



“Los factores de recuperación incrementales pueden superar el 25%”

Por **Lic. Guisela Masarik**

La experiencia internacional en el uso de químicos para la recuperación comentada por un experto internacional.

América del Norte es noticia en los últimos años por su creciente *expertise* en recursos no convencionales. Sin embargo, países como Canadá y China siguen apostando a la recuperación asistida EOR (*Enhanced Oil Recovery*), con la utilización de constantes adelantos tecnológicos para aumentar la producción de los campos maduros lo más posible.

Es el caso de este experto, Malcolm Pitts, de la consultora independiente Surtek, con base en las afueras de Denver (Colorado, Estados Unidos) cuya actividad “no es la venta de productos químicos sino de experiencia y conocimiento en los procesos de EOR a través de inyección de productos químicos”.

Desde 1978, Surtek ha analizado más de 300 yacimientos desde el punto de vista de la ingeniería, de la geología y del análisis de laboratorio.

Consultado sobre qué se tiene en cuenta a la hora de elaborar sus consejos acerca de un yacimiento, por ejemplo la Geología del área, Pitts explica que la evaluación no depende solo de la geología “sino principalmente de la química del petróleo y del agua”. Y agrega que por supuesto “los objetivos económicos y las situaciones hacen la diferencia”.

En el paso a paso de su actividad, explica: “Primero nos preguntamos: ¿es razonable el proyecto? Y luego, si efectivamente lo es, desde el punto de vista de la inyección de polímeros, analizamos la representación en laboratorio basándonos en los testigos corona de las formaciones y los fluidos del yacimiento, con el fin de diseñar el mejor sistema posible para producir el mayor volumen de petróleo y obtener la mayor recuperación y rentabilidad posibles”.

Añade que también se pueden realizar procesos de simulación numérica para traducir esa recuperación de laboratorio en un pronóstico de campo, y diseñar una estrategia sobre cómo desarrollar ese yacimiento, y qué pozos perforar, de qué tipo... y ese tipo de inquietudes. “Asesoramos también en el diseño de las instalaciones y sobre cómo mezclar los químicos fuera del campo”, explica Pitts.

¿Y cómo es que el auge del *shale* y del *tight* no detuvo la recuperación asistida o, al menos, no la relegó?

Con el *shale* se obtiene una producción inicial muy alta, pero no necesariamente una gran recuperación del reservorio; el retorno de la inversión puede ser más rápido, pero la recuperación de petróleo del reservorio es muy baja. En el caso del *shale*, se puede llegar entre el 5% y el 10% del total de la recuperación de petróleo, mientras que la inyección de agua con químicos puede superar ampliamente el 25%. Se utilizan principalmente polímeros, surfactantes y álcalis.

Además, explica el experto, los avances tecnológicos en estos años en materia de EOR han sido importantes, sobre todo en Canadá. “En los Estados Unidos no se han realizado tantas tareas de recuperación asistida por inyección de químicos; de hecho, prácticamente no lo están haciendo en la actualidad; hoy, la mayoría se está haciendo en Canadá”, puntualiza.

Y también en China, “probablemente el lugar donde hay un mayor uso de química en la actualidad; de hecho, hay muchos campos allí; el más grande es el campo Daqing (ciudad con el principal campo petrolero del país) y el segundo, Shengli (el segundo mayor yacimiento, con una producción daría de 650.000 barriles diarios)”. Recientemente, en un foro internacional, el responsable técnico de Daqing manifestó que en la actualidad alrededor de 300.000/350.000 de los 900.000 barriles por día que producen los asignan a la inyección de polímeros.

Propiedades del reservorio

¿Y qué propiedades buscan en los reservorios?

Buscamos las buenas propiedades del reservorio, es decir: alta permeabilidad, buena porosidad, y que exista mucho petróleo remanente.



Para ser breves, se busca un reservorio donde se presume que el fluido que se va a inyectar entrará en contacto con un buen porcentaje del reservorio. “Normalmente, esto se refiere a un reservorio de arenisca con buena capacidad para la inundación con agua o aquel donde la inundación con agua fue buena o exitosa”.

No son buenos candidatos, explica Pitts, los reservorios de carbonatos y los de arenisca que tienen fisuras. Los reservorios de *shale* tampoco son buenos candidatos para la inundación química, ya que su capacidad de dejar pasar el fluido a través de los mismos es muy mala.

A la hora de referirse a los factores de recuperación y a su comparación con los factores de una década atrás, el experto asegura que “los factores de recuperación con la inyección de químicos se incrementa un 10% y puede superar el 25%, dependiendo del reservorio y del proceso”. Y que ahora estos factores mejoraron.

“Una de las cosas que se pueden hacer con químicos es que se puede comenzar en cualquier momento de la vida productiva del reservorio”, se explaya el consultor. Es decir, que la recuperación total con inundación química no cambiará, independientemente de que se realice al comenzar la inundación con agua o al finalizarla. E hizo hincapié en ello, “ya que la recuperación total será la misma, independientemente del momento en que comienza la inundación química”. Sin embargo, aconsejó que “cuanto más pronto, será mucho mejor en términos económicos”.

Dónde hay más EOR hoy

Es interesante saber dónde se está realizando con profundidad la recuperación asistida en estos momentos.



Malcolm Pitts explica que como muestra, su empresa está trabajando principalmente en India, Indonesia, Colombia y Canadá.

Como dato sorprendente, incluye a países de Medio Oriente como algunos de los que “están comenzando a analizar la EOR química y otras formas de EOR también”, entre ellos “Omán, que está utilizando la inundación química para la recuperación mejorada de petróleo en el campo Marmul”. Y agrega “también Kuwait Oil Co. está analizando la recuperación mejorada en Kuwait; por su parte, Arabia Saudita también lo está estudiando”.

Y un tema clave: ¿qué sucede con el uso de los químicos utilizados en técnicas de EOR y el cuidado del medio ambiente?

Los polímeros *per se* no son realmente un problema para el medio ambiente –asegura rápidamente Pitts–. Los polímeros usados en EOR son en su mayoría poliacrilamidas que también se usan para limpiar el agua y potabilizarla para poder beberla; y es el principal absorbente en los pañales para bebés. También se utilizan productos como goma xántica que se emplean en la industria comestible; es el principal aglutinante en los condimentos de ensaladas, los helados y los yogures, por ejemplo. Luego tenemos los surfactantes o agentes tensioactivos, y la tendencia es a utilizar los que cuidan el medioambiente (*green surfactants*).



En todo caso, asegura el experto, cuando se desarrollan estos proyectos, el operador usualmente explica a las autoridades de regulación y a la población lo que se está haciendo, así como los químicos que utiliza.

Cabe preguntarse entonces: ¿por qué la recuperación mejorada de petróleo con químicos no se ha utilizado en forma masiva en los Estados Unidos?

Creo que existen diversas razones. Por ejemplo, en Canadá se llevan a cabo, actualmente, entre 15 y 20 procesos de inundación en progreso, mientras que en los Estados Unidos apenas tres o cuatro. Y es que a los efectos de que una compañía pueda realizar esto, necesita dos cosas fundamentales: personal técnico que comprenda el proceso para ponerlo en marcha; y también los fondos. Y en Estados Unidos los yacimientos de petróleo se redujeron a operaciones muy pequeñas. Puede que tengan o no el personal técnico, pero es probable que prefieran no invertir el dinero en una recuperación asistida. En cambio en Canadá las razones para sí usar la opción EOR suele ser la envergadura de las compañías. Aquellas con las que trabajamos son compañías bastante grandes, con un personal técnico muy bueno que comprende cómo hacerlo y además destinan fondos para hacerlo.

En China ocurre lo mismo, explica. “Debido a la imperiosa y creciente demanda energética, China se maneja hoy con empresas muy grandes con la capacidad de inversión y el personal técnico para poder solventarlo”. En China, además, se suma el incentivo de producir petróleo de manera más económica, asegura.

Y existe otro factor que los diferencia. “En los Estados Unidos y China, las mismas compañías controlan las grandes áreas de múltiples reservorios con la misma formación; por lo tanto, si funciona en una formación, simplemente lo trasladan a otros campos que controlan ellos mismos”. En cambio, “en Canadá podemos tener 20 yacimientos básicamente similares, pero sus operadores son 20 compañías diferentes que la mayoría de las veces no comparten la información”.

En la Argentina

¿Y qué se está haciendo en la Argentina al respecto?

En la Argentina los proyectos de los que tengo conocimiento se están llevando a cabo sobre todo en la provincia del Chubut y en La Pampa; además, hay una serie de proyectos en los que se están usando aplicaciones del tipo de polímeros reticulados.

Según Malcolm Pitts, “definitivamente la Argentina tiene un gran potencial para realizar inundaciones químicas y producir bastante petróleo con la recuperación mejorada de petróleo (EOR): sus reservorios tienen las mismas características que en aquellos lugares donde se han llevado a cabo una serie de estos proyectos con mucho éxito a nivel mundial”.

Por ahora, los principales obstáculos son los costos; y el hecho de que con la caída de los precios del barril, este tipo de proyectos tienden a ser interrumpidos.

Lo cierto, asegura el experto, es que dado que la Argentina tiene muchos campos maduros, la Recuperación Mejorada de Petróleo es un proceso que se debe profundizar. ■

Guisela Masarik es Editora de Petrotecnica.