

## Planeamiento óptimo de la producción y mezcla de crudos en un campo de petróleo convencional

Ana Carla Duckwen, M. Susana Moreno, Daniel Borio, Alberto Bandoni

Planta Piloto de Ingeniería Química, Universidad Nacional del Sur, CONICET,  
Camino La Carrindanga km 7 (8000), Bahía Blanca, Argentina.

{aduckwen, smoreno, dborio, abandoni}@plapiqui.edu.ar

**Resumen.** El presente trabajo plantea un modelo de optimización disyuntivo para el planeamiento de la producción y mezcla de crudos de un campo de petróleo convencional. Una vez en superficie, los diferentes tipos de crudos se mezclan en una serie de tanques para elaborar productos con concentraciones de azufre requeridas por una dada refinería. La finalidad del modelo es determinar la operación de cada pozo del campo que permita satisfacer una demanda específica conocida, determinando el número de tanques a instalar y las corrientes que ingresan a cada uno de ellos, con el objetivo de maximizar los beneficios totales en el horizonte de planeamiento. En la formulación se introduce el comportamiento no lineal de la presión en boca de pozo con el tiempo, mientras que en el mezclado se producen no convexidades por términos bilineales en los balances de masa. Asimismo, el horizonte de tiempo se divide en períodos no necesariamente de igual longitud, donde el pozo puede producir o permanecer cerrado. El modelo propuesto se formula empleando programación disyuntiva generalizada (PDG) y se reformula mediante la técnica de relajación big-M como un problema de programación mixto-entera no lineal (MINLP). Finalmente, para ilustrar la aplicación del modelo se presenta un caso de estudio que es resuelto mediante el sistema de modelado GAMS.

**Palabras clave:** Planeamiento de la producción, Optimización, Producción de petróleo convencional, PDG, Mezclado.

### 1 Introducción

El petróleo es la fuente de energía más importante de la sociedad actual. La mayoría de las actividades económicas mundiales, tanto industriales como domésticas, se sustentan en el petróleo como fuente energética. Este hecho induce a las compañías petroleras a optimizar la producción de crudo de manera que su provisión sea más eficiente y, en consecuencia, se obtengan mayores beneficios.

Un yacimiento o reservorio petrolífero es una unidad de subsuelo formada por roca permeable que presenta acumulación de hidrocarburos, gas y agua. Una vez que la reserva es probada, se realiza la perforación de los pozos, lo que da lugar al

denominado campo de petróleo. Estos campos pueden extenderse sobre grandes zonas, en ocasiones varios cientos de kilómetros cuadrados.

El crudo extraído de los yacimientos es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene, además, compuestos tales como azufre, hidrógeno, nitrógeno y oxígeno. La detección de pequeñas cantidades de estos elementos es importante para la industria petrolera, ya que proporciona información con respecto al origen del crudo, lo que puede influir tanto en el valor comercial del mismo como de sus productos derivados. Existen diversas formas de caracterizar un crudo. Entre las más utilizadas se destacan el seguimiento del azufre como parámetro de calidad [1] y el uso de los grados API, tal como lo reportan Vieira y col. [2]. Según estos autores, en un mismo yacimiento pueden coexistir varios campos de petróleo y, a su vez, cada uno de los campos puede presentar diferentes tipos de crudos dependiendo, por ejemplo, de si su origen es marino o lacustre.

Durante la operación que se lleva a cabo para extraer el petróleo del yacimiento, cada pozo se abre y cierra de manera cíclica debido a las fluctuaciones de presión en la boca del mismo, la cual describe un comportamiento no lineal con respecto al tiempo. Este comportamiento se basa en las propiedades geológicas y físicas del pozo que pueden variar considerablemente debido a la formación del yacimiento y/o a la profundidad del mismo.

Una vez extraído el petróleo, un problema común es el planeamiento de la mezcla de crudos para la elaboración de productos de interés para las refinerías. El mezclado ocurre generalmente en tanques de almacenamiento, donde convergen las distintas corrientes de crudos y la mezcla resultante se distribuye a los tanques de productos. Dados los volúmenes de venta de los productos derivados del petróleo como naftas y gasolinas, la optimización global del proceso de mezclado podría conducir a sustanciales ahorros en los costos y mayores márgenes de ganancia [1]. En la actualidad, las operaciones de mezclado efectuadas en la industria petrolera dan como resultado productos fuera de especificación, lo cual puede mejorarse mediante técnicas de control avanzadas para entregar una mezcla que cumpla con las propiedades requeridas [3]. Esto presenta una gran oportunidad de aumentar los beneficios abordando el problema de mezclado conjuntamente con el de producción, obteniendo de esta forma crudos de una determinada calidad que sean de especial interés en el proceso de refinado.

De acuerdo a nuestro conocimiento, hay escasos trabajos en la bibliografía con modelos para el planeamiento de la producción en campos de petróleo continental. Haugland y Halleffjord [4] desarrollaron modelos empleando programación mixto-entera lineal (*MILP*) para el diseño de la perforación de pozos y el planeamiento de su operación. Por otra parte, Ortiz-Gómez y col. [5] presentaron tres modelos de complejidad variable para el planeamiento de la producción a corto plazo, entre ellos, un modelo multiperíodo mixto-entero no lineal (*MINLP*), considerando períodos de tiempo de longitud uniforme y demanda fija en cada uno de los mismos. Barragán-Hernández y col. [6] desarrollaron un modelo para la simulación y optimización de sistemas de producción de gas y petróleo considerando el proceso desde el reservorio hasta la superficie con un tiempo de planeamiento de un día.

Por otra parte, respecto al problema de mezclado, el primer algoritmo propuesto fue desarrollado por Haverly [7], que se basó en la idea del proceso recursivo. Aquí se supone el valor del parámetro de calidad del tanque de almacenamiento donde se realiza la mezcla y una vez resuelto el modelo se verifica si el valor supuesto es correcto. Esta primera aproximación transforma el problema en uno de tipo lineal, ya que los balances de calidad de los tanques introducen términos bilineales al modelo. Adhya y col. [1] introdujeron un nuevo enfoque mediante el empleo de relajaciones lagrangianas logrando cotas inferiores más estrechas, en tanto que Meyer y Floudas [8] desarrollaron el problema de mezclado de forma generalizada incluyendo variables discretas.

El presente trabajo plantea un modelo no lineal empleando programación disyuntiva generalizada (PDG) para abordar de manera conjunta el problema del planeamiento de la producción de un campo de petróleo convencional con el posterior mezclado de crudos a fin de satisfacer la demanda de una dada refinería. El modelo permite optimizar las variables de proceso para cumplir la demanda de crudos en un rango de concentración de azufre específico, con el objetivo de maximizar los beneficios totales en un dado horizonte de planeamiento. Dicho horizonte se divide en períodos de tiempo que pueden ser de diferente longitud, siendo este número una variable del modelo. Es decir, el modelo predice el número óptimo de períodos de apertura/cierre por pozo.

Las decisiones discretas en la formulación están representadas por variables booleanas en términos de disyunciones. La no linealidad del modelo se debe al comportamiento no lineal tanto de los reservorios como de los balances de calidad en los tanques de almacenamiento. A fin de reformular el problema disyuntivo a uno de tipo MINLP se emplea la técnica de relajación de big-M.

## 2 Descripción del problema

Se considera el planeamiento de la producción y mezcla de crudos de un campo de petróleo formado por un conjunto  $W$  de pozos ( $i=1, \dots, NW$ ) a lo largo de un horizonte de planeamiento de longitud  $H$  dividido en hasta  $NN$  períodos ( $j=1, \dots, NN$ ), no necesariamente de igual longitud. Una vez que el petróleo se extrae de los pozos, la mezcla de crudos se realiza en un conjunto  $T$  de tanques de almacenamiento ( $p=1, \dots, NT$ ), obteniéndose un conjunto  $K$  ( $k=1, \dots, NK$ ) de productos especificados por una dada refinería. La demanda de los diferentes productos es conocida al final del horizonte de planeamiento, así como también el rango de concentración de azufre aceptable para cada uno de ellos.

Según un análisis de pozos realizado por Horne [9], la presión en la boca de pozo a caudal constante, queda descripta por la Ec. (1).

$$P^f = P^{in} - c_1 q_t [\ln(t) + c_2] \quad (1)$$

Donde  $P^{in}$  es la presión en la boca de pozo al comienzo de la operación y  $P^f$  es la presión final luego de un tiempo  $t$  de operación a caudal  $q$ . Cada pozo opera entre una presión máxima, correspondiente a la presión del reservorio, y una presión mínima

operativa por debajo de la cual no resulta conveniente seguir trabajando. La Ec. (1) es válida sólo cuando el pozo está abierto. Si el pozo se encuentra cerrado la recuperación de la presión se calcula mediante la Ec. (2):

$$P^f = P^{in} + c_1^{rec}[\ln(t) + c_2^{rec}] \quad (2)$$

Las constantes  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_1^{rec}$  y  $c_2^{rec}$  resultan de la combinación de las propiedades geológicas y físicas de cada pozo, las cuales se consideran conocidas en este trabajo y fueron elegidas de manera arbitraria. Un mayor detalle de estas constantes puede encontrarse en el trabajo de Duckwen y col. [10].

La Ec. (2) describe un comportamiento de la presión continuamente creciente con el tiempo cuando el pozo se cierra. Sin embargo, la máxima presión que el pozo puede alcanzar es la presión del reservorio,  $P^{up}$ , sin importar cuánto tiempo esté cerrado, con lo cual la Ec. (2) no representa dicha situación. En este trabajo se supera este problema al utilizar una aproximación suave que une dos funciones discontinuas en una única función continua y derivable [11] que permite representar, con mayor exactitud, el perfil de presión del pozo cuando cierra a lo largo de todo el horizonte de planeamiento. La ecuación derivada es la siguiente:

$$P^f = (P^{in} + c_1^{rec}[\ln(t) + c_2^{rec}] + P^{up} - \sqrt{[P^{in} + c_1^{rec}[\ln(t) + c_2^{rec}] - P^{up}]^2 + \delta^2})/2 \quad (3)$$

donde  $\delta$  es un escalar que representa el error de aproximación entre las dos funciones y su valor se estima entre  $1e^{-3}$  y  $1e^{-4}$ .

El modelo considera únicamente la concentración de azufre como parámetro de calidad de los crudos, cuyo valor puede variar en cada pozo. Conocida la demanda y el rango de azufre permitido por la refinera para cada producto, el modelo predice la forma en que deben operar los pozos para producir el volumen necesario de cada tipo de crudo. Además, determina el número de tanques de almacenamiento que se deben instalar para llevar a cabo el mezclado, así como también las corrientes que ingresan y salen de cada tanque  $p$ . Las mezclas que se obtienen a la salida de estos tanques tienen una concentración de azufre,  $qu_p$ , calculada por el modelo, y pueden combinarse entre ellas en los tanques de producto, a fin de cumplir con las especificaciones requeridas por la refinera. Los tanques de producto son únicos para cada producto  $k$  y su finalidad es la de almacenamiento, previo envío a la refinera.

Para el desarrollo del modelo se realizan las siguientes suposiciones: (i) los pozos del reservorio se encuentran lo suficientemente alejados entre sí como para producir de manera independiente; (ii) las características geológicas y físicas de los pozos son conocidas; (iii) la presión del reservorio se mantiene constante a lo largo del horizonte de planeamiento; (iv) se asume un comportamiento no lineal de la presión en boca de pozo; (v) si el pozo se encuentra abierto, opera a caudal constante  $q_i^{up}$ ; (vi) cada pozo tiene características físicas y geológicas diferentes y en consecuencia también lo es el tipo de crudo que se extrae; (vii) los pozos producen únicamente crudo.

Las decisiones discretas permiten establecer: la existencia de períodos donde, se decide si el pozo se cierra u opera, los tanques de almacenamiento a instalar para efectuar las mezclas y las corrientes que ingresan a cada uno de ellos. Las decisiones continuas determinan el número de períodos por pozo, el volumen de crudo en cada

período para cada pozo, la longitud de tiempo de cada período, los perfiles de producción de cada pozo, el volumen de las corrientes que ingresan y salen de los tanques, los volúmenes de producto final y la calidad de azufre obtenida luego del mezclado y en cada producto.

Las principales restricciones del problema involucran satisfacer la demanda de productos en el horizonte especificado, las restricciones de capacidad de los tanques no sólo para los de almacenamiento sino también para los de productos, y la entrega de productos dentro del rango permitido por la refinería.

### 3 Formulación del modelo

Las variables continuas y parámetros del modelo se detallan en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Variables continuas y parámetros del problema.

Variables continuas		Parámetros	
$t_{ij}^o$	Tiempo operativo del pozo $i$ , período $j$	$c_{1i}, c_{2i}$	Propiedades geológicas y físicas para la caída de presión del pozo $i$
$t_{ij}^c$	Tiempo de cerrado del pozo $i$ , período $j$	$c_{1i}^{rec}, c_{2i}^{rec}$	Propiedades geológicas y físicas para el aumento de presión del pozo $i$
$tp_{ij}$	Tiempo de proceso pozo $i$ , período $j$	$P_i^{up}$	Máxima presión operativa del pozo $i$
$tr_{ij}$	Tiempo real de procesamiento del pozo $i$ , período $j$	$P_i^{low}$	Mínima presión operativa del pozo $i$
$P_{ij}^{in}$	Presión inicial del pozo $i$ , período $j$	$H$	Horizonte de planeamiento
$P_{ij}^f$	Presión final del pozo $i$ , período $j$	$S_k$	Precio unitario del producto $k$
$Q_{ij}$	Volumen de crudo del pozo $i$ , período $j$	$D_k$	Demanda del producto $k$
$QT_i$	Volumen de producción total de crudo en el pozo $i$	$CIM_p$	Costo fijo de instalación del tanque de almacenamiento $p$
$n_i$	Número de períodos del pozo $i$	$COM_p$	Costo operativo del tanque de almacenamiento $p$
$f_{ip}$	Corriente volumétrica de crudo del pozo $i$ hacia el tanque $p$	$CPM_p$	Capacidad del tanque de almacenamiento $p$
$x_{pk}$	Corriente volumétrica de crudo desde el tanque $p$ hacia el de producto $k$	$CIP_k$	Costo fijo de instalación del tanque de producto $k$
$fin_k$	Volumen total producido de producto $k$	$CPP_k$	Capacidad del tanque de producto $k$
$qu_p$	Calidad de azufre del tanque $p$	$q_i^{up}$	Caudal constante de producción del pozo $i$
$z_k$	Calidad de azufre del producto $k$		

### 3.1 Formulación empleando programación disyuntiva generalizada

La función objetivo del modelo es la siguiente:

$$\max BT = \sum_k S_k fin_k - \sum_i CU_i QT_i - \sum_i \sum_p COM_p QT_i - \left( \sum_p CIM_p v_p + \sum_k CIP_k \right) \zeta \quad (4)$$

Sujeto a:

$$QT_i = \sum_j Q_{ij} \quad \forall i \quad (5)$$

$$\sum_j tr_{ij} = H \quad \forall i \quad (6)$$

$$n_i = \sum_j w_{ij} \quad \forall i \quad (7)$$

$$P_{i-1}^{in} = P_i^{up} \quad \forall i \quad (8)$$

$$P_{ij+1}^{in} = P_{ij}^f \quad \forall i, j < NN \quad (9)$$

$$fin_k \geq D_k \quad \forall k \quad (10)$$

$$\sum_p qu_p x_{pk} - Z_k \sum_p x_{pk} = 0 \quad \forall k \quad (11)$$

$$fin_k = \sum_p x_{pk} \quad \forall k \quad (12)$$

$$QT_i = \sum_p f_{ip} \quad \forall i \quad (13)$$

$$fin_k \leq CPP_k \quad \forall k \quad (14)$$

$$t_{ij}^o, t_{ij}^c, tp_{ij}, tr_{ij}, n_i, P_{ij}^{in}, P_{ij}^f, Q_{ij}, QT_i, f_{ip}, x_{pk}, qu_p, z_k, fin_k \geq 0 \quad \forall i, j, p, k \quad (15)$$

$$\left[ \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{c} Y_{ij} \\ tp_{ij} = t_{ij}^o \\ Q_{ij} = q_i^{up} tp_{ij} \\ P_{ij}^f = P_{ij}^{in} - C_{1i} q_i^{up} [\ln(t_{ij}^o) + C_{2i}] \\ P_{ij}^f \leq P_{ij}^{in} \end{array} \right] \vee \left[ \begin{array}{c} \neg Y_{ij} \\ tp_{ij} = t_{ij}^c \\ Q_{ij} = 0 \\ P_{ij}^f = (P_{ij}^{in} + C_{1i}^{rec} [\ln(t_{ij}^c) + C_{2i}^{rec}] + P_i^{up} - \sqrt{(P_{ij}^{in} + C_{1i}^{rec} [\ln(t_{ij}^c) + C_{2i}^{rec}] - P_i^{up})^2 + \delta^2})/2 \\ P_{ij}^f \geq P_{ij}^{in} \end{array} \right] \end{array} \right] \vee \left[ \begin{array}{c} W_{ij} \\ tr_{ij} = tp_{ij} \\ \neg W_{ij} \\ tr_{ij} = 0 \end{array} \right] \quad \forall i, j \quad (16)$$

$$\left[ \begin{array}{l} \sum_i f_{ip} - \sum_k x_{pk} = 0 \\ qu_p \sum_k x_{pk} - \sum_i L_i f_{ip} = 0 \\ \left[ \begin{array}{l} U_{ip} \\ f_{ip} \geq 10 \\ CPM_p \geq \sum_i f_{ip} \end{array} \right] \vee \left[ \begin{array}{l} -U_{ip} \\ f_{ip} = 0 \end{array} \right] \end{array} \right] \vee \left[ \begin{array}{l} -V_p \\ \sum_k x_{pk} = 0 \\ qu_p = 0 \\ \sum_i f_{ip} = 0 \\ CIM_p = 0 \end{array} \right] \quad \forall i, j \quad (17)$$

La función objetivo del modelo, Ec. (4), consiste en maximizar el beneficio total. El primer término considera las ganancias obtenidas por la venta de productos  $k$ , el segundo describe el costo de producción de cada pozo  $i$ , el tercero considera el costo operativo de mezclado de cada tanque  $p$  y finalmente, el cuarto y quinto término consideran los costos de instalación de los tanques de almacenamiento,  $CIM_p$ , y producto,  $CIP_k$ , respectivamente. El parámetro  $\zeta$  corresponde a la amortización del costo de los tanques en 5 años.

El volumen total de petróleo producido en cada pozo  $i$ ,  $QT_i$ , se calcula mediante la Ec. (5). La Ec. (6) establece que la suma de los tiempos reales de procesamiento  $tr_{ij}$  debe ser igual al horizonte de planeamiento. El número óptimo de períodos de cada pozo  $n_i$  queda descrito por la Ec. (7). La Ec. (8) indica que en el instante inicial ( $j=1$ ) todos los pozos se encuentran cerrados a  $P_i^{up}$ , mientras que la Ec. (9) establece la continuidad de presiones entre períodos adyacentes. La Ec. (10) establece que los productos deben satisfacer la demanda  $D_k$  de las refinerías. La Ec. (11) describe el balance de calidad en los tanques de producto. La Ec. (12) detalla el balance de masa en los tanques de producto mientras que la Ec. (13) lo hace para cada pozo. La restricción de capacidad de los tanques de almacenamiento se establece en la Ec. (14). La Ec. (15) indica que todas las variables continuas del modelo deben ser positivas.

La disyunción (16) representa el comportamiento de los pozos. La variable booleana  $W_{ij}$  es verdadera cuando existe el período  $j$  para el pozo  $i$ . Si el período existe, el pozo se encuentra abierto cuando la variable booleana  $Y_{ij}$  es verdadera. En ese caso, el pozo opera a caudal constante  $q_i^{up}$  y la caída de presión está dada por la Ec. (1). Por el contrario, si  $Y_{ij}$  es falsa el pozo se encuentra cerrado, por lo tanto, el volumen de crudo producido  $Q_{ij}$  es cero y el comportamiento de la presión queda descrito por la Ec. (3). Finalmente, la disyunción (17) describe el problema de mezclado. Si la variable booleana  $V_p$  es verdadera indica que el tanque de almacenamiento  $p$  existe y se describen los balances de masa y calidad en dicho tanque. A su vez, si el tanque existe, la variable booleana  $U_{ip}$  es verdadera cuando la corriente de crudo del pozo  $i$  hacia el tanque de almacenamiento  $p$  existe, enviando, como mínimo, un volumen de 10 bbls y, respetando la capacidad del tanque,  $CPM_p$ . Por el contrario, si  $U_{ip}$  es falsa, no hay corriente volumétrica  $f_{ip}$  que ingrese al tanque  $p$ . Por último, si la variable booleana  $V_p$  es falsa indica que no se utiliza el tanque de almacenamiento  $p$ , con lo cual resulta evidente que no ingresarán corrientes ni existirán costos asociados al mismo.

En resumen, el modelo PDG final consiste en maximizar el beneficio total, representado por la Ec. (4), sujeto a las restricciones (5)-(17) y las cotas necesarias para dichas restricciones. A fin de resolver el modelo mediante la herramienta computacional GAMS, se reformulan las disyunciones embebidas (16) y (17) utilizando el método de relajación big-M, donde las variables booleanas  $W_{ij}, Y_{ij}, V_p, U_{ip}$  se reemplazan por las variables binarias  $w_{ij}, y_{ij}, v_p, u_{ip}$ .

En la sección siguiente se presenta un ejemplo para demostrar el comportamiento del modelo. El mismo se resuelve mediante el sistema de modelado GAMS, versión 21.1.3 y el código comercial empleado para el problema MINLP es DICOPT.

#### 4 Caso de estudio

Se considera un campo de petróleo conformado por diez pozos operando sobre un horizonte de planeamiento de 144 horas (seis días), el cual puede dividirse en hasta seis períodos de tiempo. Como se muestra en la Tabla 2, cada pozo tiene especificado sus parámetros, caudal, concentración de azufre del crudo producido y costo operativo. La refinería establece una demanda de cuatro productos a satisfacer al final del horizonte de planeamiento, cuyos requerimientos son detallados en la Tabla 3. Finalmente, el mezclado puede realizarse en hasta cuatro tanques de almacenamiento. Las características técnicas y costos asociados a dichos tanques se describen en la Tabla 4. Los pozos operan entre una presión mínima operativa de 5650 psia y la presión de reservorio,  $P_i^{up}$ , de 6009 psia.

**Tabla 2.** Parámetros de los pozos para el caso de estudio.

Pozo	$C_{1i}$	$C_{2i}$	$C_{1i}^{rec}$	$C_{2i}^{rec}$	$q_i^{up} \left[ \frac{\text{bbl}}{\text{día}} \right]$	Concentración de S [%]	Costo producción [US\$/bbl]
$i_1$	0.04392	4.6065	38	4.6065	1050	3	20
$i_2$	0.4385	5.6	34.8	5.6	900	1	30
$i_3$	0.061	5.9375	34.3	5.9375	600	2	25
$i_4$	0.0461	7.1	33	7.1	530	3	20
$i_5$	0.061	8.88	28	8.88	450	1	30
$i_6$	0.0715	10	26	10	350	2	25
$i_7$	0.08842	10	26.5	10	280	3	20
$i_8$	0.162	10	27.1	10	150	1	30
$i_9$	0.237	10.3	27.1	10.3	100	2	25
$i_{10}$	0.293	10.9	27.1	10.9	75	3	20



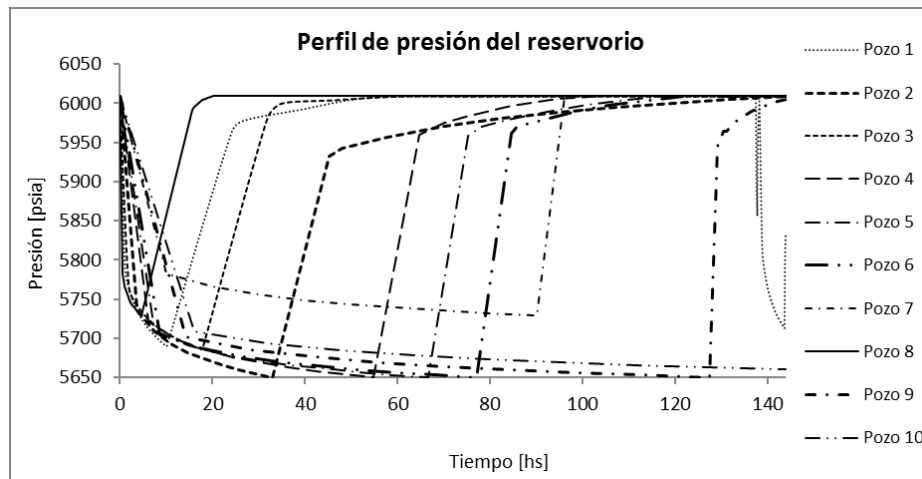
**Tabla 3.** Datos de los productos solicitados por la refinería.

Producto	Demanda [bbl]	Precio unitario [U\$S/bbl]	Rango de S permitido [%]
$k_1$	1700	60	2.55-2.80
$k_2$	2700	75	1.55-1.90
$k_3$	1000	65	2.15-2.45
$k_4$	500	90	1.15-1.45

**Tabla 4.** Datos de los tanques de almacenamiento donde se lleva a cabo el mezclado.

Tanque	Capacidad [bbl]	Costo fijo [U\$S]	Costo operativo [U\$S/bbl]
$p_1$	5000	282060	2
$p_2$	1000	107389	2
$p_3$	1000	107389	2
$p_4$	5000	282060	2

Los resultados obtenidos para los perfiles de presión de cada uno de los pozos del campo a lo largo del horizonte de planeamiento pueden observarse en la Fig. 1. Por otro lado, en la Tabla 5 se detallan los períodos de apertura/cierre calculados para cada uno de los pozos y los volúmenes de crudo acumulados al final del horizonte de planeamiento.

**Fig. 1.** Perfil de presión del campo de petróleo a lo largo del horizonte de tiempo.

**Tabla 5.** Resultados operativos de los pozos del reservorio.

Pozo	$n_i$	$QT_i$ [bbl]
$i_1$	6	695.4
$i_2$	2	1237.7
$i_3$	2	447
$i_4$	2	1210.8
$i_5$	2	1248.3
$i_6$	2	1125
$i_7$	2	1050.8
$i_8$	2	28.5
$i_9$	2	531
$i_{10}$	1	450

Como se puede observar, tanto en la Fig. 1 como en la Tabla 5, el pozo  $i_1$  opera en seis períodos de apertura/cierre, mientras que los pozos  $i_2$  al  $i_9$  lo hacen en dos períodos. A diferencia de los demás, el pozo  $i_{10}$  opera en un único período de tiempo. Esto se debe a que su caudal de producción es lo suficientemente bajo como para mantenerse abierto durante todo el horizonte de planeamiento sin alcanzar la presión mínima operativa, con lo cual no es necesario cerrar el pozo para recuperar presión. Los pozos restantes alcanzan la presión mínima en diferentes puntos debido a la diversidad de las características geológicas y físicas de cada uno, por lo que deben cerrar para recuperar presión y poder abrir nuevamente. Si se considera el pozo  $i_4$  por ejemplo, se puede observar que abre hasta alcanzar la presión mínima operativa a las 55 horas, momento en el que cierra para permanecer en esa condición lo que resta del horizonte de tiempo.

En la Fig. 2 se muestra el diagrama de mezclado necesario para cumplir con los requerimientos de la refinería. Se detallan los tanques de almacenamiento utilizados para realizar la mezcla y la distribución de corrientes volumétricas óptima, desde los pozos hacia los tanques de almacenamiento y de allí hacia los tanques de productos, así como también las calidades de azufre en los diferentes tanques. Cabe aclarar que se estableció como cota que los volúmenes de productos deben satisfacer, como mínimo, la demanda requerida en la Tabla 3, pudiéndose producir, como máximo, hasta un 50% más de dicho valor.

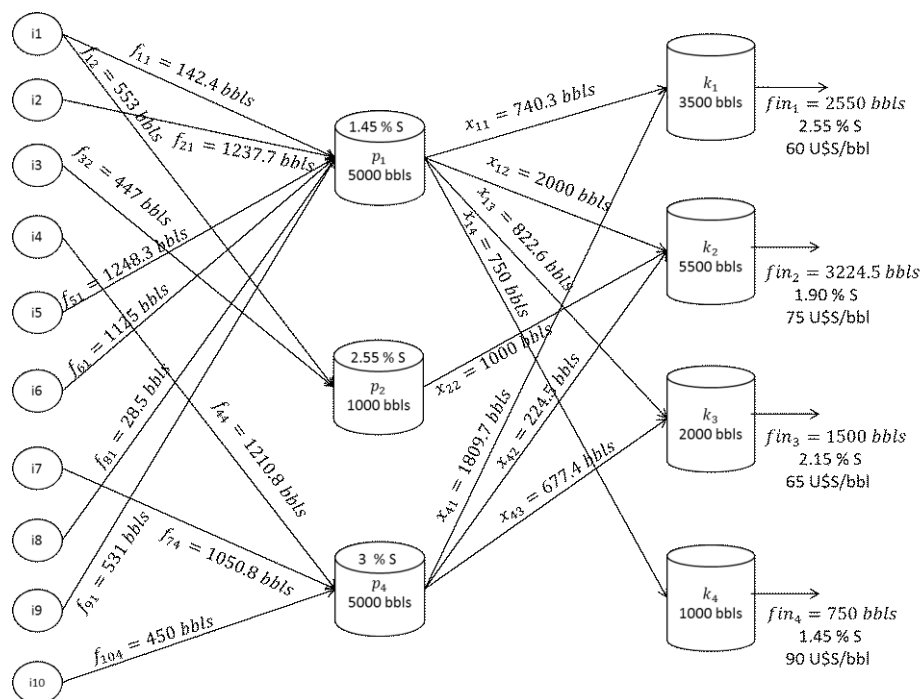


Fig. 2. Estructura y flujo de materiales en el proceso de mezcla para el caso de estudio.

De acuerdo a las especificaciones de la refinera, el modelo determina que el mezclado de crudos se puede efectuar en tres de los cuatro tanques disponibles, sin necesidad de instalar el tanque de almacenamiento  $p_3$ . Los tanques seleccionados son  $p_1$  y  $p_4$  con una capacidad de 5000 bbls, y  $p_2$  de 1000 bbls de capacidad. La concentración de azufre en los tanques  $p_1$ ,  $p_2$  y  $p_4$  es de 1.45%, 2.55% y 3%, respectivamente. Si se analiza el tanque  $p_2$ , por ejemplo, se observa que recibe dos corrientes de crudo, 553 bbls del pozo  $i_1$  con una concentración de azufre del 2% y 447 bbls del pozo  $i_3$  con 2% de azufre. La mezcla resultante tiene una calidad de azufre  $qu_2$  de 2.55% y se envía en su totalidad al tanque de producto  $k_2$  donde se une con 2000 bbls provenientes del tanque  $p_1$  con 1.45% de azufre y 224.5 bbls del tanque  $p_4$  con 3% de azufre para dar lugar a los 1500 bbls de producto final  $k_2$  con 1.9% de azufre, el cual tiene un precio de venta a la refinera de 75 U\$S/bbl. Un análisis similar se puede realizar con los dos tanques restantes. El modelo presenta 1617 ecuaciones, siendo 109 de igualdad y 1508 de desigualdad y 673 variables, 509 continuas y 164 binarias. La solución óptima del problema presenta un beneficio de U\$S 294.600 cuyo valor se obtuvo en 5.7 segundos (tiempo de CPU). El caso de estudio se resolvió en una computadora Intel® Core TM i5-2500 3.3 GHz con 4 GB RAM.

Como trabajo a futuro, el problema puede reformularse mediante la técnica de cáscara convexa y comparar su comportamiento con el obtenido mediante la reformulación big-M.

## 5 Conclusiones

En este trabajo se ha presentado un modelo de optimización disyuntivo no lineal para el planeamiento conjunto de la producción de un campo de petróleo convencional con posterior mezclado de crudos para cumplir con las especificaciones de una dada refinería. El modelo predice la manera en que deben operar los diferentes pozos del reservorio para entregar productos dentro del rango de azufre especificado. Para ello, se determina el número de periodos para cada pozo, donde se decide además si el pozo opera o permanece cerrado. Además, establece la cantidad de tanques de mezcla a instalar y la red de conexiones óptima entre dichos tanques y los tanques de producto con el objetivo de maximizar el beneficio neto en el horizonte de planeamiento.

La formulación del modelo propuesto se obtiene empleando programación disyuntiva generalizada (PDG) y la reformulación utilizada corresponde a la técnica de relajación del big-M. Además, se presenta un ejemplo de 10 pozos para demostrar el funcionamiento y versatilidad del modelo.

## Referencias

1. Adhya N., Tawarmalani M., Sahinidis N.: A lagrangian approach to the pooling problem. *IndEngChem Res*, 38, 1956-1972, (1999).
2. Vieira L., Rainha K., de Castro E., Filgueiras P., Carneiro M., Brandao G.: Exploratory data analysis using API gravity and V and Ni contents to determine the origins of crude oil samples from petroleum fields in the Espírito Santo Basin (Brazil). *MicrochemicalJournal*, 124, 26-30, (2015).
3. Rubio Ávila J.: Modelación y optimización del mezclado de petróleo crudo con redes neuronales. Centro de investigación y de estudios avanzados del Instituto Politécnico Nacional, México, (2004).
4. Haugland D., Hallefjord A.: Models for petroleum field exploitation. *European Journal of Operational Research*, 37, 58-72, (1988).
5. Ortiz-Gómez A., V. Rico-Ramírez, S. Hernández-Castro.: Mixed-integer multiperiod model for the planning of oilfield production. *Computers & Chemical Engineering*, 26, 703-714, (2002).
6. Barragán-Hernández V., Vázquez-Román, R., Rosales-Marines L., García-Sánchez F.: A strategy for simulation and optimization of gas and oil production. *Computers & Chemical Engineering*, 30, 215-227, (2005).
7. Haverly C.: Studies of the behavior of recursion for the pooling problem. *ACM SIGMAP Bull*, 25, 29-32 (1978).
8. Meyer C., Floudas C.: Global optimization of a combinatorially complex generalized pooling problem. *AIChE Journal*, 52, 1027-1037 (2005).
9. Home R.: *Modern well test analysis* (2nd ed.). Petroway Inc. Palo Alto, CA, USA (1998).
10. Duckwen, A., Moreno M., Borio D., Bandoni A.: Optimización multiperiodo disyuntiva para el planeamiento de la producción de un campo de petróleo. Congreso Argentino de Ingeniería Química, Buenos Aires (2015).
11. GAMS the solver manuals, GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA (2014).