



# Las conclusiones del Workshop EOR: presente, pasado y futuro del EOR en la Argentina y el mundo

**La recuperación terciaria tiene un largo camino por delante, ya que compite con otras alternativas y con la exploración. Pero, lejos de ser una “tecnología de la desesperación”, debe ser pensada como un objetivo**

**E**n el marco de la Oil & Gas ENERGÍA PATAGONIA 2010, tuvo lugar el Taller de Recuperación Mejorada del Petróleo (Workshop EOR: sigla de *Enhanced Oil Recovery*). Este consistió en una serie de jornadas en las que los máximos expertos del país deliberaron y pusieron en común sus experiencias con profesionales de otros países.

Durante los primeros tres días de la Expo, al menos 250 participantes asistieron al taller “Mario Leschevich”, quienes actualizaron sus conocimientos sobre el lugar que ocupa actualmente la industria de los hidrocarburos respecto de esta disciplina.

Las conclusiones fueron resumidas en la mesa redonda “Presente, pasado y futuro del EOR en la Argentina y el mundo”, moderada por Jorge Buciak (Capex), de la que también participaron Carlos Gland (YPF) y Raúl Puliti (Pluspetrol). Todos ellos tienen amplia experiencia en el estudio y en la aplicación de la recuperación mejorada del petróleo (EOR).

Se exponen aquí los principales conceptos:

## Proyectos piloto y experiencias

Se dice que el EOR es “una tecnología de la desesperación”, no de la promesa, en el sentido de que se acude a ella solo cuando ya no queda nada más por hacer. Pero no es así. Es cierto que, por ahora, mientras haya alternativas de recuperación primaria o secundaria en el mundo, estas tendrán preferencia por sobre el EOR. Y por razones obvias: si las grandes compañías mundiales tienen la opción de perforar *offshore* en lugar de invertir en un proyecto de EOR, se inclinarán por lo primero.

Tomemos como ejemplo el mercado estadounidense: es muy sensible y responde, sin demoras, a las variaciones en el precio y a otras alternativas. El EOR desapareció en 1986 al caer el precio del petróleo y seguramente volverá a prepar por motivos estrictos de alternativas.

Como caso particular, se planteó el desarrollo de la CEOR (*chemical EOR*: recuperación terciaria mejorada química) como la mejor opción de las tecnologías de recuperación terciaria. Se la consideró una promesa fuerte, en especial para la Argentina, debido a la diversidad de proyectos de recuperación secundaria existentes (tomando como referencia el lema de este taller: “Detrás de una recuperación secundaria eficiente, hay una terciaria exitosa”). La CEOR parece ser la promesa más firme sobre todo porque otras alternativas, como la inyección de CO<sub>2</sub>, aún no son fáciles de implementar, ya que resulta costoso usar el generado en la actividad industrial. Estos proyectos provenientes de usinas o de plantas de generación son difíciles de implementar. Por su parte, los proyectos térmicos son complejos, y se debe contar con gas disponible.

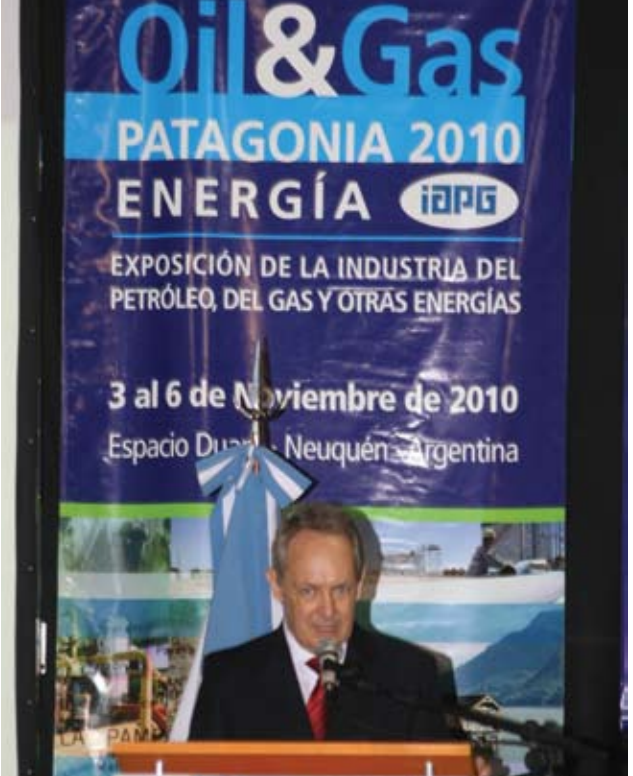
El debate restante gira en torno a cuáles son las causas por las que la CEOR no pudo despegar en la Argentina. Esa pregunta queda abierta. La Argentina pertenece al club de los que miran hacia adentro de sus fronteras y dicen: “Este es el patrimonio que tenemos”; allí la CEOR cumple una función muy importante. Y, aunque no son sencillas, hay grandes oportunidades de llevar a cabo proyectos en busca de nuevas reservas que permitan ampliar los horizontes.

## ASP, SP, microbiología y surfactantes

A la hora de elegir ASP (*Alkaline Surfactant Polymer*) o SP (*Surfactant Polymer Flood*), Upali Weerasooriya, especialista en diseño de surfactantes de la Universidad de Texas que visitó el taller, dijo: “Las emulsiones que vienen con los ASP son fuertes, son duras y difíciles de resolver, pero con dinero todo se resuelve”.

En realidad, el problema del ASP es que el álcali produce unas incrustaciones muy severas difíciles de arreglar, razón por la cual en China varios proyectos piloto de ASP han pasado a SP hasta poder hallar la forma de solucionarlo. Cabe rescatar este punto aquí porque, a veces, se echa la culpa a las emulsiones. En la actualidad, según información reciente, ese tema parece encontrar una solución.

Respecto de las técnicas microbiológicas o de biotecnología (*Microbial Enhanced Oil Recovery*: MEOR), han habido innumerables intentos. Sin embargo, el problema radica en la propagación dentro del reservorio: en general, son mezclas de aeróbicos y anaeróbicos que han tenido dificultad en ser propagadas. El reservorio no tolera el oxígeno, que es atrapado muy fuertemente cerca de los inyectores. Las pruebas de



Raúl Puliti

laboratorio en todo el mundo muestran un incremento de recuperación sobre la recuperación secundaria, que empieza a notarse después de haber pasado una cantidad enorme de volúmenes porales de la solución microbiana. A modo de ejemplo, tras una inyección de dos volúmenes porales, se recupera un 5% incremental sobre el residual de la secundaria. En cuanto a las pruebas en campo, se han observado los tratamientos bacterianos para estimulación de pozos; la ONGC (Oil and Natural Gas Corporation Limited) de la India tiene centenares de ejemplos al respecto. No obstante, en el barrido de reservorios, hay un problema de migración y transferencia a lo largo de centenares de metros entre pozos.

## Cuándo es el momento de empezar con el EOR

Dicen que “detrás de una recuperación secundaria eficiente, hay una terciaria exitosa”; no cabe duda de ello, ha sido ampliamente demostrado. Como ejemplo, cabe mencionar los yacimientos de Shell en Texas: la perfecta correlación entre ambas recuperaciones.

Se recomienda hacer una recuperación primaria hasta donde sea prudente, una recuperación secundaria necesaria y una recuperación terciaria que no esté motivada porque no haya más nada que recuperar de la secundaria. Conviene esforzarse primero por optimizar los proyectos de recuperación secundaria para tratar de mejorar los factores de recuperación. Asimismo, el esfuerzo debería estar centrado en reenergizar los grupos operativos y poner énfasis en el monitoreo: a dónde va el agua inyectada y dónde está el petróleo no barrido, y tratar de levantar el rendimiento de la recuperación secundaria. Luego, se debería proceder a la recuperación terciaria en la medida en que los precios y la rentabilidad permitieran avanzar. Cada una de estas tecnologías de EOR trae, a futuro, nuevas complicaciones que deben resolverse. Por esa razón, es de suma importancia comenzar con pruebas piloto de distintos métodos de EOR lo antes posible.



Jorge Buciak

## Conclusiones

Una de las conclusiones más importantes es que, a la hora de concebir los proyectos de EOR, deben ser imaginados como “proyectos de exploración”. Hay que aprender a tratar los proyectos piloto de EOR del mismo modo porque, si el resultado es exitoso, se abrirán nuevos yacimientos y se ampliarán las reservas en forma significativa.

Se debe concentrar el esfuerzo en proyectos “masificables”, es decir, proyectos piloto que, de ser exitosos, puedan extrapolarse al resto del área. Para darle fuerza a los proyectos, antes de hacer el proyecto piloto, hay que visualizar el recurso total que se movilizaría si llegara a ser exitoso. Lo que se ganará si se masifica la cantidad de pozos involucrados, recuperaciones, etc.

En cuanto a la inyección de productos químicos, una enseñanza aprendida fue que no se puede hablar de factor de recuperación en un proyecto de EOR si primero no se

hace referencia a qué viscosidad se inyectará el agua y a qué relación de movilidad se trabajará. “El incremento de producción es directamente proporcional al aumento de la viscosidad del agua de inyección”.

Respecto de la hidratación de los polímeros, se ha discutido sobre si el polímero debe estar bien hidratado al entrar en el pozo o si puede entrar disperso. La conclusión es que debería estar hidratado; de lo contrario, la materia activa quedará en las inmediaciones del pozo y no se obtendrá un tratamiento de polímeros ni de geles exitoso.

La calidad del agua merece una conclusión aparte. Estamos de acuerdo con las exposiciones en las que se afirmó la importancia de realizar estudios de prefactibilidad que contemplen todos los requerimientos del proyecto, conformar un grupo de trabajo interdisciplinario, definir los parámetros de la calidad del agua en función de la viscosidad objetivo, prever si la calidad del agua de producción puede alcanzar los parámetros requeridos para la recuperación asistida y planificar las alternativas de corrección (contingencias) para obtener la mayor eficiencia posible. Sin embargo, vale agregar una etapa en la que se debe probar si el proceso de inyección de polímeros funciona o no. La calidad del agua es fundamental; pero, para saber si algo funciona, primero hay que probarlo y después dar paso a su optimización.

Según una conclusión importante, lo ideal es no usar recetas de “garúes”, sino, una vez representado el proceso en el laboratorio y efectuada una simulación, llevarlo al campo. En otras palabras, primero debe utilizarse la simulación para realizar el análisis conceptual del proceso, así como el resto de herramientas disponibles. Pero, después, hay que llevarlo al yacimiento, que es el laboratorio final, donde el resultado del proyecto piloto seguramente demostrará que muchas variables no son lo que parecían. Eso no contradice que haya que volver al laboratorio y al simulador. La simulación ayuda a ver las sensibilidades, a jugar con escenarios y a actualizar los modelos permanentemente para acercarnos lo más posible a un pronóstico. Se trata de un ejercicio obligado, pero la experiencia directa en el yacimiento es la única realidad. Entonces: simular y analizar en laboratorio, sí, siempre; pero no quedarse en eso: “experimentemos en el yacimiento”. ■