

Multi-objective optimization of oil production in conventional well batteries with determination of maintenance crews.

Matías Micheletto¹, Javier Marengo², Carlos de Marziani¹, Rodrigo Santos³

¹ IMIDPSCGSJ - CONICET

8000 Comodoro Rivadavia, Argentina

matias.micheletto@uns.edu.ar, cdemarzi@gmail.com

² Escuela de Negocios, Universidad Torcuato Di Tella

Av Figueroa Alcorta 7350 (1428) Buenos Aires, Argentina

javier.marengo@utdt.edu.ar

³ DIEC, ICIC

Universidad Nacional del Sur - CONICET, Bahía Blanca, Argentina,

ierms@uns.edu.ar

Abstract. This work in progress presents a mixed-integer linear model for the multi-objective optimization of the adjustment of conventional oil and gas production batteries. While monitoring platforms allow for remote monitoring, adjustments to pumping regimes require on-site intervention by maintenance teams, whose travel generates significant logistical costs. Consequently, production reconfiguration decisions are intrinsically linked to routing decisions, resulting in a structured multi-objective optimization problem.

Keywords: Oil & Gas, Multiobjective Optimization, Mixed-Integer Linear Programming, Production Routing, Field Intervention Planning

Optimización multiobjetivo de producción de petróleo en baterías de pozos convencionales con determinación de cuadrillas de mantenimiento.

Abstract. En este trabajo en desarrollo se presenta un modelo lineal entero mixto para la optimización multiobjetivo del ajuste de baterías de producción de petróleo y gas convencionales. Si bien las plataformas de supervisión permiten el monitoreo remoto, los ajustes en los regímenes de bombeo requieren la intervención in situ de equipos de mantenimiento, cuyos desplazamientos generan costos logísticos significativos. En consecuencia, las decisiones de reconfiguración de la producción están intrínsecamente ligadas a las decisiones de enrutamiento, lo que da lugar a un problema de optimización multiobjetivo estructurado.

Keywords: Gas y petróleo, Optimización Multiobjetivo, Programación Lineal Entera Mixta, Ruteo de Vehículos, Planificación de la Intervención en Campo

1 Introducción

La creciente presión para mejorar la eficiencia en la producción de hidrocarburos ha transformado las estrategias operativas dentro de la industria del petróleo y el gas. Si bien los recursos no convencionales, como el petróleo y el gas de yacimientos no convencionales (shale oil, shale gas, tight oil), han adquirido mayor relevancia, los yacimientos convencionales maduros siguen desempeñando un papel importante en el suministro de energía. En estos entornos, el principal desafío no es expandir la capacidad de producción, sino mejorar la eficiencia operativa con recursos limitados de procesamiento e intervención. Para esto se modifican los regímenes de trabajo de los pozos para alcanzar el valor objetivo de producción del conjunto de baterías. Para esto se plantea un modelo de programación lineal entera mixta. Se minimiza la distancia a recorrer, las pérdidas de producción, y el costo de intervención sujeto a restricciones como la prioridad de los pozos, el estado de los caminos y la disponibilidad de personal, entre otros. Como se puede ver, los objetivos están en muchos casos contrapuestos. Estos aspectos son contemplados en el modelo que se propone. La validación del mismo se realizó considerando la disposición geográfica de las baterías en los yacimientos de Cerro Dragón y las dificultades técnicas se conversaron con las empresas productoras de la región.

Hay numerosa bibliografía en relación a la producción hidrocarburífera de pozos convencionales y la optimización de su funcionamiento junto al problema de ruteo [Duhamel et al., 2009, Langvik and Dzibur, 2012, Hassan et al., 2023, Kosmidis et al., 2004]. Por razones de espacio no se discuten trabajos previos.

2 Descripción del problema por medio de su modelo

Sea $\mathcal{B} = \{1, \dots, B\}$ el conjunto de baterías de producción y sea $\mathcal{W} = \{1, \dots, W\}$ el conjunto de pozos. Cada batería $t \in \mathcal{B}$ agrupa un conjunto $\mathcal{W}_t \subseteq \mathcal{W}$ de pozos. Cada pozo W_i se describe mediante la tupla (G_i, N_i, r_i) , donde G_i es el volumen bruto de petróleo en $m^3/\text{día}$ producido, N_i es el volumen neto máximo de petróleo en $m^3/\text{día}$ producido, y $r_i \in (0, 1)$ es el régimen original del pozo.

Sea $t \in \mathcal{B}$. Una vez establecido el valor de producción bruta de la batería G'_t , los diferentes pozos deben ajustar su régimen para satisfacer el valor requerido. Para ello, se debe calcular un nuevo r'_i para cada $i \in \mathcal{W}$ de tal manera que $G'_t = \sum_{i=1}^W G_i \cdot r'_i$ para todo $t \in \mathcal{B}$.

Para cada pozo $i \in \mathcal{W}$, la variable continua $r'_i \in [0, 1]$ representa el nuevo régimen operativo. Se introduce una variable binaria $z_i \in \{0, 1\}$ para representar los cambios en la operación del pozo, de manera que $z_i = 1$ cuando $r'_i \neq r_i$. Para cada par de pozos $i, j \in \mathcal{W}$, $i \neq j$ la variable binaria x_{ij} toma el valor 1 si algún operador visita el pozo j inmediatamente después del pozo i . El pozo 0 representa el centro de operaciones de la batería desde donde los operadores comienzan sus recorridos. Finalmente, el valor continuo $y_i \in [0, W]$ se utiliza para expresar, mediante restricciones MTZ, el orden en que se visitan los pozos.

El modelo de programación lineal entera mixta se puede escribir como:

$$\min \sum_{i=0}^W \sum_{j=0}^W d_{ij} x_{ij} \quad (1)$$

$$\min \sum_{i=1}^W (G_i - N_i) r'_i \quad (2)$$

$$\min \sum_{i=1}^W C_i z_i \quad (3)$$

$$\min \sum_{i=1}^W z_i \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^W G_i r'_i = G'_t \quad \forall t \in \mathcal{B} \quad (5)$$

$$r'_i \geq r_i - z_i \quad i = 1, \dots, W \quad (6)$$

$$r'_i \leq r_i + z_i \quad i = 1, \dots, W \quad (7)$$

$$(8)$$

$$\sum_{j=0}^W x_{ji} = z_i \quad i = 1, \dots, W \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^W x_{0i} = \omega \quad (10)$$

$$\sum_{j=0}^W x_{ji} = \sum_{j=0}^W x_{ij} \quad i = 1, \dots, W \quad (11)$$

$$y_i + 1 \leq y_j + W(1 - x_{ij}) \quad i, j = 1, \dots, W, \quad i \neq j \quad (12)$$

$$r'_i \in [0, 1] \quad i = 1, \dots, W \quad (13)$$

$$z_i \in \{0, 1\} \quad i = 1, \dots, W \quad (14)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\} \quad i, j = 1, \dots, W \quad (15)$$

$$y_i \in [0, W] \quad i = 1, \dots, W \quad (16)$$

Hay cuatro funciones objetivo, minimizando la distancia total (1), la pérdida total (2), el costo total (3) y el número de pozos ajustados (4). Las restricciones (5) especifican la producción total que se debe obtener con los nuevos regímenes en los pozos. Las restricciones (6) y (7) vinculan las variables r' y z de tal manera que $z_i = 1$ si $r'_i \neq r_i$ (cambio de régimen). Las restricciones (9) especifican que todos los pozos que cambian de régimen deben ser visitados para ajustar la producción. Las restricciones (10) establecen que los operadores deben comenzar

el recorrido en el centro de operaciones de la batería (Pozo 0), y las restricciones (11) expresan las condiciones para la conservación del flujo en cada pozo. Junto con las restricciones de tipo MTZ (12), estas restricciones exigen que las variables x representen un circuito entre los pozos que cambian de régimen y el inicio del recorrido. Finalmente, las restricciones (13)-(16) determinan los dominios de las variables.

3 Complejidad y heurística golosa

El modelo planteado es NP-difícil y su resolución exacta mediante solvers como CPLEX o Gurobi presenta limitaciones en instancias de gran tamaño. Por este motivo, se propone una heurística golosa con el objetivo de reducir significativamente los tiempos de cómputo manteniendo una buena calidad de solución.

1. Ordenar los pozos de acuerdo a alguno de los siguientes criterios:
 - (a) Por capacidad de aumentar producción o decrementarla (según corresponda crecer o decrecer en volumen bruto). *La racionalidad es que se modifican la menor cantidad de pozos*
 - (b) Por costo o prioridad. *La racionalidad es que se modifican primero los pozos más prioritarios o de menor costo.*
 - (c) Por distancia. *La racionalidad es que de tener que recorrer toda la batería ya se hace por el menor camino.*
2. Modificar el régimen de los pozos de acuerdo al ordenamiento y verificar si es posible alcanzar el valor de producción deseado.
3. Elegidos los pozos calcular el camino mínimo para recorrerlos con las cuadrillas disponibles.

Para evaluar el comportamiento de la heurística se generaron algunos problemas sintéticos. Para esto se agruparon en sistemas de 10, 20, 30 y 50 pozos con varias baterías y cuadrillas de trabajo. Los resultados en el Cuadro 1 muestran que, mientras los métodos exactos presentan dificultades para resolver instancias de gran tamaño dentro de tiempos razonables, la heurística propuesta permite obtener soluciones en milisegundos.

TABLE 1
Resultados para diferentes tamaños de instancia.

Bat - Pozos	Capacidad				Perdidas				Ruta				CPLEX				
	Dist	Cost	Per	Pozos	Dist	Cost	Per	Pozos	Dist	Cost	Per	Pozos	Dist	Cost	Per	Pozos	Gap
1-10	2023.3	28	74	2.5	2527.7	59.7	116.7	6.7	1601.7	44.3	7.7	4.7	630.3	21.3	151.2	2.3	0
2-20	1185.7	31	121.3	3	2305.3	56	148.7	6.7	1614	45.3	144	5	512	27	436	2.3	0
2-30	2802.3	53.7	202.3	5	3566	114.3	255	13.3	2342.3	98.7	271.3	10.3	873.7	51.7	540.7	5	15.3
3-50	3052.3	49.3	293.7	5.7	3876.3	111.7	339	15	2981.7	96	424.3	11.7	1439.7	56	960.1	6.7	66.5

4 Conclusiones

Se propuso un modelo de programación lineal entera mixta multiobjetivo que integra ambas dimensiones, constituyendo un aporte relevante en el contexto de

la optimización de operaciones en campos maduros. Asimismo, se desarrolló una heurística golosa que permite obtener soluciones de buena calidad en tiempos de cómputo reducidos, lo cual resulta fundamental para su aplicación en entornos reales. Como línea futura, se propone explorar métodos más avanzados de optimización multiobjetivo, así como la validación del modelo con datos reales de operación.

References

- [Duhamel et al., 2009] Duhamel, C., Santos, A. C., and Aloise, D. J. (2009). *Multi-commodity formulations for the prize collecting vehicle routing problem in the petrol industry*. PhD thesis, Université Blaise Pascal (Clermont Ferrand 2).
- [Hassan et al., 2023] Hassan, A. M., Mohyaldinn, M. E., Ayoub, M. A., and Al-Shalabi, E. W. (2023). Chapter 7 - interactions during various enhanced oil recovery operations. In Hussein, I. A. and Mahmoud, M., editors, *Fluid-Solid Interactions in Upstream Oil and Gas Applications*, volume 78 of *Developments in Petroleum Science*, pages 181–246. Elsevier.
- [Kosmidis et al., 2004] Kosmidis, V. D., Perkins, J. D., and Pistikopoulos, E. N. (2004). Optimization of well oil rate allocations in petroleum fields. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 43(14):3513–3527.
- [Langvik and Dzubur, 2012] Langvik, A. S. and Dzubur, L. (2012). Optimization of oil production-applied to the marlim field. Master’s thesis, Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse.