

Estado actual de las aplicaciones biotecnológicas

Por Rafael H. Cobeñas, ITBA y Stanley L. Hogg, Valdez Rojas & Hogg S.A.

El proceso MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) es una tecnología de bajo costo que ofrece muchas aplicaciones útiles en la industria del petróleo. El presente trabajo desarrolla las tecnologías actuales, los mecanismos del MEOR, los factores claves, los criterios de selección de potenciales reservorios para su aplicación y un análisis económico del mismo.

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.



Rafael H. Cobeñas se graduó como Ingeniero en Petróleo en el ITBA y posteriormente como Master of Science en la Universidad de

Texas A&M, donde se especializó en Simulación de Reservorios y Geoestadística. Su carrera profesional se ha desarrollado principalmente como Ingeniero de Reservorios en Valdez Rojas y Hogg S.A. donde ha participado en proyectos de simulación, caracterización de reservorios y estudios económicos de reservas. Es profesor de tiempo parcial en el ITBA.



Stanley L. Hogg es Geólogo recibido en la Universidad de Buenos Aires, con un master en la misma especialidad de la Universidad

de Stanford, California, en 1962. Trabajó para Esso durante 19 años. Fue Jefe de Geología y responsable de las actividades exploratorias de la compañía en la Cuenca Cuyana de Argentina y luego en la oficina de Coral Gables de la Esso Interamericana, encargado de la exploración en áreas de frontera en Sudamérica y el Caribe. Fue Gerente de Minería y Geología de YPF y luego designado Gerente General de Exploración. Desde 1982 es socio y actualmente Presidente de Valdez Rojas & Hogg S.A. y Vicepresidente de INLAB S.A.

Durante los años 40, ZoBell comenzó una serie de investigaciones sistemáticas de laboratorio sobre el empleo de microbiología del petróleo. Su trabajo se centró en la factibilidad de separar petróleo de las rocas reservorios mediante el uso de cultivos de bacterias. Los resultados alentadores determinaron que a comienzos de los años 50 muchas compañías americanas se interesarán en estas ideas y dedicasen esfuerzo a desarrollarlas. Desafortunadamente, muchos de los trabajos realizados se encuentran disponibles a través de patentes. Las siguientes dos décadas se caracterizaron por un impasse en la investigación sobre MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) en los países industrializados occidentales debido al bajo precio del petróleo. Esto hizo que los países de Europa del Este se convirtiesen en líderes en este tema. Allí se realizaron suficientes ensayos de campo como para desarrollar la secuencia de in-

yeción e identificar los factores claves que pueden producir resultados negativos en los tratamientos con bacterias. El embargo de crudo de los años 70 renovó el interés en cualquier tecnología de recuperación asistida de petróleo por parte de los países occidentales y para el fin de los 70, existía suficiente información 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. A principios de los años 90 el Departamento de Energía de los Estados Unidos comienza a subvencionar sólo trabajos que involucren pruebas en campo. Un informe de 1994 del *Oil & Gas Journal* indica que sólo existen once proyectos activos de aplicación de procesos de MEOR y la Universidad de Canberra menciona que el MEOR está siendo usado en el Mar del Norte por varios operadores. Además una compañía americana de productos biológicos informa que en los últimos 9 años más de 2000 pozos recibieron tratamientos con bacterias y que tienen 400 proyectos activos.

Preguntas comunes sobre el MEOR

Comúnmente existen varias dudas sobre MEOR. A continuación, comentamos algunas de las mismas:

- *¿Son relevantes los métodos de MEOR?* Indudablemente sí. La tecnología de MEOR busca solucionar algunos de los mayores problemas de producción de petróleos que se encuentran en la industria. Algunas personas hablan acerca de MEOR como si fuese una tecnología individual, única y cercana a la magia. Pero lo cierto es que MEOR repre-

senta una colección de metodologías y procesos, análogos de muchas maneras a aquellos métodos no-biológicos.

- *¿Cuál 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.
- *¿Hay técnicas mejores que el MEOR?* Esto depende de con quién 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.
- *¿Cuán bien entendidas son las técnicas de MEOR?* En el mejor de los casos el reservorista u operador tiene una vaga idea acerca de lo que representa el MEOR. 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 en que un biólogo lo hace. Esta incompreensión hace que un reservorista sea cuidadoso y generalmente se sienta incómodo ante la posibilidad de tomar una decisión de emplear una tecnología sobre la cual tiene poco entendimiento y no posee experiencia.
- *¿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 de campo para saber en qué casos funciona y en cuáles no. Este es,

a juzgar por los autores, el principal problema que la investigación sobre esta tecnología debe enfrentar.

Tecnologías actuales

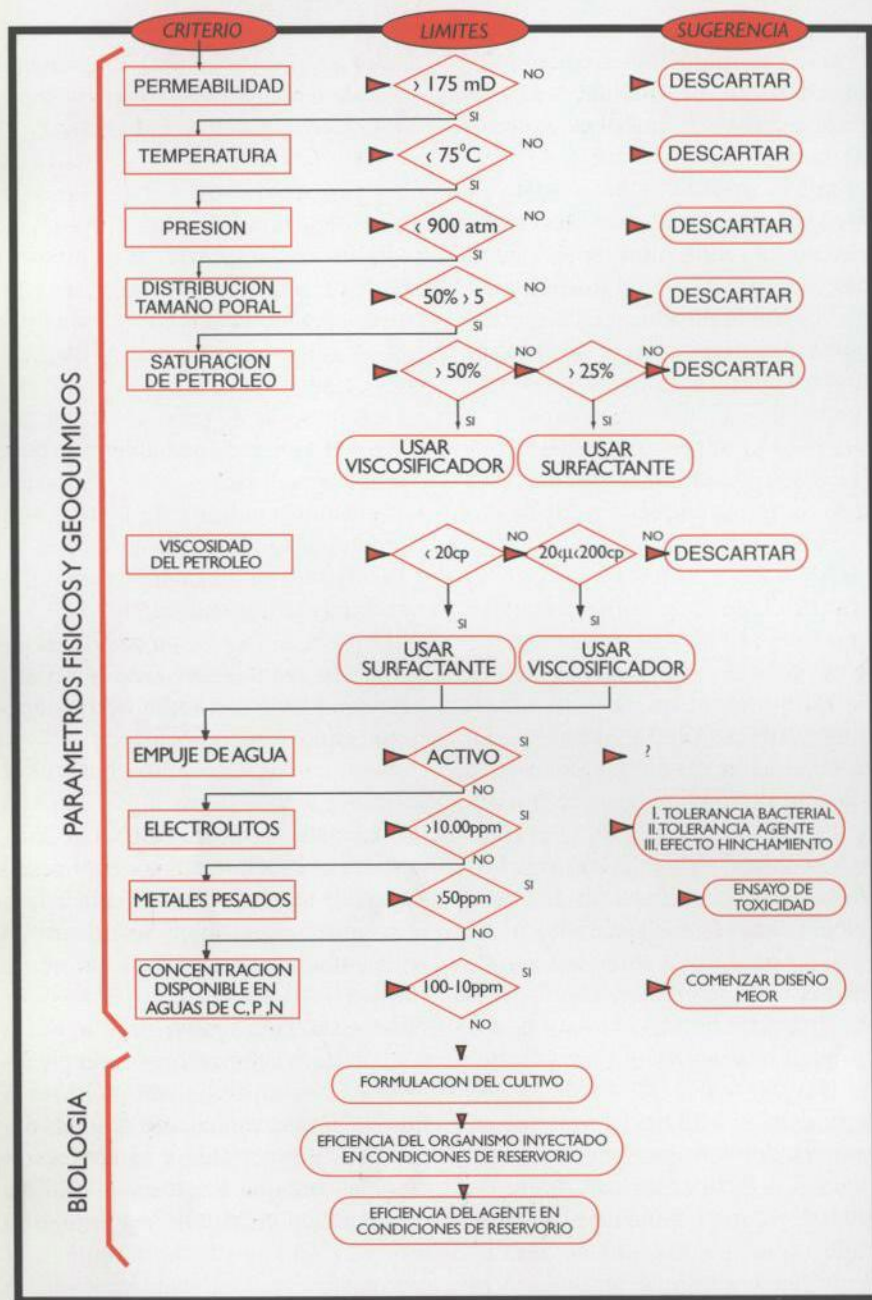
El proceso de MEOR abarca un amplio espectro de tecnologías, las cuales pueden ser diseñadas para diferentes aplicaciones usando distintas metodologías. Estas metodologías son:

- 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.

Aunque los conceptos básicos y los mecanismos de recuperación son los mismos para todas las aplicaciones, las condiciones operacionales y el diseño óptimo difieren entre una u otra aplicación. Cada una de estas aplicaciones puede usar un diferente cultivo de bacterias, que posee diferentes cualidades que lo hace más útil para la aplicación a implementar en campo. Los cultivos 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 y la aplicación elegida.

Los problemas más comunes que estos sistemas pueden enfrentar si no son adecuadamente diseñados y monitoreados son:

- Pérdida de inyectividad debido a taponamiento de la formación. Para evitar el taponamiento, 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 la superficie de la roca en el pozo inyector. Si el taponamiento ocurre, el repunzado o el uso de blanqueador, cloro o un agente limpiador han probado ser acciones efectivas para remediar este taponamiento.

- Transporte y dispersión poco exitosos de todos los componentes necesarios hacia la ubicación deseada dentro del reservorio. El mecanismo de transporte activo de las células de bac-

terias a través del medio poroso permanece sin ser del todo entendido. Como en los ensayos de campo el transporte de las bacterias inyectadas resulta más efectivo que el predecido por los estudios de laboratorio, las correlaciones empíricas son la herramienta base para realizar 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 y los efectos de toxicidad. 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.

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 de la aplicación, los cultivos seleccionados y las condiciones operacionales. Todos los posibles mecanismos se encuentran listados a continuación:

- 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 CO₂.

- 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.

- 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 biológi-

cas que liberan el petróleo adsorbido sobre 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". La eficiencia areal de barrido es así mejorada.

- Degradación y alteración del petróleo. Ciertas bacterias alteran la estructura de las moléculas de carbono del petróleo existente en el reservorio.

- Desulfurización del petróleo. La inyección de una bacteria tolerante al sulfídrico fue patentada para controlar la producción de este compuesto.

Factores claves en un MEOR

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

Petrofísica

Las propiedades petrofísicas que deben ser analizadas en el diseño de un proceso de MEOR son:

Estructura poral

Mientras que en los poros de mayor tamaño, que están conectados con gargantas porales grandes, la inyección de bacterias tiene un efecto pe-

queño 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 significativamente la permeabilidad del sistema. Por otra parte, cuanto más se aleja uno de una condición de isotropía en la estructura poral, más tiende a diferir propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad y la resistencia de la roca reservorio. Esta anisotropía debe ser tenida en cuenta en el diseño de una inyección de agua y bacterias o en la distribución de las bacterias dentro del reservorio.

Permeabilidad

La permeabilidad es controlada por el flujo en los canales más grandes. Un reservorio factible de MEOR de alta permeabilidad tiene una considerable ventaja práctica. La eficiencia de las bacterias en penetrar rápidamente en la formación resulta una gran ventaja en la aplicación de MEOR. Por lo tanto, es importante 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.

Química

Actualmente existe un gran número de mecanismos que modifican las características químicas del petróleo

en un reservorio. De esos varios mecanismos de alteración, los más importantes desde el punto de vista del MEOR son la alteración bacteriana, el lavado por agua, la biodegradación (degradación por bacterias) y la emulsificación. En una aplicación de MEOR se recomienda considerar el efecto de estos mecanismos en la estimación de su performance.

Alteración bacteriana

Las bacterias introducidas en un petróleo con agua rica en oxígeno, usan el oxígeno disuelto para metabolizar ciertos componentes del petróleo. Bajo condiciones anaeróbicas, el suplemento de oxígeno para mantener la actividad bacteriana está derivado de los iones de sulfato disueltos. A pesar de ello, el paso de iniciación en la oxidación biológica debe ser una reacción aeróbica requiriendo oxígeno molecular.

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.

Biodegradación de petróleos

Las bacterias son capaces de biodegradar una amplia variedad de sustancias orgánicas. Debido a que la facilidad de biodegradar crudos varía notablemente entre cultivos, el cultivo de bacterias a emplear resulta de un



INFORME GEOLÓGICO PETROLERO

Historia de la exploración y producción, evolución geológica, sistemas petroleros, roca madre, reservorios, tipos de trampa, tres completos montajes con mapas y gráficos, áreas y operadores, producción y reservas por yacimiento, precios, tarifas e impuestos.



San Martín 551 Piso 2 Of.24 Cuerpo. B
(1004) Cdad. de Buenos Aires-
ARGENTINA

Las empresas interesadas en
adquirirlo, comunicarse con:

Tel. (054-1)325-9730
Fax. (054-1)325-9731

ensayo de biodegradación comparativo. En este ensayo la sustancia a biodegradar es expuesta 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 cultivo óptimo.

Emulsificaciones

Los microorganismos generan biosurfactantes y biopolímeros, que son conocidos factores claves en la formación de emulsiones o reducción de la tensión interfacial entre las fases presentes en el reservorio.

Metales en el petróleo

Los metales pesados generalmente presentan un moderado índice de toxicidad en los microorganismos.

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 microfloral 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 dé resultados positivos en la recuperación de petróleo.

Bacteria indígena

El conocimiento de la distribución de bacterias indígenas es importante en el diseño del MEOR. Si se piensa estimular las bacterias indígenas de manera controlada, es esencial identificar el tipo de bacteria para así analizar la respuesta cuando se le inyecte nutriente en condiciones de reservorio. Dentro de los crudos es posible encontrar la siguiente variedad de especies de bacterias indígenas:

- Bacteria sulfato-reductora
- Bacteria utilizadora de hidrocarburos
- Bacteria formadora de metano
- *Bacillus* formadores de esporas
- *Clostridium* sp

Fisiología de las bacterias bajo condiciones de reservorio

Las bacterias deben estar posibilitadas de crecer bajo las condiciones presentes en las formaciones elegidas para el MEOR. Entre estas condiciones se encuentran:

- **Potencial Redox.** El potencial Redox en los reservorios es bajo debido a la ausencia de oxígeno. Este tipo de organismos se comporta bien bajo esta condición.
- **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 3 y 10 aunque se encuentra frecuentemente cerca de 7.
- **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. Además del efecto adverso en el crecimiento bacterial, 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 bacterial a través del reservorio.
- **Temperatura.** La temperatura de formación limita la profundidad a la cual el MEOR puede ser utilizado. Aunque las bacterias sobreviven hasta los 100°C, el límite superior de temperatura que asegura un óptimo crecimiento no debe exceder los 55°C.
- **Presión.** Los efectos de la presión en las células resultan importantes cuando las presiones de trabajo alcanzan varios cientos de atmósferas. En general, la alta presión tiene menor influencia que el efecto de temperatura.
- **Matriz de Roca.** Estudios sobre la penetración de bacterias dentro de las formaciones demuestran que el caudal y la extensión de penetración no presentan correlación con la porosidad o permeabilidad de la roca.

Además, ensayos de laboratorio en rocas entre 200 y 400 md. muestran que la penetración no es función del tamaño de las bacterias sino que depende de la concentración.

Interacciones entre la bacteria inyectada y la bacteria indígena

La interacción entre las bacterias inyectadas y las indígenas es muy difícil de evaluar aunque esta prueba debe ser realizada si se planea inyectar una especie de bacteria en el reservorio. En el diseño, el cultivo de bacterias inyectado debe ser el dominante o debe formar un ecosistema simbiótico con la microflora existente para generar así un ambiente favorable para recuperar petróleo. En el caso de competencia de bacterias, tal vez una inyección periódica de la bacteria deseada sea necesaria para poder obtener algún logro.

Criterio de selección

En la selección de potenciales reservorios para la aplicación de MEOR varias consideraciones deben tenerse en cuenta. La Figura 1 es un esquema básico para la selección de candidatos.

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 son:

- Los microorganismos 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
- 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

La reducción de costos en operaciones de *hot oil* y energía de bombeo deben ser incluidos entre las ventajas económicas de las aplicaciones de control de parafinas. Una publicación reciente que evalúa 322 proyectos concluye 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. Por su parte, el informe del *Oil & Gas Journal* confirma lo mencionado en dicho estudio.

Conclusiones

A pesar de la historia de investigación de las técnicas de MEOR, los resultados han pasado inadvertidos en 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 han sido presentadas en piezas fragmentadas en publicaciones extranjeras en idioma original o revistas de ciencias biológicas que no se encuentran disponibles o no son leídas por la industria petrolera. Además el MEOR requiere la interacción de disímiles 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 presentar en la industria del petróleo una imagen comprensiva y cohesiva de la tecnología de MEOR.

No obstante su pasado, el proceso de MEOR constituye una tecnología de bajo costo bien sustentada y técnicamente practicable, que 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.



RC

Río Colorado

**Experiencia, Tecnología, Seguridad
y Preservación del Medio Ambiente**