

## Estudio técnico-económico integral de yacimientos bajo saturados

*M. en I. Héctor S. Salgado Castro*  
[hector.salvador.salgado@pemex.com](mailto:hector.salvador.salgado@pemex.com)  
*M. en I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno*  
[staddsol@prodigy.net.mx](mailto:staddsol@prodigy.net.mx)  
*Dr. Fernando Samaniego Verduzco*  
[pexfsamaniegov01@pemex.com](mailto:pexfsamaniegov01@pemex.com)

Información del artículo: Recibido: enero de 2013-aceptado: diciembre de 2013

### Resumen

En este artículo se desarrolla un procedimiento práctico para llevar a cabo el estudio técnico-económico preliminar de yacimientos bajo saturados, que considera los perfiles básicos que sustentan las primeras decisiones de inversión en pozos e instalaciones superficiales y que además permita: calcular el número óptimo de pozos que maximice la renta económica del yacimiento; evaluar el rendimiento de métodos de extracción a usarse después de la etapa de recuperación primaria; y, en general, trazar un esquema integral de explotación de mediano y largo plazos adecuado a las características del campo, con un desempeño eficiente desde el punto de vista financiero.

Se aplica el procedimiento al estudio del Campo Bricol, productor en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), en la jurisdicción del Activo Integral Bellota-Jujo de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción. Se estudia la implantación de un sistema de bombeo neumático, el cálculo del número óptimo de pozos y la inyección cíclica de gas.

**Palabras clave:** Estudio técnico-económico, yacimientos bajo saturados, Campo Bricol.

## Technical economical and integral study on saturated fields

### Abstract

You will find a practical approach to develop a preliminary technical and economical study of saturated fields, which are considered to be part of an investment decision regarding wells and their facilities, this study, will allow us to figure out the optimal number of wells so that the (economical) rent for the place can be maximized to the top. Also, it will evaluate the extraction methods performance to be used after the first recovery stage. To sum up, the study will try to outline an integral scheme of medium and long term work according to the field characteristics, including an efficient performance from a financial point of view.

This practical approach is used in the study of Bricol field, which is a producer in the Superior Jurassic Kimmeridgian formation in the jurisdiction Bellota-Jujo in the southern region of Pemex Exploration and Production. The implementation of a plunger lift system, the deliberation of the optimal number of wells and the cyclic gas injection could be studied.

**Keywords:** Technical and economic study, deposits under saturated, field Bricol.

## Introducción

Desde sus inicios en los años treinta del siglo XX, la ingeniería de yacimientos ha presentado avances técnicos continuos e importantes. En la actualidad se ha concluido que cuando los estudios relacionados con la explotación óptima de un yacimiento se llevan a cabo empleando un enfoque multidisciplinario, en que el grupo de trabajo esté integrado como mínimo por ingenieros petroleros, geólogos y geofísicos, se llega a resultados apropiados.

Como resultado del aumento continuo en la capacidad de las computadoras a partir del fin de la Segunda Guerra Mundial, las compañías petroleras coincidentemente identificaron el potencial de la simulación numérica del flujo de los hidrocarburos (aceite y gas) y agua en el yacimiento. Los simuladores numéricos de yacimientos se emplean en forma importante, debido a que son los únicos que pueden resolver el problema de flujo multifásico a través de la formación, sujeto a condiciones de producción determinadas no solamente por las propiedades del yacimiento y de los fluidos, sino por otros factores, como podrían ser la demanda energética del mercado y la estrategia de inversión.

Podría parecer erróneamente que “ha pasado de moda” el emplear la ecuación de balance de materia (EBM) para el desarrollo de estudios de ingeniería de yacimientos, debido al uso extensivo actual mencionado de los simuladores numéricos de yacimientos. Sin embargo, se ha establecido (Dake, 1994) que esto ha sido desastroso, debido a que les ha impedido a los ingenieros utilizar la herramienta más poderosa para investigar a los yacimientos y entender su comportamiento, asignándoles a los yacimientos características físicas que no poseen, lo cual sucede frecuentemente cuando se aplica directamente la simulación numérica en el ajuste de su comportamiento. Los errores en que se puede incurrir al seguir este procedimiento de estudio equivocado son importantes. En resumen, los estudios de balance de materia constituyen el procedimiento esencial para el ajuste del comportamiento de un yacimiento, obteniéndose estimaciones para dos parámetros fundamentales, como son el volumen original de aceite (o de gas),  $N$ , y en el caso de que el yacimiento tenga un acuífero asociado, el volumen de agua que contiene,  $V_w$ . Estos dos parámetros deben proporcionarse como datos de entrada (fijos), a los simuladores numéricos.

El propósito esencial de esta tesis es discutir un procedimiento práctico para la realización de estudios de ingeniería y económicos iniciales de yacimientos de aceite bajo saturados, el cual permite tomar apropiadamente las

primeras decisiones de inversión en pozos de desarrollo y en instalaciones superficiales, y calcular el número óptimo de pozos que maximice la renta económica del proyecto de producción primaria del yacimiento. Adicionalmente, por medio de la metodología discutida en esta tesis se pueden evaluar las posibilidades para la factibilidad de la implementación de un proceso de recuperación adicional de aceite (PRAA). Para demostrar la aplicabilidad de este procedimiento de estudio, se presentan los resultados de su uso al yacimiento Bricol, productor de aceite en la Formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

## Aplicación

Se presenta un procedimiento práctico para visualizar de manera preliminar, pero integral, el comportamiento físico-financiero de un yacimiento bajo saturado.

El procedimiento considera el flujo de aceite en el yacimiento y dentro de los pozos.

Durante el proceso de simulación, la producción de los pozos se mantiene constante mientras la presión de llegada a la superficie está por arriba de un valor prestablecido, que garantice el flujo hacia otras instalaciones superficiales. Cuando deja de cumplirse esta condición, la producción disminuye gradualmente.

Dentro del aspecto económico se consideran las inversiones en pozos, instalaciones y estudios, así como los gastos en mano de obra, materiales y servicios.

Con la información volumétrica y económica que resulta de las simulaciones, se calculan para cada mes los ingresos, los egresos, las transferencias fiscales y las utilidades que son los elementos principales del estado de resultados. Se calculan, además, los indicadores de rentabilidad económica y el costo de producción.

Se presentan diversas aplicaciones del procedimiento, como el estudio de la recuperación primaria, la implantación de un sistema de bombeo neumático, el cálculo del número de pozos y la inyección cíclica de gas.

## Fundamentos teóricos

El yacimiento se divide en un conjunto de  $n$  bloques rectangulares, algunos de los cuales contienen pozos, como se muestra en la **Figura 1**.

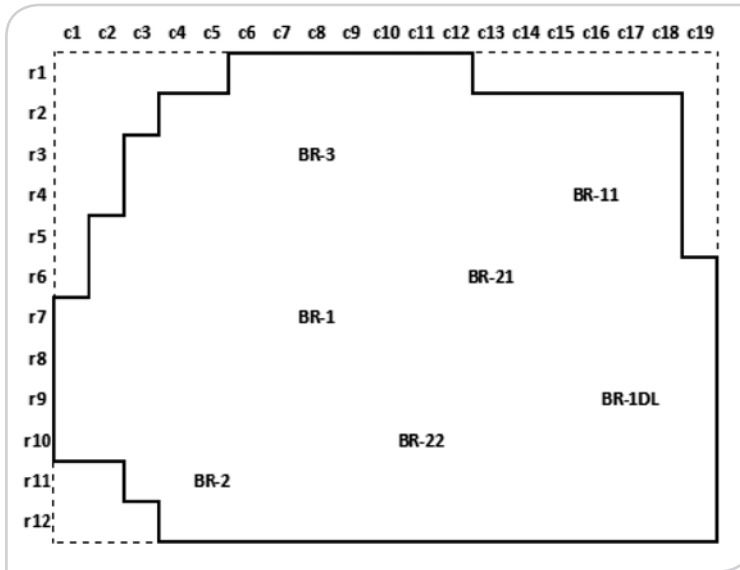


Figura 1. Discretización de un yacimiento por medio de bloques rectangulares.

Las bases de los bloques son cuadradas, de superficie igual  $\Delta x^2$ . La heterogeneidad del yacimiento queda representada al asignar a cada bloque sus características particulares

de espesor ( $h$ ), porosidad ( $\phi$ ), saturación de agua ( $S_w$ ) y permeabilidad ( $k$ ), como se ilustra en la Figura 2.

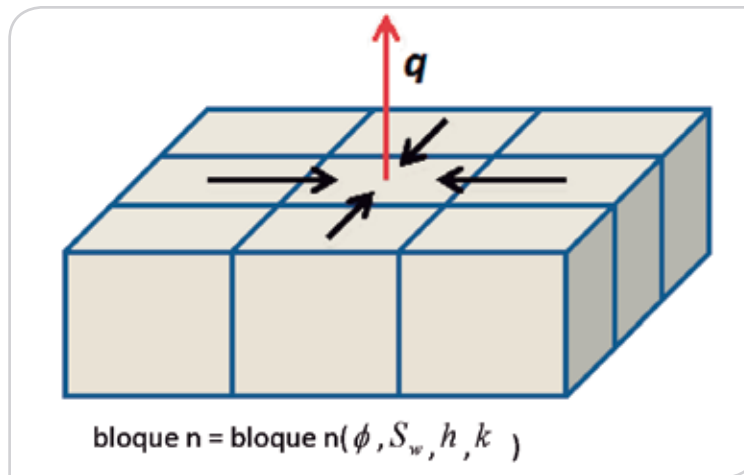


Figura 2. Flujo hacia un bloque productor.

Con la producción de los pozos disminuye la presión de los bloques en que se encuentran localizados, dando lugar a un flujo entre un bloque determinado y sus vecinos. De acuerdo

a los ritmos de extracción y a la heterogeneidad del medio poroso, con el paso del tiempo se acentúan las diferencias de presión entre las diversas áreas del yacimiento.

El volumen poroso ocupado por los hidrocarburos se expresa por medio de la Ec. (1):

$$V = 6.29 \Delta x^2 \sum_{i=1}^{i=n} h_i \phi_i (1 - S_w), \quad (1)$$

donde  $\Delta x$  y el espesor  $h$  están expresados en metros,  $\phi$  y  $S_w$  en fracción, y  $V$  en barriles.

### Ecuación de balance de materia

En un yacimiento bajo saturado, como es el caso del yacimiento Bricol, todo el volumen está ocupado originalmente por hidrocarburos en fase líquida. Si este volumen fuera llevado a la superficie, daría lugar a una

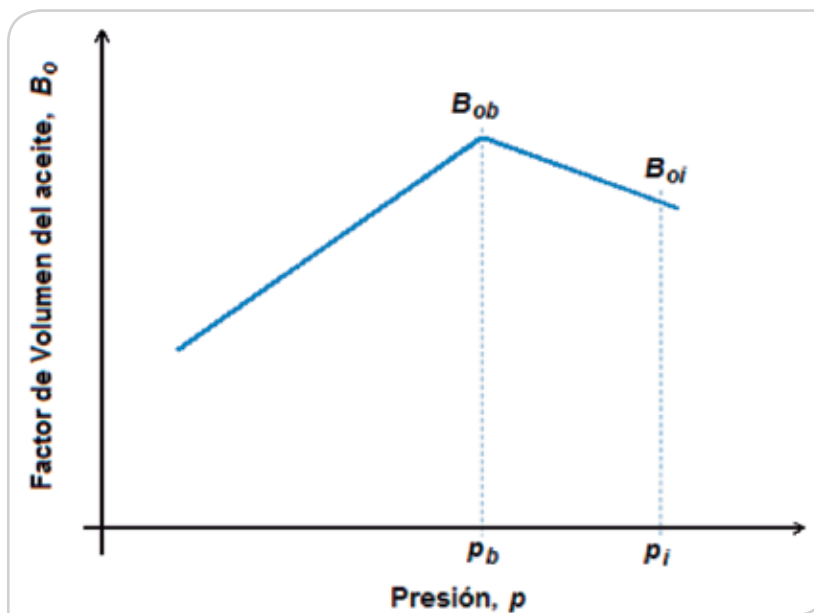
corriente de hidrocarburos líquidos (aceite) de volumen  $N$  y a una corriente de hidrocarburos gaseosos de volumen  $G$ .

El volumen original de aceite ( $N$ ) en barriles @ CS se expresa por medio de la Ec. (2) (Craft y Hawkins, 1959; Slider, 1976):

$$N = \frac{V}{B_{oi}}, \quad (2)$$

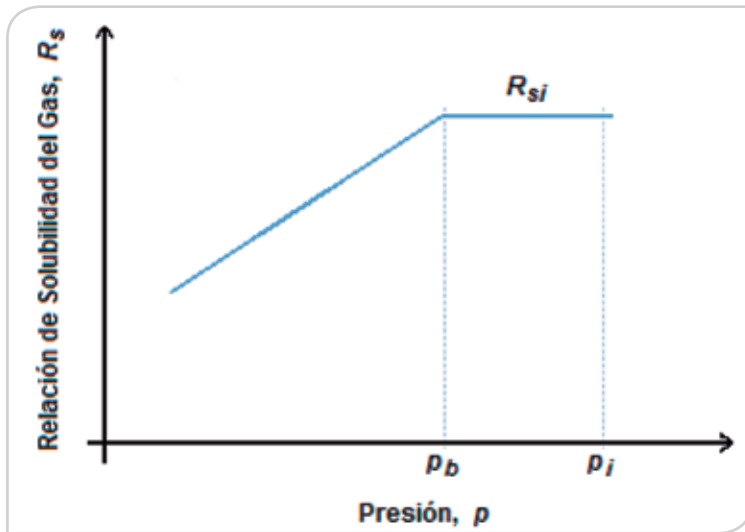
donde  $B_{oi}$  (mayor que 1) es el factor de volumen del aceite a la presión inicial  $p_i$  **Figura 3**. Por su parte, el volumen original de gas ( $G$ ) en pies cúbicos @ CS, puede expresarse como sigue:

$$G = NR_{si}. \quad (3)$$



**Figura 3.** Variación típica del factor de volumen del aceite,  $B_o$ , con respecto a la presión.

La variación general de la relación de solubilidad del gas en el aceite se muestra en la **Figura 4**.



**Figura 4.** Variación de la relación de solubilidad del gas en el aceite,  $R_s$ , con respecto a la presión.

En el caso del yacimiento Bricol, el comportamiento del factor de volumen del aceite y otras evidencias obtenidas en el análisis PVT, (presión-volumen-temperatura) realizado en una muestra representativa del aceite, información sísmica y datos para el comportamiento de los pozos, indican que el yacimiento es bajo saturado y posiblemente volumétrico. Además, la enorme separación que existe entre su presión inicial (1,100 kg/cm<sup>2</sup>) y su presión de saturación (255 kg/cm<sup>2</sup>), implica que la fuente de energía más importante del yacimiento durante la etapa de recuperación primaria provendrá de la expansión del aceite, y de la compresibilidad importante de esta formación, originada por su naturaleza carbonatada con porosidad secundaria (compuesta por vórgulos y fracturas) y su grado importante de presión anormal (del orden de 500 kg/cm<sup>2</sup>). De manera que para estudiar su comportamiento en esta etapa bastará utilizar la ecuación de balance de materia en su forma más simple, (Dake, 1994):

$$NB_{oi} = (N - N_p)B_o \quad (4)$$

### Compresibilidad de la formación

La formación se compacta a medida que la presión del yacimiento disminuye, lo que da como resultado que se reduzca el volumen susceptible de ser ocupado por hidrocarburos. La reducción de la presión del yacimiento también ocasiona una expansión del agua intersticial y provoca que el volumen ocupado por hidrocarburos se

reduzca aún más. El efecto final de estos fenómenos es semejante a una expansión de fluidos, por lo que puede simularse corrigiendo continuamente el valor de  $N$  a medida que avanza el proceso de producción:

$$\frac{Ah \frac{\phi}{1+f} (1-S_w)}{B_{oi}} = N \rightarrow \frac{Ah \phi (1-S_w)}{B_{oi}} = N(1+f), \quad (5)$$

donde  $f = f(c)$  y  $c$  es la compresibilidad.

### Cálculo de la presión promedio del yacimiento, $p$

Si la relación funcional entre  $p$  y  $B_o$  es aproximadamente lineal, como lo sugiere la gráfica presentada en la **Figura 2**,  $P$  se puede expresar fácilmente en términos de  $B_o$ :

$$p = p_b + \frac{B_o - B_{ob}}{B_{oi} - B_{ob}} [p_i - p_b], \quad (6)$$

de tal forma que, tomando en cuenta la Ec. (4) se llega de inmediato a la Ec. (7):

$$p = p_b + \left[ \frac{NB_{oi}}{N - N_p} - B_{ob} \right] \frac{p_i - p_b}{B_{oi} - B_{ob}} \quad (7)$$

Como se observa, la Ec. (7) permite calcular la presión de un bloque productor en términos de su producción acumulativa de aceite  $N_p$ , o sea, de la producción de su pozo.

### Flujo entre bloques

Por su parte, el flujo entre dos bloques se calcula a través de la ecuación de Darcy:

$$q = \frac{1.127kA(p_1 - p_2)}{\mu L}, \tag{8}$$

donde la permeabilidad  $k$  está expresada en darcys,  $A$  en  $\text{ft}^2$   $p_1$  y  $p_2$  en psia,  $\mu$  en centipoises y  $L$  en ft.

Como ejemplo, la **Figura 5** muestra la evolución diaria de la presión de los bloques del renglón 7 al que pertenece el pozo Bricol-1, en la cual se puede apreciar el efecto de la presión del bloque productor en los bloques vecinos a medida que avanza el tiempo.

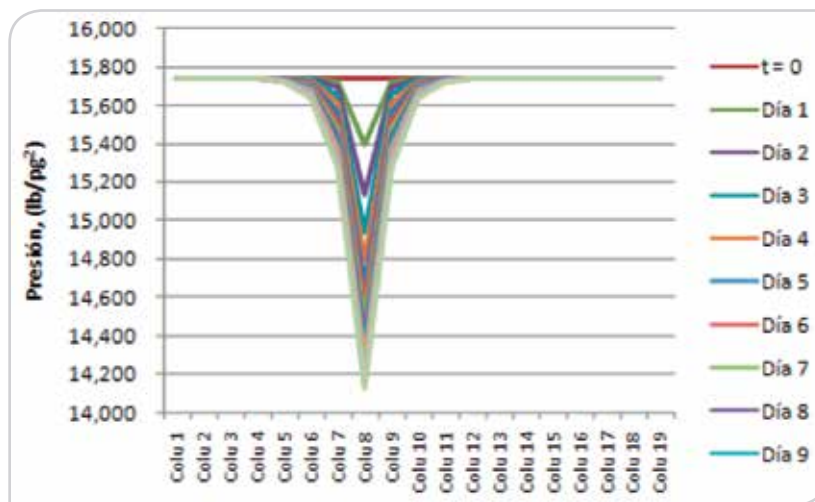


Figura 5. Evolución de la presión de los bloques vecinos al pozo Bricol-1.

### Presión de fondo fluyendo

Para calcular la presión de fondo fluyendo ( $p_w$ ) de un pozo, se utiliza la Ec. (9) siguiente:

$$p_w = p_e - \frac{\mu \ln(r_e / r_w)q}{7.08kh}, \tag{9}$$

donde  $p_e$  (psia) es la presión del yacimiento a una distancia  $r_e$  (ft) del centro del pozo y  $r_w$  (ft) es el radio del pozo. Si el área del círculo de radio  $r_e$  es igual al área de la base de un bloque ( $\Delta x^2$ ), entonces

$$r_e = \sqrt{\frac{\Delta x^2}{\pi}}. \tag{10}$$

Por otra parte,  $p_e$  se considera como el promedio de presiones de los bloques que rodean al bloque productor.

### Presión en la cabeza (superficie) del pozo

Cuando el fluido que fluye a través de las tuberías del pozo es monofásico, la caída de presión dentro del pozo se puede calcular por medio de la ecuación de Bernoulli:

$$\frac{p_w}{\gamma} + z_w + \frac{v_w^2}{2g} = \frac{p_h}{\gamma} + z_h + \frac{v_h^2}{2g} + H_f, \tag{11}$$

donde el subíndice  $w$  se refiere al fondo del pozo y el subíndice  $h$  a la cabeza;  $p$  (psia) es la presión;  $\gamma$  (lb/ft<sup>3</sup>) el peso específico de la mezcla;  $z$  (ft) la profundidad;  $v$  (ft/seg) la velocidad de flujo; y  $H_f$  (ft) la pérdida de carga por fricción

que experimentan los fluidos producidos al ascender desde el fondo del pozo (transición yacimiento-pozo, yp), hasta el árbol de válvulas, av:

$$H_f = \left[ 2 \frac{v^2}{2g} \right]_{yp} + \left[ f \frac{(z_w - z_h) v^2}{D} \right]_{pozo} + \left[ 1 \frac{v^2}{2g} \right]_{av} = (3 + f \frac{z_w}{D}) \frac{v^2}{2g}. \quad (12)$$

Considerando régimen turbulento y tubería de rugosidad media,  $f=1.015$  y además si  $z_h=0$ , la Ec. (12) se simplifica en la forma siguiente:

$$H_f = \left( 3 + 0.015 \frac{z_w}{D} \right) \frac{v^2}{2g}. \quad (13)$$

Entonces, la presión en la cabeza es igual a la presión de fondo disminuida por el peso de la columna y por la caída de presión por el efecto de fricción:

$$P_h = P_w - \gamma z_w - \gamma H_f. \quad (14)$$

Por último, el peso específico de la mezcla de hidrocarburos que fluyen del yacimiento,  $\gamma$ , es igual al peso total de los hidrocarburos (aceite y gas) contenidos, dividido entre el volumen que ocupan estos fluidos. Con el propósito de calcular  $\gamma_o$  (lb/ft<sup>3</sup>) el peso específico del aceite en las instalaciones de producción, caso en el cual el peso total del aceite  $W_o$  (lb) originalmente contenido en el yacimiento es:

$$W_o = 5.615 \gamma_o N. \quad (15)$$

Por otra parte, si la densidad relativa del gas en instalaciones es (aire = 1), entonces el peso total (lb) del gas contenido originalmente en el yacimiento es:

$$W_g = \frac{28.97(SG) N R_{si}}{379.4}. \quad (16)$$

Finalmente, el peso específico  $\gamma$  (lb/ft<sup>3</sup>) de la mezcla se expresa por medio de la Ec. (17):

$$\gamma = \frac{W_o + W_g}{5.615 V}. \quad (17)$$

## Resultados

El estudio de esta etapa se realizó para un horizonte de tiempo de 3,000 días, que equivalen a poco más de ocho años (99 meses).

El volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento resultó de 321 millones de barriles, siendo el volumen original de aceite ( $N$ ) de 180 millones de barriles @ CS y el volumen original de gas ( $G$ ) de 280 miles de millones de pies cúbicos @ CS.

El análisis inicial se efectuó considerando siete pozos. Pero, a fin de determinar el número óptimo de pozos, se estudió el desarrollo del campo bajo las opciones de 3 pozos, 4 pozos, 5 pozos y 6 pozos. El caso de cinco pozos es el que presenta el mayor VPN que todos. **Figura 6**, por lo que de acuerdo a este indicador se concluye que esta opción es la mejor. (Lechner, 1994; Lerche, 1992; McGill, 1979).

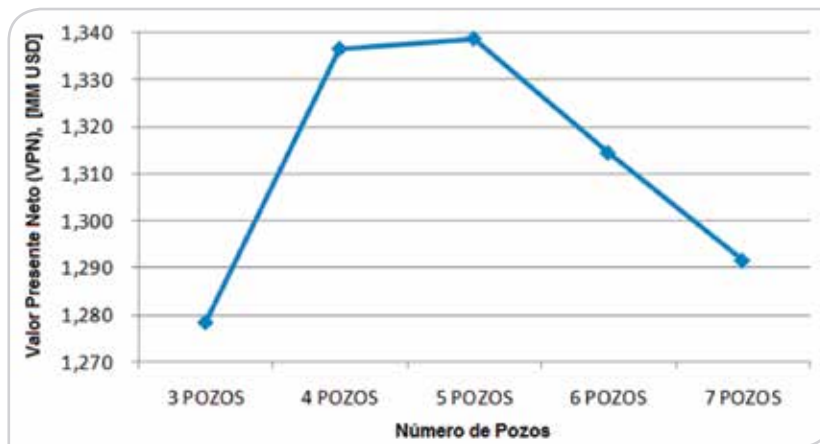


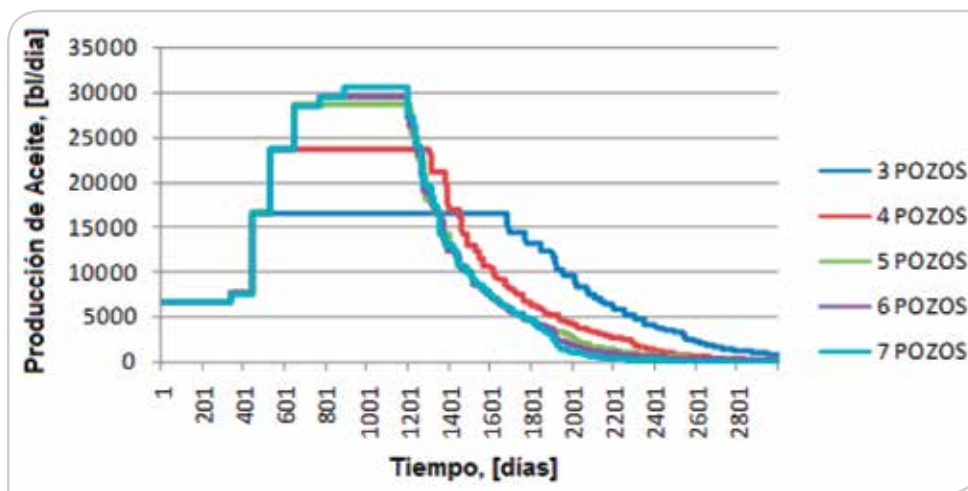
Figura 6. Número óptimo de pozos de desarrollo para el yacimiento Bricol.

El factor de recuperación (FR) es prácticamente el mismo en todas las opciones, **Tabla 1**.

**Tabla 1.** Factor de recuperación primaria de aceite en el yacimiento Bricol para cinco opciones posibles de desarrollo.

OPCIONES	3 POZOS	4 POZOS	5 POZOS	6 POZOS	7 POZOS
PROD. ACUM. HIDROCARBUROS, BPCE	41,212,190	41,597,197	41,618,123	41,657,030	41,702,453
PROD. ACUMULATIVA DE ACEITE BPCS	31,433,180	31,726,831	31,742,792	31,772,467	31,807,111
PROD. ACUMULATIVA DE GAS, PC	48,895,049,212	49,351,829,982	49,376,657,055	49,422,817,225	49,476,707,159
FACTORES DE RECUPERACIÓN, %	17.5	17.6	17.6	17.6	17.7

El perfil de producción de crudo en la opción de cinco pozos, **Figura 7**, es semejante al de las opciones de seis y siete pozos, con un máximo cercano a 30 mil barriles diarios.



**Figura 7.** Perfiles de producción de aceite de las opciones estudiadas del yacimiento Bricol.

La presión media del yacimiento, **Figura 8**, se comporta prácticamente de la misma forma en las opciones de cinco, seis y siete pozos, mientras que las opciones

de tres y cuatro pozos presentan comportamientos marcadamente diferentes.



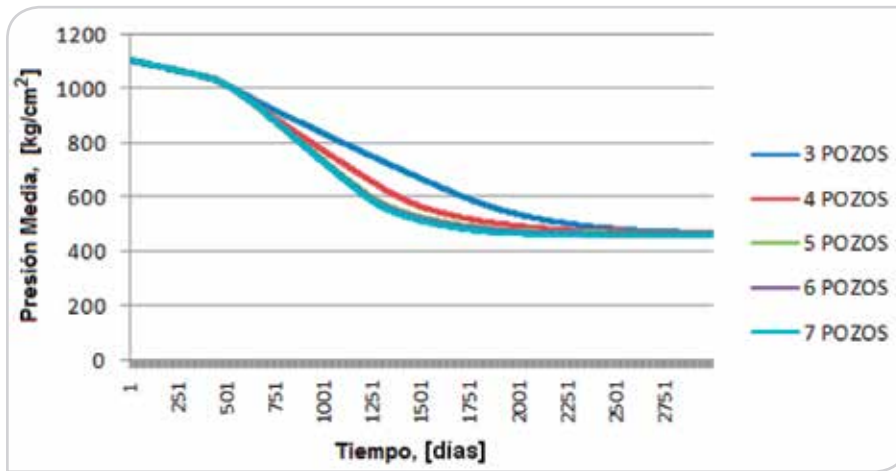


Figura 8. Evolución de la presión media del yacimiento Bricol en función del número de pozos.

Finalmente, el costo de producción de la opción de cinco pozos, **Figura 9**, es sin duda mucho menor que el correspondiente a las opciones de tres y cuatro pozos,

aunque no guarda diferencias significativas respecto de las opciones para seis y siete pozos.

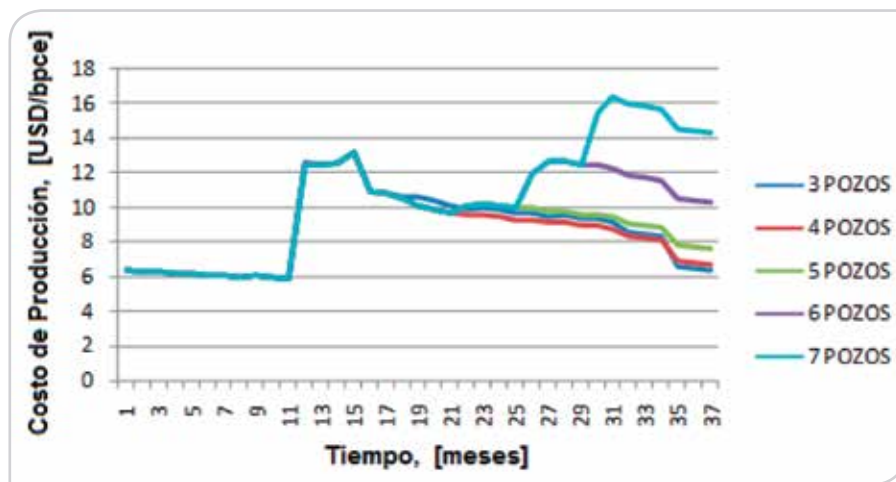


Figura 9. Costos de producción para las cinco opciones de desarrollo del yacimiento Bricol.

En resumen, la opción de cinco pozos genera más valor económico y permite recuperar prácticamente el mismo volumen de hidrocarburos que en los otros casos, por lo tanto, el número óptimo de pozos se estima que es cinco.

Asimismo, se estudió la implantación de un sistema de recuperación por bombeo neumático, bajo el esquema integrado de auto abastecimiento (BNAA). El perfil de producción obtenido se muestra en la **Figura 10**.



Figura 10. Perfil de producción de aceite para la opción de producción por bombeo neumático auto abastecido, (BNAAC).

La inyección de gas para BN comienza el día 1,286, lográndose mantener la producción durante 2,252 días, es decir, casi por 32 meses.

El factor de recuperación, **Figura 11**, aumenta notablemente de 17.63% sin BN a 27.96% con BN.

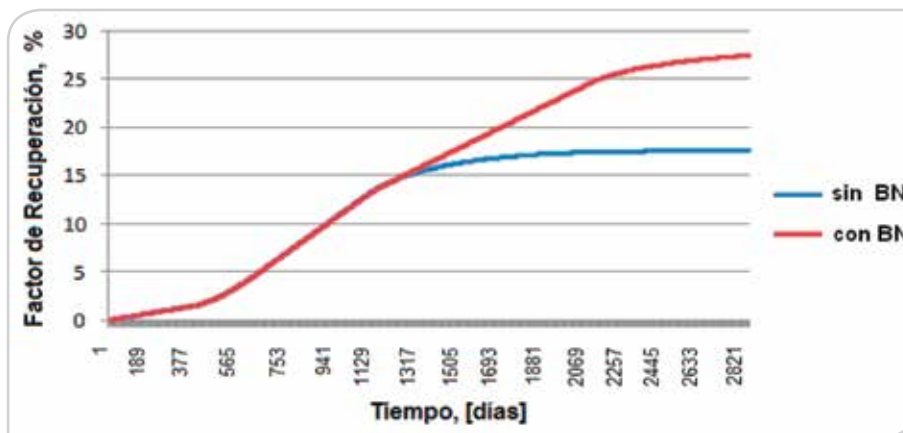
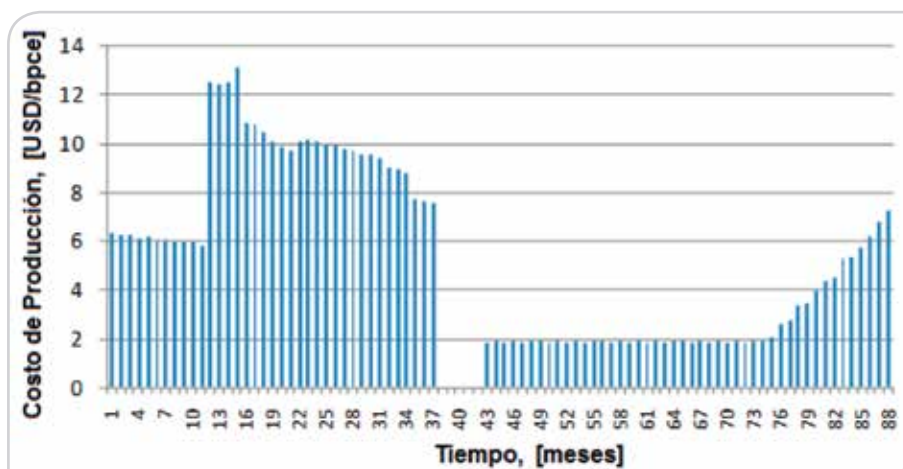


Figura 11. Factores de recuperación del yacimiento Bricol, con y sin BNAAC.

El costo de producción se mantiene en dos dólares por barril de petróleo crudo equivalente en casi toda la etapa del BN, y es sólo durante la última parte del tiempo cuando por

motivo de la declinación de la producción, aumenta hasta cerca de 8 USD/bpce, **Figura 12**.



**Figura 12.** Costo de producción del aceite en el yacimiento Bricol durante las etapas de recuperación primaria y bombeo neumático.

Este sistema de recuperación por BNAA agrega 588 millones de dólares al valor presente neto del proyecto, de acuerdo a la información que se tiene en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Indicadores económicos y volumétricos del proyecto de explotación del yacimiento Bricol.

	SIN BN	CON BN
Valor Presente Neto (VPN), USD	1,338,496,170.48	1,926,619,697.49
Valor Presente de la Inversión (VPI), USD	199,388,896.57	199,388,896.57
VPN / VPI	6.71	9.66
Tasa Interna de Retorno (TIR), % anual	357.00	357.00
<b>PROD. ACUM. HIDROCARBUROS, BPCE</b>	41,618,123.24	65,999,493.18
<b>PROD. ACUM. ACEITE, B</b>	31,742,791.83	50,338,843.02
<b>PROD. ACUM. GAS, PC</b>	49,376,657,055.13	78,303,250,770.40
<b>FACTOR DE RECUPERACIÓN, %</b>	17.63	27.96

El procedimiento desarrollado en este trabajo permite estudiar esquemas de explotación de un yacimiento adicionales al comportamiento primario. En ese sentido se determinó y evaluó un tipo de recuperación que consiste en la inyección al yacimiento de un fluido que podría ser nitrógeno, aire, o cualquier otro, de manera discontinua y alternada entre ciclos de producción.

El fluido de inyección seleccionado fue el nitrógeno. Se determinó un periodo de cierre de producción por 600 días, donde se inyecta N<sub>2</sub> durante 1,200 días. Posteriormente se efectúa otro cierre de 600 días y enseguida inicia una etapa de producción por 1,200 días. La **Figura 13** muestra el esquema aplicado en tres etapas de cierre–inyección–producción.

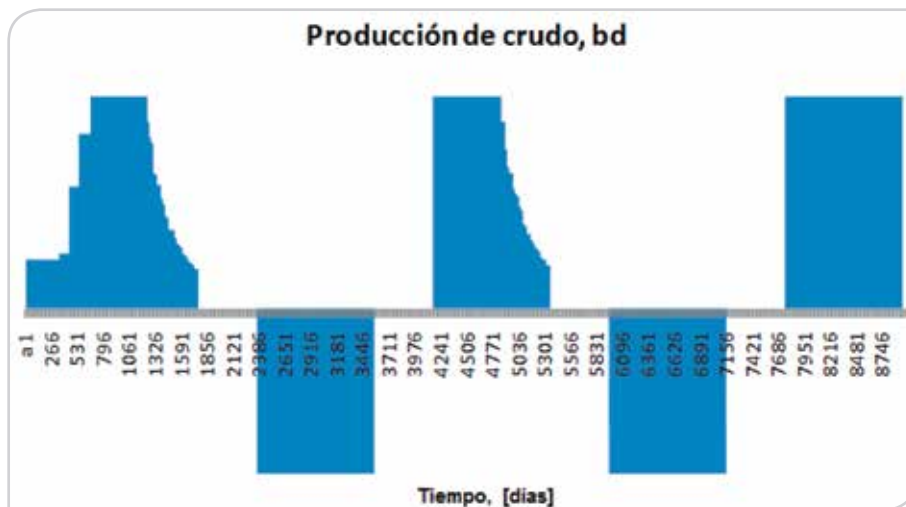


Figura 13. Sistema cíclico de inyección-producción considerando tres etapas de producción, en el yacimiento Bricol.

Después de 8,950 días, equivalentes a 24.5 años, el factor de recuperación es de 50.3 %, **Figura 14**, con posibilidades de elevarse más mediante la repetición de otros ciclos de inyección-producción.

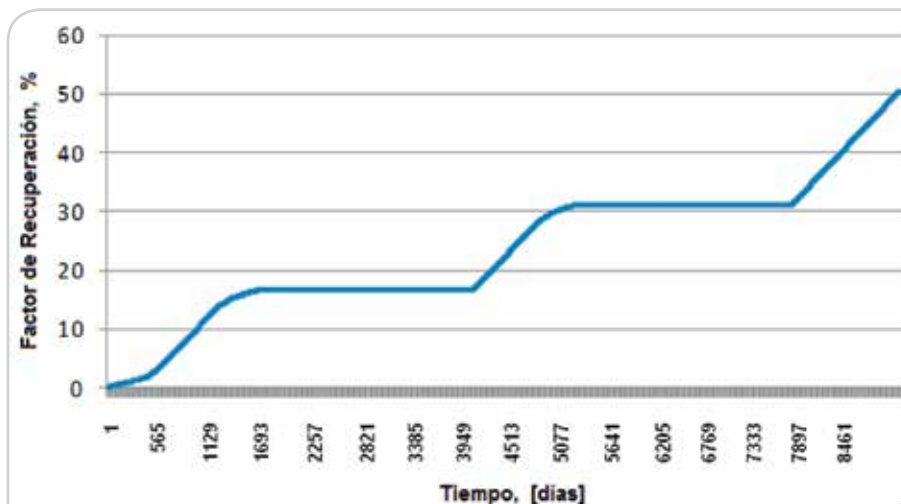
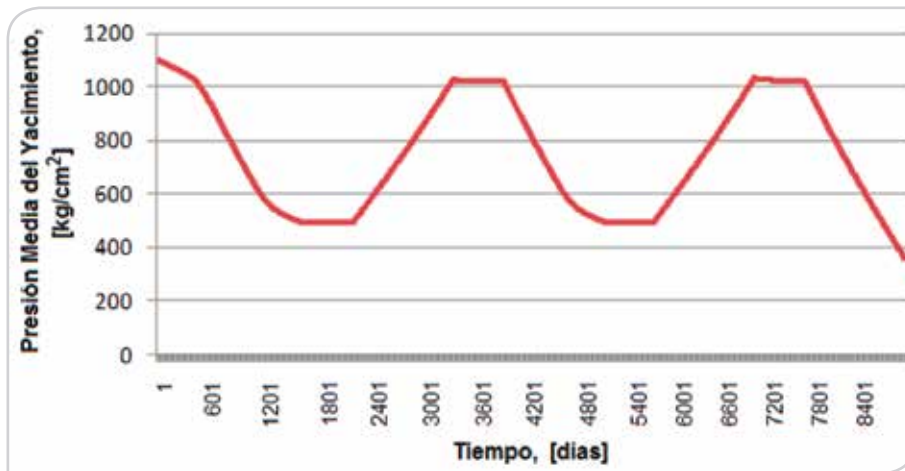


Figura 14. Comportamiento del factor de recuperación de aceite en el yacimiento Bricol, empleando un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.

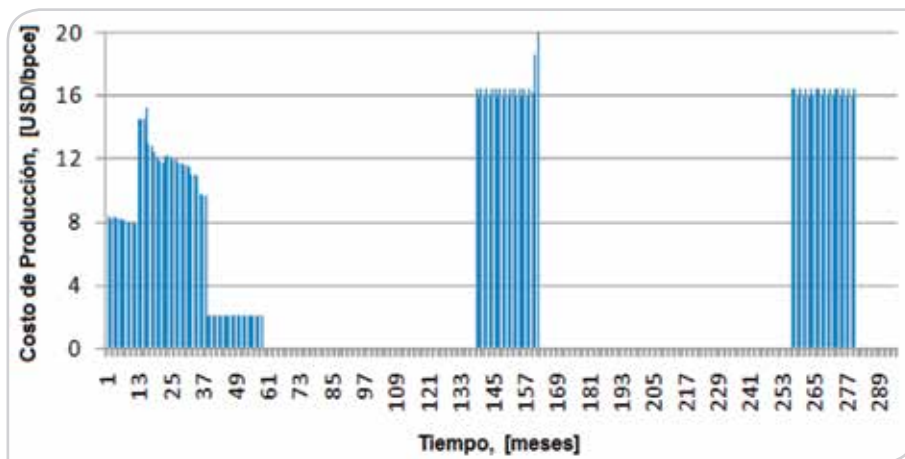
El comportamiento de la presión media del yacimiento incluido en la **Figura 15**, muestra las etapas de producción, cierre, inyección, etcétera.



**Figura 15.** Variación de la presión promedio del yacimiento Bricol, durante un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.

El costo de producción de la tercera etapa, **Figura 16**, es el mismo que el de la segunda, en virtud de que en ambas se incluyen solamente los gastos de inyección.

Es importante tener presente que el costo de los pozos inyectoros quedó totalmente amortizado en la primera etapa de producción.



**Figura 16.** Costo de producción del yacimiento Bricol, considerando un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas, empleando el esquema económico de constitución de un fondo.

Como se ha señalado, el procedimiento permite calcular el estado de resultados de los esquemas evaluados. La **Tabla 3** muestra resultados para el esquema de cierre-inyección-producción. Se observa la constitución del fondo para el pago

futuro de los pozos inyectoros. Las repercusiones de esta medida también se manifiestan en el rendimiento antes de derechos, en los derechos ordinarios y en el rendimiento neto.

**Tabla 3.** Estado de resultados después de introducir en el renglón de gastos de operación y mantenimiento, la reserva para pozos inyectoros.

MES		1	2	3	4	5	6
<b>1) INGRESOS POR VENTAS</b>		<b>13,310,641</b>	<b>13,754,329</b>	<b>13,310,641</b>	<b>13,754,329</b>	<b>13,310,641</b>	<b>13,754,329</b>
	Crudo	12,060,000	12,462,000	12,060,000	12,462,000	12,060,000	12,462,000
	Gas	1,250,641	1,292,329	1,250,641	1,292,329	1,250,641	1,292,329
<b>2) EGRESOS</b>		<b>2,205,366</b>	<b>2,245,487</b>	<b>2,180,238</b>	<b>2,220,359</b>	<b>2,155,119</b>	<b>2,195,231</b>
<b>Gastos de Operación y Mantenimiento</b>		<b>536,289</b>	<b>554,165</b>	<b>536,289</b>	<b>554,165</b>	<b>536,289</b>	<b>554,165</b>
<b>Pozos</b>		<b>1,429,076</b>	<b>1,453,321</b>	<b>1,407,948</b>	<b>1,432,194</b>	<b>1,386,821</b>	<b>1,411,066</b>
	Amortizaciones	1,039,076	1,073,712	1,039,076	1,073,712	1,039,076	1,073,712
	Intereses	390,000	379,609	368,872	358,481	347,744	337,353
<b>Instalaciones</b>		<b>240,000</b>	<b>238,000</b>	<b>236,000</b>	<b>234,000</b>	<b>232,000</b>	<b>230,000</b>
	Amortizaciones	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000	200,000
	Intereses	40,000	38,000	36,000	34,000	32,000	30,000
<b>Estudios</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Amortizaciones	0	0	0	0	0	0
	Intereses	0	0	0	0	0	0
<b>3) RENDIMIENTOS ANTES DE DERECHOS</b>		<b>11,105,275</b>	<b>11,508,842</b>	<b>11,130,403</b>	<b>11,533,070</b>	<b>11,155,531</b>	<b>11,559,098</b>
<b>4) DERECHOS</b>		<b>9,171,044</b>	<b>9,500,619</b>	<b>9,189,010</b>	<b>9,518,586</b>	<b>9,206,977</b>	<b>9,536,552</b>
	ORDINARIO	7,878,125	8,164,604	7,896,092	8,182,570	7,914,058	8,200,537
	EXTRAORDINARIO	1,292,918	1,336,016	1,292,918	1,336,016	1,292,918	1,336,016
	Investigación Científica y Tecnológica	86,519	89,403	86,519	89,403	86,519	89,403
	Fiscalización Petrolera	399	413	399	413	399	413
	Fondo de Estabilización	1,206,000	1,246,200	1,206,000	1,246,200	1,206,000	1,246,200
<b>5) RENDIMIENTOS NETOS</b>		<b>1,934,232</b>	<b>2,008,222</b>	<b>1,941,393</b>	<b>2,015,384</b>	<b>1,948,555</b>	<b>2,022,545</b>

## Observaciones y conclusiones

El propósito principal de esta artículo ha sido el de presentar un procedimiento práctico para la realización de estudios técnico-económicos preliminares de yacimientos bajo saturados, que considera los perfiles de producción básicos como el apoyo para tomar las primeras decisiones de inversión en pozos e instalaciones superficiales iniciales, así como calcular el número óptimo de pozos y evaluar los métodos para la recuperación adicional del aceite.

Este proceso de estudio se aplicó al yacimiento Bricol, productor en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

Los resultados obtenidos de los estudios conducidos en esta tesis permiten arribar a las conclusiones siguientes:

El trabajo desarrollado hace posible realizar de manera ágil y práctica la evaluación temprana de un yacimiento recién descubierto, para sustentar las primeras decisiones de inversión en pozos e instalaciones superficiales.

La metodología de este trabajo, facilita también la evaluación preliminar de campos maduros o marginales, susceptibles de reincorporarse a la producción mediante el suministro de energía externa.

El procedimiento toma en cuenta los aspectos técnicos y económicos principales que intervienen en la planeación de la explotación de un campo petrolero.

Permite representar de manera simplificada, a través de grandes bloques, la heterogeneidad del yacimiento.

Considera los procesos de flujo en el yacimiento y pozos, efectuando un manejo explícito de las presiones entre los bloques, de la presión de fondo y la presión en la cabeza.

Reproduce de manera realista el comportamiento financiero del proyecto, a través del manejo mensual de ingresos,

gastos de operación y mantenimiento, inversiones en pozos, instalaciones superficiales, estudios, pago de derechos, estimación de rendimientos netos, cálculo de indicadores de rentabilidad económica y costos de producción.

Facilita la cuantificación de los beneficios que se obtienen en la realización de estudios técnicos específicos y en el acopio de información especial.

Simplifica la evaluación de las incertidumbres de carácter técnico y económico, y orienta la administración de riesgos.

Con el fin de disponer de una herramienta ágil y confiable que permita analizar y evaluar cualquier esquema de desarrollo y explotación de un yacimiento bajo saturado, el modelo técnico-económico integral propuesto fue elaborado usando Visual Basic de Microsoft Excel.

## Nomenclatura

$A$  = área perpendicular al flujo, Ec. (8), ft<sup>2</sup>.

$B_o$  = factor de volumen del aceite.

$C$  = costo total de un pozo, USD (dólares).

$c$  = compresibilidad equivalente, Ec. (5), 1/psi

$D_j$  = depreciación del costo de un pozo correspondiente al mes  $j$ , USD (dólares).

$f$  = factor de fricción, adimensional.

$G$  = volumen original de gas del yacimiento, ft<sup>3</sup> cs

$g$  = aceleración de la gravedad.

$h$  = espesor de la formación.

$H_f$  = pérdida de la carga.

$i$  = tasa de interés, Eq. (21).

$k$  = permeabilidad de la formación, md.

$L$  = distancia entre los puntos medios del área de dos bloques del yacimiento adyacente, ft.

$n$  = vida económica del pozo, meses.

$\mu$  = viscosidad, cp.

$N$  = volumen original de aceite del yacimiento, B<sub>cs</sub>.

$N_p$  = producción acumulativa de aceite, B<sub>cs</sub>.

$p$  = presión, psia.

$q$  = ritmo de producción del pozo.

$r$  = radio.

$R_s$  = relación de solubilidad del gas en el aceite, ft<sup>3</sup><sub>cs</sub> / B<sub>cs</sub>.

$S_{wi}$  = saturación de agua congénita, fracción.

$SG$  = densidad relativa.

$v$  = velocidad del aceite en la tubería vertical, ft/seg.

$V$  = volumen de hidrocarburos, (aceite, para el yacimiento Bricol).

$V_j$  = volumen de producción de aceite durante el mes  $j$ , BPCE.

$W$  = peso, lb.

$x$  = longitud de un bloque cuadrado del yacimiento.

$z$  = profundidad medida a lo largo del pozo, ft.

$\gamma$  = peso específico del aceite lb/ft<sup>3</sup>.

$\Phi$  = porosidad de la formación, fracción.

$b$  = burbuja, (o saturación).

$e$  = exterior, (de una área radial).

$w$  = pozo; fondo del pozo.

$f$  = fluyente.

$I$  = bloque No. 1.

- $2$  = bloque No. 2.  
 $h$  = cabeza del pozo o superficie.  
 $g$  = gas.  
 $o$  = aceite.  
 $n$  = número de bloques en que se ha dividido el yacimiento.  
 $R$  = reserva de aceite asociada al pozo, BPCE.

## Subíndices

- $i$  = inicial  
 $j$  = índice para los meses  
 $p$  = producción  
 $w$  = agua

## Bibliografía

1. Craft, B.C. y Hawkins Jr., M.F. 1959. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall.
2. Dake, L.P. 1994. *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
3. Lechner, H.E. 1994. Comparative Economics of Exploration and Production Contracts and Tax Regimes Applied to Expected Oil Prospects. Artículo SPE 20208, presentado en Oil and Gas Economics, Finance and Management Conference, Londres, RU, junio 8-9. <http://dx.doi.org/10.2118/28208-MS>.
4. Lerche, I. 1992. *Oil Exploration: Basin Analysis and Economics*. San Diego, California: Academic Press.
5. Megill, R.E. 1979. *An Introduction to Exploration Economics*, second edition. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologist.
6. Newendorp, P.D. and Schuyler, J. 2000. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, second edition. Aurora, Colorado: Planning Press.
7. Rose, P.R. 2001. *Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures*. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologist.
8. Sandrea, R. y Nielsen, R.F. 1974. *Dynamics of Petroleum Reservoirs under Gas Injection*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
9. Slider, H.C. 1976. *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Tulsa, Oklahoma: Petroleum Publishing Company.
10. Smith, M.D. 1985. Exploration Decision Strategy. Artículo SPE 13782, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, EUA, marzo 14-15. <http://dx.doi.org/10.2118/13782-MS>.
11. Solórzano, L.N. 1996. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras*. México: Argo.

## Semblanza de los autores

### M. en I. Héctor S. Salgado Castro

Obtuvo el título de Ingeniero Petrolero en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Efectuó estudios de posgrado en Ingeniería Petrolera, (Física de yacimientos) en la División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Tiene Maestría en Administración de Negocios del programa Universidad del Carmen–ITESM–Tulane University.



De 1984 a 1987 laboró en el Departamento de Registros y Pruebas en Pozos de la División de Evaluación de Formaciones, de la Subdirección de Tecnología de Explotación del Instituto Mexicano del Petróleo.

En noviembre de 1987 ingresó a Petróleos Mexicanos en la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos de la Zona Norte como Ingeniero de Especialidad.

A partir de abril de 1998 y hasta junio de 2004 se desempeñó como Coordinador de Diseño de Explotación del Ex-Activo Ek-Balam de la Región Marina Noreste.

Entre los años 2003 y 2004 participó en el proyecto de diseño de la microestructura de PEP, coordinando al grupo de la Línea de Negocios de Explotación

De julio de 2004 a marzo de 2009 fungió como Coordinador de Diseño de Explotación del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap en Región Marina Noreste de Pemex Exploración y Producción.

A partir del 1 de abril de 2009, es el responsable de la Administración del Activo Bellota-Jujo de la Región Sur.

Ha publicado artículos técnicos en diferentes foros nacionales.

Pertenece a la Sociedad de Exalumnos de la Facultad de Ingeniería, UNAM (SEFI), a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C. y al Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

### **M. en I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno**

Ingeniero Petrolero y Maestro en Ingeniería Hidráulica egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, donde por varios años impartió Matemáticas, Mecánica de Fluidos y Economía de la Ingeniería en el nivel profesional y de cuyo nivel de posgrado es desde 1973 el profesor de Análisis de Rentabilidad Económica de Proyectos de Ingeniería Petrolera. Su trabajo académico le ha permitido dirigir innumerables tesis profesionales y de maestría.

Como investigador del Instituto Mexicano del Petróleo desarrolló los primeros simuladores matemáticos hechos en México para el estudio de yacimientos de gas no asociado y de yacimientos de aceite, gas y agua. Como funcionario de Petróleos Mexicanos ocupó, entre otros, los cargos de Jefe de la Unidad de Nuevas Técnicas de Ingeniería de Yacimientos, Gerente de Planeación de la Región Sur y Subdirector de Planeación de Pemex Exploración y Producción.

Entre las asesorías, talleres y cursos impartidos en los últimos diez años destacan los de análisis de riesgo y evaluación económica de proyectos de exploración, desarrollo de campos, recuperación mejorada, perforación de pozos y optimización de instalaciones. Ha participado como instructor en diversas universidades e institutos tecnológicos del país.

### **Dr. Fernando Samaniego Verduzco**

Ingeniero Petrolero y Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la UNAM, y Doctor en Ingeniería Petrolera por la Universidad de Stanford. Su vida profesional se ha centrado en los problemas relacionados a las diversas áreas de la explotación de petróleo en México. Actualmente labora en la UNAM como profesor titular de la División de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.