

Se decantó por el recobro mejorado, una técnica para extraer todas las reservas

Gobierno prefiere 'raspar la olla' que buscar nuevos pozos

Expertos y gremios advierten que esta técnica debe ir acompañada de la firma de nuevos contratos de exploración y producción, porque el recobro mejorado no será capaz de dar la reposición de reservas que necesita Colombia.

MIGUEL ORLANDO ALGUERO
malguero@vanguardia.com

“Entre 2021 y 2022, el factor de recobro mejorado aumentó de 21 % a 23 %. Este aumento nos indica que comienza a ser efectiva la política del Gobierno de mejorar las reservas vía eficiencia en la explotación a través del recobro”.

Con esta afirmación, en el ‘Informe de recursos y reservas de 2022’ de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la ministra de Minas y Energía, Irene Vélez, sacó pecho por esta opción extractiva, incluso se decantó por ella y evadió las preguntas sobre más contratos de exploración en Colombia.

Vanguardia le pone la lupa a esta técnica en los yacimientos y las cifras que expuso Minminas, para conocer qué tan viable y efectiva es esta tecnología, hasta qué límite se puede llevar a cabo y si es compatible con el subsuelo.

¿Por qué? Porque la ministra Vélez, en rueda de prensa en el pasado Congreso de Naturgas, consideró que el recobro mejorado ayudó a que las reservas probadas de crudo aumentaran. Las del 2022 ascendieron a 2.074 millones de barriles, lo que significó un aumento en 35 millones de barriles frente a 2021.

Al revisar el informe en el detalle de incorporación anual de reservas probadas de petróleo, se evidencia que por revisiones técnicas se añadieron 122 millones de barriles. Y según la ANH, el ajuste en las reservas probadas por esta forma incluye el factor de recobro.

En términos coloquiales, el Gobierno Petro prefirió ‘raspar la olla’ para tratar de sacar todo, en vez de ‘buscar más ollas’. O escogió ‘exprimir toda la esponja’, a cambio de hallar ‘otras esponjas’. De esta manera, se va esclareciendo el enfoque de transición energética de este Gobierno.

¿Qué es el recobro mejorado?

Esta es una técnica del sector de hidrocarburos para maximizar la extracción de petróleo y gas de pozos maduros, conocido como factor de recuperación.

Por ejemplo, la Cámara de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía (Campetrol) explica que el recobro mejorado tiene como objetivo aumentar la proporción de hidrocarburos recuperados de un yacimiento, para superar los porcentajes de la extracción inicial por métodos convencionales, e implementar técnicas como la inyección de agua o gas en el pozo.

“Se refiere a la implementación de técnicas y tecnologías avanzadas para extraer una mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos”, puntualiza Campetrol.



Fuente: Rodríguez, A. X., Aristizabal, J., Cabrales, S., Gomez, J. M., & Medaglia, A. L. (2022). Optimal waterflooding management using an embedded predictive analytical model. Journal of Petroleum Science and Engineering, 208, 109419.

Por su parte, la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de la Energía (Acgpp) añade que esta técnica permite recuperar en un yacimiento petrolífero y/o gasífero en promedio entre el 20 % y el 40 % del volumen total de petróleo que hay en yacimientos.



Archivo / VANGUARDIA

Luis Eduardo Jaimes, docente del programa de Ingeniería en Energía de la Unab, precisa que Colombia necesita tener petróleo para ejecutar su transición energética, y dentro de ello, el recobro mejorado es una de las vías.

“Aporta a aumentar las reservas, sin embargo, su implementación requiere de tiempo, mayor actividad e inversión, para lo cual la estabilidad en las reglas de juego es fundamental”, recalca la Acgpp. Sergio Cabrales, doctor en Administración, profesor de la Maestría en Ingeniería de Petróleos de Los Andes y experto en economía y matemáticas para resolver problemas en el sector energético y sistemas financieros, explica que hay tres tipos de recobro en los campos, una vez se perfora sale el petróleo naturalmente, a eso se le llama recobro primario.

El secundario, que se hace en La Cira e Infantas, en Barranbermeja (Santander), corresponde a la inyección de gas, “porque cuando se saca petróleo se cae la presión de abajo, entonces se compensa esa caída; o de agua, como se hace en Cusiana (Piedemonte Llanero)”.

Y hay un tercer tipo de recobro, que se conoce como mejorado, al que hace alusión la ministra Vélez. “Es inyectarle algún químico, Co2, vapor o térmico para aumentar el final de lo que se extrae del pozo, es decir, sacar el aceite original que hay en la formación”.

El experto en hidrocarburos enfatiza en que esta técnica es segura en campos maduros porque hay menos riesgos, pero el problema son los costos, porque “si

22,7 %

del PIB departamental representa la exploración y producción petrolera en Santander, según Campetrol.

uno tiene un precio de 60 dólares por barril, esto no da para un recobro mejorado”.

Cuenta que Ecopetrol se dedica a exprimir sus campos maduros a través de recobro mejorado, es decir, inyecta agua y gas para tratar de lavar esa formación. “Eso es bueno, pero esta técnica no es que adicione muchas reservas, y depende de los precios internacionales”.

Cabrales insiste en que muchas técnicas de recobro mejorado implican, por ejemplo, perforar un pozo que, en vez de sacar, lo que se hace es inyectar gas o agua, “entonces toca perforar un pozo de 2 millones o 3 millones de dólares, convertirlo en inyector para lavar la formación... Empieza a salir más agua y te toca poner en marcha plantas de tratamiento. Eso tiene cantidades de Capex (gastos de capital) y Opex (gasto operativo) adicionales”.

¿Es viable en Colombia?

Tanto Acgpp como Campetrol coinciden en que ven viable esta técnica en este momento en Colombia. El primer gremio considera que esta tecnología juega un papel importante tanto para incrementar el factor de recobro de los campos como para repotenciarlos, es una manera de incrementar la productividad de los pozos”.

En Colombia, según la Acgpp, la puesta en marcha del recobro lleva casi 25 años, y durante este periodo ha ayudado a optimizar la producción.

“No obstante, al verlo en términos porcentuales el impacto no es tan grande, ayuda a mantener la producción, es de las herramientas digamos más útiles para hacer reposición de reservas, pero no es la única manera”, critica la asociación de geólogos y geofísicos.

Mientras que el segundo gremio apunta a que es una vía para prolongar la vida útil de los yaci-

mientos existentes. En primer lugar, porque permite aprovechar de manera más eficiente los recursos que hay en el subsuelo. Segundo, ayuda a maximizar la rentabilidad de los proyectos.

“La viabilidad de esta estrategia depende de diversos factores, como la geología de los yacimientos, la disponibilidad de tecnologías adecuadas, la inversión y el entorno económico y regulatorio. También aspectos ambientales y sociales asociados con la explotación”, advierte Campetrol.

No obstante, el ingeniero de petróleos Oscar Vanegas, profesor de Ingeniería en Energía en la Unab y de Ingeniería de Petróleos de la UIS, menciona tres inconvenientes que ponen en entredicho que el recobro sea tan viable en Colombia.

El primero es la falta de yacimientos con las reservas residuales y/o remanentes suficientes para recuperar hidrocarburos mediante el recobro mejorado.

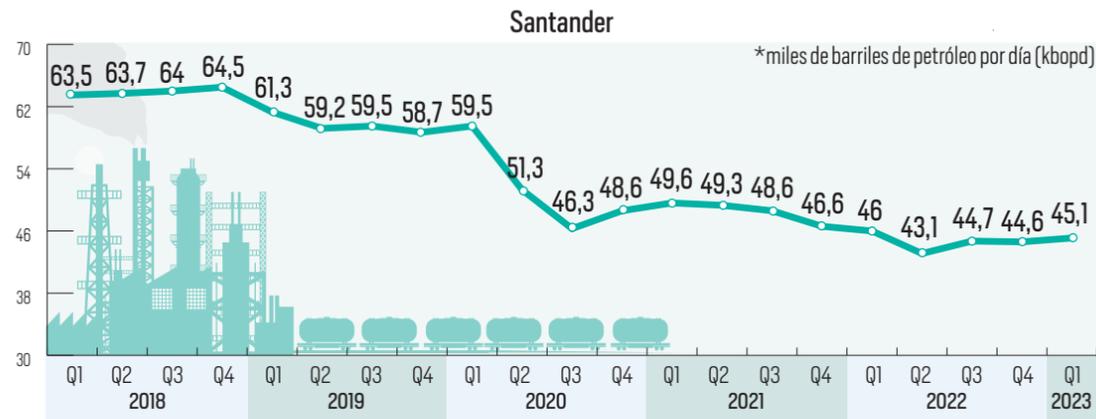
“El 81 % de los yacimientos descubiertos históricamente tienen menos de 50 millones de barriles originales, y el 54 % menos de 5 millones de barriles. Por otro lado, la mayoría de los grandes yacimientos descubiertos en la cuenca de los Llanos Orientales tienen empuje natural de agua, como Caño Limón, Rubiales, Castilla y Chichimene, en los cuales no se requiere más recobro mejorado”, explica el docente.

Agrega que aquellos pocos yacimientos gigantes, que bordean los 500 millones de barriles originales, como La Cira Infantas, Casabe, Llanito, entre otros, ya tienen recuperación (recobro) secundaria o terciaria implementada. “En Colombia no hay yacimientos candidatos para recobro mejorado”.

Un segundo inconveniente, según Vanegas, es la falta de apoyo a la investigación para el desarrollo de estas tecnologías. Y el tercero es la alta corrupción y tramitología en Colombia, “lo que hace muy costoso la implementación del recobro”.

Vanegas precisa que, en el caso de Ecopetrol (operador de los campos maduros), debe contratar o hacer convenios con las multinacionales dueñas de las tecno-

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO*



Fuente: ANH, cálculos de Campetrol.

RECOBRO EN VEZ DE MÁS EXPLORACIÓN

Como lo expresó la ministra Irene Vélez, el Gobierno Petro se la jugó por el recobro mejorado, en vez de continuar con más contratos de exploraciones. ¿Esta postura qué consecuencias trae para las reservas y recursos contingentes?

Campetrol advierte que la decisión de invertir en el recobro mejorado en Colombia dependerá de un análisis integral de los costos, beneficios y factores contextuales específicos del país. Para el gremio, hay varias consecuencias:

1. En cuanto a reservas existentes, insiste en que el recobro mejorado permitiría una extracción más eficiente de los yacimientos, aumentaría las reservas probadas y se aprovecharía al máximo el potencial de los ya descubiertos y prolongaría su vida útil.

2. Respecto a los recursos contingentes (aquellos que aún no se han descubierto, pero se consideran probables en áreas exploradas o en nuevas), el gremio afirma que, si el enfoque es el recobro mejorado, “habría una menor inversión para buscar nuevos yacimientos. Esto limitaría la identificación y el desarrollo de nuevos recursos contingentes”.

3. Campetrol advierte que, al centrarse en el recobro mejorado para los yacimientos existentes, se generaría una mayor dependencia de esos campos particulares. “Esto traería riesgos como el agotamiento gradual de los yacimientos y disminución de la producción a largo plazo, en especial, si no se compensa con nuevos descubrimientos o firmas de nuevos contratos”.

Asimismo, para el ingeniero de petróleos Óscar Vanegas, es un error histórico la no firma de nuevos contratos de exploración, pues depender de los campos maduros en declinación y sin prospectiva de recobro mejorado, es una aventura que pone en riesgo la seguridad energética y la autosuficiencia.

“Esta decisión nos llevará, en 5 años, a la importa-

ción de más combustibles y petróleo para refinar... Colombia es un país con baja prospectiva geológica petrolera, por lo cual, la probabilidad de descubrir grandes yacimientos es muy baja”. Asevera que el país tiene, prácticamente, solo campos menores, cuyo volumen para extraer mediante recobro mejorado no hace viable financieramente su implementación. “Depender, en términos petroleros, del recobro, es como si el país pretendiera depender económicamente de las alcancías que tenemos en nuestros hogares”. Por su parte, el académico Cabrales precisa que el recobro sí aumenta las reservas probadas, pero en menor proporción, pero en recursos contingentes, el impacto cambia porque no se están haciendo pozos nuevos.

“Con el recobro lo que se hace es ‘raspar la olla’, pero no es que se esté buscando ‘ollas nuevas’. Si el Gobierno piensa irse por esta vía, es como coger estos campos y exprimirlos lo que más puedan hasta el límite económico del recobro”.

El experto considera que en Colombia son rentables dos tipos de recobro. Uno es inyectar agua, por ejemplo, Ecopetrol produce 20 millones de barriles de agua al día y de petróleo más o menos 550 mil. A eso se le llama corte de agua en los campos de petróleo, es decir, de 100 barriles que se sacan, 80 son agua. El otro es inyectar gas, que ayuda a mover el petróleo. “El recobro térmico de inyectar vapor o el químico con Co2 casi no se hace en Colombia, porque son muy caros”.

Y el panorama es aún más grave en el sector gasífero porque el recobro no ha ayudado a mantener las adiciones de reservas, solo es del 11 % en el 2022. “En este el recobro no funciona también. Entonces esta vía no es para el gas, de golpe para el petróleo con pozos de desarrollo, pero en gas estamos muy mal, y esa no es la solución... Ahí vamos llevando la fiesta”.

logías. Esto hace que el barril que extraen con recobro sea muy costoso y no tenga cierre financiero, como ocurre con un proyecto piloto en el campo Chichimene (Arauca), en donde el barril le cuesta al menos 100 dólares.

¿Cuál es el límite del factor de recobro?

El recobro promedio en Colombia puede variar según los diferentes yacimientos y cuencas sedimentarias. Como se mencionó en párrafos anteriores, según la Acgpp, el recobro promedio de petróleo en el país va del 20 % al 40 % del petróleo original en sitio (POS). Es decir, que se recupera en promedio esos porcentajes del volumen total de petróleo presente en los yacimientos.

A renglón seguido, Campetrol explica que el límite máximo teórico de recuperación de petróleo en un yacimiento no se puede determinar de manera precisa, ya que varía en cada caso.

Según la ANH, en Colombia el factor de recobro promedio es de

23 % frente al 40 % a 60 % que se han alcanzado en otros países. Campetrol menciona que Colombia cuenta con activos que han logrado factores de recobro altos, como es el caso de Cavo Norte (60 %) y Rondón (57 %) en el área de Caño Limón, en Arauca.

Este gremio aclara que a medida que se incrementa el recobro, normalmente, se vuelve más difícil y costoso extraer los volúmenes restantes de hidrocarburos en esos pozos. Incluso, en algunos casos, la viabilidad técnica y económica puede ser limitada por lo costoso y riesgos medioambientales que conlleva.

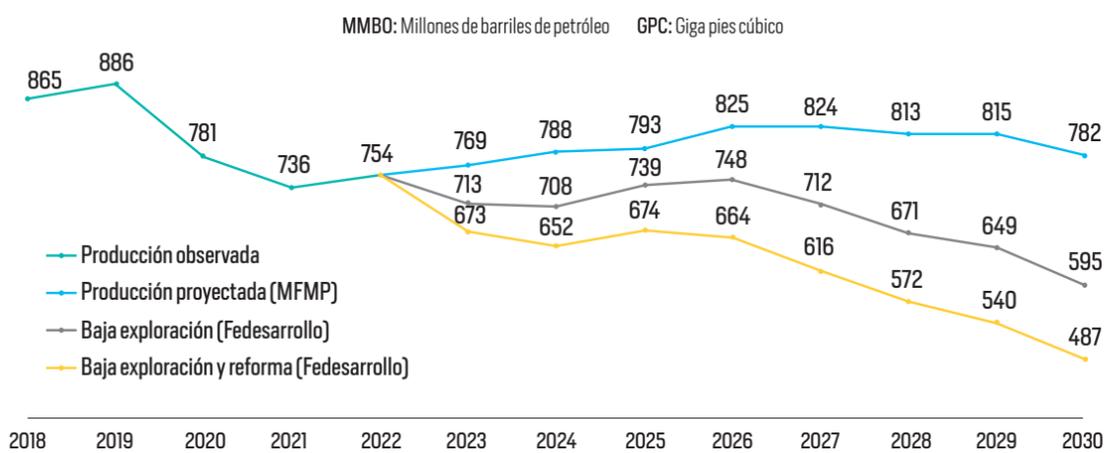
Sin embargo, según las cuentas e investigaciones del académico Cabrales, el 18 % o 19 % de ese aceite original que hay en la formación del yacimiento es lo que se puede extraer en Colombia. Y el mundo ese promedio asciende entre el 30 % y el 35%. “Pero por la formación que hay en el país y las condiciones geológica es difícil pasar del 18 % al 30 %”.

Es decir, de 100 barriles, en Colombia se sacan 18 barriles en promedio de un pozo. “Cualquier operación adicional de inyección aumenta un poco, pero no es que lleguemos a 23 %, como dice la ministra. Ese dato no es correcto... Es tanto que, si uno llegara a aumentar en 1 % ese factor de recobro a todos los campos de Colombia, se adicionarían 500 millones de barriles, eso nos alcanzaría para dos años de producción”.

El experto en hidrocarburos recalca que, si se tiene el barril a 100 dólares da para aplicar la técnica del recobro, porque se pueden adicionar más. “Pero esto no es tan rentable porque, si sale más costoso el barril, la utilidad será mucho menor... Estamos llegando al límite de lo que se puede hacer técnicamente en Colombia”.

Lea más detalles de este informe en vanguardia.com.

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO - MFMP (KBOPD)



Fuente: ANH



Optar por el recobro, que sea solamente la base, y no firmar más contratos de exploración, no es viable ni pertinente. Se debe seguir explorando para esa transición energética.

Luis Eduardo Jaimes, docente de Ingeniería en Energía de la Unab.

