90	✓	✓	✓	✓	✓
Viscosidad del crudo, cp	< 20		✓			
Permeabilidad, mD	> 50		✓		✓	
Porosidad, %	> 10	✓	✓	✓	✓	✓
Salinidad Salmueras, g/l	< 10	✓		✓		
API	> 20	✓				
Saturación de petróleo, %	> 25	✓	✓	✓	✓	
Corte de Agua, %	30 - 90	✓	✓	✓	✓	✓
Profundidad, ft	< 8000	✓	✓	✓	✓	✓

Actualmente en este nivel de arena se encuentran todos los pozos de inyección de agua activos y un 60 % de los pozos que aún están en producción. El área de drenaje estimada para cada pozo es alrededor de 250 metros. Como en toda la faja sub andina la principal roca madre son las lutitas de la formación Los Monos, que tienen un espesor aproximado de 600 metros; está caracterizado por un queroseno tipo II y III de origen marino y material orgánico de origen continental capaz de generar gas y petróleo. El valor del S2 varía entre 1,3 a 4,5 mg por gramo de roca total.

Las características físicas que presenta el reservorio Ingre/Piraimiri:

Espesor promedio 101,4 ft, Profundidad promedio 4504 ft, Presión original del reservorio 1770 psi, Temperatura del Reservorio 118 °F.

Durante la vida productiva del campo Monteagudo se han realizado numerosos estudios de las propiedades de los fluidos presentes, y las características de la arena que lo contiene, dichas propiedades son resumidas en la tabla 2.

Constituye un reservorio productor de petróleo liviano que se encuentra a una profundidad promedio de 4504 pies y un espesor de 101 pies, con un área saturada de hidrocarburos entre ambos reservorios de 1050 Acres. Los datos fueron obtenidos a partir de los resultados de análisis de PVT realizados a muestras de petróleo obtenidas durante la etapa de producción del reservorio. El volumen original de petróleo in situ del reservorio es de 6377 MMSTB. En base a la bibliografía histórica, se obtiene el volumen de la producción acumulada hasta julio de 2020, de 3749 MMSTB, mostrando que el porcentaje de hidrocarburos líquidos recuperados hasta la fecha es 58,79 %, presentando una saturación residual real del reservorio de 70,54 % para el agua y 29,43 % para el crudo. La saturación de crudo de cerca 30 % es debida a la inyección de agua a la que fue sometido el campo. Casos similares demuestran que la saturación puede ser reducida hasta un 15 % implementando la técnica MEOR.

Tabla 2 Propiedades petrofísicas del reservorio Ingre – Piraimiri

Tipo de roca	Arenisca
Volumen de roca saturada, MMft ³	6613
Área Saturada, Acres	1050
Porosidad, % 1	5
Permeabilidad, mD	65
Permeabilidad Relativa del petróleo, mD	0,82
Saturación de Agua, %	30
Salinidad agua de formación, ppm	400
Gravedad del Crudo, API	37,5
Viscosidad del petróleo, cp	0,47
Factor Volumétrico del Petróleo, Bbl/STB	1,36
Relación Gas disuelto – Petróleo, scf/STB	703
Presión de burbuja, psi	1606
Gravedad específica del petróleo	0,68

Constituye un reservorio productor de petróleo liviano que se encuentra a una profundidad promedio de 4504 pies y un espesor de 101 pies, on un área saturada de hidrocarburos entre ambos reservorios de 1050 Acres. Los datos fueron obtenidos a partir de los resultados de análisis de PVT realizados a muestras de petróleo obtenidas durante la etapa de producción del reservorio. El volumen original de petróleo in situ del reservorio es de 6377 MMSTB. En base a la bibliografía histórica, se obtiene el volumen de la producción acumulada hasta julio de 2020, de 3749 MMSTB, mostrando que el porcentaje de hidrocarburos líquidos recuperados hasta la fecha es 58,79 %, presentando una saturación residual real del reservorio de 70,54 % para el agua y 29,43 % para el crudo. La saturación de crudo de cerca 30 % es debida a la inyección de agua a la que fue sometido el campo. Casos similares demuestran que la saturación puede ser reducida hasta un 15 % implementando la técnica MEOR.

Se observan factores muy importantes que indican las grandes características que presenta esta arena al momento de elegir un perfil candidato:

Las propiedades petrofísicas de la roca y del fluido son adecuadas para la actividad bacteriana.

El campo cuenta con instalaciones de producción e inyección. A través de pruebas de presión en distintos pozos durante su vida de producción pudo notarse que dicha presión no es homogénea en distintas zonas, lo que nos da a suponer que existen canales obstruidos en el espacio poroso.

Hasta 2017 no se tenían planificada la posibilidad de implementación de las técnicas de recuperación mejorada, lo que hace suponer que los mecanismos aplicados por los microbios podrán reaccionar de manera óptima en el reservorio. El porcentaje de hidrocarburos líquidos recuperados, si bien es un valor muy bueno, nos muestra que existe un volumen residual de petróleo considerable para producción a través de mecanismos de producción mejorada.

Gracias a los datos presentados se puede llegar a la conclusión de que este nivel productor de petróleo cuenta con las características petrofísicas y las instalaciones de superficie necesarias para implementar al sistema de inyección de agua ya existente en el campo, una de las técnicas de recuperación mejorada de petróleo microbiana.

DESARROLLO

Desde su descubrimiento se perforaron 20 pozos en total que tenían como objetivo producir en el reservorio Ingre/Piraimiri, cuya arena presenta el crudo más pesado del campo (37,5 °API). Actualmente solo 7 de ellos se encuentran activos: 4 de producción y 3 pozos de inyección de agua. El motivo por el que la mayoría de los pozos fueron cerrados fue debido a un alto corte de agua, siendo un dato importante ya que, en pruebas de campo en estimulación bacteriana de pozos individuales, se obtuvo una considerable reducción del corte de agua.

Tabla 3. Estado mecánico de los pozos Campo Monteagudo

Pozo	Profundidad Final, m	Inicio de Producción.	Formación	Estado Actual
MGD-1	2232	11/68	S - I	Abandono
MGD-2	2250	08/69	Y - I	Cerrado
MGD-3	2276	09/69	P - S - I	Produciendo
MGD-4	1750	02/70	T - S - I	Produciendo
MGD-5	1750	08/70	I	Produciendo
MGD-6	1650	12/70	P	Sumidero
MGD-7	1420	11/70	P	Cerrado
MGD-8	1398	03/70	I - P	Cerrado
MGD-9	1820	04/70	I - P	Cerrado
MGD-10	1420	06/70	I	Abandono
MGD-11	1430	12/70	P	Sumidero
MGD-12	1415	08/70	S - P	Produciendo
MGD-13	1428	09/70	I - P	Sumidero
MGD-14	1375	10/70	I	Abandono
MGD-15	1446	11/73	T - I	Abandono
MGD-16	1410	01/70	S - I	Cerrado
MGD-17	1424	07/73	I - P	Cerrado
MGD-18	1334	02/83	S-I	Cerrado
MGD-19	3517	07/00	P	Cerrado

P = Piraimiri, S = San José, I = Ingre, T = Timboy, Y = Yahua

De todos los pozos existentes que pasan y llegaron a producir por el reservorio, los pozos MGD-3, MGD-4, MGD-12 y MGD-5 son los pozos productores de petróleo en operación.

Luego de analizar el estado mecánico de los pozos en base a la disponibilidad de instalaciones de superficie, las condiciones actuales de trabajo y la distancia que los separa, se procede a realizar la selección de los pozos candidatos.

Se toma en cuenta sólo un pozo productor y un arreglo básico de 3 pozos inyectores, siendo importante mencionar que este tipo de arreglos es utilizado ampliamente en la planificación de proyectos piloto MEOR. La etapa de análisis y diseño del tratamiento general para aplicar un método MEOR tiene una duración aproximada de 4 meses.

Luego se pasa a la implementación del proyecto piloto. La importancia del agua inyectada en este tipo de tratamiento, no solo se basa en la energía que llega a proporcionarse dentro del sistema, sino también en la capacidad de distribuir los microorganismo y nutrientes a lo largo del reservorio. Es por esto que la ubicación de los pozos en relación al pozo inyector, junto a los volúmenes a ser inyectados, son de gran importancia al momento de diseñar el proyecto.

Si la cantidad de agua, la permeabilidad y la porosidad son bajas, y si la distancia entre los pozos es muy grande, las concentraciones tardarán más tiempo en desplazarse a lo largo de todo el reservorio.

Actualmente el campo cuenta solo con 3 pozos inyectores, por lo tanto, el volumen de fluidos a inyectar se debe distribuir entre los pozos MGD-13, MGD-11 y MGD-6, todos ellos conectados al reservorio Ingre/Piraimiri, siendo el pozo MGD-11 el pozo que se utilizará como inyector para el proyecto piloto en base a su posición estructural.

El pozo productor, el candidato óptimo, es el pozo MGD-4, al ser un pozo actualmente en funcionamiento y encontrándose al medio de los 3 pozos inyectores.

La figura 1 muestra el historial de producción del campo Monteagudo hasta julio de 2020 donde podemos notar que la producción de gas disuelto y el empuje hidráulico fueron los mecanismos de producción primarios del campo.

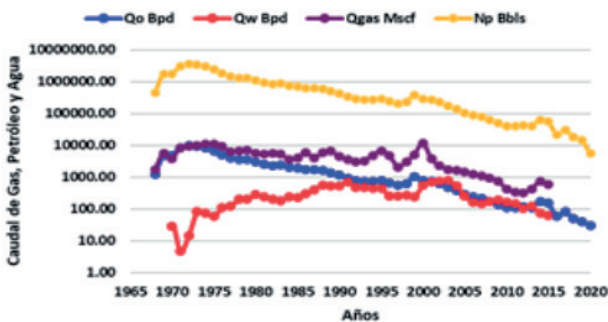


Figura 1. Historial de Producción Campo Monteagudo

La figura 2 muestra una clara declinación en la producción del campo Monteagudo sufre una declinación constante desde el año 2000, actualmente la producción de petróleo ronda los 30 BPD. La producción de agua se debe al empuje hidráulico con el que cuenta dicho reservorio, siendo considerable el corte de agua presente en la producción.

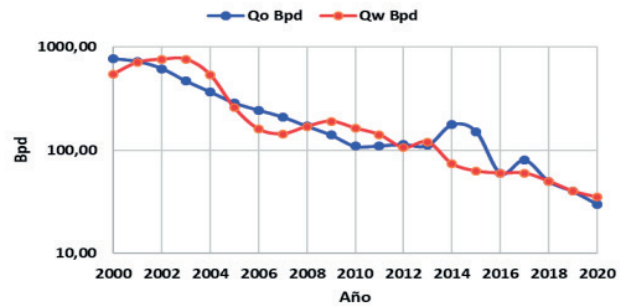


Figura 2. Historial de petróleo y agua reservorio Ingre - Piraimiri.

La generación de biosurfactantes, polímeros y gases dentro del reservorio, trae consigo una modificación de parámetros como el número capilar y la movilidad del crudo debido a una reducción de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo contenido. Se realizan los cálculos de movilidad y el número capilar, para ver cómo influyen las bacterias en la modificación de dichas propiedades.

El cálculo de la movilidad actual, tanto del petróleo como del agua, se realizan en función de la permeabilidad efectiva del agua y del petróleo. La relación entre ambas movilidades indica si la movilidad del fluido es favorable o no.

Tabla 4. Datos y resultados de los cálculos de la movilidad actual

Datos	
K, mD	65
Krw	0,82
Kro	0,06
μ_w , cp	0,3
μ_o , cp	0,47
Resultados	
lw	8,29
lo	177,67
M	21,43

La saturación residual es definida como los volúmenes de crudo que no se pueden producir del reservorio. Sin embargo, la tensión interfacial afecta la saturación residual de crudo, el cual representa una variable en el número capilar. El número capilar actual es calculado según los datos actuales del reservorio, así se puede indicar la recuperación en condiciones actuales.

Esta necesidad nace de la idea que el desapego de la superficie porosa se dificulta debido a la mojabilidad de la roca, por lo que, bacterias productoras de biosurfactantes serán necesarias en la mezcla. Posteriormente, en base a la viscosidad del petróleo, es recomendado el uso de viscosificantes del agua de inyección para reducir la razón de movilidad existente entre el fluido desplazante y el petróleo, lo cual aumentará la recuperación de petróleo.

Antes de la selección de bacterias, se analizan muestras de petróleo y agua en condiciones de reservorio con la finalidad de entender las propiedades químicas y biológicas a las que la concentración de bacterias exógenas estará sometida y los nutrientes que pueda requerir el proceso metabólico.

Tabla 5 Datos y resultados de los cálculos del número capilar actual

Datos	
Propiedad	Valor
ρ_w , gr/cm ³	1,000676
ρ_o , gr/cm ³	0,8373
r capilar, cm	0,0001313
h capilar,	ft 101,38
	cm 3089,91
Resultados	
Tension Interfacial mN/m	32,43
Presión capilar mN/m ²	493983,24
La velocidad de Darcy cm/s	0,0944
Número capilar	0,00073

Se realizan análisis de laboratorio el año 2012 sobre muestras de testigos del pozo ML – 6, para la prueba se utiliza agua de formación del Reservorio Ingre/Piraimiri.

Los estudios comprendieron:

Análisis Físico-Químico del agua de formación, iónico y bacteriológico.

Los resultados obtenidos de los principales tres análisis realizados son:

Físico-químico: contenido de sólidos disueltos, cloruro de sodio 40 ppm.

Iónico: cationes disueltos comunes, como ser: Na⁺, Ca⁺², Mg⁺², K⁺, Ba⁺², Li⁺, Fe⁺², Sr⁺² y aniones: Cl⁻, SO₄⁻², HCO₃⁻, CO₃⁻², NO₃⁻, Br⁻, I⁻ y S⁻².

Bacteriológico: presencia de bacterias anaeróbicas formadoras de limo y sulfato reductoras.

Tomando en cuenta los datos del reservorio Ingre/Piraimiri, se realiza la selección del tipo de bacterias exógenas candidatas para el proyecto piloto de MEOR por su capacidad de crecer y reproducirse dentro del reservorio Monteagudo.

máximo. Las concentraciones actuales de los nutrientes primarios dentro del reservorio Ingre/Piraimiri son: Carbono 0,21 mg/l y Nitrógeno 0,04 mg/l.

Tabla 6. Composición Química del Medio de Crecimiento

Elemento	Concentración en gramos para 1 litro de agua
Extracto de Levadura	5
Triptona	20
NaCl	4
Acetato de Sodio	1,5
Ácido Ascórbico	0,5
Sacarosa	15
Fructosa	8
Glucosa	8
Ca, Mn, Fe, Mg	Trazas

Los nutrientes primarios dentro del reservorio se presentan en bajas cantidades, por lo que se encuentra necesario aumentar la concentración tanto de nutrientes primarios, como secundarios (magnesio, nitrógeno, potasio, fósforo, zinc, etc.) al volumen de inyección. El oxígeno requerido es opcional y no se necesitará un sistema de oxigenación aparte, su concentración se ve incluida en el transporte del volumen de inyección desde superficie. Al contener en su estructura una gran cantidad de carbonos, la melaza es añadida a la concentración para poder abastecer las necesidades de carbono y ayudar en la producción de alcoholes y biosurfactantes debido a su bajo valor comercial.

El valor del Número Capilar, con la finalidad de aumentar la producción del reservorio, debe aumentar de 3 a 4 órdenes de magnitud con referencia al valor obtenido anteriormente, el propósito de Surfactin®, generado por el metabolismo de las bacterias Bacillus subtilis, es el de reducir la tensión superficial existente entre el agua de formación y el crudo adherido a la roca. La concentración de bacterias L. mesenteorides tiene como propósito el generar biopolímero que aumentaran la viscosidad del agua de inyección, reduciendo así la razón de movilidad a un valor cercano a 1.

La adsorción microbiana en la superficie de la roca causa una reducción en la porosidad de 0,05% gracias a la biopelícula formada proporcionando una porosidad de 0,1 %. Mientras que el cambio de permeabilidad absoluta causada por la Goma de Xantano y Dextran® como bioproductos es de 3,87 mD. La viscosidad modificada 0,69 cp. Las tablas 8 y 9 indican los valores calculados del número capilar y la movilidad modificados.

Tabla 7 Datos y resultados de los cálculos del número capilar modificado

Datos	
Propiedad	Valor
ρ_w , gr/cm ³	1,000676
ρ_o , gr/cm ³	0,997
r capilar, cm	0,0001313
h capilar,	ft 101,38
	cm 3089,91
Resultados	
Tensión Interfacial mN/m	0,73
Presión capilar mN/m ²	493983,24
Número capilar	0,10

Tabla 8. Datos y resultados de los cálculos de la movilidad actual

Datos	
K, mD	3,87
K _{rw}	0,17
K _{ro}	0,39
μ_w , cp	0,69
μ_o , cp	0,47
Resultados	
lw	0,950
lo	3,200
M	0,297

A partir del Número Capilar y la Saturación Residual modificados se determina el volumen que se recupera a partir del crudo remanente en el reservorio: 262728592 STB; y el volumen “liberado” de los poros debido al aumento del número capilar: 2,47 MMBbbls.

La determinación de la presión máxima de inyección a partir de los datos necesarios se indica en la tabla 10.

Tabla 9. Datos y resultados para la determinación de la presión de inyección

Datos		
Diámetro Interno,	in	2,375
	mm	60,32
Diámetro Externo, in		2,875
Espesor Reservorio, ft		101,4
Gradiente de presión, psi/ft		0,756
Viscosidad del Agua, cp		0,393
Densidad del agua, lb/gal		8,351
Rugosidad Relativa		0,0008
Profundidad,	m	4500
	ft	1420
Radio del pozo, ft		0,275
Radio de tratamiento deseado, ft		60
Permeabilidad, mD		3,87
Caudal de Inyección, Bpd		500
Resultados		
Presión de fondo fluyente, psi		1288
Caída de presión relacionada al efecto potencial, psi		1950
Número de Reynolds		136594
Rugosidad efectiva, in		0,0019
Factor de fricción		0,006123
Caída de presión por fricción, psi		5
Máxima presión de inyección, psi		3233

El volumen de agua determinado necesario para poder abarcar el radio de drenaje esperado es 1484424 litros. Las concentraciones necesarias para cada bacteria y cada nutriente establecido se observan en la tabla 10.

Tabla 10. Volúmenes de bacterias, nutrientes y fuentes de carbono

Elementos	Concentración, g/l	Masa, kg	Volumen, l
B. subtilis	0,02	29,7	22,8
L. Mesenteroides	0,06	89,1	70,1
X. Campestris	0,05	66,8	44,5
Levadura	5,0	7422,0	6747,0
NaCl	4,0	5938,0	5549,0
Acetato de Sodio	1,5	2227,0	1455
Ácido Ascórbico	0,5	742,0	450,0
Sacarosa	15,0	22266,0	8906,0
Fructosa	8,0	11875,0	0 8862,0
Glucosa	8,0	11875,0	7711,0
Triptona	10,0	14844,0	13495,0
TOTAL			53314,0

La tabla 11 es un resumen de los resultados calculados de volúmenes y tiempo de duración del proceso MEOR.

Tabla 11. Volúmenes y Tiempo de duración del proceso Recuperación Mejorada a base de Bacterias.

Volumen de agua, Bbbls	9336
Volumen de bacterias exógenas, Bbbls	335
Volumen total de tratamiento, Bbbls	9672
Máxima Presión de Inyección, psi	3233
Caudal de Inyección, Bpd	500
Tiempo de tratamiento de inyección, días	20
Tiempo de reacción de bacterias, días	2
Tiempo Total del proceso, días	22

Para la curva de la Caída de presión en el yacimiento, IPR, se calcula el índice de productividad, IP, del reservorio sin haber sido sometido al tratamiento de inyección de bacterias en base a los siguientes datos: Pws 900 psi, Pwf 500 psi, ΔP 400 psi, Q2020 30 Bpd. De igual forma se calcula para luego de la implementación del tratamiento MEOR, teniendo los siguientes datos modificados: Pws 1280 psi, Pwf 880 psi, ΔP 400 psi, QN 45 Bpd.

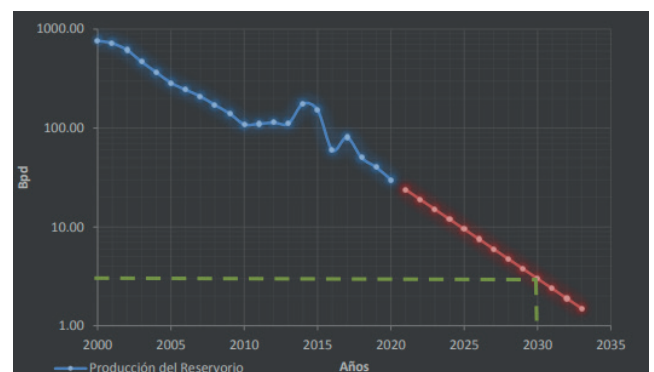


Figura 3. Curva de la Caída de Presión en el yacimiento antes y después de la aplicación de la técnica MEOR.

El Pronóstico de producción se realiza a partir de la constante de declinación exponencial, tiempo en el que la producción del reservorio llega al caudal de abandono establecido, caudal de producción al cual producirá el pozo productor en los años consecuentes hasta su abandono.

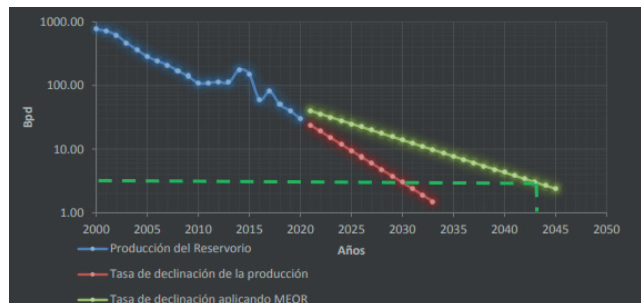


Figura 4. Pronóstico de Producción aplicando bacterias al reservorio Ingre – Piraimiri

Como se aprecia en la figura 4, el pozo productor llegará a su caudal de abandono para el año 2030 produciendo un volumen total de 42771 Bbls. Aplicando la inyección de bacterias el pozo productor llegará a su caudal de abandono para el año 2043, aumentando así la vida del pozo en 13 años y produciendo 130319 Bbls.

DISCUSIÓN

Una vez analizados los diferentes reservorios dentro del campo Monteagudo, se llegó a la conclusión de que Ingre – Piraimiri presenta características óptimas para la implementación de métodos de recuperación de petróleo mediante la inyección de bacterias a reservorios de areniscas con crudos de grados API para crecimiento microbiano y producción de metabolitos en el subsuelo.

Parámetros como: profundidad, permeabilidad, salinidad entre otros, resultaron tener el mayor impacto al momento de la selección del reservorio.

El hecho de que dentro del campo existen 3 pozos inyectores de agua a la altura del reservorio Ingre – Piraimiri y que la producción de bioproductos ocurrirá dentro del reservorio en bajas condiciones de oxígeno disminuye las necesidades de

instalaciones de superficie a la mínima expresión, añadiendo al sistema de inyección de agua la concentración requerida de bacterias, nutrientes y fuentes de carbono.

El agua de inyección será obtenida de la producción diaria del campo a través de pozos productores de agua.

Actualmente el campo produce petróleo a una tasa promedio diaria de 30 barriles, pero aplicando el método de recuperación microbiano, se estima que la vida del reservorio puede alargarse hasta 13 años, aumentando así la producción nacional.

Con el propósito de analizar los resultados obtenidos de las propiedades tanto del reservorio como de los fluidos a partir de la implementación de la mezcla bacteriana, se presenta una comparación de las modificaciones en la tabla 13.

Es importante recalcar que la reducción, tanto de la porosidad como de la permeabilidad, es debido al taponamiento selectivo que se realiza sobre la formación Piraimiri para aumentar la eficiencia de barrido dentro la formación Ingre. Junto al aumento de la viscosidad del agua de inyección y logrando un desplazamiento homogéneo entre el fluido desplazante y desplazado, se tuvo como resultado la reducción de la tensión interfacial entre los fluidos; el aumento en el número capilar y una consecuente reducción del petróleo residual dentro del reservorio, traducido en 2,47 millones de barriles recuperables.

Tabla 13. Modificación de las propiedades del Campo Monteagudo por la aplicación del proceso Recuperación Mejorada a base de Bacterias.

Propiedades	Antes	Después
Porosidad, %	0,15	0,1
Permeabilidad K1, mD	65	3,87
Viscosidad del agua de inyección, cp	0,3	0,69
IFT, mN/m	32,34	0,73
Razón de movilidad	21,43	0,297
Número Capilar		2,43
Saturación de petróleo Residual, %	29,43 2	0
Volumen Recuperable, MMSTB		2,47

REFERENCIAS

Ahmed, T. (2006). Reservoir Engineering handbook. Elsevier.
 Al-Sulaimani, H. (2011). Microbial biotechnology for enhancing oil recovery: Current developments and future prospects. Elsevier.
 Alvarado, M. (2010). Enhanced Oil Recovery. Oxford: ELSEVIER.
 Astuti, D. I. (2017). A comprehensive preparation Study for Microbial Nutrient Injection of Microbial Enhanced Oil Recovery: Reservoir Screening and Laboratory Analysis Case study Bentayan Field. Research Gate.
 Behlülçil, K. (2002). Bacteria for an Improvement of Oil Recovery: A Laboratory Study. Energy Sources, 10.
 Brown, L. R. (2010). Microbial Enhanced Oil Recover (MEOR). Elsevier.
 BRYANT, R. S. (2011). MICROBIAL ENHANCED OIL RECOVERY. Elsevier.
 C.G.J, N. (2014). MODELING A WELL STIMULATION PROCESS USING THE MEOR TECHNIQUE. International Journal of Research in Engineering and Technology.
 Donaldson, E. C. (1989). Microbial Enhanced Oil Recovery. Amsterdam : Elsevier.
 Gonzalez, N. H. (2011). Recuperación Mejorada Microbiana de hidrocarburos. D.F de Mexico.
 Islas Silva, C. (1991). Manual de estimulación matricial de pozos petroleros.
 Keyu Liu, X. W. (2017). Oil Recovery: Experiences and Economics of Microbial Enhanced Oil Recovery. Springer International Publishing.
 Kun Sang Lee, T.-H. K. (2020). Theory and Practice in Microbial Enhanced Oil Recovery. Cambridge: Gulf Professional Publishing.
 Nielsen, S. M. (2010). Microbial Enhanced Oil Recover - Advanced Reservoir Simulation. Copenhagen: Frydenberg A/S.
 Rivera, M. A. (2019). Recuperación Mejorada de Petróleo Asistida por Microorganismos con capacidad de Sintetizar Biosurfactantes. Journal of Basic Sciences.
 Rodríguez, J. C. (2010). Estimulación y Recuperación Mejorada de hidrocarburos con aplicación de técnicas MEOR. Instituto Politécnico Nacional.
 Sayyoun, M. H. (2001). Microbial Enhanced Oil Recovery-Recent Advances . The International Conference of Mining, Petroleum and Metallurgy Engineering.
 She, H. (2018). Recent Advance of Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) in China. Hindawi.
 Sheng, J. J. (2013). Introduction to MEOR and Its Field Applications in China. En J. J. Sheng, Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Elsevier.
 Sun, S. (2017). Application of Bacillus spp. in Pilot Test of Microbial Huff and Puff to Improve Heavy Oil Recovery. Energy & Fuels.
 Tianyuan, W. (2018). A Mathematical model for microbial enhanced oil recovery using biopolymer-producing microorganism. ELSEVIER.
 Velasquez, P. S. (2013). Evaluación de Productos de Origen Biológico para la Recuperación de hidrocarburos en medios porosos. D.F. de México.
 Yakimov, M. M. (1997). The potential of Bacillus licheniformis strains for in situ enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering.
 Yernazarova, A. (2016). Microbial Enhanced Oil Recovery. INTECH. Zhang, X. (1993). A Mathematical Model for Microbially Enhanced oil Recovery.

CITA

