

En este trabajo se presenta una herramienta de toma de decisiones mediante programación matemática mixta entera no lineal para definir la mejor estrategia de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono (EOR-CO₂).

MODELADO Y SIMULACIÓN

Estrategias óptimas para el desarrollo de yacimientos maduros en recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono

Por *Demian Presser, Vanina Cafaro y Diego Cafaro (INTEC, UNL-CONICET y Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Litoral)*

En un contexto donde la demanda global de recursos energéticos fósiles mantiene un crecimiento sostenido que contrasta con la naturaleza limitada de los mismos, la industria energética manifiesta una fuerte necesidad orientada a la exploración y la aplicación de tecnologías avanzadas de recuperación que permitan explotar cada posible fuente de recursos. Dos grandes alternativas se postulan con mayor relevancia en este sentido: la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y el aprovechamiento de recursos remanentes disponibles en yacimientos convencionales maduros.

Las técnicas de explotación terciaria, conocidas como EOR por sus siglas en inglés, persiguen la utilización de técnicas avanzadas para extraer el petróleo y gas remanentes en formaciones maduras. En particular, las técnicas EOR mediante dióxido de carbono (EOR-CO₂) han demostrado una alta efectividad para la recuperación adicional de hidrocarburos en este tipo de yacimientos. La premisa de estas técnicas radica en inyectar dióxido de carbono en la formación bajo condiciones específicas de manera de favorecer considerablemente la capacidad de recuperación. Adicionalmente, EOR-CO₂ se presenta como una de las mejores alternativas para la utilización productiva y rentable de las enormes cantidades de CO₂ antropogénico que se emiten al medio ambiente, dado que, en forma general, el dióxido de carbono empleado durante la recuperación se captura y almacena naturalmente en el yacimiento después de la culminación del proyecto.

En este trabajo se presenta una herramienta de toma de decisiones mediante programación matemática mixta entera no lineal (MINLP) que permite definir la mejor estrategia de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo mediante dióxido de carbono (EOR-CO₂), así como también establecer indicios precisos acerca de su potencial rentabilidad.

Planteamiento del problema

En el marco de la necesidad concreta por parte de la industria energética de formular y evaluar proyectos de recuperación terciaria que permitan aprovechar los recursos remanentes en yacimientos maduros, se detecta una escasez de herramientas prácticas que permitan establecer perspectivas de prefactibilidad sin incurrir en costosas simulaciones geológicas o estudios de campo sin contar con indicios válidos sobre la potencial rentabilidad. Este trabajo responde a dicho requerimiento, ya que presenta una herramienta de evaluación técnico-económica preliminar que al definir la mejor estrategia de operación de un proyecto EOR-CO₂ sobre un yacimiento maduro, permite reconocer si la iniciativa es promisoría económicamente. Si bien la infraestructura de recuperación secundaria puede aprovecharse en la implantación de tecnologías terciarias, otras numerosas inversiones entran en consideración, como la caracterización del sitio, el workover de perforaciones existentes, la instalación de tuberías y plantas para el reciclo y acon-

dicionamiento del CO₂, equipos de instrumentación y monitoreo, entre otras.

Con el objetivo de establecer un plan de operación de proyectos EOR-CO₂ que maximice el Valor Actual Neto esperado, y que a partir de los resultados permita tomar una decisión acerca de avanzar en la iniciativa, la herramienta desarrollada busca: (a) determinar qué pozos de un conjunto preestablecido de pozos nuevos y existentes deben operarse en el proyecto; (b) establecer la modalidad de operación de estos pozos, esto es, inyección o producción y su respectiva capacidad; (c) determinar en qué momento del horizonte de planeación conviene comenzar a operar cada uno de los pozos; (d) indicar cuándo es conveniente realizar un cambio de modo de operación de pozos inicialmente operados como productores; (e) cuantificar la tasa óptima de inyección de CO₂ en cada período, para cada pozo inyector; (f) configurar un programa de mantenimiento preventivo para cada pozo según frecuencias establecidas en la industria; y (g) definir la conveniencia de profundizar en estudios posteriores considerando la rentabilidad estimada.

Desarrollo técnico del trabajo

El enfoque propuesto consiste en la formulación de un problema de optimización mediante modelado matemático. El modelo de programación matemática desarrollado es de tipo mixto entero no lineal, que incluye variables tanto en dominios continuos (caudales de inyección, caudales de producción, fracciones de flujo, caudales acumulados y cuantificación de costos, inversiones y beneficios) como discretos (decisiones binarias acerca de operar pozos, modalidad de operación, realización de mantenimiento y número de pozos en operación en cada período).

Para reducir la complejidad computacional del problema y sostener su rigurosidad, se integran dos modelos

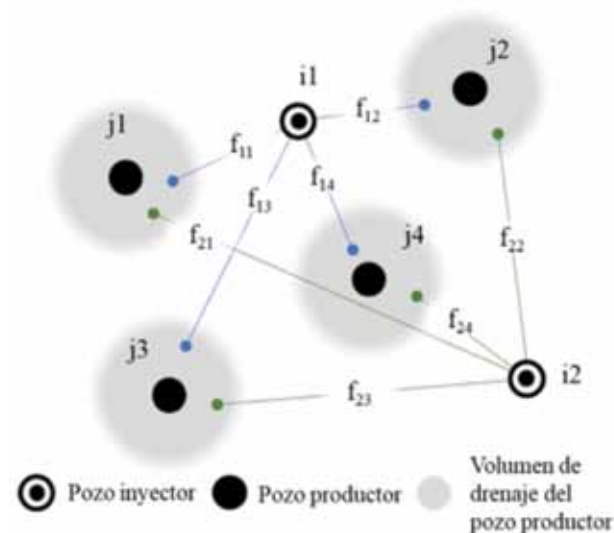


Figura 1. Conceptualización de conectividades entre pozos.

sencillos con amplio reconocimiento en la industria: (a) Modelo de Capacidad - Resistencia (CRM, por sus siglas en inglés)^{1, 2} y (b) Modelo de Flujo Fraccional (FFM)³. En tanto que el modelo CRM busca representar la respuesta del yacimiento a la inyección de fluido desplazante en distintos puntos a través de coeficientes de conectividad y tiempos de respuesta entre pares de pozos, el modelo FFM persigue la predicción de la proporción de petróleo que se obtiene en el caudal producido mediante ajuste de datos históricos del yacimiento⁴. Dado que el horizonte de planeación se establece en diez años, con discretización semestral, los tiempos transientes o de respuesta entre inyección y producción asociados al modelo CRM pueden considerarse irrelevantes. Esta suposición permite enfocar los esfuerzos en las conectividades entre pozos.

Asimismo, el factor de conectividad entre pozos (parámetro de CRM) es un concepto que refiere a la fracción de volumen inyectado en un pozo inyector i que es conducido a través de la formación hacia el área de drenaje de otro pozo productor j . Una representación gráfica del concepto puede apreciarse en la figura 1. El ajuste del parámetro f para cada par de pozos puede realizarse, con muy buenos resultados predictivos, mediante la información histórica de producción secundaria del yacimiento.

El modelo FFM, por su parte, asume un flujo bifásico incompresible y permite, mediante el ajuste de dos parámetros característicos a cada pozo (a_i y b_j), modelar y predecir la reducción de proporción de petróleo en el caudal de salida a medida que la inyección acumulada que concurre a dicho pozo se incrementa. El modelo asume una curva empírica de declinación de la producción de petróleo para cada uno de los pozos que puedan operarse como productores.

La reducción hiperbólica de productividad propuesta por el modelo FFM y el esquema de conectividades que plantea el modelo CRM se integran en la formulación matemática a través del concepto de arco. Un arco constituye una abstracción que vincula dos pozos y que se modela matemáticamente mediante una variable binaria que toma valor 1 cuando estos pozos están operando como inyector y productor, respectivamente. Relaciones matemáticas explícitas entre variables sirven para integrar los modelos CRM y FFM. En la ecuación 1, por ejemplo, puede apreciarse cómo el caudal que fluye entre pozos es determinado por la conectividad prevista por modelo CRM. Mientras que la ecuación 1b ajusta el flujo de CO₂ impulsado en pozos inyectores de acuerdo al número de productores vinculados al mismo.

$$QT_{Arc_{i,j,t}} \leq f_{i,j} QI_{i,t} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T, i \neq j \quad \text{Ec. 1}$$

$$QI_{i,t} \leq \sum_{ci \in CI} \left(Cap_{ci} \sum_j f_{i,j} X_{Arc_{i,j,t,ci}} \right) \quad \forall i \in I, t \in T \quad \text{Ec. 2}$$

$QT_{Arc_{i,j,t}}$ representa el caudal volumétrico que fluye desde el pozo inyector i al pozo productor j durante el período t ; $f_{i,j}$ representa la conectividad asociada a los

pozos j e i operando como productor e inyector, respectivamente; $QI_{i,t}$ indica el caudal de CO₂ inyectado en el pozo i durante t . $X_{Arc_{i,j,t,ci}}$ es una variable binaria que define si durante el período t , j e i están operando como productor e inyector, respectivamente, con este último con capacidad de instalaciones ci . Existen otras ecuaciones que restringen la circulación a través de un arco solo si su binaria $X_{Arc_{i,j,t,ci}}$ se presenta activa. Además, los flujos son redistribuidos cuando no todos los pozos productores de posible asociación con el inyector i se encuentran operando.

Las ecuaciones 2 y 3 se emplean para modelar la declinación de producción hiperbólica propuesta por el modelo FFM teniendo en cuenta la inyección acumulada recibida por el productor j .

$$CGI_{i,j,t} \geq \sum_{t' \leq t} QT_{Arc_{i,j,t'}} + \sum_{t' \leq t} QT_{Arc_{j,i,t'}} \quad \forall i \in I, j \in J, t \quad \text{Ec. 3}$$

$$Q_{oilArc_{i,j,t}} \leq \frac{QT_{Arc_{i,j,t}}}{1 + a_j CGI_{i,j,t}^{b_j}} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T \quad \text{Ec. 4}$$

En estas ecuaciones $CGI_{i,j,t}$ modela el volumen acumulado de CO₂ que ha fluido a través del arco conformado por los pozos j e i hasta el período t ; mientras que $Q_{oilArc_{i,j,t}}$ representa el caudal de petróleo que fluye a través del arco $i - j$ durante t .

Dado que el objetivo último de la herramienta es predecir la rentabilidad potencial del proyecto para decidir si es conveniente profundizar en estudios más complejos, la función objetivo del problema de optimización propone maximizar el Valor Actual Neto (VAN), modelado mediante la ecuación⁵. El parámetro I_0 refiere a la inversión inicial requerida para emprender el proyecto (incluyendo los estudios previos), FC_k representa el flujo de caja correspondiente al período anual k , y la variable EOR denota una variable binaria cuyo valor es 1 si se decide por la ejecución del proyecto.

$$\text{Max} \quad \text{VAN} = -I_0 EOR + \sum_{k \in K} \frac{FC_k}{(1+r)^k} \quad \text{Ec. 5}$$

Otras ecuaciones técnicas y económicas completan la formulación matemática del problema. Por otra parte, el tratamiento de los datos históricos para arribar a parámetros cuantitativos válidos resulta un aspecto clave en la resolución del problema. En forma general, el modelo comprende más de 90.000 ecuaciones y 50.000 variables.

Resultados obtenidos

La herramienta desarrollada fue aplicada en un caso de estudio testigo de dimensiones reducidas, obteniéndose resultados que sugieren una producción adicional de hidrocarburos de aproximadamente un 10% del petróleo original en sitio, aunque no compensando la inversión inicial global requerida en el tiempo de evaluación del proyecto (10 años). La configuración de pozos sugerida para los períodos 1, 10 y 20, respectivamente,

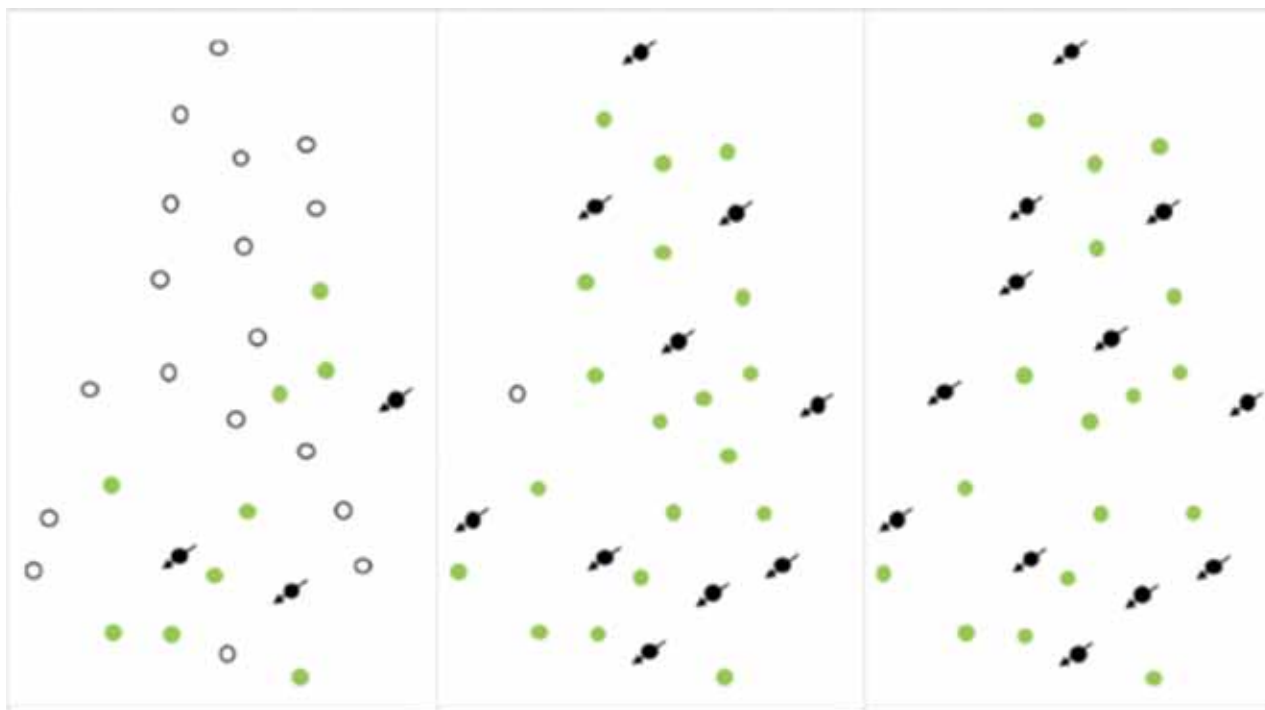


Figura 2. Configuración óptima del desarrollo del yacimiento para los períodos 1, 10 y 20, respectivamente. Los puntos vacíos representan pozos no operativos, los puntos atravesados por flechas pozos inyectoros y el resto productores.

puede apreciarse en la figura 2. La mejor solución obtenida sugiere que el proyecto no sería potencialmente rentable sin un esquema de precios internacionales del petróleo por encima de los 95 USD en todos los períodos.

La formulación matemática para el caso de estudio se implementó en la plataforma de modelado algebraico GAMS, y se resuelve utilizando el algoritmo DICOPT, con subprogramas CONOPT para las sucesivas relajaciones continuas no lineales (NLP) del modelo y CPLEX para las aproximaciones lineales con variables discretas (MILP). Su resolución insume gran cantidad de tiempo de CPU, superando las 36 h de cálculo en una PC Intel i7 4800MQ, 32 GB de RAM y GPU NVIDIA Quadro K3100M.

Conclusiones

Se abordó, de una manera novedosa, la definición de estrategias de operación de proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) con CO₂ mediante un modelo de programación matemática MINLP. La metodología propuesta constituye una herramienta ágil de soporte a la toma de decisiones que evita simulaciones de reservorios costosas en casos en donde los resultados no resultan prometedores a priori. Se trata de una técnica eficaz que responde a una demanda fundamental de la industria energética moderna y que puede nutrirse considerablemente mediante el acople con técnicas de digitalización de yacimientos bajo el paradigma de Industria 4.0, permitiendo la captura de datos fehacientes para su parametrización.

Los resultados obtenidos aparecen como promete-

dores para el caso de estudio evaluado, obteniendo una producción adicional significativa respecto a la instancia de producción secundaria. Muchos reservorios operan en nuestro país con una producción de agua en torno al 98%, lo cual sugiere que la fase de producción secundaria está agotada. El análisis de los resultados de este proyecto lleva a extender el estudio a otros yacimientos cercanos, dado que un conglomerado de proyectos que compartan la utilización de las instalaciones, ductos y equipamiento podrían volver rentables las iniciativas individuales.

La herramienta se encuentra actualmente en nuevas fases de desarrollo, con una perspectiva de evolución a futuro orientada a la incorporación de modelos de representación de reservorios más fidedignos. Se espera, además, incorporar elementos estocásticos al análisis (sobre todo aquel vinculado al pronóstico de precios período a período⁵) y extender el enfoque a otras técnicas de explotación EOR con mayor potencial de aplicación en nuestro país, como la inyección de polímeros y surfactantes.

Referencias bibliográficas

1. Algharaib & N. A. Al-Soof, *Petrol. Sci. Technol.* 28, 198 (2012).
2. Tao & S. L. Bryant, *SPE Journal* 20, 5 (2015).
3. Eshraghi, M. R. Rasaei & S. Zendenboudi, *J. Nat. Gas Sci. Engn.* 32, 304 (2016).
4. Jamali & A. Ettehadtavokkol, *Petrol. Explorat. Develop.* 44, 132 (2017).
5. Drouven, D. C. Cafaro, & I. E. Grossmann, *Amer. Instit. Chem. Engn. J.* 62, 4297 (2017).