

HERRAMIENTAS AVANZADAS PARA LA TOMA DE DECISIONES BAJO INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

Presser Demian Javier

Facultad de Ingeniería Química (UNL) - Beca de Estímulo a las Vocaciones Científicas (CIN)

Área: Ingeniería

Sub-Área: Industrial

Grupo: X

Palabras clave: Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), Incertidumbre, Árboles de Decisión, Simulación, Optimización.

INTRODUCCIÓN

La energía es la base fundamental para el desarrollo. Si bien la matriz energética mundial tiende a diversificarse, las principales fuentes de energía, en la Argentina y en el mundo, continúan siendo los recursos fósiles, como el petróleo y el gas natural^[1]. Esta situación se ha acentuado en los últimos años con el desarrollo de técnicas de recuperación mejorada (EOR) y no convencional de petróleo y gas. Típicamente, entre el 15 y el 40 % del petróleo original existente en un reservorio puede extraerse con los métodos tradicionales (producción primaria y secundaria)^[2]. En consecuencia, quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar de los puntos de extracción actuales, o incluso de los ya abandonados. Tornar rentable la producción de yacimientos maduros a través de una mayor inversión, incorporación de nuevas tecnologías y mejoras en los sistemas de gestión constituye una tarea clave para la industria petrolera moderna. En particular, los métodos de recuperación mejorada mediante la inyección de dióxido de carbono (EOR-CO₂) en todas sus variantes, y en especial en su forma miscible, han demostrado máxima efectividad en reservorios de diversas características^[3]. En nuestro país, dada la madurez que han alcanzado gran parte de los yacimientos, la estrategia vislumbra aumentar la inversión en recuperación secundaria y terciaria (EOR). La definición de dicha estrategia contempla un proceso de toma de decisiones bajo condiciones inciertas, tales como la variabilidad de precios, el rendimiento de los pozos y las respuestas del reservorio. El desarrollo y evaluación de herramientas avanzadas que permitan asistir a las decisiones de inversión en pozos maduros es crucial y se presenta como el principal desafío de este trabajo.

OBJETIVOS

Se busca desarrollar un modelo de simulación y optimización de proyectos EOR-CO₂, basado en algoritmos de búsqueda metaheurística, con parámetros estocásticos. El objetivo es contar con una herramienta capaz de delinear una buena estrategia de inversión en términos de valor monetario esperado. Para ello deben hallarse y validarse, mediante simulación estadística, las estrategias de desarrollo que maximicen los beneficios esperados según los escenarios futuros posibles.

METODOLOGÍA

Etapa 1: Primeramente, se pretende definir cuál es la probabilidad de que un reservorio θ , sobre el cuál se desea decidir la inversión en recuperación mejorada, pertenezca a una determinada categoría cualitativa i (Excelente, Bueno, Regular o

Malo). Las categorías se definen sobre la base de rendimientos históricos observados en reservorios análogos. Cada categoría se asocia a un rendimiento dado por una variable aleatoria, que representa la cantidad de CO₂ que debe inyectarse para obtener el equivalente a un barril de crudo. El rendimiento inicial de cada categoría se modela mediante distribución triangular definiendo cantidad mínima, máxima y más probable de CO₂ necesario para obtener un barril de petróleo crudo del reservorio. En todos los casos se presenta una curva de rendimiento decreciente, con mayores requerimientos de inyección de CO₂ para obtener un barril de crudo a medida que transcurre el tiempo. Por ejemplo, un reservorio "Excelente" tendría un rendimiento inicial mayor, y más estable a lo largo del tiempo que otros que se ajustan a categorías de inferior calidad.

Basado en información histórica*, puede estimarse la probabilidad de que el reservorio bajo análisis se ajuste a una u otra categoría. De esta manera, la probabilidad de que el yacimiento en consideración pertenezca a la categoría *i* puede estimarse por el cociente entre el número de yacimientos de categoría *i* y el total de proyectos análogos explotados por EOR. Por otro lado, existe la posibilidad de realizar ciertas exámenes de caracterización del reservorio, que permiten precisar mejor la probabilidad de pertenecer a cierta categoría. Sin pérdida de generalidad, en nuestro modelo supondremos que dichas pruebas arrojan resultados binarios del tipo "Positivo/Negativo", indicando el potencial del campo. A modo ilustrativo se consideran dos tipos de tests sobre el yacimiento: T1 y T2. El test T1 es la prueba más económica y menos precisa, mientras que T2 representa una prueba más costosa pero más exhaustiva. Se dispone del número de ocurrencias históricas de cada categoría de reservorio bajo un determinado resultado de test. De acuerdo con la información estadística disponible, se pueden obtener las probabilidades revisadas de que θ pertenezca a una categoría dependiendo del resultado de T1 y/o T2, empleando el Teorema de Bayes^[4]. Luego del cálculo de probabilidades, se procede a la elaboración de un árbol de decisión a través del cual se pretende decidir la realización o no de cada uno de los tests, así como la inversión en la explotación mejorada del reservorio.

Etapas 2: Se formula un modelo de simulación y optimización en Oracle Crystal Ball® para representar y validar la estrategia de desarrollo del proyecto EOR-CO₂ en un horizonte de 10 años. Éste permite definir las tasas de inyección de CO₂ período a período, así como la cantidad de pozos inyectores y productores a utilizar, y sus instalaciones asociadas. Se consideran cuatro tipos de instalaciones posibles: E1 a E4. Cada una de ellas aporta ventajas de costos y capacidad, en detrimento de una mayor inversión, tal como se detalla en la **Tabla 1**. El proceso de optimización define cuál es la infraestructura más adecuada para el reservorio θ en cuestión. Existen otros parámetros utilizados por el modelo que no dependen de la infraestructura instalada, tales como: costos de retrabajo ("workover") de pozos inyectores y productores, costos de transporte del CO₂ a inyectar, costos de monitoreo, operación y mano de obra. Se suman parámetros estocásticos como los precios de suministro del CO₂, y el precio de venta del barril de crudo, modelados mediante distribuciones normales.

	E1	E2	E3	E4
Capacidad posible de inyección máxima [Mft3/año]	1,90.10 ⁹	2,07.10 ⁹	2,18.10 ⁹	2,31.10 ⁹
Equipos de compresión y bombeo [\$]	5,5.10 ⁷	7,15.10 ⁷	1,00.10 ⁸	1,7.10 ⁸
Costo de compresión y bombeo [\$/tn]	14	13	12	11
Costo de manejo de crudo [\$/BBL]	11	9	7	5
Capacidad pozos inyectores [Mft3/año]	465000	519000	550000	590000
Capacidad pozos productores [Mft3/año]	1,05.10 ⁶	1,09.10 ⁶	1,11.10 ⁶	1,14.10 ⁶
Costo de reciclaje [\$/ton]	10	9	8	8

Tabla 1: Características de las instalaciones de producción disponibles

* Ciertas características del reservorio se conocen de antemano debido a la explotación previa (primaria y secundaria).

La representación propuesta busca determinar la cantidad óptima de CO₂ a adquirir en cada período ($Q_t^{CO_2}$) para cada posible rendimiento i , que se suma a la cantidad de CO₂ reciclada de la corriente de producción en el periodo anterior $R_{t-1}^{CO_2}$, para así conformar la cantidad global de CO₂ a impulsar en los pozos inyectores ($I_t^{CO_2}$), tal como se expresa en la **Ecuación 1**. Se asume que la cantidad de CO₂ reciclado de la corriente de producción es creciente en el tiempo (ver **Ecuación 2**). α es un parámetro especificado por la industria EOR-CO₂ (típicamente, 1,75). Por su parte, la producción de crudo P_t^{oil} se calcula en la **Ecuación 3**, donde F_i es la productividad inicial en el escenario i , y Di es la constante de declino de la productividad en el escenario i .^[5]

$$I_t^{CO_2} = R_{t-1}^{CO_2} + Q_t^{CO_2} \quad (1) \quad R_t^{CO_2} = \frac{I_t^{CO_2}}{\alpha} \log_{10}(t) \quad (2) \quad P_t^{oil} = I_t^{CO_2} F_i e^{-\frac{t}{Di}} \quad (3)$$

El volumen de crudo extraído de los pozos productores que el modelo decide operar depende de la inyección periódica de CO₂, y consolida el ingreso económico del proyecto en cada año. Estos ingresos, de naturaleza estocástica, se utilizan en la construcción de un flujo de caja que permite calcular utilidades netas en cada período. Estas utilidades, traídas al presente mediante la tasa de "corte" del proyecto (o costo de oportunidad del capital), sirven para asignar valor a los nodos del árbol de decisión elaborado en la Etapa 1. De este árbol se obtiene el Valor Actual Neto de cada posible curso de acción k (VAN_k) que permite evaluar cuál es la mejor alternativa.

Etapa 3: Utilizando la herramienta OptQuest® embebida en Crystal Ball®, que realiza optimización y simulación mediante búsquedas metaheurísticas y algoritmos evolutivos, se obtienen las estrategias de adquisición e inyección de CO₂ para cada escenario i , maximizando el valor esperado del VAN. Incorporando esta información al árbol de decisión, se refleja el curso de acción más favorable para el proyecto. La variabilidad de dicho resultado es evaluada por la propia herramienta OptQuest®, así como también su nivel de confianza.

Etapa 4: En esta última fase se estudia, mediante simulación estadística, qué podría ocurrir con el VAN del proyecto al introducir desviaciones mayores en los precios de adquisición y suministro de CO₂, y en los precios de venta de los hidrocarburos, fijando las estrategias de inyección y adquisición resultantes de la optimización. Se busca observar cuán robusto es el curso de acción definido ante cambios en los parámetros.

RESULTADOS

La técnica desarrollada se aplica a un caso de estudio hipotético que involucra un escenario de precios con distribuciones normales y datos históricos conocidos. El modelo involucra 42 variables de decisión (flujos de inyección de CO₂ para cada uno de los 4 escenarios, en los próximos 10 años, número de pozos inyectores y productores a utilizar). El curso de acción óptimo obtenido se muestra en la **Figura 1**.

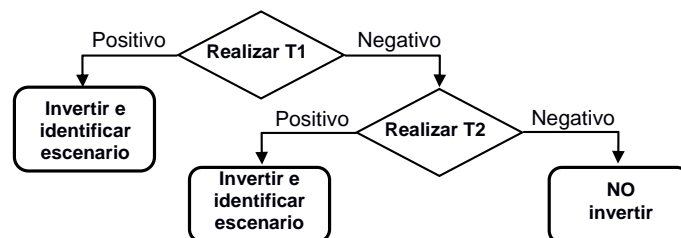


Figura 1 – Estrategia a seguir para el caso de estudio analizado

Si se realiza/n el/los test/s y la decisión de invertir se proyecta como beneficiosa, se da inicio al proyecto y se verifica el escenario de rendimiento. La estrategia óptima sucesiva también está definida por el modelo, como se aprecia en la **Figura 2**. Para el caso en cuestión, el modelo propone la utilización de 41 pozos inyectores y 35 pozos productores. La dispersión característica del VAN se observa en la **Figura 3**.

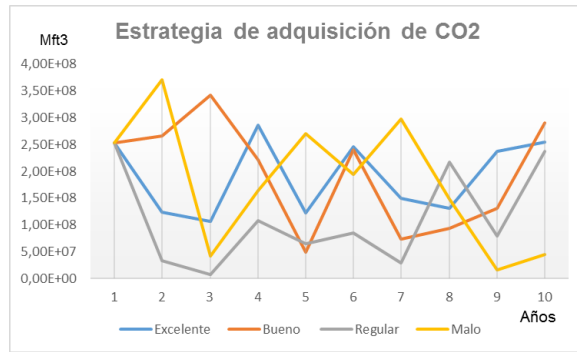


Figura 2 – Estrategia a seguir para cada escenario

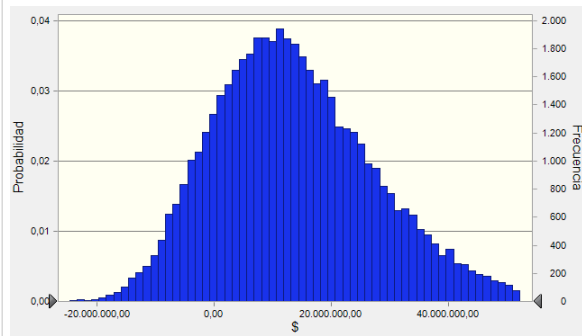


Figura 3 – Dispersión del VAN

CONCLUSIONES

Combinando modelos de simulación y optimización con árboles de decisión y estadística de inferencia bayesiana, se desarrolló una metodología útil para la toma de decisiones estratégicas en proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). La herramienta permite además analizar la sensibilidad de la calidad de las decisiones ante cambios en escenarios futuros de manera expeditiva y sencilla.

Una de las principales ventajas de la propuesta es su viabilidad de implementación, ya que se ha desarrollado utilizando complementos de Microsoft Excel®, tales como Tree Plan®, Oracle Crystal Ball® y OptQuest®, con costos de adquisición relativamente bajos respecto a software especializado. Asimismo, la utilización de planillas de cálculo convencionales conlleva un aprendizaje incremental más efectivo.

Sin embargo, se ha observado también que el motor de optimización utilizado tiene un comportamiento errático cuando se involucra a unas pocas variables continuas de amplio rango, dada la combinatoria y la estocasticidad de los parámetros que relacionan dichas variables con la función objetivo. Esto produce que, en ocasiones, los resultados sean demasiado imprecisos para asegurar una buena decisión. En efecto, después de 30 minutos de procesamiento, el nivel de confianza de la solución óptima no supera el 90%, y las soluciones son muy dispares entre sí.

El aporte de la metodología para la definición de estrategias óptimas de EOR-CO₂ está vinculado a la importancia del teorema de Bayes en la revisión de probabilidades para determinar el valor real de los tests, de forma tal de maximizar los esfuerzos sólo en aquellos ensayos que resultan decisivos. A futuro, se pretende mejorar el desempeño de las herramientas integrando métodos de optimización rigurosa, tales como los modelos matemáticos estocásticos bi-etapa y multi-etapa.

BIBLIOGRAFÍA BÁSICA

- [1] **US Energy Information Administration (EIA)**. Annual Energy Outlook 2017.
- [2] **Melzer, L. S.**, 2012. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery.
- [3] **Advanced Resources International (ARI)**, Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with “Next Generation” CO₂-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), June 20, 2011, DOE/NETL-2011/1504.
- [4] **Bayes, Thomas**, 1763. An Essay towards solving a Problem in the Doctrine of Chances. Philosophical Transactions of the Royal Society of London 53: 370-418. doi:10.1098/rstl.1763.0053.
- [5] **Schuyler John R.**, 2016. Risk and Decision Analysis in Projects. Planning Press, ISBN 0-9664401-6-1.
- [6] **Verma Mahendra K.**, 2015 Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR), U.S. Department of the Interior, Open-File Report 2015-1071
- [7] **Ning Wei, Xiaochun Li, Robert T. Dahowski, Casie L. Davidson, Shengnan Liu, Yongjin Zha**, 2015, Economic evaluation on CO₂-EOR of onshore oil fields in China, International Journal of Greenhouse Gas Control, ELSEVIER, 37(2015) 170-181