

Mejoramiento de la Producción de Petróleo Mediante el Uso de Aplicaciones Biotecnológicas

Rafael H. Cobeñas, I.T.B.A. y Stanley L. Hogg, Valdez Rojas & Hogg S.A.

Resumen

La técnica que emplea microorganismos y sus productos metabólicos para la estimulación de la producción de petróleo en ciertos reservorios candidatos es conocida como recuperación asistida por bacterias o en inglés "microbial enhanced oil recovery (MEOR) or microbial oil recovery enhancement (MORE)". Esta técnica consiste en la inyección de microorganismos seleccionados dentro del reservorio y la posterior estimulación y transporte de sus productos metabólicos generados in situ a fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el reservorio. Estos microorganismos pueden actuar como agentes mobilizantes de petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente zonas no deseadas del reservorio.

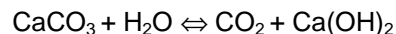
Esta técnica ha evolucionado en etapas por más de 60 años y ahora está recibiendo un renovado interés alrededor del mundo, debido a que resulta una tecnología de bajo costo lo cual la hace particularmente compatible con los precios actuales del petróleo. A pesar de que las investigaciones sobre MEOR han sido realizadas durante muchos años, estas han pasado prácticamente ocultas para la industria del petróleo debido a que la mayoría de los resultados fueron publicados en congresos y foros biológicos usando un punto de vista biológico y sin importar la visión del ingeniero de reservorios, el operador o el dueño del yacimiento. Este artículo técnico trata de divulgar esta tecnología desde el punto de vista del reservorista.

Actualmente, se están llevando a cabo estimulaciones de pozos individuales en diferentes yacimientos de la Argentina. La reducción en la viscosidad y los incrementos documentados en la producción de petróleo indican que estas operaciones están siendo técnicamente exitosas.

Reseña Histórica

El primer trabajo descubridor en este campo fue realizado por Beckmann en 1926. A pesar de ello, poco fue hecho hasta que ZoBell comenzó una serie de investigaciones sistemáticas de laboratorio en los años 40. Las ideas y resultados presentados en los artículos de ZoBell marcaron el comienzo de una nueva era en la investigación de la microbiología del petróleo. Su trabajo se centró en la factibilidad de separar petróleo de las rocas reservorios mediante el uso de cultivos de bacterias enriquecidas. De hecho, el demostró este concepto inyectando bacterias sulfo-reductoras de tipo anaeróbicas en una solución nutriente de lactato de sodio con la que saturó muestras de areniscas petrolíferas de Athabasca (viscosidad del crudo del orden del millón de cpoises) en botellas de vidrio selladas. La multiplicación de bacterias fue acompañada con una separación gradual de petróleo del interior de la arenisca. En sus trabajos, se enunciaron los siguientes mecanismos de liberación de petróleo:

- Disolución de la matriz de la roca en reservorios carbonáticos. La presencia de bacterias sulfo reductoras transforman el sulfato en H₂S, el cual es ligeramente ácido. Esta compuesto acidulado tiende a reducir el pH del medio con lo que la siguiente ecuación se desplaza hacia el lado derecho:



Si los carbonatos inorgánicos son disueltos, entonces el petróleo adsorbido a ellos es liberado.

- Generación in situ de gases. Este gas extra ayuda a empujar el petróleo fuera del espacio poral.
- Afinidad de las bacterias hacia los sólidos. Las bacterias se depositan sobre la superficie y se pegan a la misma para generar membranas biológicas que encapsulan el petróleo para así ser transportado más sencillamente.
- Reducción de la tensión superficial. Las bacterias producen sustancias activas para las superficies o agentes mojantes que son parcialmente responsables de la liberación de petróleo de los sólidos.

Además, de enunciar los principales mecanismos de liberación, en sus trabajos, ZoBell presentó algunas consideraciones muy importantes:

- Más trabajo experimental debería ser conducido antes de que alguna aplicación positiva de campo pudiera ser realizada.
- Se deberían realizar ensayos de compatibilidad entre las bacterias y la formación.

- Las bacterias empleadas en estos estudios presentan un efecto altamente corrosivo sobre estructuras de hierro.

Por el comienzo de los años 50, muchas compañías americanas de petróleo se mostraron interesadas en estas tempranas ideas y dedicaron esfuerzo en expandirlas. Desafortunadamente, mucho del trabajo realizado por estas compañías permanece bajo el registro de propiedad y sólo es disponible a través de patentes. Las siguientes dos décadas fueron caracterizadas por un impasse en la investigación sobre MEOR en los países industrializados occidentales debido al bajo precio del petróleo. Esto les permitió a los países europeos del este convertirse en líderes en este área. Las investigaciones desarrolladas en este período en Checoslovaquia, Hungría, Polonia, U.R.S.S. y básicamente en Rumania fueron consideradas invaluable. Estos países realizaron muchos ensayos de campo, basados en la inyección de mezclas de cultivos de bacterias anaeróbicas, lo cual resultó en el desarrollo de la secuencia de inyección, y la identificación de los factores claves que pueden producir resultados negativos en los tratamientos con microorganismos. En los años 70 el embargo de crudo renovó el interés en cualquier tecnología de recuperación asistida de petróleo por parte de los países occidentales, dando un nuevo aire a la investigación de esta tecnología. Estados Unidos, Canadá, Gran Bretaña, Australia, Alemania e Israel se encuentran entre los países que demostraron mayor interés al respecto por ese tiempo. Para el final de los años 70, existía suficiente información de laboratorio y campo sobre mecanismos, estrategias y performances de varios enfoques de MEOR. La estimulación de pozos individuales, el mejoramiento de la performance en la inyección de agua y el taponamiento selectivo habían sido demostrados como aplicaciones factibles de campo. Durante los años 80 la selección de objetivos y el sistema de desarrollo fueron entendidos de una manera más clara en base a una revisión de los fundamentos. Varias revisiones de trabajos anteriores aparecieron en este período.

A principios de los años 90 el departamento de energía de los Estados Unidos (DOE) redujo los fondos destinados a la investigación de esta área, subvencionando trabajos que involucraran sólo pruebas en campo. Esto produjo una desaceleración en la investigación y publicación en este campo. Un informe de 1996 publicado por el Oil&Gas Journal¹ indica que a pesar de que en ese año sólo se había recibido respuesta de que dos yacimientos (uno en China y otro en Estados Unidos) se encuentran aplicando procesos de MEOR, la universidad de Canberra menciona que esta tecnología esta siendo empleada por varios operadores en el Mar de Norte. Además, una compañía que provee productos biológicos dentro de los Estados Unidos reporta que en los últimos 9 años más de 2000 pozos recibieron tratamientos con bacterias y actualmente esta compañía tiene 400 proyectos activos. El mismo informe indica que en 1994 nueve proyectos activos existían en Rumania, país que no respondió en la encuesta de 1996.

Preguntas Comunes de MEOR

Comunmente existen varias dudas generales sobre este tipo de tecnología. A continuación, comentamos algunas de las mismas preguntas:²

- *Son relevantes los métodos de MEOR?* Indudablemente sí. La tecnología de MEOR busca solucionar alguno de los mayores problemas de producción de petróleos que se encuentran en la industria. Alguna gente habla acerca de MEOR como si fuese una tecnología individual, única y cercana a la magia. Pero lo cierto es que el MEOR representa una colección de metodologías y procesos, análogos de muchas maneras a aquellos métodos no-biológicos.
- *Cual es el costo de las técnicas de MEOR?* A pesar de que estas técnicas no han sido ampliamente usadas, los cálculos y las estimaciones que se han realizado en base a la experiencia sugieren que se trata de una tecnología de bajo costo. Los productos metabólicos generados in situ como polímeros y surfactantes, son significativamente menos costosos que los químicos equivalentes inyectados desde la superficie. A pesar de que pocos ensayos de campo de MEOR han sido corridos el tiempo suficiente como para poder observar, si inesperados costos adicionales surgen de continuar la operación por largos períodos; los artículos publicados sobre estos ensayos no hacen mención a un incremento de costos a largo plazo.
- *Hay técnicas mejores que el MEOR?* Esto depende de con quien uno hable. El MEOR es un conjunto de técnicas para generar varios tipos de químicos útiles para los yacimientos de petróleo a un bajo costo. Generalmente las opiniones sobre la eficacia de algunos químicos existentes para el petróleo difieren entre los usuarios y los proveedores. Las ideas acerca del valor de los productos metabólicos generados in situ del reservorio también difieren. Considerando todos los aspectos involucrados en un proyecto y aceptando la subjetividad de las opiniones, es sorprendente que exista una creencia generalizada entre los operadores a suponer que las técnicas de MEOR no tienen mucho valor para ofrecer.

- *Cuán bien entendidas son las técnicas de MEOR?*. Generalmente, en el mejor de los casos el reservorista u operador tiene una vaga idea acerca de lo que representa el MEOR. Para aquel que haya pasado toda su vida practicando microbiología, no parece obvio que un ingeniero en reservorios que oiga una presentación de un método de MEOR no perciba inmediatamente todas las implicancias de este enfoque novedoso. También, es raro que un hombre del petróleo tenga la oportunidad o inclinación para tratar de entender completamente el significado de las tecnologías de MEOR de la manera que un biólogo lo hace. El debe con justa razón ser cuidadoso sobre la inyección de bacterias, una forma de vida que para su entender debe ser evitada por sus posibles peligros potenciales. Por lo tanto, es frecuente que un reservorista se sienta incómodo ante la posibilidad de realizar una decisión de emplear una tecnología sobre la cual tiene poco entendimiento y no posee experiencia directa.
- *Las técnicas de MEOR funcionan, son seguras y confiables?*. Existe una sobrada cantidad de información de laboratorio que sugiere que debería funcionar, pero todavía no hay suficiente información confiable e informativa de yacimiento, para saber en que casos funciona o no. Este es, a juzgar por los autores, el principal problema que la investigación sobre esta tecnología debe enfrentar.

Tecnologías Actuales

El proceso de MEOR abarca un amplio espectro de tecnologías, las cuales pueden ser diseñadas para diferentes aplicaciones usando distintas metodologías. Estas metodologías pueden ser divididas en los siguientes grupos de aplicaciones³⁻⁴:

- Estimulación de producción en pozos individuales mediante el uso de microorganismos.
- Inyección continua de agua y microorganismos.
- Biobarrido de nutrientes usando el sistema de huff-and-puff.
- Limpieza de pozos con bacterias.
- Taponamiento selectivo con bacterias.
- Recuperación de fluidos de fracturación con microorganismos.

A pesar de que los conceptos básicos y los mecanismos de recuperación son los mismos para todas las aplicaciones, las condiciones operacionales y el diseño óptimo difiere entre una aplicación y la otra. Cada una de estas aplicaciones puede usar un diferente cultivo de microorganismos, que posee diferentes cualidades que los hacen más útil para la aplicación a implementar en campo. Los cultivos y los nutrientes son elegidos a fin de cumplir con las condiciones específicas del petróleo y la aplicación elegida. Aunque los mecanismos de recuperación de MEOR se encuentran presentes en todas las aplicaciones, el mecanismo predominante depende de las condiciones de campo, la bacteria inyectada, el nutriente usado y la aplicación elegida.

Entre los problemas más comunes que estos sistemas pueden enfrentar si no son adecuadamente diseñados y monitoreados⁵ deberían mencionarse los siguientes:

- Pérdida de inyectividad debido a taponamiento de la formación. Para evitar el taponamiento⁶, es necesario remover las partículas y sedimentos de las soluciones de nutrientes, seleccionar el tamaño adecuado de los microorganismos, evitar la producción de polímeros en el pozo inyector, evitar la formación de gas generado por las bacterias durante la inyección y controlar la absorción de microorganismos a las superficie de la roca en el pozo inyector⁷⁻⁸. Si el taponamiento ocurre, el repunzado, o el uso de blanqueador⁹, cloro o un agente limpiador han probado ser acciones efectivas para remediar este taponamiento.
- Transporte y dispersión poco exitoso de todos los componentes necesarios hacia la ubicación deseada dentro del reservorio. Los primeros estudios de laboratorio demostraron que el transporte de bacterias era conducido a bajos caudales (menos de 0.5 cm/hour) y que esta velocidad se reducía logaritmicamente con la permeabilidad de la arena. El mecanismo de transporte activo de las células de bacterias a través del medio poroso permanece sin ser entendido¹⁰. Un mecanismo aceptado de transporte es el llamado efecto "log jam" el cual enuncia que las células se agrupan en las gargantas porales reduciendo su tamaño hasta el punto en que el flujo natural de fluidos rompe dicho agrupamiento y restaura el flujo natural de la garganta, empujando las celdas hacia el siguiente poro. Esto sugiere que el medio de transporte es pulsado y no continuo. Simuladores basados en esta información de laboratorio¹¹⁻¹³ son empleados para identificar parámetros claves en los planes de inyección. Además, es interesante notar que los ensayos de campo indican que en el reservorio existe un método de transporte de las bacterias inyectadas mucho más efectivo que el precedido por los estudios de

laboratorio, las correlaciones empíricas continúan siendo la herramienta base para la realización de predicciones.

- Falta de promoción de la actividad metabólica deseada in situ. Presión, temperatura, pH y salinidad son las limitaciones usualmente mencionadas para las aplicaciones de MEOR. La presión no resulta tan prohibitiva como la temperatura a pesar de que altera las características de crecimiento microbiótico y los efectos de toxicidad. El desarrollo de bacterias termófilas útiles, puede cambiar el factor de temperatura en un parámetro no restrictivo y así extender el rango de reservorios objetivos posibles para el MEOR¹⁴. La salinidad y el pH aparentan ser factores menos restrictivos debido a que está probado en ensayos de campo que organismos sensibles inyectados en colchones de agua dulce sobreviven y crecen en yacimientos salinos.
- Omisión del efecto de competencia por sobrevivir o actividad secundaria indeseable por organismos indígenas, incluyendo las bacterias sulfato reductoras. La competencia con organismos indígenas no ha sido una gran preocupación. Se ha observado que la presencia de nitratos en niveles bajos suprime la producción de H₂S por lo que ha sido incluido en el paquete de nutriente en los ensayos de campo. La presencia del nitrato genera un ambiente oxidante que resulta en la producción de sulfatos en lugar de sulfhídrico. Recientemente, la inyección de un tolerante de sulfhídrico ha sido patentado como una manera de controlar la producción neta del mismo.

Mecanismos del MEOR

En el proceso de "fermentación bacteriana in situ" una combinación de mecanismos es la responsable de la estimulación de la producción o el mejoramiento en la recuperación de petróleo. Esta combinación de mecanismos depende básicamente de la aplicación, los cultivos y nutriente seleccionados y las condiciones operacionales. Todos los posibles mecanismos se encuentran listados a continuación:¹⁵

- Mejoramiento de la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua mediante biosurfactantes y biopolímeros.
- Re-presurización parcial del reservorio por la liberación de gases como el metano y el CO₂¹⁶.
- Reducción de la viscosidad del petróleo a través de la disolución de solventes orgánicos en la fase petróleo.
- Incremento de la permeabilidad de las rocas carbonáticas en reservorios calcáreos debido a ácidos orgánicos producidos por bacterias anaeróbicas.
- Limpieza de la vecindad del pozo mediante los ácidos y gases originados in situ. El gas sirve para empujar petróleo de poros muertos y remover finos que taponan las gargantas porales. El tamaño promedio de las gargantas porales es incrementado y como resultado la presión capilar en la región vecina al pozo se transforma en más favorable al flujo de petróleo.
- Modificación de las condiciones de mojabilidad. Una vez que la biomasa se adhiere a la superficie de la roca, ésta genera membranas biológicas que liberan el petróleo adsorbido sobre la superficie de la roca.
- Emulsificación del petróleo. Las bacterias generan emulsiones micelares a través de su adhesión a los hidrocarburos.
- Taponamiento selectivo de zonas altamente permeables mediante la inyección de bacterias "gelificantes" seguidas por una solución azucarada que "enciende" la gelificación por producción extra de células gomosas. La eficiencia areal de barrido es así mejorada.
- Degradación y alteración del petróleo. Ciertas bacterias alteran la estructura carbonada del petróleo presente en el reservorio.
- Desulfurización del petróleo. La inyección de una bacteria tolerante al sulfhídrico fue patentada como una manera de controlar la producción neta de sulfhídrico.

Factores Claves en un MEOR

En las aplicaciones prácticas de MEOR se deben considerar muchos factores claves. Entre ellos están las propiedades petrofísica del reservorio, la química y la microbiología.

A. Propiedades de Reservorios

Las propiedades de reservorios que deben ser cuidadosamente analizadas en la etapa de diseño de un proceso de MEOR son consideradas factores claves y se resumen a continuación.

Factores de Forma

La densidad y porosidad de materiales granulados compactados están generalmente relacionados con la morfología y la orientación de las partículas dentro del material. Todas las partículas pueden estar divididas en clases por su morfología. Las partículas planas se empaquetan en forma más compacta que las partículas esféricas en un empaquetamiento romboédrico ideal, y estas últimas se empaquetan más densamente que las partículas irregulares. Cuanto más se aleja uno de una condición de isotropía en el empaquetamiento, más el factor de orientación tiende a modificar propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad y la resistencia de la roca reservorio. Esta anisotropía debe ser especialmente tenida en cuenta en el diseño de una inyección de agua y bacterias o en la distribución de las bacterias dentro del reservorio.

Estructura Poral

La estructura poral de un reservorio tiene una gran influencia en el diseño de un proceso de MEOR. Mientras que en los poros grandes que están conectados con grandes gargantas porales la inyección de bacterias tiene un efecto pequeño sobre la porosidad total o el volumen de poros, existe un efecto substancial en los volúmenes porales finos que puede finalmente llegar a bloquear las gargantas porales al paso de fluidos y reducir de gran manera la permeabilidad del sistema. Como será discutido luego la permeabilidad también resulta un factor restrictivo en el diseño de un MEOR.

Permeabilidad

La permeabilidad es altamente controlada por el flujo en los canales más grandes. Un reservorio factible de MEOR que tiene la propiedad de poseer una alta permeabilidad tiene una considerable ventaja práctica. La eficiencia de las bacterias en penetrar rápidamente en la formación puede llegar a resultar una gran ventaja en la aplicación de microorganismos para el mejoramiento de recuperación de petróleo. Por lo tanto, es de suma importancia conducir un análisis detallado de la permeabilidad del reservorio a fin de asegurar el drenaje a través de las gargantas porales bajo condiciones prolongadas de flujo. Una reducción en la permeabilidad indicaría que la roca reservorio está sirviendo de filtro para las bacterias y los sólidos en suspensión. La reducción de permeabilidad debido a la acción de filtrado, depende del volumen total inyectado en la roca y este efecto de filtrado permite determinar el tamaño máximo de bacterias que pueden inyectarse sin obstruir prácticamente las gargantas porales.

B. Química

Los productos metabólicos que involucran químicos complejos pueden ser el resultado de una o varias reacciones combinadas. Estas reacciones o procesos son clasificadas como reacciones de modificación o degradación por microorganismos. La biodegradación (degradación por bacterias) implica completa mineralización de químicos hasta formar compuestos simples a través del metabolismo de microorganismos. Este es un proceso complejo que involucra diferentes caminos y secuencias de pasos de modificación bacterial. La modificación por bacterias, implica que el químico es cambiado mediante actividad biológica, a punto tal que se transforma en un químico más simple o en uno más complejo.

Actualmente se reconocen un largo número de mecanismos que modifican las características químicas del petróleo en un reservorio. De esas muchos mecanismos de alteración, los más importantes desde el punto de vista del MEOR son la alteración bacterial, el lavado por agua, la biodegradación y la emulsificación. En una aplicación de MEOR se recomienda tomar en consideración el efecto de estos mecanismos a fin de realizar una mejor estimación de su performance.

Alteración Bacterial

Desde un comienzo se ha creído que las bacterias eran capaces de atacar al petróleo en el reservorio, pero el primer informe bien documentado que reporta la alteración del petróleo fue recién publicado en 1969. Bacterias introducidas en un petróleo con agua meteórica rica en oxígeno, aparentemente usan el oxígeno disuelto para metabolizar preferentemente ciertos componentes del petróleo. Bajo condiciones anaeróbicas, el suplemento de oxígeno para mantener la actividad bacterial puede estar derivado de los iones de sulfato disueltos. A pesar de ello, el paso de iniciación en la oxidación biológica de cualquier hidrocarburo debe ser una reacción aeróbica requiriendo oxígeno molecular. Una vez que el oxígeno ha penetrado en la estructura del hidrocarburo, posteriores reacciones anaeróbicas pueden modificar la molécula oxidada.

Lavado por Agua

El lavado por agua cambia la composición de los petróleos en los reservorios de una manera similar a la biodegradación, por ejemplo los crudos se transforman en más pesados. El lavado con agua resulta en la remoción de los hidrocarburos con mayor solubilidad en agua. En general, los hidrocarburos livianos son más sencillamente disueltos y removidos de manera selectiva mediante un barrido con agua que los componentes pesados del petróleo.

Biodegradación de Petróleos

La capacidad de los microorganismos para biodegradar una amplia variedad de sustancias aromáticas alifáticas y aromáticas policíclicas ha sido largamente estudiada. El cultivo de bacteria a emplear es influenciado por los resultados de un ensayo de biodegradación comparativo. En este ensayo la sustancia a biodegradar es expuesta en condiciones de laboratorio a diferentes cultivos los cuales presentan un diferente grado de propensión biológica a degradar la sustancia. Esta facilidad hacia la biodegradación, es un factor clave en la selección del microorganismo óptimo.

La facilidad que presentan los microorganismos de biodegradar diferentes componentes existentes en los crudos varía considerablemente. Las cadenas cortas de parafinas son las sustancias que más fácilmente son degradadas por los microorganismos. La siguiente secuencia ilustra el orden en que las bacterias siguen en sus reacciones metabólicas. Cadenas cortas de parafinas > cadenas largas de parafinas > isoparafinas > cicloparafinas > aromáticos > heterociclos > asfaltenos.

Debido a que el crecimiento de los microorganismos ocurre en la interfase agua-sustancia, la degradación biológica del petróleo en el reservorio es muy probable que ocurra en la interfase agua-petróleo.

Emulsificaciones

Los microorganismos generan biosurfactantes y biopolímeros. Estos productos son conocidos por ser factores claves en la formación de emulsiones micelares o en la reducción de la tensión interfacial entre las fases presentes en el reservorio. Estos mecanismos deberían ser bien entendidos por los ingenieros en reservorios de manera de usarlos de una manera ventajosa.

Metales en el Petróleo

Los compuestos organometálicos y los metales pesados presentes en los petróleos han probado tener la característica de poseer superficies activas desde el punto de vista químico. Esta propiedad conduce a la formación de membranas rígidas que atraen los componentes polares del petróleo, permitiendo la formación de complejos más estables. Aunque esta propiedad es beneficiosa desde el punto de vista de producción, los metales pesados generalmente presentan un moderado índice de toxicidad en los microorganismos.

C. Microbiología

La microbiología del petróleo puede ser definida como el estudio de la distribución de bacterias indígenas, la fisiología de las bacterias bajo condiciones de reservorio, la interacción entre las bacterias inyectadas y las indígenas y el control de la actividad micoflora en el reservorio de manera tal que la inyección potencial de un cultivo de bacterias y/o la estimulación de la actividad de las bacterias indígenas pueda traer resultados positivos en la recuperación de petróleo.

Bacteria Indígena

El conocimiento de la distribución de bacterias indígenas es de vital importancia en el diseño de un proceso exitoso de MEOR. Si uno intenta estimular las bacterias indígenas de manera controlada, es esencial identificar el tipo de bacteria con el que estamos trabajando para así poder analizar la respuesta de la microflora cuando se le inyecte el nutriente en condiciones de reservorio. Por otro lado, si se piensa inyectar un cultivo potencial de bacterias en el reservorio, este cultivo a inyectar debe ser dominante o formar un sistema simbiótico con la bacteria indígena para redundar en resultados favorable en cuanto a recuperación de petróleo sin generación de problemas extras de producción. Dentro de los crudos es posible encontrar la siguiente variedad de especies de bacterias indígenas:

- Bacteria sulfato-reductora. Este tipo de bacteria es la especie que se encuentra más comunmente entre los petróleos. La distribución y actividad de esta bacteria indígena varía con las condiciones del reservorio y con el

caudal con que el agua se infiltra en el reservorio. Adentro de los yacimientos, el número de bacterias frecuentemente muestra un abrupto incremento luego de un cierto número de años de producción. Es también esperable que la actividad de la bacteria indígena en un reservorio abierto sea mayor que la de uno cerrado. Las bacterias sulfato reductoras son conocidas como heterótrofas anaeróbicas que usan el sulfato para aceptar los electrones liberados por la oxidación de los nutrientes. Algunos de estos tipos de bacterias son: *Spirillum desulfuricans*, *Microspira aestauri*, *Vibrio thermodesulfuricans* y *Vibrio sp.*

- Bacteria utilizadora de hidrocarburos. Un diverso grupo de bacterias y hongos son conocidos como microbios utilizadores de hidrógeno. La composición química del crudo ha demostrado tener una influencia en la generación de bacterias utilizadoras de hidrocarburos. Los siguientes tipos de bacterias han sido identificados como utilizadores de hidrocarburos: *Achromobacter*, *Alcaligenes*, *Flavobacterium*, *Cytophaga*, *Acinetobacter*, *Pseudomonas*, *Xanthomonas* y *Thermomicrobium*. Es claro que la población de bacterias utilizadoras de hidrocarburos se encuentra altamente distribuida en la naturaleza.
- Bacteria formadora de metano. La bacteria metanogénica forma metano como el producto final de su metabolismo. Estas bacterias son estrictamente anaeróbicas. Estas bacterias metanogénicas son fácilmente encontrables en sedimentos lacustres y marinos. La bacteria metanogénica difiere en varias características bioquímicas con las bacterias clásicas. Entre estas características se encuentran la ausencia de ácido murámico en las paredes de la célula, una diferente composición de lípidos y varias coenzimas y factores nuevos. Algunos cultivos de estas especies son: *Methanococcus mazei* y *M. omelianskii*.
- *Bacillus* formadores de esporas. Las culturas de *Bacillus* son sencillamente aisladas de los líquidos de reservorio. Esto es probablemente debido a la habilidad de las células del *Bacillus* a formar esporas. Esto permite que la célula sea capaz de encontrar su camino dentro del reservorio y tolerar allí dentro las condiciones adversas. Una especie de este *Bacillus* tiene la propiedad de generar polisacáridos en concentraciones altas de sal.
- Cultivos de *Clostridium sp.*, tolerante a la salinidad y productor de gas. El *Clostridium* ha sido usado con éxito en los primeros ensayos de campo realizados en los países de Europa del Este debido a que tiene las propiedades de ser ácido, solvente y productor de gas.

Fisiología de las Bacterias bajo Condiciones de Reservorio

Las bacterias deben estar posibilitadas de crecer bajo las condiciones presentes en las formaciones elegidas para mejorar su recuperación de petróleo. Entre estas condiciones se encuentran:

- *Potencial Redox*. El potencial de reducción y oxidación de las formaciones en subsuelo es bajo debido a la ausencia de oxígeno. Este tipo de organismos se comporta bien bajo este tipo de condiciones, debido a que es capaz de obtener su energía metabólica a partir de reacciones en las que moléculas orgánicas son oxidadas a niveles superiores sin la participación de oxígeno molecular.
- *pH*. El rango óptimo de pH en el cual las bacterias son capaces de crecer se encuentra en un estrecho margen alrededor de pH 7. El rango de pH presente en los petróleos en condiciones de reservorio varía entre un valor de 3 y 10 aunque frecuentemente se encuentra cercano a 7. Los extremos de este rango de pH presentan condiciones extremas de subsistencia para la mayoría de los microorganismos.
- *Salinidad*. La salinidad del agua de formación en donde los microorganismos son introducidos puede generar el problema de inhibir el exitoso crecimiento de las bacterias. Con excepción a las bacterias halofílicas, que son tolerantes a las altas concentraciones de sal, las bacterias son generalmente capaces de crecer sólo en concentraciones bajas de sal. Es conocido que las bacterias sulfo-reductoras crecen y aumentan la producción de sulfhídrico sólo cuando el agua que contiene una alta salinidad es diluida con agua fresca. Además del efecto adverso en el crecimiento bacteriano, la alta salinidad genera una alta interacción eléctrica entre la superficie de la roca reservorio y las bacterias aumentando la adhesión entre ellas y limitando el transporte bacteriano a través del reservorio. Para altas salinidades hay trabajos recientes que sugieren el empleo de especies de *Bacillus* formadores de esporas, anaeróbicas y productoras de gas capaces de crecer en soluciones de 7% de NaCl.
- *Temperatura*. La temperatura de formación limita la profundidad a la cual el MEOR puede ser utilizado con microorganismos mesofílicos comunes. Aunque es conocido que las bacterias sobreviven hasta temperaturas de 90°C a 100°C, el límite superior de temperatura que asegura un óptimo crecimiento no debería exceder los 55°C. Se ha sugerido que las técnicas de MEOR podrían utilizar mayores temperaturas si se seleccionan bacterias termofílicas con las características metabólicas deseadas.

- *Presión.* Los efectos de la presión en las células bacterianas es un importante factor cuando las presiones de trabajo alcanzan los varios cientos de atmosferas. Frecuentemente, la alta presión cambia la morfología de las células. El efecto de presión hidrostática sobre diferentes especies de bacterias varía enormemente, pero algunas de ellas se han adaptado exitosamente a ambientes de alta presión. En general la alta presión tiene menor influencia en la actividad metabólica celular que el efecto de temperatura.
- *Nutrientes.* Las características que deben tener los nutrientes seleccionados son simplemente que los organismos sean capaces de crecer exitosamente en base al nutriente, que el producto metabólico ayude a contribuir en la migración del petróleo y que el nutriente en sí sea barato. El resultante crecimiento de las bacterias y la producción de productos metabólicos, produce un efecto de liberación de petróleo que no podría haber sido recuperado mediante otros productos.
- *Matriz de la Roca.* El proposito de la inyección de bacterias dentro del reservorio que contiene petróleo, está diseñado para permitir el que las células penetren en el interior de la formación y así produzcan productos metabólicos que en contacto con el petróleo permitan su flujo de manera que éste pueda ser recuperado. La producción de productos metabólicos dentro del reservorio es más efectivo en términos de liberación de petróleo que si la formación fuese simplemente barrida con químicos bombeados a través de la roca desde los pozos inyectoros. La penetración de bacterias fue estudiada y se encontró que el caudal y la extensión de la penetración no presentaba correlación con la porosidad o permeabilidad. Los ensayos de laboratorio en rocas entre 200 y 400 md. mostraron que la penetración no era función del tamaño de las bacterias sino dependiente de la concentración. La carga eléctrica en la superficie de las roca es también considerada un factor clave para obtener altas penetraciones.

Interacciones entre la Bacteria Inyectada y la Bacteria Indígena

La interacción entre las bacterias inyectadas y las indígenas, es seguramente muy dificultoso de evaluar aunque debe ser realizado de alguna manera si se piensa inyectar alguna especie de bacteria en el reservorio. En el diseño de un proceso exitoso de MEOR, el cultivo de bacterias inyectado debe ser el dominante o la microflora en el reservorio debe formar un ecosistema simbiótico con las bacterias inyectadas para así generar un ambiente favorable para la recuperación de petróleo. A pesar de esto, poco trabajo de este tipo se ha hecho. En este caso, se debe considerar que posiblemente existirá competencia entre la bacteria inyectada y la indígena. Tal vez una inyección periódica de la bacteria deseada sea necesaria para poder obtener algún logro. Un enfoque novedoso para controlar especies indeseables de bacterias a través de bacterias patógenas ha sido propuesto y testeado en laboratorio. La bacteria patógena infecta selectivamente a ciertas bacterias, se multiplica en el interior de esas células y finalmente las mata. A pesar de que aún no existen ensayos de campo, es altamente probable que su efectividad sea superior al de los biocidas convencionales.

Criterio de Selección

Para poder seleccionar potenciales reservorios para la aplicación de MEOR, varias consideraciones deberían ser tenidas en consideración. La Figura 1 es un simple esquema que puede ser empleado como herramienta básica de selección de candidatos.

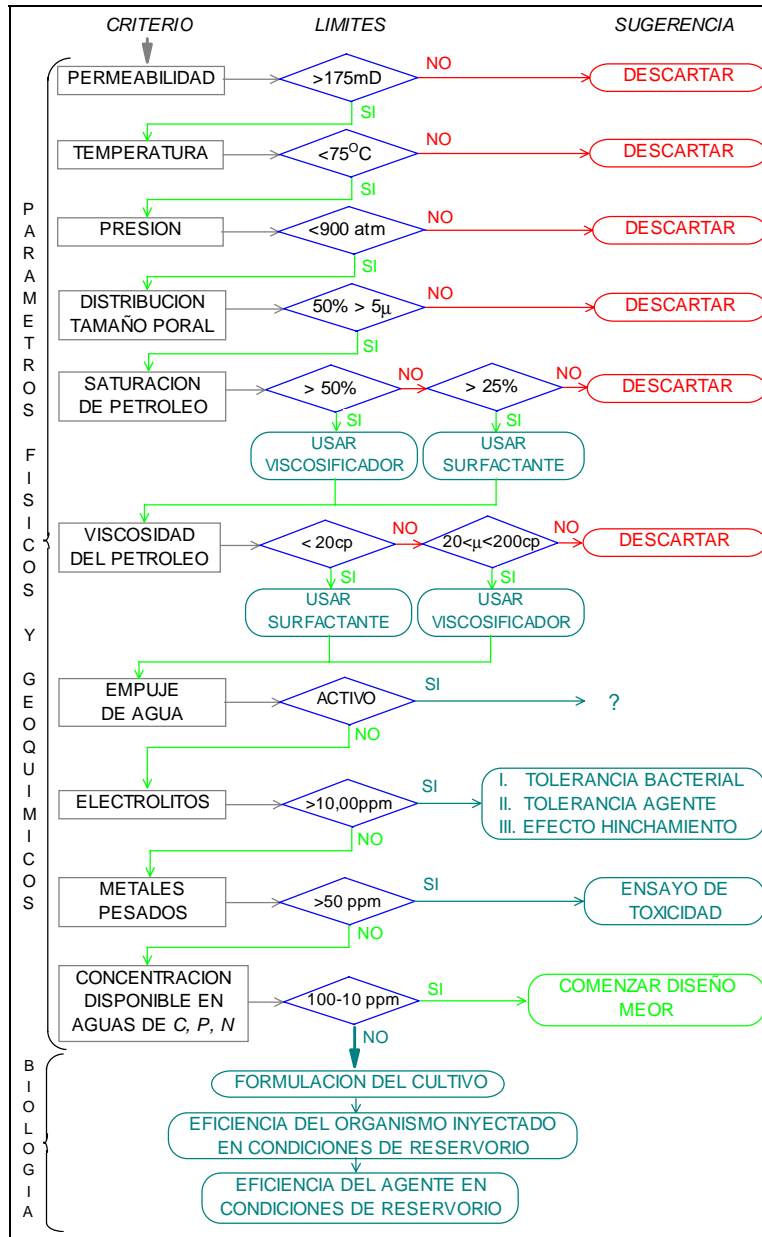


Figura 1 - Criterios de selección de reservorios candidatos para MEOR.

Ensayos de Campo

Basados en la experiencia de los ensayos de campo la siguiente lista resume los factores que deben ser tenidos en consideración en el diseño de un ensayo de campo de MEOR²³:

- Decidir en principio la técnica a evaluar.
- Identificar reservorios posibles.
- Seleccionar la posible compañía de servicios de inyección de bacterias.
- Diseñar un esquema de procesos para el ensayo.
- Evaluar las implicaciones de costos relacionadas con el ensayo. Como puede ser el ensayo más "cost-effective"?
- Considerar todos los efectos del proceso sobre el ambiente, tanto en superficie como en fondo.

- Chequear la necesidad de previa aprobación de instituciones oficiales.
- Identificar el trabajo necesario de laboratorio requerido para realizar el ensayo.
- Identificar las modificaciones esenciales necesarias de los equipamientos existentes en el campo.
- Identificar la compañía proveedora de bacterias y otros materiales.
- Identificar la forma de financiamiento.
- Llevar a cabo el modelado en laboratorio de los procedimientos de ensayo bajo condiciones de reservorio.
- En base a los resultados del laboratorio, rediseñar en parte el ensayo de campo.
- Elegir los criterios de evaluación del éxito o fracaso del ensayo.
- Elegir el yacimiento(s)/pozo(s).
- Asegurarse una adecuada cobertura en caso de accidentes.
- Negociar detalles contractuales entre los principales participantes (compañía de servicios, operador, proveedor de bacterias, socios).
- Llevar a cabo trabajo adicional de laboratorio de ser necesario.
- Acumular una provisión adecuada de bacterias, en depósitos propios o via la compañía especialista que provee la bacteria.
- Identificar el personal responsable de la inyección y el monitoreo en el campo.
- Negociar el esquema de suministros de bacterias y nutrientes; asegurarse que las licencias de uso estén en orden. De importarse el producto, debe considerarse el tiempo de demora en aduanas.
- De ser necesarios, obtener los permisos para el ensayo del organismo oficial.
- Diseñar los procedimientos de monitoreo antes y después de comenzar el ensayo. Chequear los métodos cuando sea necesario.
- Evaluar el éxito o fracaso del ensayo.
- Ampliar o suspender el MEOR.

Análisis Económico del MEOR

Varios artículos han mostrado que el MEOR es potencialmente una tecnología efectiva y de bajo costo para el incremento de la producción de petróleo. Las más importantes ventajas económicas y operativas de estas técnicas son¹⁷:

- Los microorganismos y nutrientes inyectados son baratos, fáciles de obtener y manejar en el campo.
- El MEOR es económicamente atractivo en campos productores marginales.
- El costo del fluido inyectado no depende del precio del petróleo.
- Generalmente, la implementación de este proceso necesita sólo pequeñas modificaciones en las facilidades existentes de producción, lo cual reduce el costo de inversión.
- El método es fácil de aplicar con equipamiento de producción convencional.
- El MEOR es menos costoso de implementar y más sencillo de monitorear que cualquier otra técnica de recuperación asistida (EOR).
- Los productos del proceso de MEOR son todos biodegradables y no se acumulan en el ambiente.

Los limitados análisis económicos existentes de los ensayos de campo muestran que el mayor costo de un proyecto de MEOR se encuentra en el costo del nutriente para alimentar los microorganismos. En estos momentos, el costo del nutriente reportado en la literatura es de aproximadamente \$100/ton. En los casos en que un proceso de inyección de agua¹⁸ es requerido, los costos de implementación de las bacterias deben ser considerados dentro de los costos del proyecto de inyección de agua, aunque estos resulten mínimos comparados con las inversiones y costos de operación de una inyección de agua.

La reducción de costos en operaciones de hot oil y la energía de bombeo deben ser incluidos entre las ventajas económicas de las aplicaciones de control de parafinas¹⁹⁻²¹. Una publicación reciente que evalúa 322 proyectos de MEOR concluyó que el costo operativo de una operación de MEOR se encuentra entre \$0.25 y \$0.50 por barril extra de petróleo recuperado y el costo de inversión es inferior a los \$2.00/bbl extra de petróleo recuperado. Dicha

publicación también indica que el tiempo aproximado de repago es de seis meses²². Por su parte el informe de la Oil&Gas Journal¹ indica que el costo total entre inversión y operación se encuentra en aproximadamente \$2.00/bbl extra de petróleo recuperado.

Conclusiones

A pesar de la larga historia que tiene la investigación de técnicas de MEOR, los resultados que dieron lugar al desarrollo de la tecnología han pasado mayormente desapercibidos para la industria petrolera. Esta falta de reconocimiento por la industria del petróleo se ha debido a varias razones. En muchos casos la investigación e información de campo ha sido presentada en piezas fragmentadas en publicaciones extranjeras en idioma original, o revistas de ciencias biológicas que no se encuentran disponibles o no son leídas por trabajadores de la industria petrolera. Además el MEOR requiere la interacción de disciplinas científicas tales como la biología y la ingeniería de reservorios que abordan de diferente manera el tema. Por lo tanto ha sido muy difícil de presentar en la industria del petróleo una imagen comprensiva y cohesiva de la tecnología de MEOR.

No obstante su pasado, el proceso de MEOR es una tecnología de bajo costo bien sustentada y técnicamente practicable, la cual ofrece muchas aplicaciones útiles en la industria del petróleo. Las innovaciones continuas, las nuevas herramientas mejoradas de simulación de procesos biológicos, los enfoques más prácticos y los resultados rentables en las técnicas de estimulación de pozos individuales, limpieza y taponamiento de capas sugieren un alentador futuro y una actividad sostenida durante los próximos años.

Referencias

1. Moritis, G.: "EOR Survey and Analysis", OGJ Special, Oil & Gas Journal, 1996.
2. Moses, V.: "MEOR In The Field: Why So Little?", Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1991, pgs. 21-28.
3. Hitzman, D.O.: "Microbial Enhanced Oil Recovery - The Time Is Now", Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1991, pgs. 11-20.
4. Lazar, I.: "MEOR Field Trials Carried Out Over The World During The Last 35 Years", Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1991, pgs. 485-530.
5. Jack, T.R.: "M.O.R.E. to M.E.O.R.: An Overview of Microbially Enhanced Oil Recovery", Microbial Enhancement of Oil Recovery - Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1993, pgs. 7-16.
6. Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V., and, Yen, T.F.(editors): "Microbial Enhanced Oil Recovery", Developments in Petroleum Science, Volume 22, Elsevier, New York City, 1989.
7. Zajic, J.E., Cooper, D.G., Jack, T.R., and, Kosaric, N.: "Microbial Enhanced Oil Recovery", PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1983.
8. Cusack, F.M., Singh, S., Novosad, J., Chmilar, M., Blenkinsopp, S., and, Costerton, J.W.: "The Use of Ultramicrobacteria for selective plugging in Oil Recovery by Waterflood", SPE, paper number 22365, 1992.
9. Cusack, F.M., Brown, D.R., Costerton, J.W., and, Clementz, D.M., J. Soc. Pet. Sci. Eng., 1987, Volume 1, pg 39.
10. Cheneviere, P., Sardin, M., de Farcy, P., and, Putz, A.: "Transient Transport of Bacterial Suspensions in Natural Porous Media: Modeling of the Adsorption Phenomenon", Microbial Enhancement of Oil Recovery - Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1991, pgs. 311-329.
11. Jang, L., Sharma, M.M., and, Yen, T.F.: "The Transport of Bacteria in Porous Media and its Significance in Microbial Enhanced Oil Recovery", SPE, paper number 12770, 1984.
12. Sarkar, A.K., Sharma, M.M., and, Georgiou, G.: "Compositional Numerical Simulation of MEOR Processes", Microbial Enhancement of Oil Recovery - Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1991, pgs. 331-343.
13. Chang, M.M., Chung, F.T-H., Bryant, R.S., Gao, H.W., and, Burchfield, T.E.: "Modeling and Laboratory Investigation of Microbial Transport Phenomena in Porous Media", SPE, paper number 22845, 1991.
14. Premuzic E.T., Lin M.: "Prospects for Thermophilic Microorganisms in Microbial Enhanced Oil Recovery", SPE, paper number 21015, 1991.
15. Yen, T.F.: "Microbial Enhanced Oil Recovery: Principle and Practice", CRC Press, Inc., Boca Raton, Florida, 1990.

16. Chisholm, J.L., Kashikar, S.V., Knapp, R.M., McInerney, M.J., and, Menzie, D.E.: "Microbial Enhanced Oil Recovery: Interfacial Tension and Gas-Induced Relative Permeability Effects", SPE, paper number 20481, 1990.
17. Sayyouh, M.H., and, Al-Blehed, M.S.: "Using Bacteria to Improve Oil Recovery from Arabian Fields", Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1993, pgs. 397-416.
18. Bryant, R.S., Stepp, A.K., Bertus, K.M., and, Burchfield, T.E.: "Microbial Enhanced Waterflooding Field Tests", SPE, paper number 27751, 1994.
19. Nelson, L., and, Schneider, D.R.: "Six Years of Paraffin Control and Enhanced Oil Recovery with the Microbial Product, Para-Bac™", Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1993, pgs. 355-362.
20. Streeb, L.P.: "MEOR - Altamon/BlueBell Field Projects", SPE, paper number 24334, 1992.
21. Santamaria, M.M., and, George, R.E.: "Controlling Paraffin Deposition Related Problems by the Use of Bacteria Treatments", SPE, paper number 22851, 1991.
22. Portwood, J.T.: "A Commercial Microbial Enhanced Oil Recovery Technology: Evaluation of 322 Projects", SPE, paper number 29518, 1995.
23. Moses, V.: "On Towards the Real World", Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1993, pgs. 417-425.