

# OPTIMIZACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE DIÓXIDO DE CARBONO

Demian J. Presser<sup>1,2</sup>, Vanina G. Cafaro<sup>1,2</sup> & Diego C. Cafaro<sup>1,2,\*</sup>

<sup>1</sup>Facultad de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Litoral (UNL),  
Santiago del Estero 2829, 3000 Santa Fe, Argentina

<sup>2</sup>Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química INTEC (UNL-CONICET),  
Güemes 3450, 3000 Santa Fe, Argentina  
(\*e-mail: dcafaro@fiq.unl.edu.ar)

## Resumen

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 de petróleo con dióxido de carbono (EOR-CO<sub>2</sub>). El enfoque surge de la necesidad de contar con herramientas prácticas para decidir acerca de la conveniencia de profundizar en iniciativas avanzadas para la producción de hidrocarburos, evitando incurrir en costosas simulaciones geológicas en casos donde los indicios de rentabilidad no sean lo suficientemente alentadores. De esta manera, el modelo propuesto busca establecer las mejores condiciones de operación para un proyecto EOR-CO<sub>2</sub> estimando el máximo Valor Actual Neto (VAN) esperable. El objetivo es seleccionar convenientemente los pozos productores e inyectores a operar en cada período, fijar la tasa de CO<sub>2</sub> a inyectar en cada pozo, y diagramar el plan de mantenimiento de pozos y conversiones requeridas para maximizar la productividad. Si bien el modelo formulado busca definir lineamientos para la explotación de campos maduros mediante representaciones confiables del comportamiento de los yacimientos, no pretende agotar en profundidad los aspectos técnicos vinculados a estos proyectos. El aporte fundamental de la herramienta es la determinación de una estrategia de explotación de recursos mediante EOR-CO<sub>2</sub> cuando el VAN esperado es positivo, y un criterio preciso para descartar casos en los cuales, aún en las mejores condiciones, la inversión no se justifique.

*Palabras clave:* EOR, dióxido de carbono, recuperación terciaria, optimización, programación matemática.

## Abstract

**Optimal strategies for carbon dioxide enhanced oil recovery.** This work presents a decision-making tool based on a mixed-integer nonlinear mathematical programming (MINLP) formulation to determine the best operation strategy for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (EOR-CO<sub>2</sub>) projects. The work is motivated by the need of a practical tool to decide

whether or not to carry out a deeper analysis on the development of mature oil fields, avoiding the use of sophisticated geologic simulations when there is no enough evidence that the project will be profitable. In this context, our mathematical formulation attempts to find the best operating conditions for an EOR-CO<sub>2</sub> project by maximizing the expected Net Present Value (NPV). The aim is to properly select the wells to be operated as injectors and producers during every time period, to establish the rate of CO<sub>2</sub> to inject into the wells, and plan the well maintenance and conversion tasks in order to maximize productivity. Although the proposed formulation provides general guidelines for the development of mature fields using reliable models to represent the behavior of the reservoirs, it does not pretend to exhaust technical details related to these projects. The main contribution of this work is the definition of strategic directions for the development of EOR-CO<sub>2</sub> in mature fields when the expected NPV is positive, and accurate criteria for discarding cases where, even under the best conditions, the project would be unprofitable.

*Key words:* EOR, carbon dioxide, tertiary recovery, optimization, mathematical programming.

## 1. Introducción

La denominación de yacimientos maduros se emplea, en forma general, para referirse a aquellos reservorios naturales de hidrocarburos en donde la productividad obtenida mediante métodos primarios o secundarios (inyección de agua), ya no es sostenible en términos económicos. Esto es, el caudal de petróleo producido en instancias tradicionales es demasiado bajo. La recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) es un concepto que refiere a un conjunto de metodologías o técnicas empleadas en yacimientos maduros, con la finalidad de extender su vida económica y alcanzar una recuperación mayor. Con ese objetivo se busca modificar las propiedades fisicoquímicas de los fluidos remanentes en la formación, de modo de favorecer la recuperación. Mientras que los métodos primarios y secundarios de recuperación permiten obtener entre un 25 y un 45% del petróleo original en sitio (OOIP, por sus siglas en inglés), ciertas técnicas de EOR logran rendimientos de hasta un 20% adicional.

Por su parte, la denominación EOR-CO<sub>2</sub> refiere a un tipo particular de técnicas EOR en la cual se emplea dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) como agente de recuperación. Si bien la técnica es conocida, con un importante desarrollo en los Estados Unidos y Canadá, en nuestro país se percibe como una nueva alternativa para aprovechar las reservas disponibles en yacimientos convencionales que no son fácilmente extraíbles mediante métodos primarios y secundarios. El interés por estos métodos surge de su excelente versatilidad en cuanto a las características geológicas y técnicas complementarias del campo donde se puede aplicar, así como también de la necesidad de encontrar una alternativa rentable para las enormes cantidades de CO<sub>2</sub> antropogénico que se emiten al medioambiente. En resumen, la

técnica EOR-CO<sub>2</sub> presenta posibilidades concretas, no sólo para la utilización del CO<sub>2</sub> como agente de recuperación de petróleo, sino también para su captura y secuestro natural.

Si bien muchas de las instalaciones remanentes de la producción secundaria se aprovechan en proyectos de recuperación terciaria con dióxido de carbono (perforaciones, baterías de almacenamiento, instrumental, etc.), existen numerosas inversiones a realizar en una eventual implementación. Éstas están referidas al retrabajo de pozos existentes para su operación con CO<sub>2</sub>, instalaciones para suministrar CO<sub>2</sub> al sitio productivo, plantas de reciclaje y acondicionamiento, perforación de nuevos pozos, caracterización de sitio, equipos de instrumentación y monitoreo, entre otros.

El modelo de programación matemática mixta entera no lineal (MINLP) que se propone en este trabajo constituye una herramienta rigurosa de toma de decisiones para determinar la mejor estrategia de operación de un proyecto EOR-CO<sub>2</sub>, sobre la base de un conjunto de decisiones claves. Para modelar el sistema productivo y predecir su comportamiento se emplean dos modelos sencillos combinados: (a) Modelo de Capacidad-Resistencia (Capacitance-Resistance Model o CRM) [1,2] y (b) Modelo de Flujo Fraccional (Fractional Flow Model o FFM) [3]. Mientras que el método CRM busca representar el comportamiento del reservorio asignando coeficientes de conectividad a cada par de pozos, el modelo FFM intenta predecir la proporción de petróleo en el caudal producido mediante ajustes de datos históricos del yacimiento [4]. Finalmente, el programa matemático planteado asume un carácter técnico-económico y permite evaluar a priori el potencial de un proyecto EOR-CO<sub>2</sub>.

## **2. Definición del problema**

Bajo la premisa de establecer un plan técnico-económico de operación de proyectos EOR-CO<sub>2</sub> maximizando el Valor Actual Neto esperado se definen variables de decisión críticas que buscan: (a) determinar qué pozos de un conjunto dado, incluyendo pozos nuevos y existentes, deben operarse en el proyecto; (b) establecer bajo qué modalidad deben operarse esos pozos, esto es, en modo inyector o productor, y su respectiva capacidad; (c) determinar en qué momento del horizonte conviene comenzar a operar cada uno de los pozos; (d) indicar cuándo es conveniente realizar un cambio de modo de operación en pozos inicialmente operados como productores; (e) cuantificar la tasa óptima de inyección de CO<sub>2</sub> en cada período, para cada pozo inyector; (f) disponer de un programa de mantenimiento preventivo para cada pozo según las frecuencias predeterminadas exigidas por la industria; y (g) definir, en última instancia, si es conveniente o no invertir (luego de profundizar estudios) en el proyecto.

### 3. Hipótesis principales

Algunas de las hipótesis más importantes para el abordaje, formulación y resolución del problema se resumen a continuación:

1. Se asume que los yacimientos sobre los cuales se aplica la herramienta fueron explotados mediante recuperación secundaria (por inyección de agua), de modo que se cuenta con información suficiente para modelar conectividades entre pozos y funciones estimadas de declinación productiva mediante los modelos CRM y FFM.
2. Se supone que los períodos transientes para alcanzar un estado de respuesta estable en pozos productores son irrelevantes para la toma de decisiones. La resolución temporal normalmente adoptada en el modelo involucra varios meses, mientras que los transientes están generalmente en el orden de unos pocos días. Este aspecto consigue una simplificación del modelo CRM, como se explica en la Sección 4.
3. Se asume que la conectividad entre pozos no varía en el tiempo. Esto implica que las líneas de flujo se mantienen a lo largo de todo el proyecto.
4. Se propone un modelo de programación matemática, mixto-entero lineal (MILP), para el hallazgo de una solución inicial. En esta aproximación se plantea una declinación de la productividad independiente del caudal de producción del pozo. Este artificio permite eliminar la no linealidad del problema en una primera instancia de resolución.
5. Tanto los precios de venta del petróleo producido como los de adquisición y suministro del CO<sub>2</sub> son inciertos. Para su pronóstico se supone que todas las compras y ventas se realizan al precio promedio del período anual en el que se efectúan. A su vez, a medida que se obtienen revisiones de pronósticos en el tiempo, el modelo puede adaptarse e ir corrigiendo estrategias.
6. Se asume una tasa de reciclaje de CO<sub>2</sub> fija y parámetros económicos determinísticos (tasa de descuento, costos operativos e inversiones, entre otros).
7. Los caudales producidos e inyectados son incompresibles, lo cual es acertado para fluidos como el petróleo, el agua y el dióxido de carbono en estado supercrítico, a las presiones normales de los reservorios. Sin embargo, pueden existir otros componentes en la mezcla de salida que no revistan esta condición. Se asume que el caudal producido puede evaluarse como una mezcla bifásica petróleo-CO<sub>2</sub> (el volumen de agua producida es bajo).
8. En la práctica, pueden existir más alternativas de inversión en términos de capacidad disponibles para cada pozo. A modo representativo, en este trabajo se consideran dos capacidades posibles para cada modo de operación.

### 4. Metodología empleada

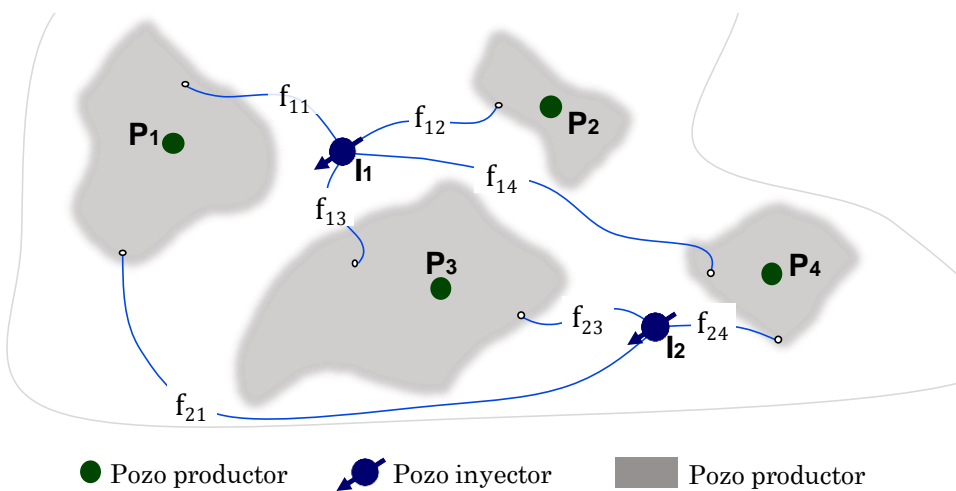
Para el abordaje del problema se formula un modelo de programación matemática mixto entero no lineal (MINLP), buscando un balance adecuado entre

simplicidad de cómputo y rigurosidad en la representación del comportamiento técnico-productivo. Con esta finalidad se integran en la formulación los dos modelos de uso extendido en la industria presentados anteriormente: el modelo Capacitivo-Resistivo (CRM) y el método de Flujo Fraccional (FFM).

El modelo CRM se emplea frecuentemente en el análisis del comportamiento productivo de reservorios en recuperación secundaria y terciaria [5-7]. El mismo utiliza dos parámetros esenciales: una constante de tiempo y un factor de conectividad asociado a cada par de pozos, basados en la respuesta inyección-producción histórica o prevista. El modelo CRM es capaz de lograr muy buenas representaciones del comportamiento con estos dos parámetros, cuyos valores están asociados a la permeabilidad e interacciones propias de la formación geológica que vincula a ambos pozos [2]. Básicamente, se busca predecir qué proporción de la cantidad inyectada en un pozo  $i$  impactará en el flujo de salida de un determinado pozo productor  $j$  [8]. La conectividad entre cada par de pozos hace referencia a la fracción del volumen inyectado en  $i$  que fluye hacia el área de drenaje de  $j$  en estado estacionario, y se denota con  $f_{i,j}$ . La constante de tiempo  $\tau_j$  refiere al período transiente necesario para que el productor  $j$  responda a la inyección y alcance el estado estacionario. Típicamente, las proporciones de flujo que se desplazan desde un inyector hacia los productores totalizan 100% en un sistema cerrado, o a veces menos, si existen fugas en el sistema tales como acuíferos conectados, fallas o trampas [9]. El concepto del parámetro  $f_{i,j}$  puede visualizarse en la Figura 1. Las Ecuaciones 1a y 1b presentan las condiciones que pesan sobre los coeficientes  $f_{i,j}$ .

$$f_{i,j} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J \tag{1a}$$

$$\sum_{j \in J} f_{i,j} \leq 1 \quad \forall i \in I \tag{1b}$$



**Fig. 1.** Conceptualización de conectividad entre pozos inyectores y áreas de drenajes de pozos productores.

En cuanto a la constante de tiempo  $\tau_j$ , la industria sugiere que los tiempos de respuesta de un pozo productor van desde los 7 a los 30 días. En este trabajo se propone una discretización semestral del horizonte de evaluación, cuya extensión se fija en 10 años. Por ende, los tiempos de estado transiente, donde el volumen producido en un pozo productor crece gradualmente hasta alcanzar el volumen de producción a estado estacionario, pueden resultar irrelevantes y complejizar computacionalmente el modelo en aspectos cuya contribución resultaría insignificante. En este sentido, de la ecuación principal de CRM (Ecuación 2a) puede obtenerse una simplificación razonable (Ecuación 2b) al evaluar el valor absoluto del exponente del número de Euler como suficientemente grande.

$$QT_{j,t} = QT_{j,t_0} e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_j}} + \left(1 - e^{-\frac{(t-t_0)}{\tau_j}}\right) \sum_{i \in I} f_{i,j} QI_{i,t} \quad \forall j \in J, t \in T \quad (2a)$$

$$QT_{j,t} = \sum_{i \in I} f_{i,j} QI_{i,t} \quad \forall j \in J, t \in T \quad (2b)$$

Siendo  $QT_{j,t}$  el caudal total producido por el pozo productor  $j$  en el período semestral  $t$ ;  $QI_{i,t}$  el caudal total inyectado en el pozo productor  $i$  en el período semestral  $t$ ;  $\tau_j$  la constante de tiempo del pozo productor  $j$  expresada en las mismas unidades que  $t$  y  $f_{i,j}$  el factor de conectividad entre el pozo inyector  $i$  y el pozo productor  $j$ .

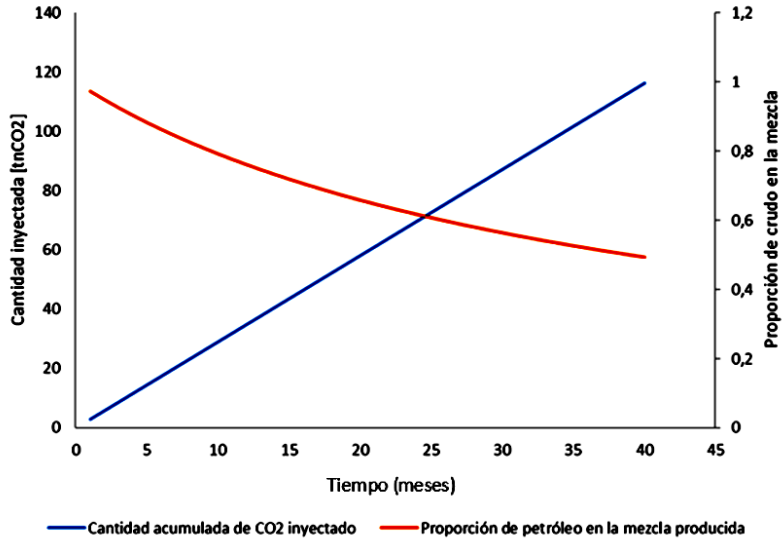
De esta manera, el modelo CRM puede reducirse, para este caso particular, a la estimación de un único parámetro  $f_{i,j}$  referido a la conectividad entre pozos. El ajuste de este parámetro puede realizarse, con muy buenos resultados, mediante información histórica de la operación del yacimiento [2].

Por su parte, el método FFM presenta una forma de predecir la proporción de petróleo en el caudal volumétrico de un pozo productor  $j$ , tomando como referencia el volumen inyectado que ha alcanzado a dicho productor hasta el momento. Para ello, se asume que la mezcla de salida en un productor se compone de dos fases incompresibles, y se ajustan dos parámetros típicos para cada pozo  $j$ . Más específicamente, los parámetros  $a_j$  y  $b_j$  permiten modelar la reducción de la proporción de crudo en el caudal de salida a medida que la producción acumulada se incrementa, tal como se desprende de las Ecuaciones 3a y 3b,

$$Qoil_{j,t} = \frac{QT_{j,t}}{1 + a_j CGI_{j,t}^{b_j}} \quad \forall j \in J, t \in T \quad (3a)$$

$$CGI_{j,t} = \sum_{t' < t} \sum_{i \in I} f_{i,j} QI_{i,t'} \quad \forall j \in J, t \in T \quad (3b)$$

En dichas ecuaciones, la variable  $Qoil_{j,t}$  representa el caudal de petróleo producido por el pozo productor  $j$  en el período semestral  $t$ , mientras que la variable  $CGI_{j,t}$  refiere al caudal volumétrico acumulado de  $CO_2$  que alcanzó al productor  $j$  hasta el período semestral  $t$ . La Figura 2 ejemplifica la evolución de la proporción de petróleo en el caudal de salida de un pozo de recuperación terciaria ante una inyección a tasa constante, esto es, incrementando la variable  $CGI_{j,t}$  en forma lineal.



**Fig. 2.** Ejemplo FFM: evolución hiperbólica de la proporción de petróleo en el caudal de salida ante una acumulación lineal de  $CO_2$  alcanzando al pozo productor.

Es de desatacar que ambos modelos (CRM y FFM), con modificaciones menores, se integran a la formulación matemática propuesta mediante el concepto de arco. La entidad “arco”  $i$ - $j$  constituye una abstracción que vincula a dos pozos  $i$  y  $j$ , y se modela mediante una variable binaria que se activa cuando estos pozos operan como inyector y productor, respectivamente. Estas relaciones se establecen en las Ecuaciones 4a, 4b y 4c.

$$XArc_{i,j,t,ci} \geq \sum_{cp \in CP} Pr_{j,t,cp} + Iny_{i,t,ci} - 1 \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T, ci \in CI \quad (4a)$$

$$\sum_{ci \in CI} XArc_{i,j,t,ci} \leq \sum_{cp \in CP} Pr_{j,t,cp} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T \quad (4b)$$

$$XArc_{i,j,t,ci} \leq Iny_{i,t,ci} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T, ci \in CI \quad (4c)$$

$XArc_{i,j,t,ci}$  es una variable binaria cuyo valor es igual a 1 si los pozos  $j$  e  $i$  operan como productor e inyector (este último con capacidad  $ci$ ) respectivamente, en el semestre  $t$ . Por su parte, la variable binaria  $Iny_{i,t,ci}$  toma

valor 1 si el pozo  $i$  se opera como inyector en el semestre  $t$  con capacidad  $ci$ . Finalmente, la variable binaria  $Pr_{j,t,cp}$  adopta valor 1 si el pozo  $j$  se opera como productor en el semestre  $t$ , con capacidad  $cp$ .

Mediante la Ecuación 5 se indica que el caudal volumétrico fluyendo entre pozos queda restringido a la proporción prevista para esa dirección según el modelo CRM. Sobre la base del mismo modelo, la cantidad a inyectar en un determinado pozo  $i$  se limita de acuerdo con la cantidad de pozos productores conectados al mismo, según la Ecuación 6. Esto es relevante ya que habiendo pozos a través de los cuales no pueda fluir el caudal inyectado, la presión no debería crecer en forma ilimitada, sino ajustarse a la presión máxima admitida para el reservorio. Esta representación guarda una fidelidad razonable con situaciones prácticas.

$$QTArc_{i,j,t} \leq f_{i,j} QI_{i,t} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T, i \neq j \quad (5)$$

$$QI_{i,t} \leq \sum_{ci \in CI} \left( CapI_{ci} \sum_j f_{i,j} XArc_{i,j,t,ci} \right) \quad \forall i \in I, t \in T \quad (6)$$

En las ecuaciones anteriores, la variable  $QTArc_{i,j,t}$  representa el caudal volumétrico que fluye entre los pozos  $i$  y  $j$  durante el período  $t$ , mientras que el parámetro  $CapI_{ci}$  refiere a la capacidad de inyección en unidades de volumen por unidad de tiempo para la denominación  $ci$ .

Existen otras ecuaciones que restringen la circulación a través de un arco o área de drenaje al único caso en que la binaria asociada esté activa (Ecuación 7), y redistribuyen los flujos cuando no todos los pozos productores que tienen algún grado de conectividad con un determinado inyector están operando (Ecuación 8). Por su parte, las Ecuaciones 9 y 10 se encargan de modelar la declinación productiva que sufren los arcos a causa de su operación histórica, entre otras ecuaciones que modelan aspectos técnicos y contribuyen a la representación productiva del campo.

$$QTArc_{i,j,t} \leq CapMAX \sum_{ci \in CI} XArc_{i,j,t,ci} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T \quad (7)$$

$$QTArc_{i,j,t} f_{i,i'} \leq QTArc_{i,i',t} f_{i,j} + CapMAX \sum_{cp \in CP} (2 - Pr_{i',t,cp} - Pr_{j,t,cp}) \quad (8)$$

$$\forall (i, i') \in I, j \in J, t \in T, i \neq i' \neq j$$



$$CGIJ_{i,j,t} \geq \sum_{t' < t} QTArc_{i,j,t'} + \sum_{t' < t} QTArc_{j,i,t'} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T \quad (9)$$

$$QoilArc_{i,j,t} \leq \frac{QTArc_{i,j,t}}{1 + a_j CGIJ_{i,j,t}^{b_j}} \quad \forall i \in I, j \in J, t \in T \quad (10)$$

En forma análoga a la variable  $CGI_{j,t}$ , la variable  $CGIJ_{i,j,t}$  representa el volumen acumulado de CO<sub>2</sub> inyectado en el pozo  $i$  que alcanzó al productor  $j$  hasta el período  $t$ .

Es importante destacar que la Ecuación 10 representa la declinación hiperbólica de productividad que se observa cuando se analizan datos de producción de pozos en EOR. Dicha ecuación, esencialmente derivada del modelo FFM, determina que la formulación matemática sea de tipo no lineal. Sin embargo, puede realizarse una aproximación lineal conservadora para obtener una primera solución y así reducir considerablemente los tiempos de cómputo en la resolución del problema. Tal abordaje consiste en suponer que cada pozo seleccionado como productor obtiene un volumen de fluido máximo constante, impulsado por los arcos que lo vinculan con pozos inyectores. De esta manera, se convierte la dependencia volumétrica de la productividad de un pozo en una dependencia temporal, asumiendo que en cada pozo la proporción de petróleo se reduce en el tiempo del mismo modo en que lo haría produciendo a máxima capacidad, comenzando en el momento en que inicia su operación.

Finalmente, dado que la herramienta de optimización pretende decidir sobre la conveniencia de invertir en un proyecto EOR-CO<sub>2</sub>, se propone maximizar una función objetivo de carácter económico: el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, definido en la Ecuación 11.

$$Max \quad VAN = -I_0 EOR + \sum_{k \in K} \frac{FC_k}{(1+r)^k} \quad (11)$$

En la función objetivo, el parámetro  $I_0$  refiere a la inversión inicial requerida para emprender el proyecto, mientras que la variable  $FC_k$  representa el flujo de caja correspondiente al período anual  $k$ . Por su parte, la variable binaria  $EOR$  toma valor 1 sólo en caso de que se decida ejecutar el proyecto. Por lo tanto, maximizar la función objetivo presentada en (11) implica maximizar la variable  $FC_k$  cuya conformación vincula aspectos técnicos y económicos del proyecto. Cada flujo de caja está directamente relacionado a los ingresos, costos fijos, costos variables e inversiones asociados al proyecto. Los ingresos se calculan en forma directa mediante la producción de petróleo y el precio promedio para cada período anual  $k$  (Ecuación 12).

$$Ing_k = \sum_{i \in I} \sum_{t \in U(k)} Qoil_{i,t} Poil_k \quad \forall k \in K \quad (12)$$

En la Ecuación 12, la variable  $Ing_k$  da cuenta de los ingresos previstos para el año  $k$ ,  $Poil_k$  es un parámetro que refiere al precio promedio pronosticado para el año  $k$ , y  $U(k)$  es el subconjunto de semestres contenidos en el año  $k$ .

Adicionalmente, la formulación incluye restricciones de naturaleza económica que por cuestiones de simplificación no se presentan en el trabajo. Los costos fijos se modelan en función de la cantidad de pozos operando en cada período, mientras que los costos variables se calculan de acuerdo con la cantidad de CO<sub>2</sub> adquirida, la cantidad de CO<sub>2</sub> reciclada, y los caudales producidos de cada componente de la mezcla (petróleo + CO<sub>2</sub>) que deben transportarse, separarse y eventualmente almacenarse. Las inversiones, por otra parte, toman en consideración desembolsos vinculados al retrabajo de pozos existentes para su operación en EOR, la conversión de pozos productores a inyectores que puedan sugerirse, la caracterización inicial del sitio, la instrumentación de instalaciones, los equipos de acondicionamiento de CO<sub>2</sub> de acuerdo con los volúmenes previstos para la operación, la perforación y terminación de pozos nuevos, entre otros.

Por otra parte, se incluyen inversiones diferenciadas en el modelado de pozos productores e inyectores en términos de capacidad. Se asumen diferentes capacidades posibles para el equipamiento de operación, y la existencia de cierta economía de escala aprovechable. Dicho de otro modo, la inversión en capacidades mayores reduce los costos operativos e inversiones por unidad producida.

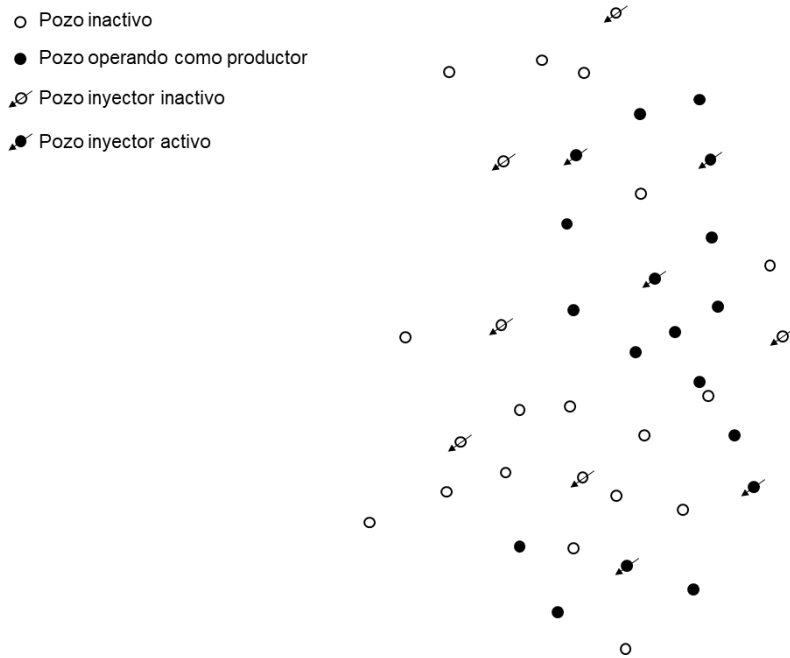
De esta manera, y combinando las decisiones sobre múltiples variables críticas, se pretende maximizar el valor esperado del proyecto EOR-CO<sub>2</sub> y definir sobre la conveniencia de invertir en la estrategia.

## 5. Caso de estudio

A modo ilustrativo, la formulación matemática propuesta se ha aplicado a un caso de estudio real, en un yacimiento localizado en la provincia de Mendoza, Argentina. El área de reserva evaluada está constituida por dos regiones diferenciadas como Sur y Norte, que están en operación desde el año de su descubrimiento, en 1954. La región Sur, por un lado, debido a sus características, continúa en operación mediante métodos primarios, mientras que la región Norte es actualmente operada mediante inyección de agua salada de formación.

La región Norte es de particular interés para la aplicación de la herramienta desarrollada. Su factor de recuperación actual, debido a la aplicación de técnicas secundarias, alcanza el 14,5%, con una recuperación económica prevista inicialmente en 14,9%. Se observa, en efecto, una alta proporción de agua en los caudales producidos, pudiendo catalogarse esta área de reserva como de alta

maduración. Esto es, un área de reserva de especial interés para la formulación de técnicas EOR que permitan extender su vida útil. La producción actual del yacimiento es considerablemente baja, con 18 pozos activos, de los cuales 5 son inyectores y 13 productores, y se encuentra actualmente operando bajo un esquema similar al que se muestra en la Figura 3.

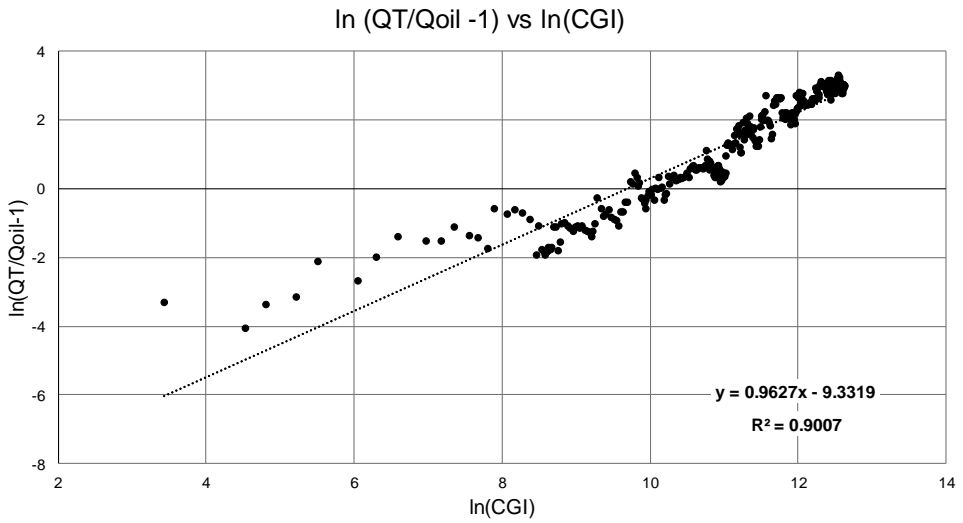


**Fig. 3.** Disposición actual de pozos en la región Norte del yacimiento testigo.

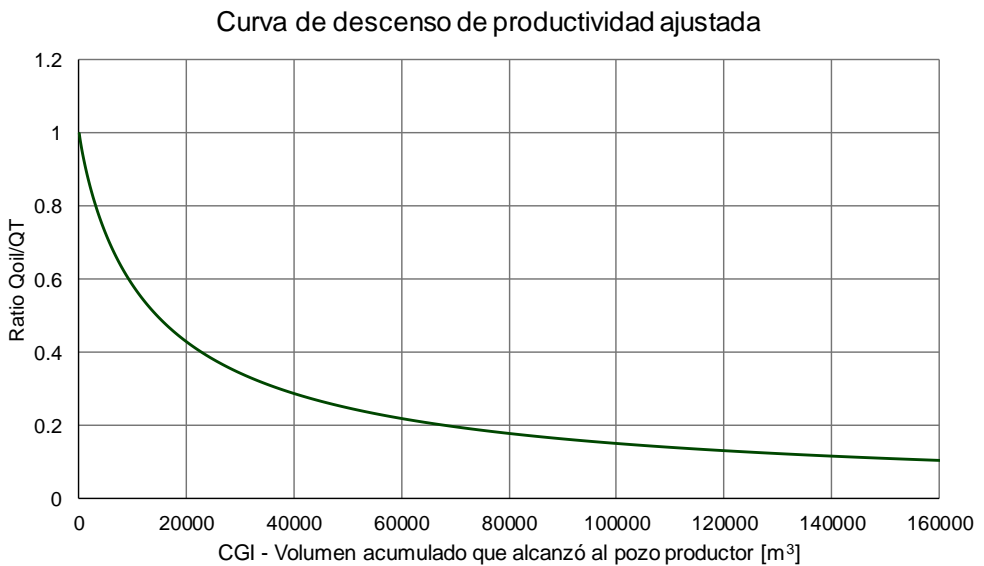
Para resolver el problema se cuenta con la historia de producción del área de reserva, así como de cada uno de los pozos que fueron utilizados alguna vez. Estos datos se emplean para estimar los parámetros principales del modelo FFM. Para ello, se opera algebraicamente sobre la expresión 3a, obteniendo la Ecuación 13.

$$\ln\left(\frac{QT_{j,t}}{Q_{oilj,t}} - 1\right) = \ln(a_j) + b_j \ln(CGI_{j,t}) \quad \forall j \in J, t \in T \quad (13)$$

Bajo la forma matemática de la Ecuación 13, y utilizando los datos históricos, se emplean regresiones lineales para obtener los valores de los parámetros  $a_j$  y  $b_j$  que mejor se ajustan al comportamiento de cada uno de los pozos que alguna vez operaron como productores. De este modo, se logra estimar la curva característica de decrecimiento de productividad, tal como se muestra en las Figuras 4a y 4b. El procedimiento no se aplica a pozos que ya han operado como inyectores, dado que éstos no pueden revertir su modo de operación.



**Fig. 4a** Ajuste lineal realizado sobre la base de información productiva histórica de un pozo productor



**Fig. 4b** Curva característica de productividad, estimada para el pozo de la Fig. 4a

Por su parte, los coeficientes de conectividad entre pozos también se obtienen a partir de información histórica. Para ello se emplea un software específico de visualización y análisis de reservorios que permite estimar las líneas de flujo para las perforaciones ya realizadas, ajustando los datos históricos disponibles y consiguiendo una representación de mallas fidedigna. Este procedimiento permite obtener los valores estimados de proporciones de flujos ( $f_{i,j}$ ) entre cada par de pozos, tal como se muestra en la Figura 5.

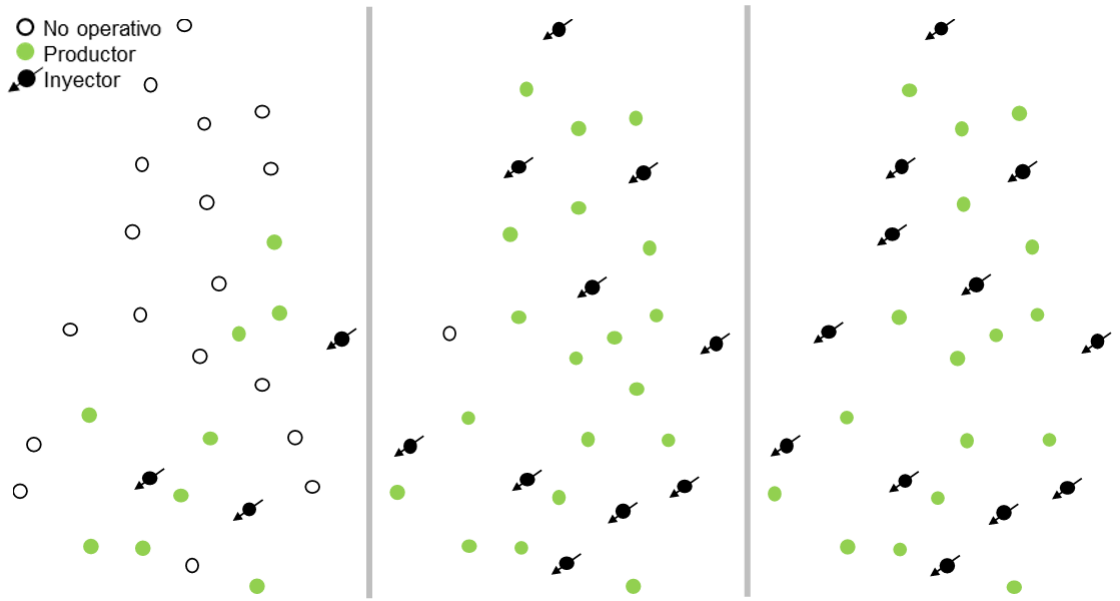


La mejor solución encontrada para el caso testigo indica que el proyecto no debería ejecutarse si los precios del crudo se mantienen en niveles inferiores a los 95 dólares por barril. En esas condiciones, no hay estrategia de operación posible bajo la técnica de recuperación EOR-CO<sub>2</sub> que garantice su viabilidad económica.

Se propone entonces un artilugio para analizar exhaustivamente los resultados que habría arrojado el modelo en caso de que la solución indicara la conveniencia de ejecutar el proyecto de recuperación terciaria para el área de reserva bajo estudio. Más precisamente, para visualizar la estrategia óptima sugerida por la herramienta de decisión en caso de que el proyecto fuera rentable, se activa la variable binaria que decide por la ejecución del proyecto, forzándola a tomar valor igual a 1. En este caso, el tiempo insumido para la resolución del modelo MILP es de 133.685 segundos de CPU. Los resultados productivos son, en efecto, muy alentadores, previéndose una producción adicional de aproximadamente un 10% del OOIP para 10 años de operación en EOR-CO<sub>2</sub>. Esto es, en forma comparativa, un 10% más de lo que se obtuvo por producción secundaria en 10 años, y un 90% más respecto a la producción primaria extraída en un período similar. Sin embargo, en términos económicos, esta alta productividad no es suficiente para compensar las inversiones requeridas, motivo por el cual la solución original sugiere no emprender el proyecto.

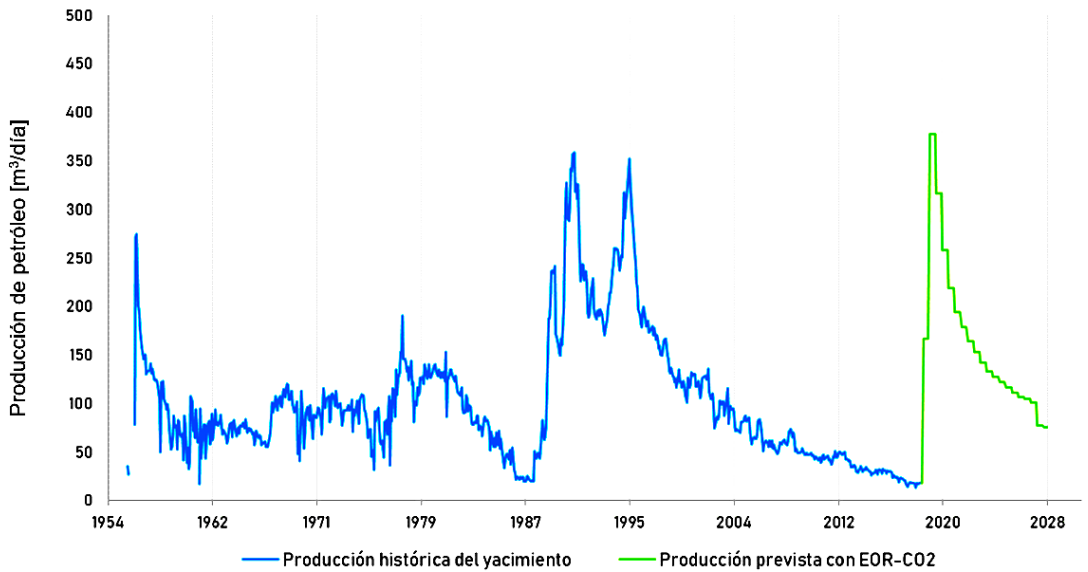
En la Figura 6 pueden apreciarse tres momentos diferenciados del horizonte temporal que muestran cómo evoluciona la operación de pozos diagramada por la herramienta, bajo la hipótesis de forzar la ejecución del proyecto EOR. Una primera observación sugiere que los precios iniciales del crudo, un tanto bajos, podrían postergar las inversiones productivas hacia momentos en donde se prevé una mayor rentabilidad económica. Esto es coherente con la importancia temporal de los ingresos y las erogaciones. Tanto los desembolsos como las recaudaciones impactan de mayor manera en el VAN cuanto más recientes son. Esto implica que realizar inversiones muy elevadas en los primeros períodos, en donde los ingresos podrían verse afectados por bajos precios del crudo, no sería razonable. Por lo anterior, tanto las inversiones como la producción se postergan a la espera de contextos más favorables.

Por otra parte, la posibilidad de cambiar el modo de operación de ciertos pozos productores a inyectoras hacia el final del horizonte sugiere un agotamiento de recursos en las inmediaciones de dichos pozos y la necesidad de aprovechar otros vínculos que podrían ser más rentables.



**Fig. 6.** Disposición de pozos y modo de operación en los períodos semestrales 1, 10 y 20, respectivamente.

La Figura 7 muestra una estimación de la reactivación productiva del yacimiento bajo la modalidad EOR. La curva verde representa una proyección de la producción de petróleo luego de la implementación del proyecto, con las variables de decisión fijadas en valores óptimos.



**Fig. 7.** Evolución productiva EOR-CO<sub>2</sub> prevista para el yacimiento a partir de optimizar variables críticas del proyecto.

## 6. Conclusiones

Como corolario de este trabajo se puede afirmar que la herramienta de programación matemática desarrollada configura una forma original y rigurosa de abordar decisiones críticas en proyectos de recuperación mejorada de petróleo con CO<sub>2</sub>. El mayor aporte de la formulación propuesta radica en arrojar resultados a priori acerca de la conveniencia de seguir explorando técnicas avanzadas de producción, todo esto sin involucrar modelos detallados de simulación geológica de reservorios, de elevado consumo de tiempo y recursos. Respuestas positivas de la herramienta podrían dar sustento a análisis más profundos, mientras que resultados desalentadores permitirían descartar proyectos no rentables muy rápidamente.

En casos en los cuales la decisión sea no invertir en EOR-CO<sub>2</sub>, los resultados podrían inducir a planificadores y analistas de proyectos a evaluar la iniciativa de manera diferente y testear la validez de nuevas estrategias. Por ejemplo, podría evaluarse la integración de diferentes proyectos que compartan inversiones en infraestructura, tales como yacimientos maduros en regiones cercanas, cuya productividad pueda ser potenciada con técnicas EOR. Promover resultados sinérgicos para reducir el nivel de emisiones de la propia industria con un fin productivo, que permita no sólo obtener ganancias sino también ahorros en penalidades o multas, podría ser la clave para volver rentables estas iniciativas.

En síntesis, la propuesta desarrollada ha permitido poner a disposición una herramienta ágil para la toma de decisiones, en la etapa de pre-inversión de proyectos EOR-CO<sub>2</sub>.

Si bien los resultados para el caso de estudio testigo se obtienen en tiempos de cómputo aceptables, las líneas generales de mejora sugieren reducir el uso de CPU, intentado aproximar de mejor manera funciones de producción y lógicas de representación del problema. Se espera luego incorporar elementos estocásticos y de escenarios al análisis [10], y en última instancia extender el concepto a herramientas análogas para otros métodos EOR.

## Agradecimientos

Agradecemos el financiamiento recibido de parte del CONICET y la Fundación YPF a través del proyecto PIO 13320150100009CO y de la Universidad Nacional del Litoral a través del proyecto CAI+D 2016-101. También agradecemos a la empresa YPF S.A. por los datos provistos para el caso testigo abordado en la Sección 5.

### **Nomenclatura**

*Conjuntos*

*CI*: capacidades posibles para pozos inyectores



$CP$ : capacidades posibles para pozos productores

$I \equiv J$ : pozos existentes o nuevos, con ubicación predefinida

$K$ : períodos anuales

$T$ : períodos semestrales

$U(k)$ : períodos semestrales contenidos en el año  $k$

### Parámetros

$a_j$ : coeficiente de declinación inicial de productividad asociado al pozo  $j$

$b_j$ : exponente de declinación de productividad asociado al pozo  $j$

$CapI_{ci}$ : caudal máximo de inyección de  $CO_2$  para la capacidad  $ci$

$CapMAX$ : caudal máximo absoluto en unidades de volumen por semestre

$f_{i,j}$ : coeficiente de conectividad asociado a un par de pozos  $i-j$

$I_0$ : inversión inicial requerida por el proyecto

$Poil_k$ : precio promedio del barril de petróleo pronosticado para el período  $k$

$r$ : tasa de descuento del capital para evaluar el proyecto

$\tau_j$ : constante de tiempo asociada al estado transiente del pozo  $j$

### Variables

$CGI_{j,t}$ : volumen acumulado de  $CO_2$  que alcanzó al pozo  $j$  hasta el semestre  $t$

$CGI_{i,j,t}$ : cantidad total de  $CO_2$  inyectada en  $i$  que alcanzó al pozo productor  $j$  hasta el semestre  $t$

$EOR$ : variable binaria que indica la conveniencia de continuar explorando la iniciativa de recuperación terciaria con  $CO_2$

$FC_k$ : flujo de caja correspondiente al período  $k$

$Ing_k$ : Ingresos económicos correspondientes al período  $k$

$Iny_{i,t,ci}$ : variable binaria que indica que el pozo  $i$  opera como inyector, con capacidad  $ci$ , durante el semestre  $t$

$Pr_{j,t,cp}$ : variable binaria que indica que el pozo  $j$  opera como productor, con Capacidad  $cp$ , durante el semestre  $t$

$QI_{i,t}$ : volumen de  $CO_2$  inyectado en el pozo  $i$  durante el semestre  $t$

$QoilArc_{i,j,t}$ : cantidad de petróleo que fluye a través del vínculo entre los pozos  $i$  y  $j$  durante el semestre  $t$

$Qoil_{j,t}$ : volumen de petróleo producido por el pozo  $j$  durante el semestre  $t$

$QTArc_{i,j,t}$ : volumen total que circula entre los pozos  $i$  y  $j$  durante el semestre  $t$

$QT_{j,t}$ : volumen total producido por el pozo  $j$  durante el semestre  $t$

$XArc_{i,j,t,ci}$ : variable binaria que indica que los pozos  $i$  y  $j$  operan como inyector, con capacidad  $ci$ , y como productor, respectivamente, en el semestre  $t$

$VAN$ : Valor actual neto del proyecto

## Referencias

- [1] M. Algharaib & N. A. Al-Soof, *Petrol. Sci. Technol.* **28**, 198 (2012).
- [2] Q. Tao & S. L. Bryant, *SPE Journal* **20**, 5 (2015).
- [3] S. E. Eshraghi, M. R. Rasaei & S. Zendenhboudi, *J. Nat. Gas Sci. Engn.* **32**, 304 (2016).
- [4] A. Jamali & A. Ettehadtavokkol, *Petrol. Explorat. Develop.* **44**, 132 (2017).
- [5] A. Albertoni & L. Lake, *SPE Reservoir Evaluat. & Engn.* **6**, 6 (2003).
- [6] P. H. Gentil, *The use of multilinear regression models in patterned waterfloods: physical meaning of the regression coefficients*, University of Texas, Austin (MSc Thesis), 2005.
- [7] K. Lee, A. Ortega, A. Ghareloo & I. Ershaghi, *SPE Reservoir Evaluat. Engn.* **14**, 433 (2011).
- [8] W. Wang, T. W. Patzek & L. W. Lake, SPE paper 146366, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011.
- [9] M. Soroush, D. Kaviani & J. L. Jensen, *J. Petrol. Sci. Engn.* **122**, 616 (2014).
- [10] M. G. Drouven, D. C. Cafaro, & I. E. Grossmann, *Amer. Instit. Chem. Engn. J.* **62**, 4297 (2017).
- [11] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus & R. Raman. GAMS - A User's Guide. GAMS Development Corporation: Washington, DC, 2006.

*Manuscrito recibido el 6 de abril 2019.  
Aceptado el 26 de abril de 2019.*