



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO INTEGRAL DE  
YACIMIENTOS BAJO SATURADOS**

**T E S I S**

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE**

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**( PETROLERA )**

**P R E S E N T A:**

**HÉCTOR S. SALGADO CASTRO**

**TUTORES**

**M. en I. LUZBEL NAPOLEÓN SOLÓRZANO ZENTENO  
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO**



Febrero de 2012

## **JURADO ASIGNADO**

Presidente:	Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas
Secretario:	Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Vocal:	M. en I. Luzbel Napoleón Solórzano
1 <sup>er.</sup> Suplente:	Dr. Fernando J. Rodríguez de la Garza
2 <sup>do.</sup> Suplente:	Dr. Faustino Fuentes Nucamendi

## **LUGAR DONDE SE REALIZÓ LA TESIS**

Comalcalco, Tabasco.

## **TUTORES DE TESIS**

M. en I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno

---

**FIRMA**

Dr. Fernando Samaniego Verduzco

---

**FIRMA**

*A Dios por todas las bendiciones recibidas.*

## **Agradecimientos**

*Primero y principalmente quiero agradecer a mis tutores M. en I. Luzbel Napoleón Solórzano Zenteno y Dr. Fernando Samaniego Verduzco por su impulso y motivación para concluir este pendiente. Por su valiosa enseñanza, ayuda, guía y por todos los agradables momentos que compartimos durante la realización de este trabajo lo que me permitió valorar las grandes personas que son y por darme la oportunidad de ser su amigo. Disfrute mucho su compañía.*

*A los demás integrantes de mi Jurado: Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas, Dr. Fernando J. Rodríguez de la Garza y Dr. Faustino Fuentes Nucamendi por sus consejos, sus enseñanzas pero sobre todo por su apreciadísima amistad.*

*A mi Alma Mater la Universidad Nacional Autónoma de México, a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, y en particular, a todos mis profesores por su contribución al desarrollo en conocimientos y habilidades que experimenté durante mi estancia en ella.*

*Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de apoyo económico que me brindo durante la etapa de estudio de este programa.*

*A las empresas en las que he laborado, Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y Petróleos Mexicanos (PEMEX), por la oportunidad de haberme involucrado en diferentes actividades y proyectos que me han permitido desarrollarme profesionalmente y colaborar con gente brillante y humana. A todas las autoridades, colegas y colaboradores con los que he interactuado en mi trayectoria. De todos ellos he aprendido y crecido. En particular agradezco enormemente al M. en C. Carlos Morales Gil, al Ing. J. Javier Hinojosa Puebla y al Dr. Pedro Silva López, íconos de Pemex Exploración y Producción (PEP), por su amistad, apoyo profesional y personal que me han brindado durante los tantos años que tenemos de conocernos y colaborar juntos.*

*A todos mis amigos, ustedes saben quiénes son, con los que he compartido muchos momentos de alegría, este será uno de ellos, y algunos, pocos afortunadamente, momentos difíciles.*

*A mis tíos y primos.*

*Finalmente pero más importante, este trabajo no hubiera sido posible sin el amor, la paciencia, el estímulo, comprensión y el apoyo de mis adorados: esposa Marcela, hijos Olga Daniela y Emiliano, mamá Lupita, Fernando, hermanos Lily Romina, Mónica Alejandra, Omar Ulises, Gustavo Elías, Graciela Ilía, Yasmin Lucero y Deirdree Terpsicore, y sobrinos. Han sido fuente de mi inspiración, por lo que esta tesis es un tributo a todos ellos.*

# CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS .....	ii
ÍNDICE DE TABLAS .....	v
OBJETIVOS .....	vi
APORTACIÓN .....	vii
RESUMEN .....	viii
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO .....	3
CAPÍTULO 3. ETAPA DE RECUPERACIÓN PRIMARIA.....	14
CAPÍTULO 4. NÚMERO ÓPTIMO DE POZOS.....	26
CAPÍTULO 5. BOMBEO NEUMÁTICO.....	30
CAPÍTULO 6. SISTEMA CÍCLICO DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN.....	33
CONCLUSIONES.....	52
NOMENCLATURA.....	54
APÉNDICE A.....	57
BIBLIOGRAFÍA.....	62

# ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1	Discretización de un yacimiento por medio de bloques rectangulares.....	3
Fig. 2	Flujo hacia un bloque productor.....	4
Fig. 3	Variación típica del factor de volumen del aceite, $B_o$ , con respecto a la presión.....	5
Fig. 4	Variación de la relación de solubilidad del gas en el aceite, $R_s$ , con respecto a la presión...	6
Fig. 5	Evolución de la presión de los bloques vecinos al pozo Bricol.....	9
Fig. 6	Predicción para la producción de aceite del yacimiento Bricol.....	16
Fig. 7	Estimación para el valor del factor de recuperación de aceite para condiciones de producción primaria, yacimiento Bricol.....	17
Fig. 8	Predicción para la variación de la presión promedio del yacimiento Bricol.....	17
Fig. 9	Comparación de las estimaciones para el factor de recuperación de aceite para dos valores extremos de la compresibilidad efectiva de la formación, $c_{f(m+s)}$ , 0 y $40 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ .....	18
Fig. 10	Comparación entre los comportamientos de las presiones del bloque, de fondo y en la superficie para el pozo Bricol.....	19
Fig. 11	Distribución areal de la presión del yacimiento Bricol para el día de producción No. 892...	19
Fig. 12	Diagrama de las instalaciones relacionadas con la explotación del yacimiento Bricol.....	20
Fig. 13	Variación del flujo de efectivo por el concepto de derechos, yacimiento Bricol.....	21
Fig. 14	Rendimiento neto después del pago de derechos, yacimiento Bricol.....	22
Fig. 15	Comparación de los comportamientos normal y acelerado del caso de producción, yacimiento Bricol.....	23
Fig. 16	Perfiles de producción correspondiente a dos extensiones del yacimiento Bricol, de $6.6 \text{ km}^2$ y de $11.6 \text{ km}^2$ .....	24

Fig. 17	Costo de producción de los hidrocarburos del yacimiento Bricol para el caso de una extensión del yacimiento menor a la estimada (6.60 en lugar de 11.60 Km <sup>2</sup> ).....	25
Fig. 18	Número óptimo de pozos de desarrollo en el yacimiento Bricol.....	26
Fig. 19	Perfiles de producción de aceite de las opciones estudiadas del yacimiento Bricol .....	27
Fig. 20	Evolución de la presión media del yacimiento Bricol en función del número de pozos.....	28
Fig. 21	Costos de producción para las cinco opciones de desarrollo del yacimiento Bricol.....	28
Fig. 22	Valor presente neto para las cinco opciones de desarrollo, considerando que el volumen original de aceite del yacimiento Bricol, es menor al documentado. ....	29
Fig. 23	Perfil de producción de aceite para la opción de producción por bombeo neumático auto abastecido (BNAA).....	30
Fig. 24	Factores de recuperación del yacimiento Bricol, con y sin BNAA. ....	31
Fig. 25	Costo de producción del aceite en el yacimiento Bricol durante las etapas de recuperación primaria y bombeo neumático.....	31
Fig. 26	Variaciones para los perfiles de producción correspondientes a los volúmenes porosos optimista y pesimista, yacimiento Bricol.....	32
Fig. 27	Sistema cíclico de inyección-producción, yacimiento Bricol. ....	34
Fig. 28	Predicción para el incremento en el FR de aceite en el yacimiento Bricol, obtenido al considerar un primer ciclo de inyección-producción. ....	37
Fig. 29	Variación de la presión del yacimiento Bricol durante el primer ciclo de inyección-producción.....	37
Fig. 30	Predicción para la variación de la presión en un bloque productor (pozo Bricol-1) y un bloque inyector (pozo Iny-1).....	38
Fig. 31	Detalle de la evolución de las presiones de los bloques inyector y productor entre los días 3500 y 3700. ....	39
Fig. 32	Costo de producción del aceite del yacimiento Bricol considerando un proceso cíclico de inyección-producción. ....	42

Fig. 33	Costo de producción del aceite del yacimiento Bricol, considerando un proceso cíclico de inyección a través de dos pozos, empleando el esquema económico de constitución de un fondo.....	45
Fig. 34.	Sistema cíclico de inyección-producción considerando tres etapas de producción, en el yacimiento Bricol. ....	47
Fig. 35.	Comportamiento del factor de recuperación de aceite en el yacimiento Bricol, empleando un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.....	48
Fig. 36.	Variación de la presión promedio del yacimiento Bricol, durante un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.....	48
Fig. 37	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.....	49
Fig. 38	Variación incremental del FR del yacimiento Bricol, obtenida al considerar un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas, y un VOA menor al documentado.....	50
Fig. 39	Variación de la presión promedio del yacimiento Bricol, considerando un VOA menor al documentado y un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas .....	50
Fig. 40	Costo de producción del yacimiento Bricol, considerando un volumen original de aceite menor que el documentado, en un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas y la constitución de una reserva para el pago diferido de los pozos inyectoros .....	51
Fig. 41	Serie de $n$ cantidades iguales $A$ distribuidas uniformemente en el tiempo .....	57



# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Resultados volumétricos para las dos extensiones posibles del yacimiento Bricol .....	24
Tabla 2	Factor de recuperación de aceite en el yacimiento Bricol para cinco opciones posibles de desarrollo .....	27
Tabla 3	Indicadores económicos y volumétricos del proyecto de explotación del yacimiento Bricol.....	32
Tabla 4	Equivalencia entre los tiempos de explotación del yacimiento Bricol, expresados en días y meses .....	41
Tabla 5	Información relacionada con los ingresos por ventas, egresos y rendimientos del proyecto Bricol .....	44
Tabla 6	Estado de resultados después de introducir en el renglón de gastos de operación y mantenimiento, la reserva para pozos inyectores .....	46

# OBJETIVOS

Desarrollar un procedimiento práctico para llevar a cabo el estudio técnico-económico preliminar de yacimientos bajo saturados, que considere los perfiles de producción básicos que sustentan las primeras decisiones de inversión en pozos e instalaciones superficiales y que además permita: calcular el número óptimo de pozos que maximiza 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.

Aplicar el procedimiento al estudio del campo Bricol, productor en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), descubierto en marzo de 2009 en la jurisdicción del Activo Integral Bellota-Jujo.

# APORTACIONES

- 1) Con el manejo de los principios elementales de ingeniería de yacimientos e ingeniería económica, se muestra un camino para visualizar de manera rápida e integral el comportamiento físico-financiero de un yacimiento bajo saturado recién descubierto.
- 2) Se propone un esquema de inyección-producción, como método para incrementar significativamente la recuperación de hidrocarburos en la etapa de bajo saturación.

# RESUMEN

En esta tesis 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 el flujo dentro de los pozos.

Durante el proceso de simulación, la producción de los pozos es mantenida constante mientras la presión de llegada a la superficie esté por arriba de un valor preestablecido que garantice el flujo hacia otras instalaciones superficiales. Cuando deja de cumplirse esa condición, la producción es disminuida 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 principales elementos 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 óptimo de pozos y la inyección cíclica de gas.

# CAPÍTULO 1

## 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

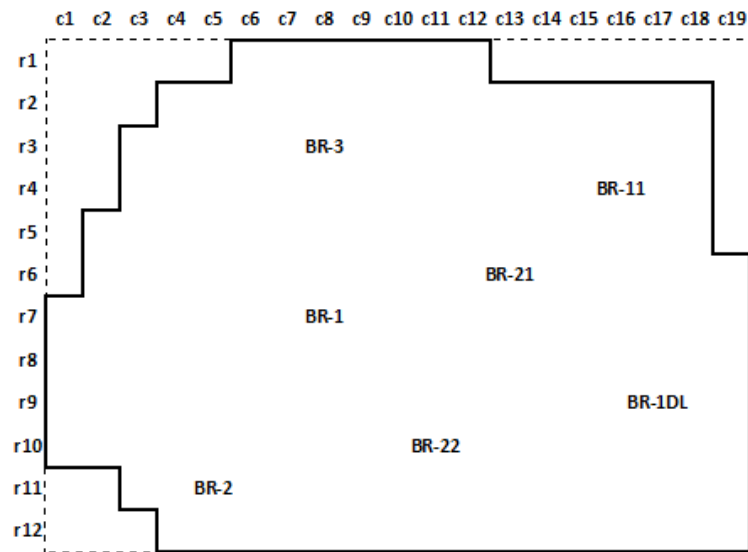
investigar a los yacimientos y entender su comportamiento, asignándoles a los yacimientos características físicas que no poseen, lo cual sucede frecuentemente cuando se aplica directamente la simulación numérica en el ajuste de su comportamiento. Los errores en que se puede incurrir al seguir este procedimiento 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).

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 maximiza 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).

# CAPÍTULO 2

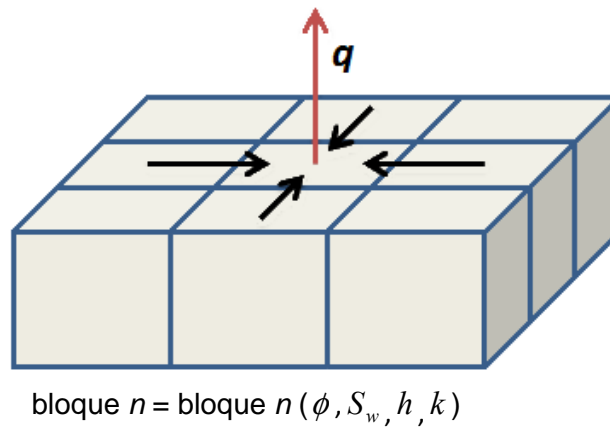
## FUNDAMENTO TEÓRICO

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



**Fig. 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 **Fig. 2**.



**Fig. 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  $V$  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.



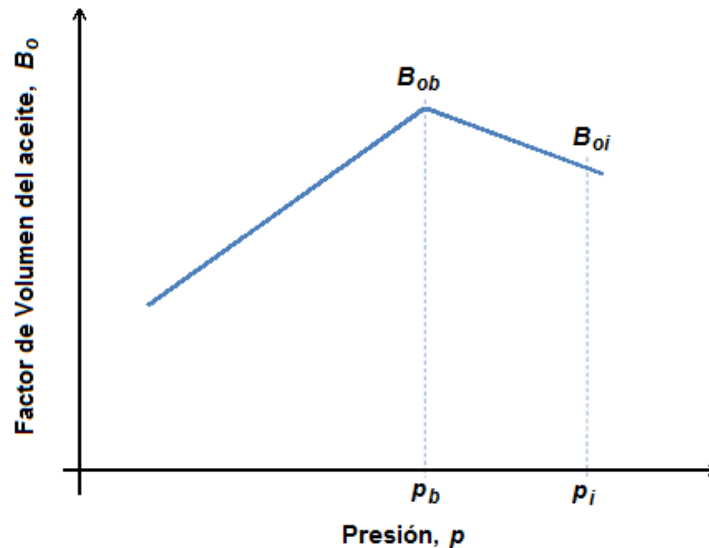
### Ecuación de balance de materia

En un yacimiento bajo saturado, como es el caso del yacimiento Bricol, todo el volumen  $V$  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):

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

donde  $B_{oi}$  (mayor que 1) es el factor de volumen del aceite a la presión inicial  $p_i$  (Fig. 3).

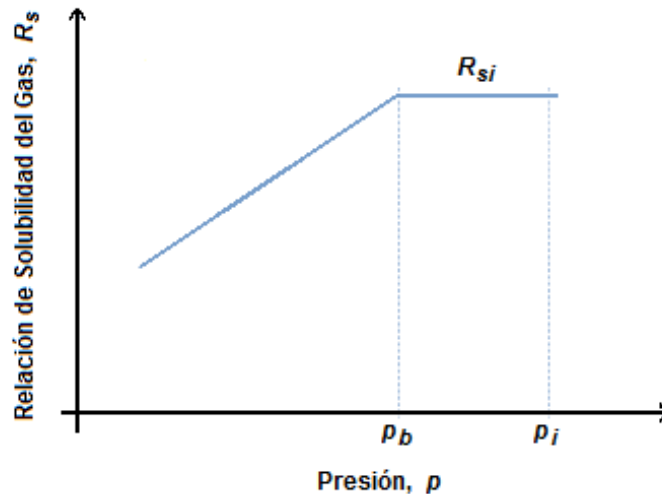


**Fig. 3** Variación típica del factor de volumen del aceite,  $B_o$ , con respecto a la presión.

Por su parte el volumen original de gas ( $G$ ) en pies cúbicos @ CS, puede expresarse como sigue:

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

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



**Fig. 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 ( $1,100 \text{ kg/cm}^2$ ) y su presión de saturación ( $255 \text{ kg/cm}^2$ ), 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 Fig. 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.

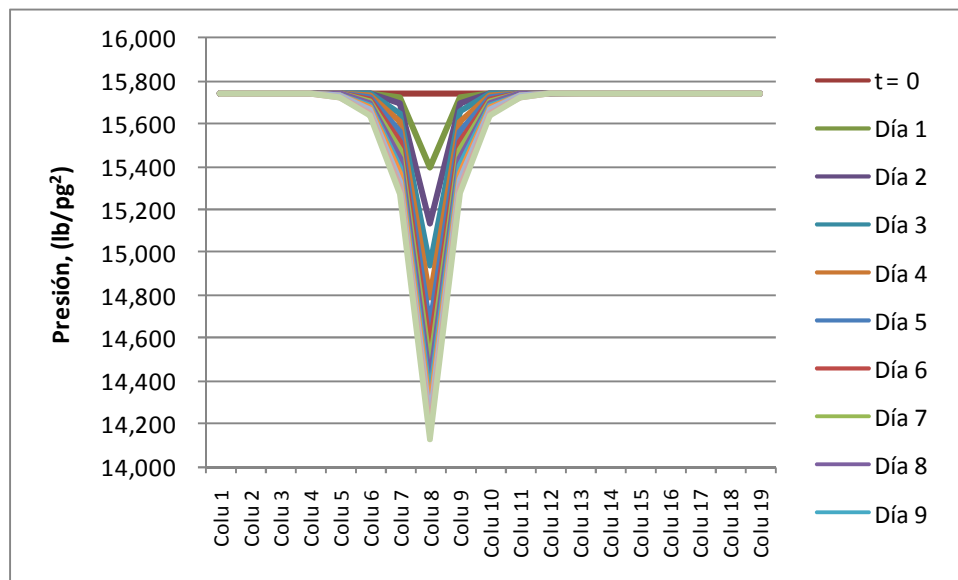
### Flujo entre bloques

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

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

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 **Fig. 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.



**Fig. 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:

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

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

$$r_e = \sqrt{\frac{\Delta x^2}{\pi}}. \quad (10)$$

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:

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

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:

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

Considerando régimen turbulento y tubería de rugosidad media,  $f = 0.015$  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  $SG$  (aire = 1), entonces el peso total  $W_g$  (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):

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

## Estado de resultados pro forma

El estado de resultados pro forma es un instrumento financiero que permite visualizar el comportamiento futuro mensual de un proyecto a través de sus elementos principales: ingresos por ventas; gastos de operación y mantenimiento; intereses y amortizaciones derivados del financiamiento de las inversiones; obligaciones fiscales; utilidades; e indicadores de rentabilidad.

Por lo que respecta a los ingresos, en este estudio se consideran sólo los derivados de la venta de aceite y gas. Su estimación mensual se basa en los volúmenes de producción y en los precios de venta.

En gastos de operación y mantenimiento se consideran tres grandes grupos que son: servicios personales, compra de materiales y pago de servicios generales.

De inversiones se consideran tres grupos principales: pozos, instalaciones superficiales y estudios.

Los pozos se amortizan de acuerdo al ritmo de extracción de su reserva:

$$D_j = \frac{V_j}{R} C, \quad (18)$$

donde  $D_j$  (USD) es la depreciación correspondiente al mes  $j$ ,  $V_j$  (BPCE) es el volumen de producción durante el mes  $j$ ,  $R$  (BPCE) es la reserva de hidrocarburos asociada al pozo,  $C$  (USD) es el costo total del pozo:



$$R = \sum_{j=1}^n V_j . \quad (19)$$

La depreciación de las instalaciones puede ser lineal:

$$D_j = \frac{C}{n} , \quad (20)$$

donde  $n$  (meses) la vida económica de la instalación, o bien basarse en otro método, por ejemplo el del fondo de amortización:

$$D_j = C \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} . \quad (21)$$

Adicionalmente a los montos que se pagan por depreciación, cada mes hay que cubrir intereses sobre saldos insolutos a la tasa  $i$ . Mientras que las depreciaciones (o amortizaciones) son aportaciones mensuales de capital que permiten redimir la deuda gradualmente, los intereses son el costo del uso del capital.

Por cuanto a indicadores de rentabilidad, en este estudio se usan el Valor Presente Neto (VPN), el Rendimiento Relativo de la Inversión (VPN/VPI), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Costo de Producción (CP).

# CAPÍTULO 3

## ETAPA DE RECUPERACIÓN PRIMARIA

El estudio de esta etapa se realizó para un horizonte de tiempo de 3,000 días, que equivalen a poco más de 8 años (99 meses). La geometría del yacimiento se representó a través de una malla de 12 renglones por 19 columnas, para un total de 228 bloques, de los cuales 30 son compactos (sin presentar permeabilidad).

Como se ha establecido, las bases de los bloques son cuadradas de 242 metros por lado, de manera que su superficie es de 58,593 metros cuadrados. En total, los bloques cubren una superficie de 11.6 kilómetros cuadrados.

La profundidad del yacimiento se consideró de 5,800 metros. Por otra parte, se impuso la restricción de que durante la producción la presión en la cabeza no pueda ser menor de  $100 \text{ kg/cm}^2$ , lo que da como resultado que los ritmos de producción se tengan que ir reduciendo a fin de cumplir esta limitación. Esta restricción es la que gobierna la declinación de la producción.

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.

## Pozos

En esta etapa del estudio se consideraron los siete pozos que se indican en la **Fig. 1**. Los pozos entran a producción a diferentes tiempos: El pozo Bricol-1 el día 1, el Bricol 1-DL el día 338, el Bricol-21 el día 443, el Bricol-3 el día 533, el Bricol-11 el día 653, el Bricol-22 el día 773 y el Bricol-2 el día 893. Los ritmos de producción de los pozos son diferentes entre sí y corresponden a los gastos históricos en el caso de los que ya están en producción, y a estimaciones de acuerdo al área donde se ubican para el caso de los pozos que entrarán posteriormente.

## Factor de volumen

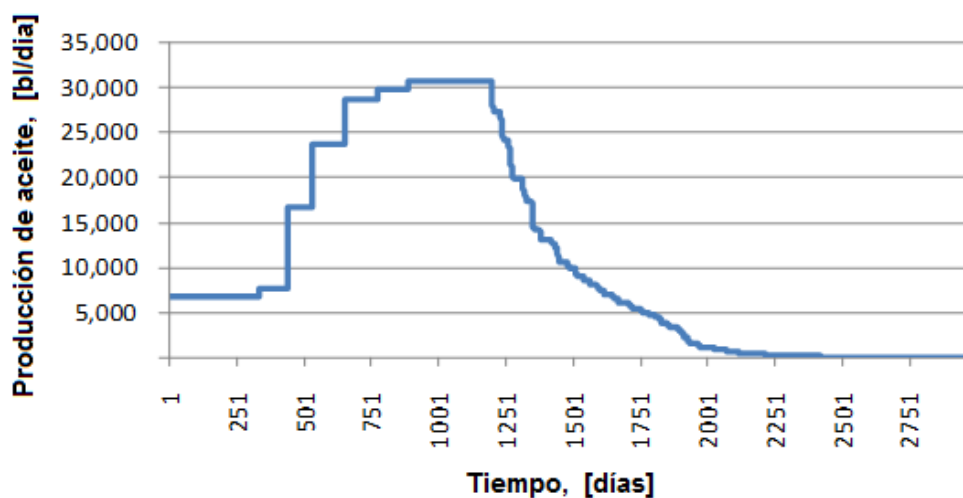
El  $B_{oi}$  es igual a 1.785, mientras que el  $B_{ob}$  es  $2.137 \text{ m}^3/\text{m}^3$  correspondientes a las presiones inicial y de saturación de  $1,100 \text{ kg}/\text{cm}^2$  y  $255.54 \text{ kg}/\text{cm}^2$ , respectivamente. Estos valores provienen de los resultados del análisis PVT de la muestra de aceite tomada en este pozo.

## Gas disuelto

De acuerdo con los resultados del estudio PVT, en este estudio se consideró para el gas disuelto una relación de 288.26 metros cúbicos de gas por metro cúbico de aceite. Tratándose de un yacimiento bajo saturado, este valor se mantiene constante en todo el proceso.

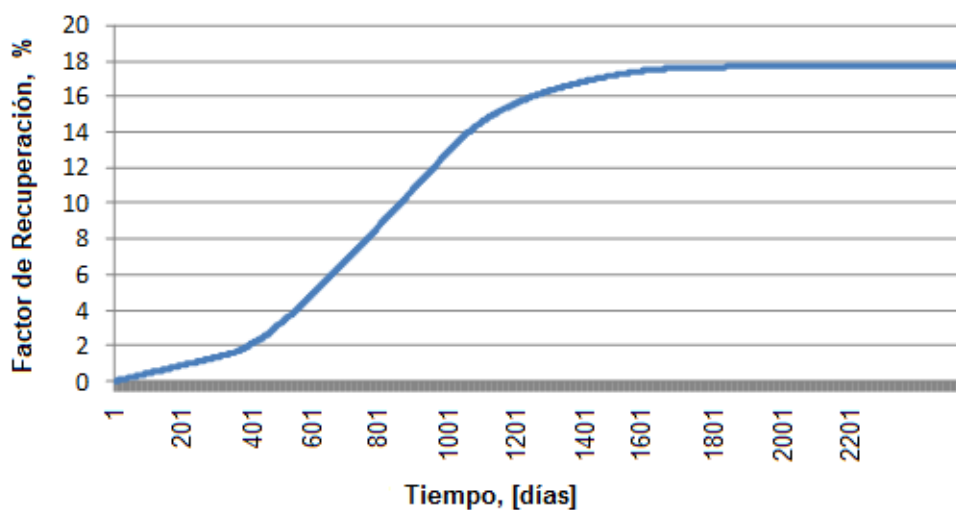
## Perfil de producción

El perfil de producción obtenido indica que el ritmo de producción podría superar los 30 mil barriles diarios a partir del día 893 y sostenerse en ese nivel durante unos diez meses, para posteriormente declinar abruptamente, como se muestra la **Fig. 6**. En el caso del gas, la producción alcanzaría un pico de casi 48 millones de pies cúbicos diarios.



**Fig. 6** Predicción para la producción de aceite del yacimiento Bricol.

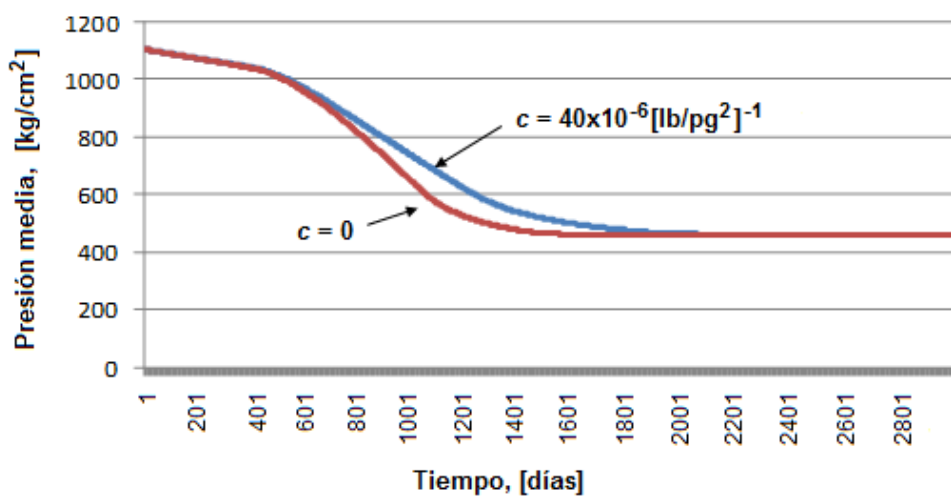
Por su parte, el factor de recuperación, **Fig. 7**, alcanzaría un valor de 17.7 por ciento.



**Fig. 7** Estimación para el valor del factor de recuperación de aceite para condiciones de producción primaria, yacimiento Bricol.

### Comportamiento de la presión

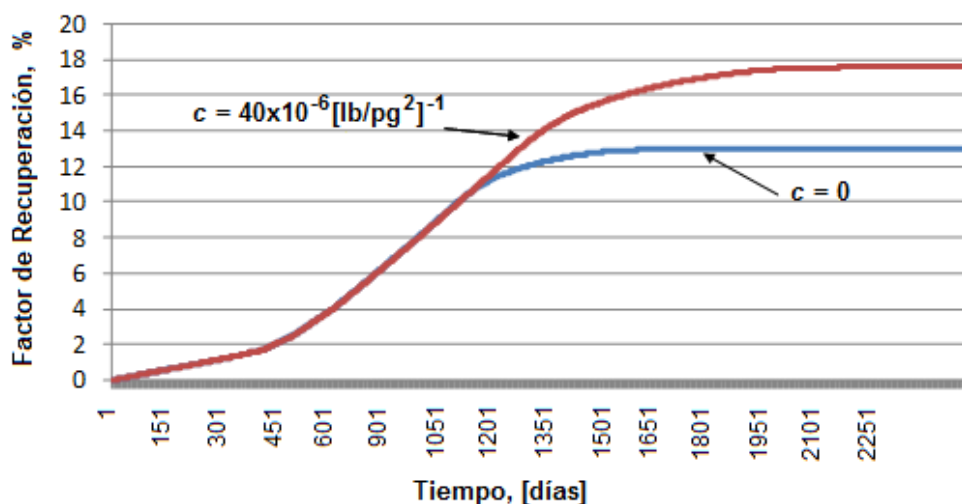
Después de caer gradualmente desde  $1,100 \text{ kg/cm}^2$ , **Fig. 8**, la presión se estabiliza en  $464 \text{ kg/cm}^2$ , valor superior a la presión de saturación ( $255 \text{ kg/cm}^2$ ).



**Fig. 8** Predicción para la variación de la presión promedio del yacimiento Bricol.

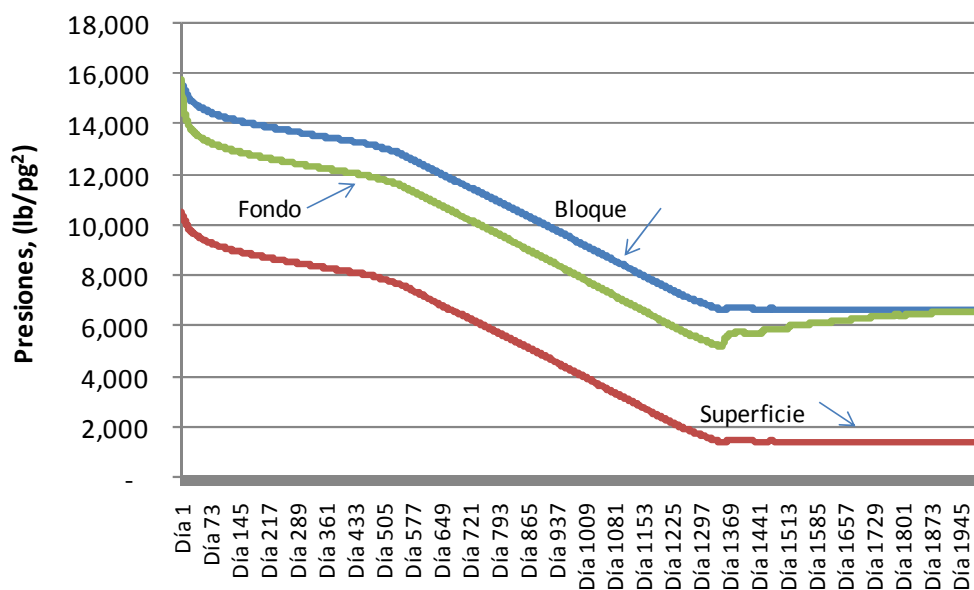
En la Fig. 8 se muestra el comportamiento de la presión para cuando no se toma en cuenta la compresibilidad equivalente ( $c = 0$ ) y para cuando  $c = 40 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ . Este último valor equivale a un incremento de 4% en el volumen poroso por cada 1, 000 lb/pg<sup>2</sup> de abatimiento de la presión (Ec. 5).

Por su parte, el factor de recuperación, **Fig. 9**, aumenta en casi 5 puntos porcentuales al pasar de una situación compresibilidad igual a cero a una compresibilidad de  $40 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ , lo que indica la importancia de la estimación correcta de este parámetro.



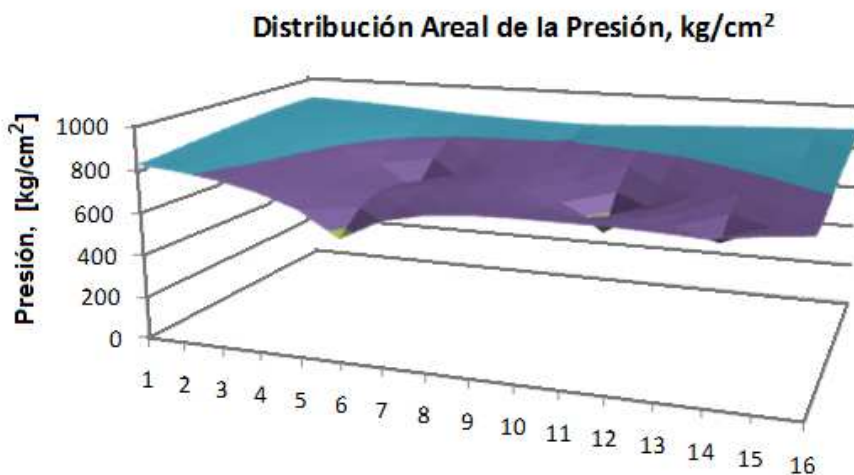
**Fig. 9** Comparación de las estimaciones para el factor de recuperación de aceite para dos valores extremos de la compresibilidad efectiva de la formación,  $c_{f(m+s)}$ , 0 y  $40 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ .

Como caso ilustrativo del comportamiento de la presión en puntos especiales del yacimiento, **Fig. 10**, se muestran las presiones de fondo y cabeza del pozo Bricol-1, así como la presión del bloque donde se ubica.



**Fig. 10** Comparación entre los comportamientos de las presiones del bloque, de fondo y en la superficie para el pozo Bricol-1

También como caso ilustrativo, **Fig. 11**, se muestra la distribución areal de las presiones del yacimiento para el día 892, que corresponde a un día antes de la entrada del último pozo.



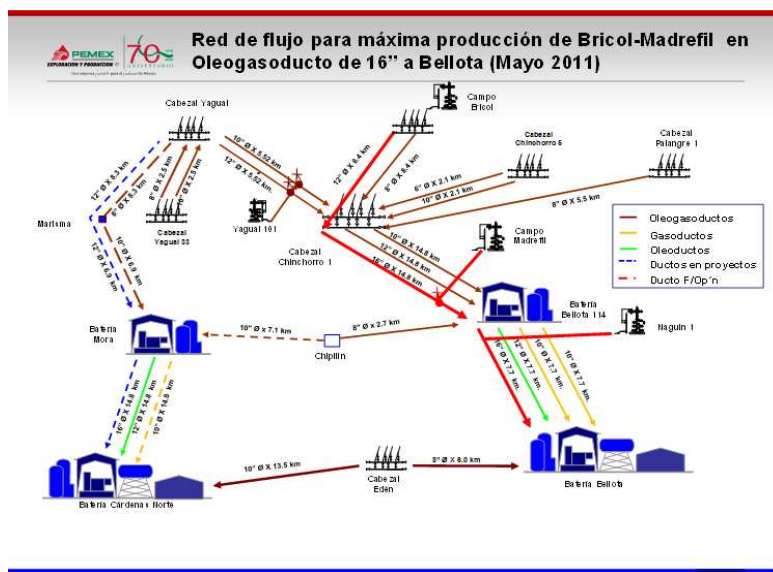
**Fig. 11** Distribución areal de la presión del yacimiento Bricol para el día de producción No. 892.

## Indicadores económicos

Para el cálculo de los indicadores económicos se consideraron los datos siguientes: precio de venta del crudo 60 USD/barril, precio de venta del gas 4 USD/millar de pies cúbicos; costo de los pozos entre 36 millones y 40 millones de dólares cada uno.

Los pozos se amortizaron de acuerdo al ritmo de extracción de sus reservas respectivas, y se impuso como fecha límite para la amortización global de todos los pozos el día 1,800.

Con relación a instalaciones (**Fig. 12**) se consideraron cuatro oleogasoductos: dos de 8.4 kilómetros de longitud que van del cabezal Bricol-1 al cabezal Chinchorro-1, con un valor conjunto de 12 millones de dólares; uno de 14.8 kilómetros de longitud que inicia del cabezal Chinchorro-1 a la batería Bellota-114, con un costo de 15 millones de dólares; y uno más de la batería Bellota-114 a la batería Bellota de 7.7 kilómetros de longitud, con un costo de 8 millones de dólares. La amortización de estas instalaciones también se llevó a cabo de manera acelerada, en 20 meses de manera lineal.



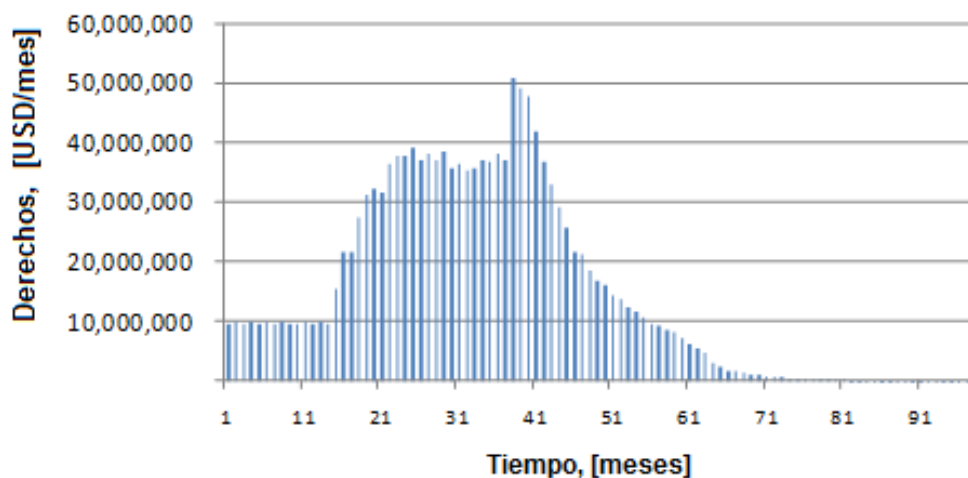
**Fig. 12** Diagrama de las instalaciones relacionadas con la explotación del yacimiento Bricol.



Los indicadores resultantes fueron los siguientes:

<b>VPN</b>	= 1,323 MILLONES DE DÓLARES
<b>VPI</b>	= 229 millones de dólares
<b>VPN / VPI</b>	= 5.77
<b>TIR</b>	= 403 % anual

Como se muestra en la **Fig. 13**, el proyecto ofrece un flujo de efectivo importante por concepto de derechos, los cuales comprenden los rubros de investigación científica y tecnológica, fiscalización petrolera, fondo de estabilización y derecho ordinario de 71.5% sobre ingresos netos.



**Fig. 13** Variación del flujo de efectivo por el concepto de derechos, yacimiento Bricol.

Deja además un rendimiento neto significativo para la empresa después del pago de derechos, como se indica en la **Fig. 14**.

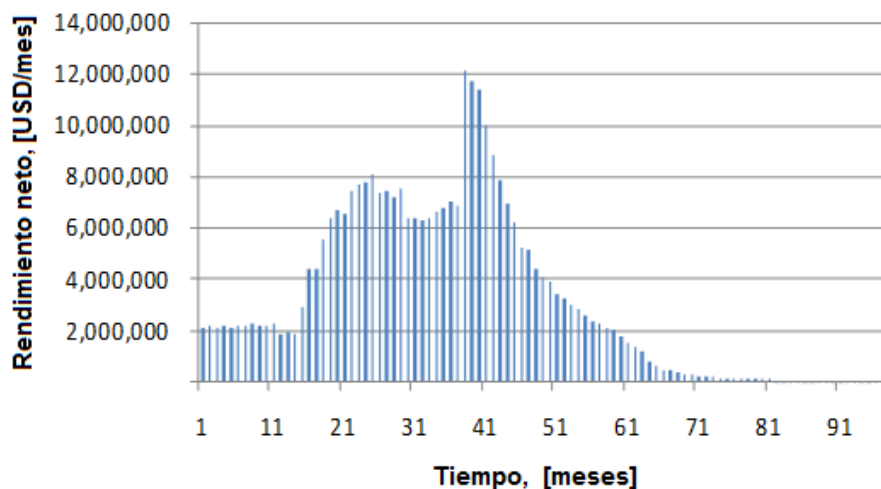
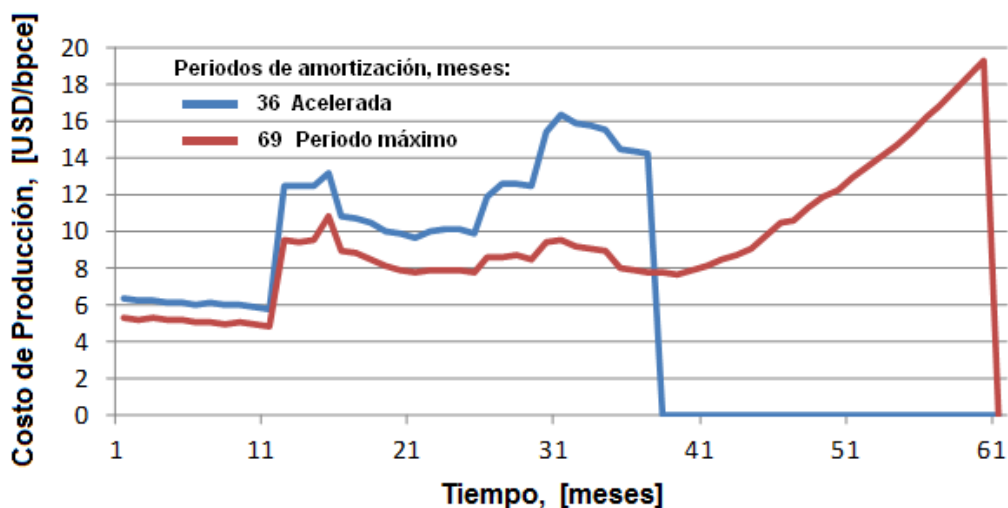


Fig. 14 Rendimiento neto después del pago de derechos, yacimiento Bricol.

### Costo de producción

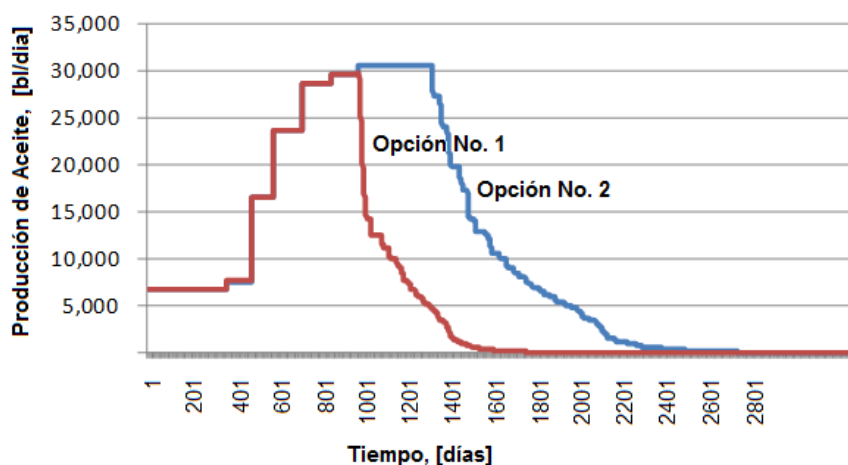
En la **Fig. 15** se muestran dos comportamientos posibles del costo de producción. Uno contempla la amortización de pozos en un periodo máximo de 1,800 días (59 meses), que conduce a un costo de casi 20 USD/bpce al final del periodo; y otro con una amortización acelerada, en la cual se impone la condición de que todos los pozos queden cabalmente pagados al término de 1,100 días (36 meses), que resulta en un costo de producción máximo de 16 USD/bpce en una etapa intermedia. Optar por este último esquema es más conveniente que el primero, pues en caso de que el yacimiento deje de producir antes de lo previsto, llegaría al final de su vida sin pasivos importantes.



**Fig. 15** Comparación de los comportamientos normal y acelerado del caso de producción, yacimiento Bricol.

### Incertidumbre con relación a la extensión del yacimiento

En la **Fig. 16** se presentan los perfiles de producción correspondientes a dos extensiones posibles del yacimiento, una de 6.60 km<sup>2</sup>, opción 1 y otra de 11.60 km<sup>2</sup>, opción 2, **Tabla 1**. La incertidumbre respecto de la extensión del yacimiento tiene su origen en diversos aspectos; por ejemplo, el acñamiento en que produce el pozo Bricol 21, cuyo comportamiento de presión registrado en su sensor permanente hasta fines junio de 2010, no permite identificar el límite del bloque considerado en la dirección sureste.



**Fig. 16** Perfiles de producción correspondiente a dos extensiones del yacimiento Bricol, de 6.6 km<sup>2</sup> y de 11.6 km<sup>2</sup>.

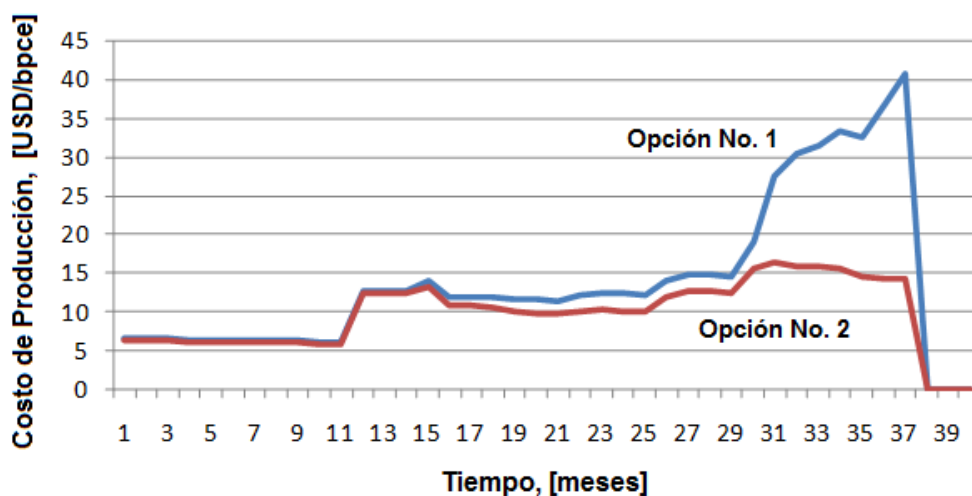
Estos perfiles de producción, que después de alcanzar su valor máximo caen abruptamente, sugieren la conveniencia de que la explotación del campo se planee con ritmos de producción que puedan sostenerse constantes por más tiempo y con ello, se aprovechen en mejor medida las instalaciones superficiales, logrando a la vez que las inversiones sean de menor cuantía y por lo tanto, el costo de producción sea menor.

Los resultados volumétricos y económicos de estas dos posibilidades se muestran en la Tabla 1.

**Tabla 1** Resultados volumétricos y económicos para las dos extensiones posibles del yacimiento Bricol.

OPCIÓN	1	2
Área, km <sup>2</sup>	6.60	11.60
$N$ , mmb @ CS	101.80	180.06
$G$ , mmmpc @ CS	158.30	280.09
VPN, mmUSD	691.44	1, 29148
VPI, mmUSD	260.55	260.55
VPN/VPI	2.65	4.96

Si el volumen del yacimiento fuera menor y se mantuvieran las mismas premisas del caso optimista, el costo de producción se elevaría notablemente durante el último año, **Fig. 17**. Para anticiparse adecuadamente a esta posibilidad, las instalaciones deberían amortizarse de manera más acelerada, en este caso en un plazo máximo de 29 meses, evitando con ello la obtención de resultados financieros indeseables.

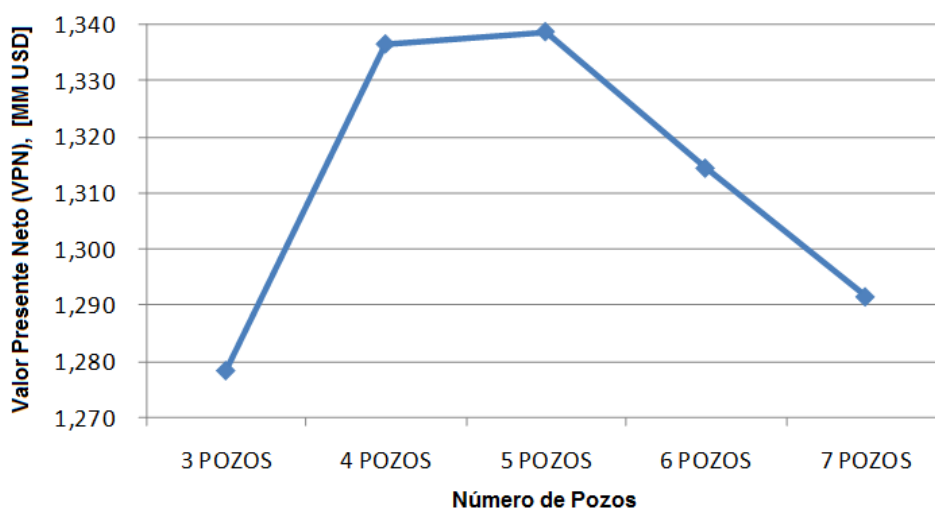


**Fig. 17** Costo de producción de los hidrocarburos del yacimiento Bricol para el caso de una extensión del yacimiento menor a la estimada (6.60 en lugar de 11.60 Km<sup>2</sup>)

# CAPÍTULO 4

## NÚMERO ÓPTIMO DE POZOS

Adicionalmente al caso de 7 pozos descrito en el capítulo anterior, se estudió el desarrollo del campo bajo las opciones de 3 pozos, 4 pozos, 5 pozos y 6 pozos. El caso de 5 pozos es el que ofrece mayor VPN que todos, **Fig. 18**, por lo que de acuerdo a este indicador se concluye que esta opción es la mejor.



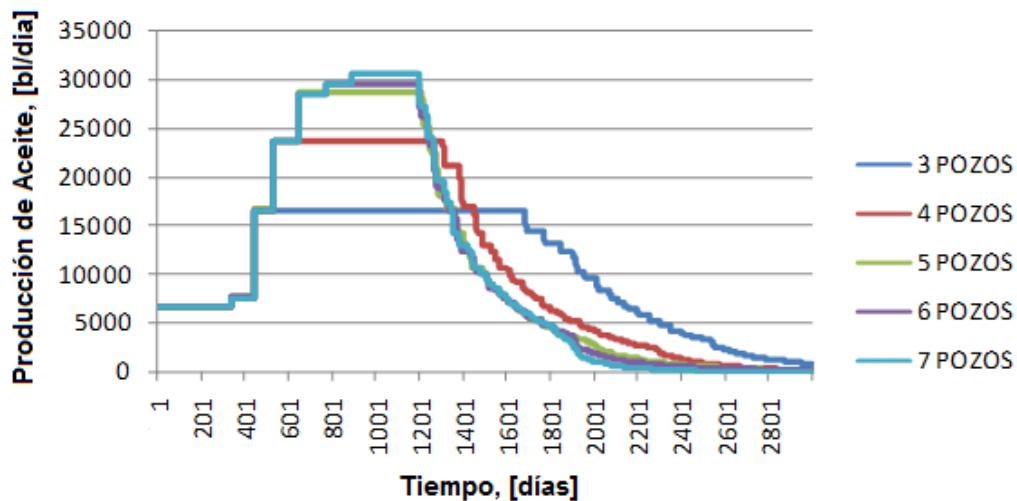
**Fig. 18** Número óptimo de pozos de desarrollo para el yacimiento Bricol.

El Factor de Recuperación (FR) es prácticamente el mismo en todas las opciones, **Tabla 2**.

**Tabla 2** Factor de recuperación primaria de aceite en el yacimiento Bricol para cinco opciones posibles de desarrollo.

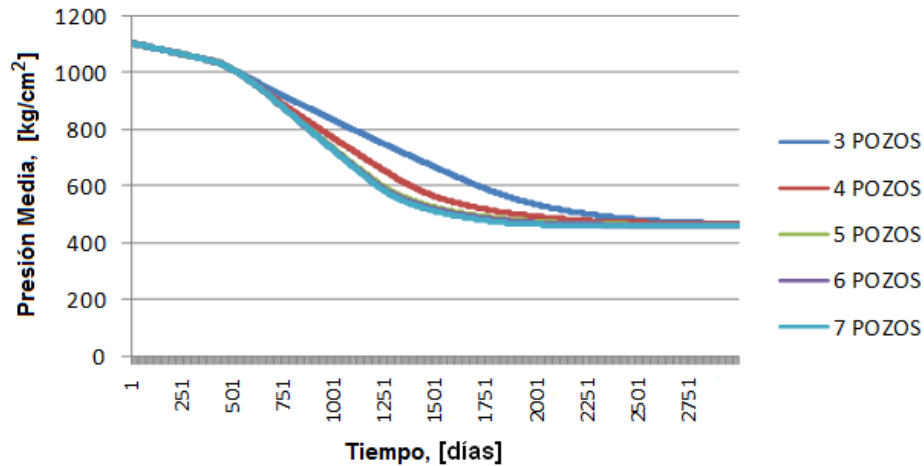
OPCIONES	3 POZOS	4 POZOS	5 POZOS	6 POZOS	7 POZOS
PROD. ACUM. HIDROCARBUROS, BPCE	41,212,190	41,597,197	41,618,123	41,657,030	41,702,453
PROD. ACUMULATIVA DE ACEITE BPCS	31,433,180	31,726,831	31,742,792	31,772,467	31,807,111
PROD. ACUMULATIVA DE GAS, PC	48,895,049,212	49,351,829,982	49,376,657,055	49,422,817,225	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 5 pozos, **Fig. 19**, es semejante al de las opciones de 6 y 7 pozos, con un máximo cercano a 30 mil barriles diarios.



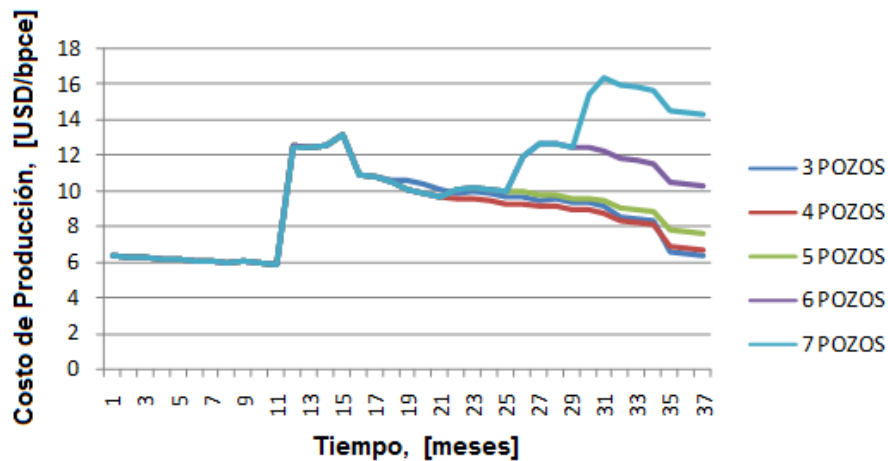
**Fig. 19** Perfiles de producción de aceite de las opciones estudiadas del yacimiento Bricol.

La presión media del yacimiento, **Fig. 20**, se comporta prácticamente de la misma forma en las opciones de 5, 6 y 7 pozos, mientras que las opciones de 3 y 4 pozos presentan comportamientos marcadamente diferentes.



**Fig. 20** Evolución de la presión media del yacimiento Bricol en función del número de pozos.

Finalmente, el costo de producción de la opción de 5 pozos, **Fig. 21**, es sin duda mucho menor que el correspondiente a las opciones de 3 y 4 pozos, aunque no guarda diferencias significativas respecto de las opciones para 6 y 7 pozos.

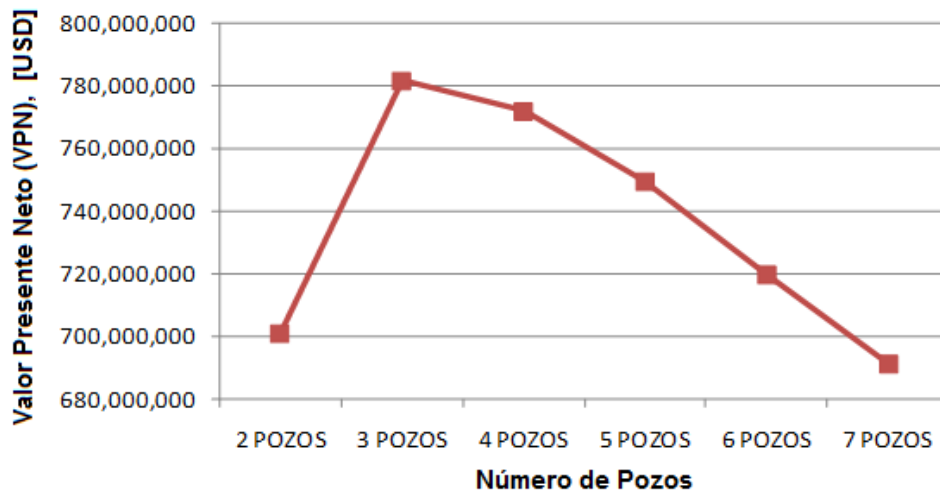


**Fig. 21** Costos de producción para las cinco opciones de desarrollo del yacimiento Bricol.



En resumen, la opción de 5 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 5.

Ahora bien, si el yacimiento se considerara con un volumen original de aceite menor al documentado en 2010, resultaría que el número óptimo de pozos sería de 3, como se muestra en la **Fig. 22**.



**Fig. 22** Valor presente neto para las cinco opciones de desarrollo, considerando que el volumen original de aceite del yacimiento Bricol, es menor al documentado.

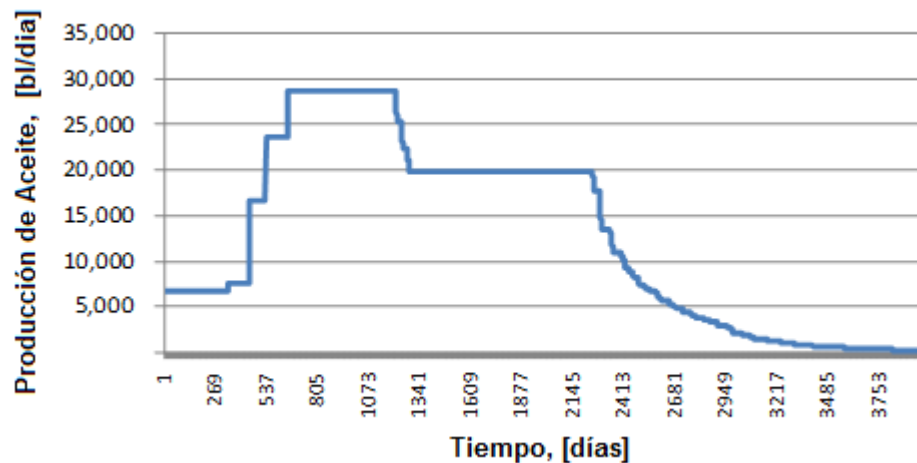
Con este resultado se confirma que el número óptimo de pozos depende de la reserva de hidrocarburos, de la productividad de los pozos, del costo de los pozos, del costo de las instalaciones, del precio de venta de los hidrocarburos y de la tasa de interés, y dado que no existe certidumbre total sobre ninguno de estos factores, cuando se toman las decisiones de inversión más importantes es necesario considerar las previsiones necesarias para el manejo de los riesgos consecuentes.

# CAPÍTULO 5

## BOMBEO NEUMÁTICO

En este capítulo se presentan los resultados del estudio de la implantación de un sistema de recuperación por bombeo neumático, bajo el esquema integrado de auto abastecimiento (BNA).

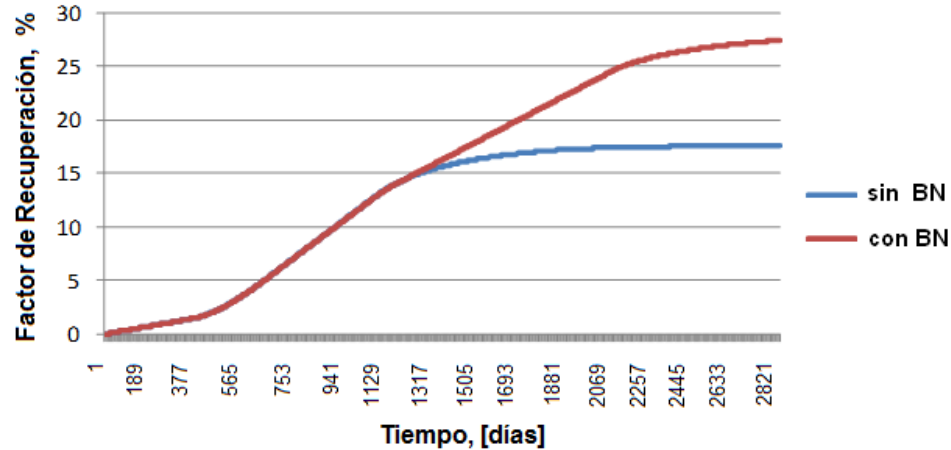
El perfil de producción obtenido se muestra en la **Fig. 23**.



**Fig. 23** Perfil de producción de aceite para la opción de producción por bombeo neumático auto abastecido (BNA).

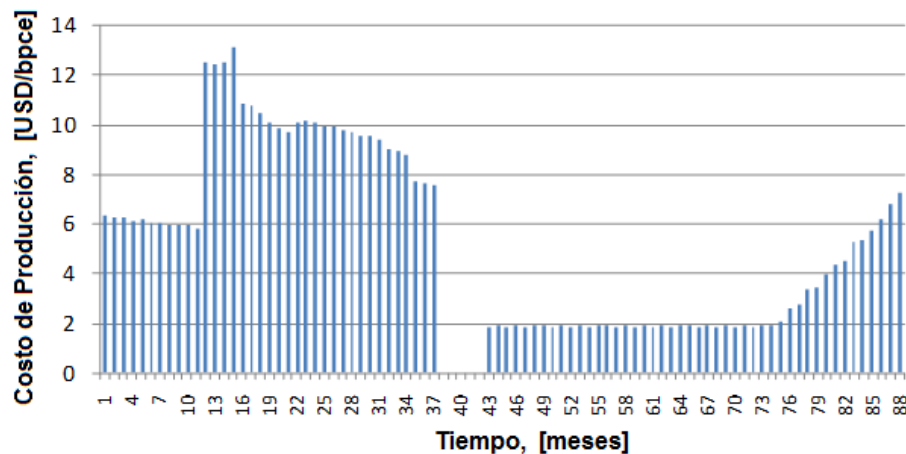
La inyección de gas para BN comienza el día 1286, lográndose mantener la producción durante 2,252 días, o sea casi por 32 meses.

El factor de recuperación, **Fig. 24**, aumenta notablemente de 17.63 % sin BN a 27.96 % con BN.



**Fig. 24** Factores de recuperación del yacimiento Bricol, con y sin BNAA.

El costo de producción se mantiene en 2 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, **Fig. 25**.



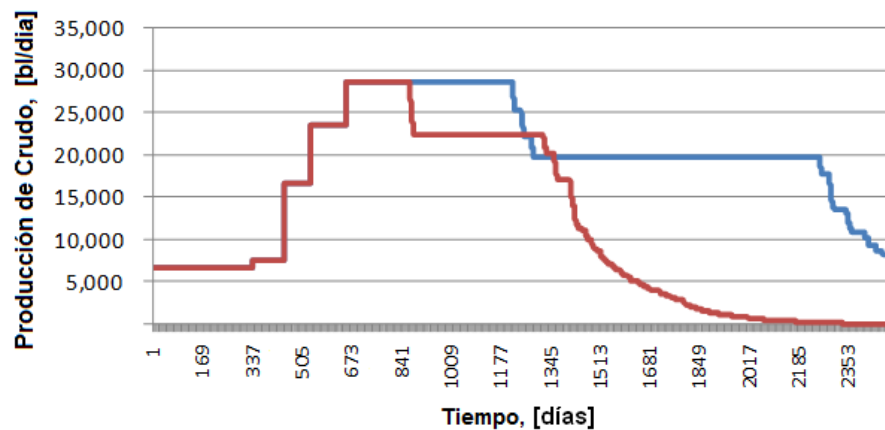
**Fig. 25** Costo de producción del aceite en el yacimiento Bricol durante las etapas de recuperación primaria y bombeo neumático.

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 3**.

**Tabla 3** 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

En el caso en que el yacimiento fuera de volumen menor, las premisas del proyecto cambiarían debido a que el perfil de producción sería inferior, **Fig. 26**. En el primer caso, optimistamente se mantendría constante la producción durante 965 días, en casi 20 mil barriles diarios. Con relación al segundo caso, planteándolo en una forma pesimista se conservaría en 22,500 barriles diarios por tan sólo 437 días. El conocimiento de estos perfiles probables, aporta información valiosa para evaluar con mayor precisión la implantación de un sistema de bombeo neumático.

**Fig. 26** Variaciones para los perfiles de producción correspondientes a los volúmenes porosos optimista y pesimista, yacimiento Bricol.

# CAPÍTULO 6

## SISTEMA CÍCLICO DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN

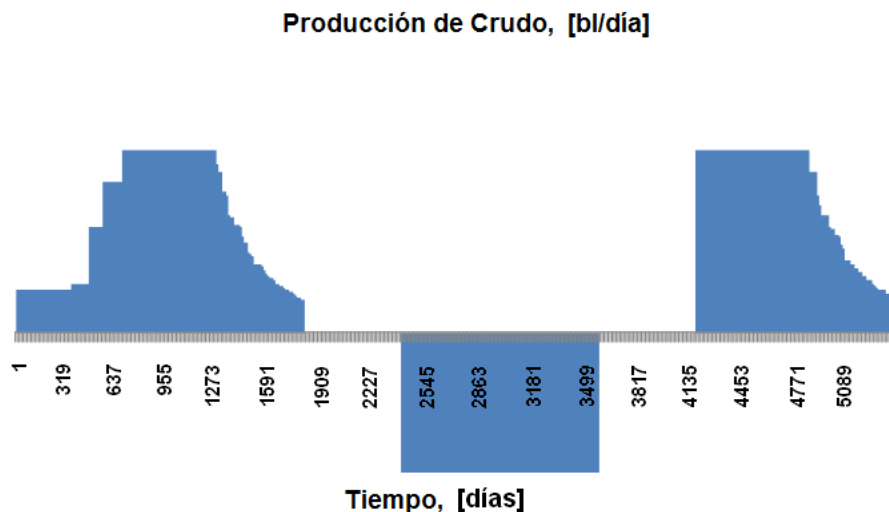
Con base en las aplicaciones presentadas en los capítulos previos, se desprende que el procedimiento desarrollado en este trabajo tiene posibilidades de utilizarse en el estudio de diversos esquemas de explotación de un yacimiento. En este capítulo se discuten los resultados de un tipo de recuperación 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 procedimiento estudiado es el siguiente:

1. Se cierran todos los pozos del campo durante el tiempo necesario para que se igualen las presiones en todas las áreas del yacimiento, y con esto se eliminen los gradientes de presión.
2. Se inyecta el gas a través de uno o varios pozos perforados ex profeso, buscando que los inyectores estén alejados de los pozos productores, para evitar hasta donde sea posible la contaminación de fluidos en caso de que el gas inyectado no sea hidrocarburo.

3. Se suspende la inyección y se cierran los pozos durante el tiempo necesario para que se igualen las presiones en todas las zonas del yacimiento y con ello se eliminen de nuevo los gradientes preferentes.
4. Se abren a producción los pozos y se mantienen operando hasta que la presión del yacimiento haya caído a un valor predeterminado.
5. Se repite el procedimiento desde el punto 1.

La **Fig. 27**, muestra la producción de crudo del campo Bricol con el esquema de 5 pozos, que se definió como óptimo en el capítulo 3. La primera etapa de producción corresponde a la recuperación primaria y abarca desde el día 1 hasta el día 1,750. A continuación se considera un periodo de 600 días durante los cuales el campo permanece cerrado. Enseguida se inyecta gas por un lapso de 1,200 días. Después de este periodo, se vuelve a cerrar el campo por otros 600 días. Finalmente hay una etapa de producción que dura otros 1,200 días.



**Fig. 27** Sistema cíclico de inyección-producción, yacimiento Bricol.

## Volumen a inyectar

La Ec. (7) del *Capítulo 2: Fundamento Teórico*, permite calcular la presión en términos de la producción de aceite ( $N_p$ ). Si en lugar de producir se inyecta ( $N_p$  negativa), la presión aumenta en vez de disminuir. Así la inyección de gas se simula con la inyección de aceite, estableciéndose la equivalencia entre ambos fluidos a través de su peso tal y como se describe a continuación.

La densidad en grados API del aceite del campo Bricol en instalaciones superficiales es de 37.6, de manera que su densidad relativa  $SG$  es:

$$SG = \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5} = 0.8368.$$

De esta manera su peso específico es de  $(0.8368)(62.3) = 52.1 \text{ lb/ft}^3$ , por lo que un barril de aceite del campo Bricol pesa  $(52.1316)(5.615) = 292.7$  libras.

Ahora bien, el volumen de gas que se debe inyectar para producir el mismo incremento de presión que se lograría con la inyección de un barril de aceite, es el que tenga un peso de exactamente 292.7 libras.

Si los pesos moleculares del metano, nitrógeno ( $N_2$ ) y aire son, respectivamente, 16, 28 y 29 libras/mole, entonces inyectar un barril de aceite equivaldría a inyectar 18.3 moles de metano, 10.5 moles de nitrógeno o 10.1 moles de aire.

Por otra parte, si una mole de cualquier gas ocupa un volumen de 379.4 pies cúbicos @ CS, entonces un barril de aceite equivale a  $(379.4)(18.3) = 6,941$  pies cúbicos de metano, a 3,966 pies cúbicos de nitrógeno ( $N_2$ ) y a 3,830 pies cúbicos de aire.

En otras palabras, si se quisiera inyectar el equivalente a 22, 000 barriles de aceite, tendrían que inyectarse 152.7 millones de pies cúbicos diarios de metano, 87.3 millones de pies cúbicos diarios de  $N_2$  o 84.3 millones de pies cúbicos diarios de aire.

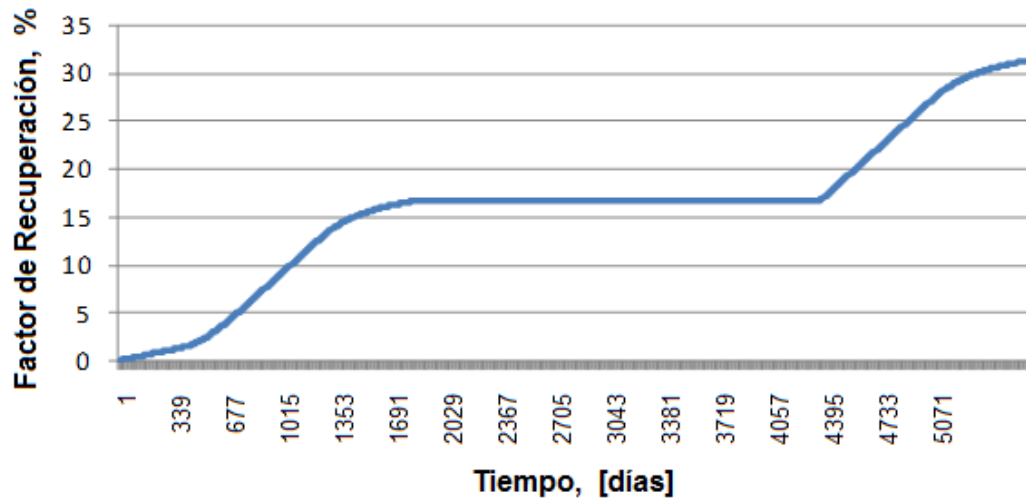
En dinero, la inyección de 153 millones de pies cúbicos diarios de metano significaría una erogación de 612 mil dólares diarios, a un precio de 4 USD/mpc. Por su parte la inyección de 87 millones de pies cúbicos diarios de  $N_2$ , significaría un gasto de 218 mil dólares diarios, si el precio de este gas fuera de 2.5 USD/mpc. Finalmente, la inyección de aire, que se tomaría directamente de la atmósfera, no costaría nada. En el caso del metano, el más caro de estos gases, extraer un barril de aceite costaría  $(6,941)(4) = 28$  dólares, de manera que el proceso resultaría rentable mientras el precio de venta del aceite superara este valor. Por supuesto que el metano inyectado se recuperaría más adelante casi en su totalidad. La producción con nitrógeno costaría 9.9 dólares cada barril y con aire, no se tendría costo de generación.

Es pertinente aclarar que el propósito de este trabajo no es el de proponer un método de recuperación particular, sino el aportar un procedimiento que permita ensayar cualquier idea sobre la explotación de un yacimiento y poderla evaluar desde el punto de vista técnico y económico.

### **Factor de recuperación**

La producción lograda con este esquema (Fig. 27), permite incrementar el factor de recuperación a 31.2%, como se indica en la **Fig. 28**. Sin embargo la repetición de este ciclo podría hacer posible que el factor de recuperación se elevara notablemente, como se mostrará más adelante.

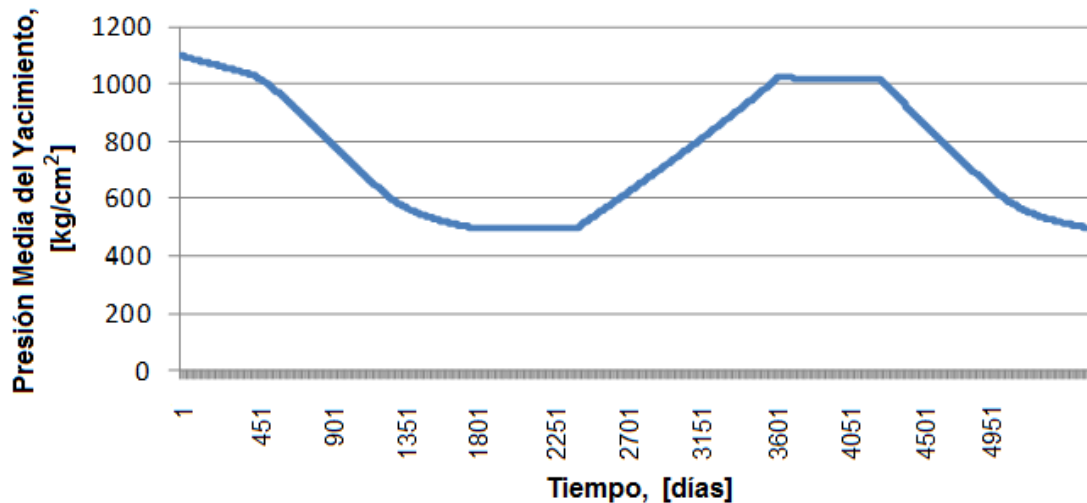




**Fig. 28** Predicción para el incremento en el FR de aceite en el yacimiento Bricol, obtenido al considerar un primer ciclo de inyección-producción.

### Comportamiento de la presión

En la **Fig. 29** se puede observar que después de su caída durante la primera etapa de producción, la presión se estabiliza por efecto del cierre del campo.

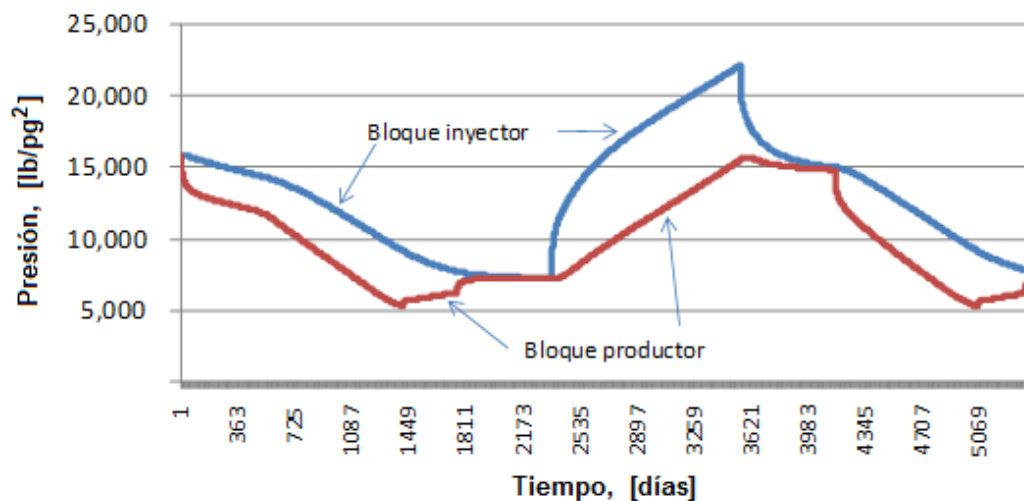


**Fig. 29** Variación de la presión del yacimiento Bricol durante el primer ciclo de inyección-producción.

Con la inyección de gas, la presión se incrementa de nuevo para volverse a estabilizar durante el segundo cierre del campo. Más adelante se vuelve a abatir como resultado del segundo periodo de producción.

### Duración de las etapas de cierre

Para determinar el número de días que es necesario mantener cerrado el campo a fin de que las presiones se igualen en todo el yacimiento, se debe observar el comportamiento de la presión en las zonas críticas. En la **Fig. 30** se puede apreciar, por ejemplo, la igualación que ocurre entre la presión del bloque del pozo Bricol-1, primer productor del campo, y la presión del bloque destinado al primer pozo inyector.

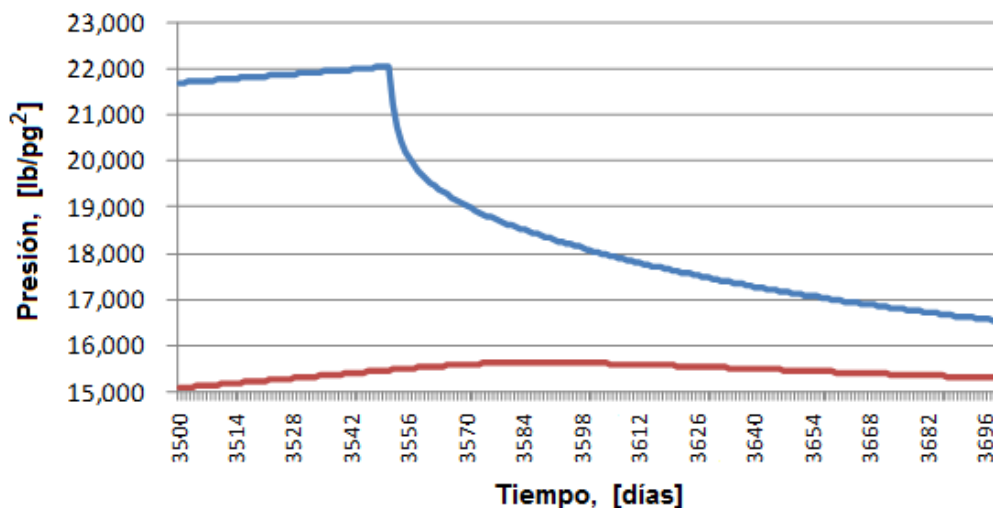


**Fig. 30** Predicción para la variación de la presión en un bloque productor (pozo Bricol-1) y un bloque inyector (pozo Iny-1).

Con el comienzo de la producción, la presión del bloque productor (línea roja) cae más rápidamente que la del bloque que más tarde será inyector (línea azul). Cuando el campo se cierra a la producción, la presión del bloque productor aumenta inmediatamente, en tanto que la del bloque alejado sigue disminuyendo. Pasado un tiempo se igualan las presiones de ambos bloques, lo que significa que han quedado eliminados los gradientes de presión que existían con motivo del proceso productivo. Cualquier fluido que se inyecte a partir de este momento no seguirá en su camino ninguna dirección inducida, y más bien fluirá por las rutas que la misma roca le ofrezca de acuerdo a sus canales de mejor conductividad.

En el momento que inicia la inyección, la presión del bloque inyector se eleva rápidamente, en tanto que la presión del bloque productor, que inicia su ascenso días después, lo hace con un ritmo más lento.

Una vez que ha cesado la inyección (día 3551), la presión del bloque inyector desciende, mientras que la del productor continúa subiendo, con tendencia a estabilizarse rápidamente, **Fig. 31**.



**Fig. 31** Detalle de la evolución de las presiones de los bloques inyector y productor entre los días 3500 y 3700.

La segunda etapa de producción se inicia cuando las dos presiones se han igualado. Aquí se nota el abatimiento rápido de la presión del bloque productor, seguido del abatimiento más lento de la presión del bloque inyector.

Con pruebas de este tipo se detectó que la igualación de presiones tiene lugar en aproximadamente 600 días. Sin embargo estos resultados del simulador deben calibrarse con mediciones de campo adecuadas.

### **Costo de producción**

El VPN no es un indicador apropiado para evaluar proyectos de largo plazo, pues las cantidades más alejadas del tiempo cero tienen un valor presente cada vez menos significativo. Es decir que, al emplear este método de evaluación económica, los beneficios de las operaciones que se realicen en el largo plazo no se alcanzan a medir en su valor justo. El indicador por excelencia es el costo de producción, que manejado junto con el precio de venta equivalente de crudo y gas, produce el mejor y más realista indicador de beneficio/costo.

Puesto que en el proyecto presente se tiene una etapa muy prolongada que no registra ingresos pero sí gastos, en este estudio se considera, como una primera aproximación, que los recursos necesarios para enfrentar el costo de los pozos inyectores y el costo del gas que se inyecta, se adquieren mediante un financiamiento que permite pagarlos posteriormente, ya en la etapa de producción. Con este enfoque no se distorsiona el comportamiento financiero del proyecto.

Dado que en el estado de resultados pro forma se manejan meses en lugar de días, la **Tabla 4**, presenta para referencia rápida la equivalencia entre estas unidades de tiempo.

**Tabla 4** Equivalencia entre los tiempos de explotación del yacimiento Bricol, expresados en días y meses.

ETAPA	Día Inicial	Día Final	Duración (días)	Mes Inicial	Mes Final	Duración (meses)
PRODUCCIÓN	1	1,750	1,750	1	58	58
CIERRE	1,751	2,350	600	59	77	19
INYECCIÓN	2,351	3,550	1,200	78	117	40
CIERRE	3,551	4,150	600	118	136	19
PRODUCCIÓN	4,151	5,351	1,200	137	176	40

Los pozos inyectoros tienen que estar listos para operar a más tardar el último día del mes 77. Si el costo de cada pozo a ese día es de 40 millones de dólares, entonces su valor al finalizar el mes 136, un día antes de que comience la producción pero 59 meses después de haber usado el crédito, habrá aumentado sólo por concepto de intereses al 1 % mensual, a  $40(1+i)^{59} = 72$  millones de dólares (Ver Apéndice). Esta última cantidad deberá pagarse mes a mes durante la segunda etapa productiva, que comienza en el mes 137 y se extiende hasta el mes 176 inclusive. Si a partir del mes 137 se efectúan 24 pagos mensuales, considerando que durante dos años la producción es suficientemente elevada para absorber este costo, entonces los pagos por cada pozo inyector, entre intereses y amortizaciones, deberán ser de 3.4 millones de dólares:

$$A = 72 \frac{(i)(1+i)^{24}}{(1+i)^{24} - 1} = 3.4 .$$

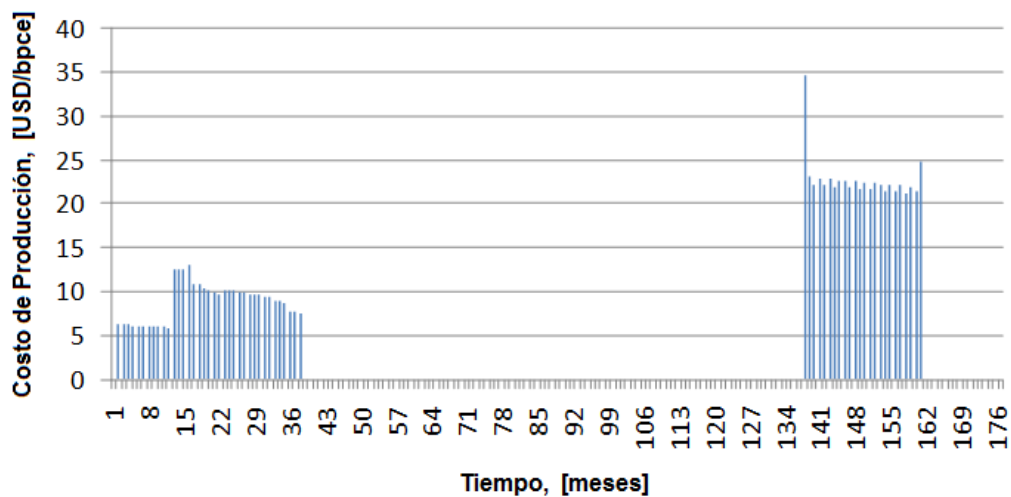
Por su parte la inyección de  $N_2$  durante 40 meses a partir del mes 78, a razón de 87.3 mmpcd que equivalen a 2,655 mmpc/mes, significa una erogación mensual de 6,637,500 dólares a un precio de 2.5 USD/millar. Puesto que estos pagos mensuales no se realizarán durante la etapa de inyección sino durante la segunda etapa de producción, la deuda acumulada al finalizar el mes 136 será de 392 millones de dólares:

$$F = 6,637,500 \frac{(1+i)^{40}}{i} (1+i)^{19} = 392,011,182 .$$

Esta cantidad podría pagarse, igual que los pozos inyectoros en la segunda etapa de producción, a través de 24 mensualidades de 18.5 millones de dólares cada una, que incluyen intereses y amortizaciones:

$$A = 392 \frac{(i)(1+i)^{24}}{(1+i)^{24} - 1} = 18.5 .$$

Bajo este esquema resulta un costo de producción suficientemente bajo, **Fig. 32**, para obtener un margen de ganancia razonable.



**Fig. 32** Costo de producción del aceite del yacimiento Bricol considerando un proceso cíclico de inyección-producción.

El comportamiento del costo de producción de este proyecto podría ser completamente diferente, si desde la primera etapa de producción se constituyera un fondo a través del cual se estableciera una reserva para hacer frente a los gastos previsibles del futuro. Entre todos estos gastos se considera exclusivamente el de los pozos inyectoros, los cuales, servirán no sólo para uno sino para varios ciclos de inyección. Su costo podría absorberse a través de la primera etapa de producción, de manera proporcional a los ingresos. Así que, sin tomar en cuenta el efecto de los intereses, en este caso favorable, habría que reunir un monto de 80 millones de dólares para cubrir el valor de dos pozos.

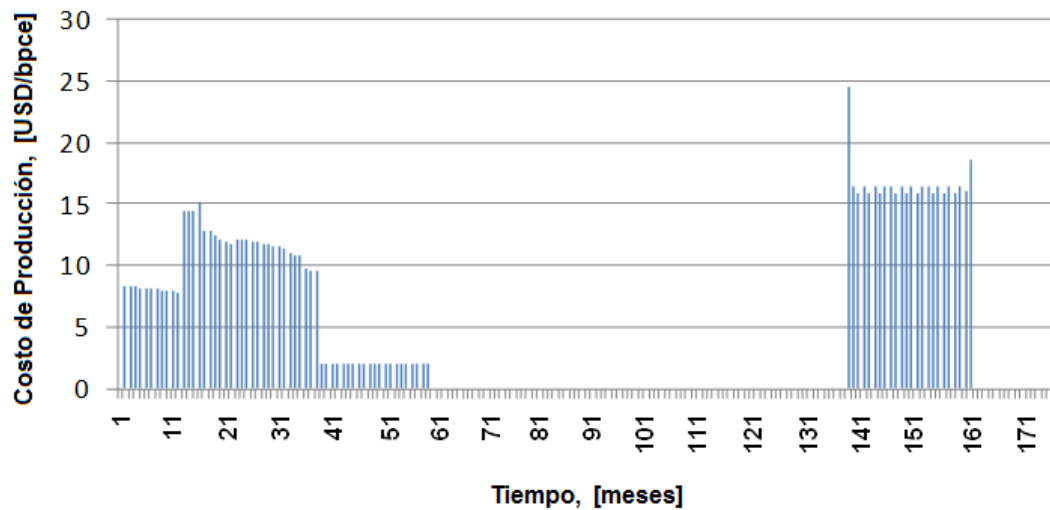
Los ingresos por ventas de los primeros 58 meses suman 1,985.6 millones de dólares, siendo de 13.311 millones los del primer mes, de 13.754 millones los del segundo mes, etcétera, como se muestra en la **Tabla 5**. Si el fondo se constituye de manera proporcional a los ingresos, entonces el primer mes corresponderá reservar la cantidad de  $(80)(13.311)/(1,985.592) = 0.536$  millones de dólares; el segundo mes la cantidad de  $(80)(13.754)/(1,985.592) = 0.554$  millones, y así sucesivamente. Estas cantidades deberán aparecer como una reserva dentro del renglón de gastos de operación.

**Tabla 5** Información relacionada con los ingresos por ventas, egresos y rendimientos del proyecto Bricol.

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>1,669,076</b>	<b>1,691,322</b>	<b>1,643,949</b>	<b>1,666,194</b>	<b>1,618,821</b>	<b>1,641,066</b>
<b>Gastos de Operación y Mantenimiento</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>11,641,564</b>	<b>12,063,007</b>	<b>11,666,692</b>	<b>12,088,135</b>	<b>11,691,820</b>	<b>12,113,263</b>
<b>4) DERECHOS</b>		<b>9,554,490</b>	<b>9,896,848</b>	<b>9,572,457</b>	<b>9,914,814</b>	<b>9,590,423</b>	<b>9,932,781</b>
	ORDINARIO	8,261,572	8,560,832	8,279,538	8,578,798	8,297,505	8,596,765
	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>2,087,074</b>	<b>2,166,160</b>	<b>2,094,236</b>	<b>2,173,321</b>	<b>2,101,397</b>	<b>2,180,482</b>



A diferencia del esquema planteado anteriormente, ahora el costo de producción es más elevado al principio y más bajo al final, **Fig. 33**, por haberse eliminado el costo de los pozos inyectoros y con esto, se demuestra que el comportamiento financiero mejora notablemente si a los proyectos se les da viabilidad desde el principio, reservando para ellos todos los recursos previsible que se vayan a necesitar en el futuro.



**Fig. 33** Costo de producción del aceite del yacimiento Bricol, considerando un proceso cíclico de inyección a través de dos pozos, empleando el esquema económico de constitución de un fondo.

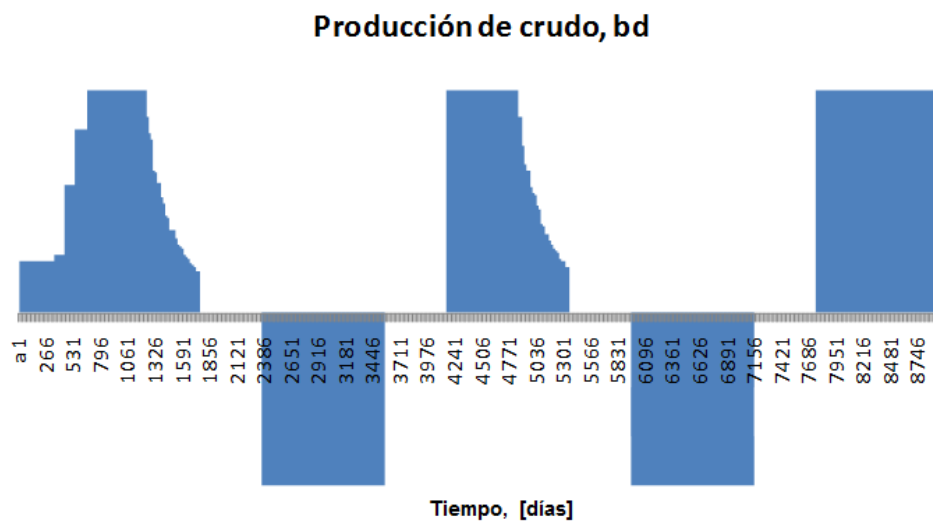
En el renglón de gastos de operación y mantenimiento del nuevo estado de resultados, **Tabla 6**, se observa la constitución del fondo para el pago futuro de los pozos inyectoros. Las repercusiones de esta medida también se manifiestan en el rendimiento antes de derechos, en los derechos ordinarios y en el rendimiento neto.

**Tabla 6** 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>

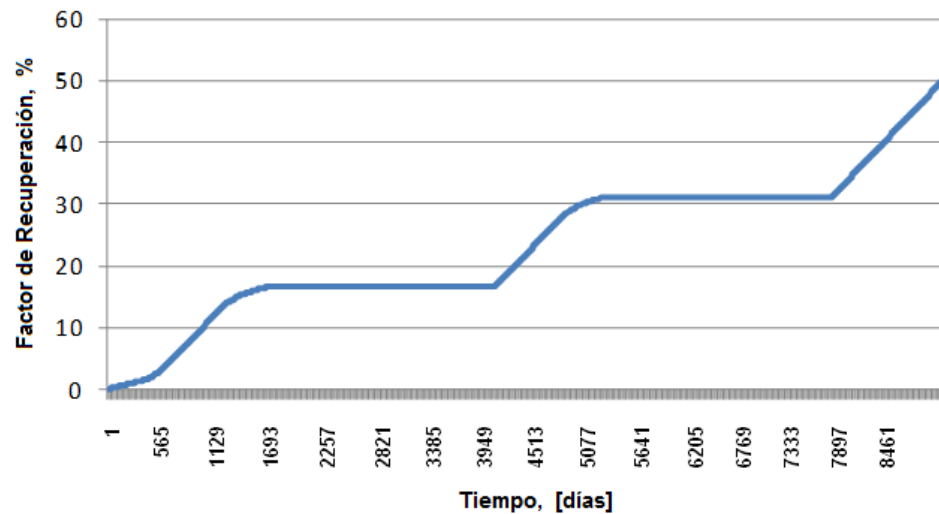
### Tercera etapa de producción

Al término de la segunda etapa de producción se cierra de nuevo el campo por 600 días; después se inyecta  $N_2$  durante 1,200 días; se efectúa otro cierre de 600 días y en seguida inicia la tercera etapa de producción por 1,200 días, **Fig. 34**.



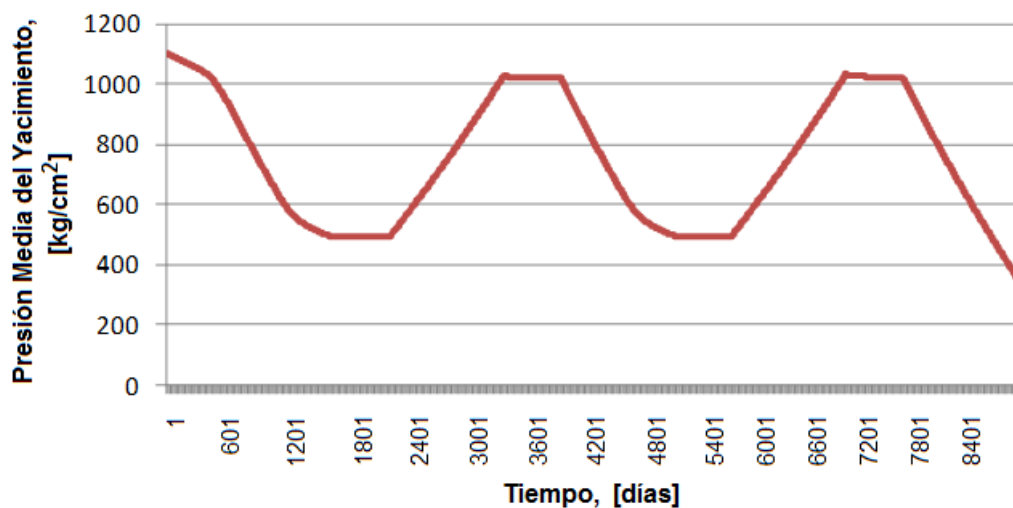
**Fig. 34.** Sistema cíclico de inyección-producción considerando tres etapas de producción, en el yacimiento Bricol.

Después de 8,950 días, equivalentes a 24.5 años, el factor de recuperación es de 50.3 %, **Fig. 35**, con posibilidades de elevarse más mediante la repetición de otros ciclos de inyección-producción.



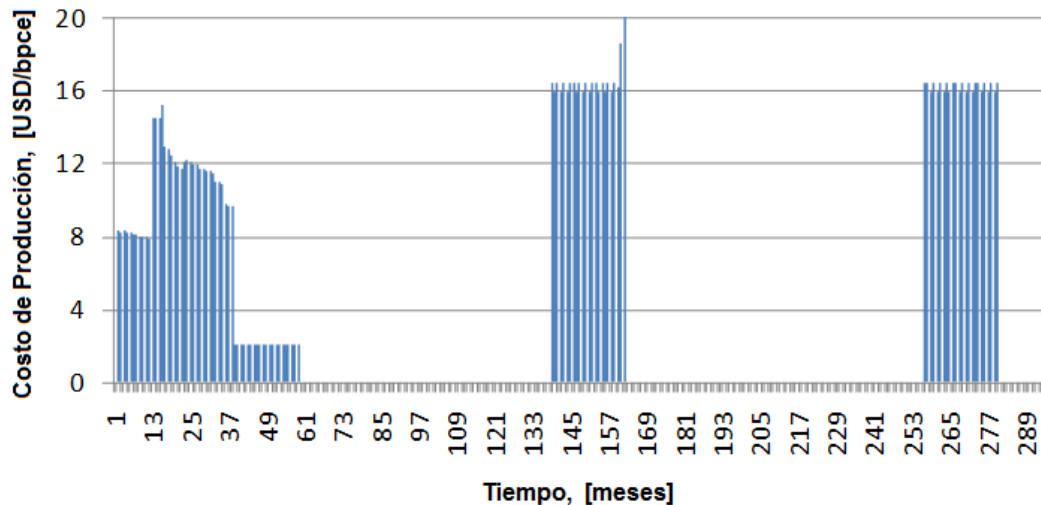
**Fig. 35.** Comportamiento del factor de recuperación de aceite en el yacimiento Bricol, empleando un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.

El comportamiento de la presión media del yacimiento incluido en la **Fig. 36**, muestra claramente las etapas de producción, cierre, inyección, etcétera.



**Fig. 36.** Variación de la presión promedio del yacimiento Bricol, durante un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.

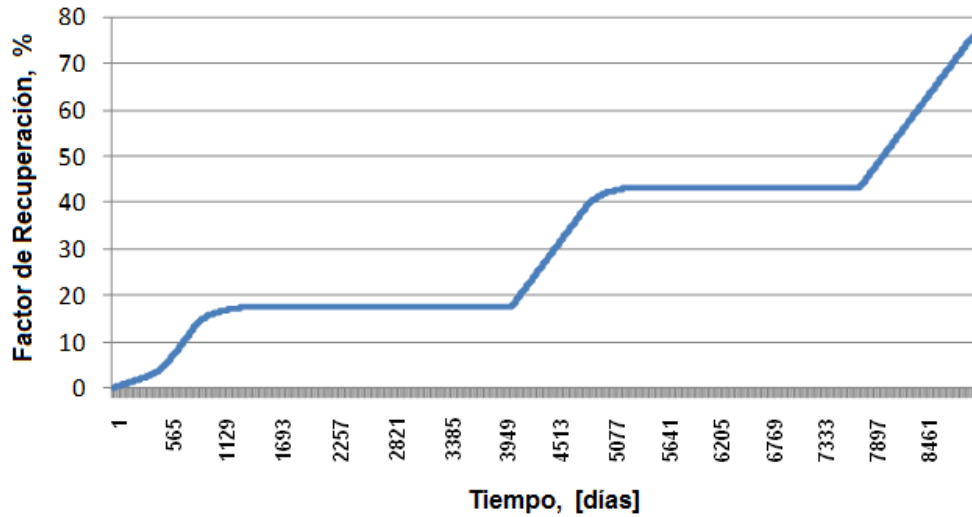
El costo de producción de la tercera etapa, **Fig. 37**, es el mismo que el de la segunda, en virtud de que en ambas se incluyen solamente los gastos de inyección. Es importante tener presente que el costo de los pozos inyectoros quedó totalmente amortizado en la primera etapa de producción.



**Fig. 37** 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.

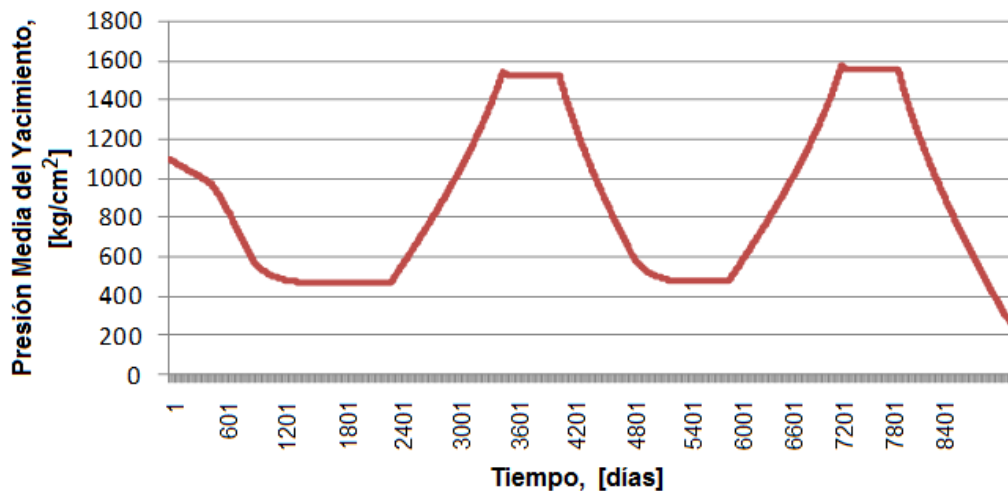
Para tener una idea de lo que significa un costo de producción de alrededor de 16 USD/bpce que se muestra en la Fig. 37, recuérdese que los precios de venta considerados en este estudio son de 60 USD/barril para el aceite y 4 USD/mpc para el gas, lo que en razón de los volúmenes vendidos da como resultado un precio equivalente de 51 USD/bpce. Así, el cociente de este precio y el costo de producción es de 3.12 en promedio, lo que significa que por cada dólar invertido se recuperan 3 dólares con 12 centavos. Esta razón beneficio/costo, enfatiza el área de oportunidad del proyecto hacia la disminución del costo del gas inyectado.

Finalmente, si el yacimiento tuviera un volumen original de aceite (VOA) menor al documentado y se le inyectara la misma cantidad que se ha considerado para el yacimiento de mayor volumen, el factor de recuperación llegaría hasta 76 %, **Fig. 38**.



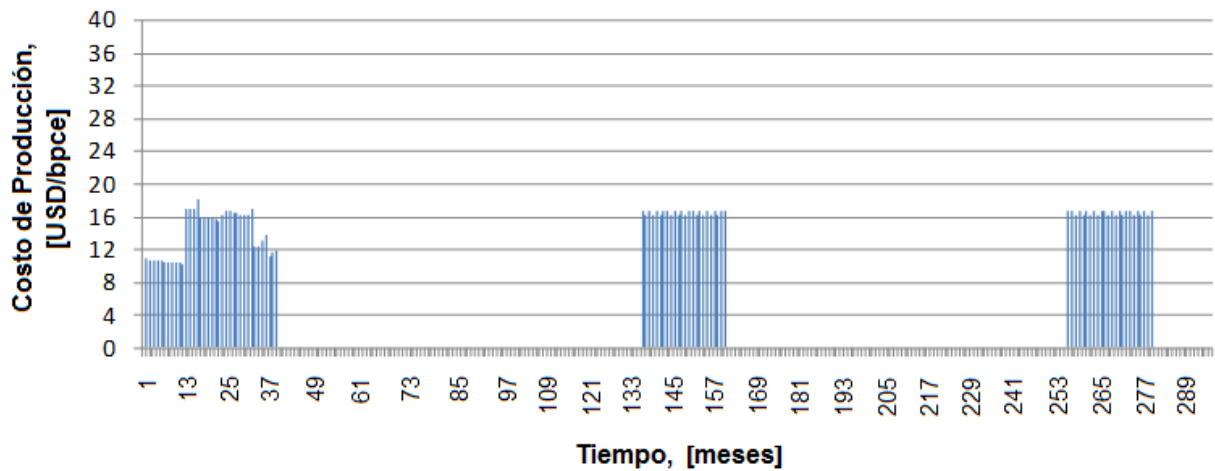
**Fig. 38** Variación incremental del FR del yacimiento Bricol, obtenida al considerar un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas, y un VOA menor al documentado.

La presión ascendería a un valor mayor que el original y se comportaría como se indica en la **Fig. 39**.



**Fig. 39** Variación de la presión promedio del yacimiento Bricol, considerando un VOA menor al documentado y un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas.

Finalmente, el costo de producción resultaría de alrededor de 16 USD/bpce, como se muestra en la **Fig. 40**. Este comportamiento implica que se constituyera una reserva para el pago diferido de los pozos inyectoros (80 millones de dólares), durante los primeros 30 meses de la primera etapa.



**Fig. 40** Costo de producción del yacimiento Bricol, considerando un volumen original de aceite menor que el documentado, en un sistema cíclico de inyección-producción de tres etapas y la constitución de una reserva para el pago diferido de los pozos inyectoros.

# CONCLUSIONES

El propósito principal de esta tesis 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 siguientes conclusiones:

1. 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.
2. La metodología de esta tesis, también facilita la evaluación preliminar de campos maduros o marginales, susceptibles de ser reincorporados a la producción mediante el suministro de energía externa.
3. El procedimiento toma en cuenta los principales aspectos técnicos y económicos que intervienen en la planeación de la explotación de un campo petrolero.



4. Permite representar de manera simplificada a través de grandes bloques la heterogeneidad del yacimiento.
5. 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.
6. 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.
7. Facilita la cuantificación de los beneficios que se obtienen en la realización de estudios técnicos específicos y en el acopio de información especial.
8. Simplifica la evaluación de las incertidumbres de carácter técnico y económico, y orienta la administración de riesgos.
9. 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),  $\text{ft}^2$ .
- $B_o$  = factor de volumen del aceite.
- $C$  = costo total de un pozo, USD (dólares).
- $c$  = compresibilidad equivalente, Ec. (5),  $1/\text{psi}$ .
- $D_j$  = depreciación del costo de un pozo correspondiente al mes  $j$ , USD (dólares).
- $f$  = factor de fricción, adimensional.
- $G$  = Volumen original de gas del yacimiento,  $\text{ft}^3_{\text{CS}}$ .
- $g$  = 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,  $B_{\text{CS}}$ .
- $N_p$  = producción acumulativa de aceite,  $B_{\text{CS}}$ .

- $p$  = presión, psia.
- $q$  = ritmo de producción del pozo.
- $r$  = radio.
- $R_s$  = relación de solubilidad del gas en el aceite,  $\text{ft}_{\text{CS}}^3/\text{B}_{\text{CS}}$ .
- $S_{wi}$  = 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  $\text{lb}/\text{ft}^3$ .
- $\phi$  = porosidad de la formación, fracción.
- $b$  = burbuja (o saturación).
- $e$  = exterior (de una área radial).
- $w$  = pozo; fondo del pozo.
- $f$  = fluyente.
- 1 = 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.

$\eta$  = viscosidad del aceite, cp.

### Subíndices

$i$  = inicial.

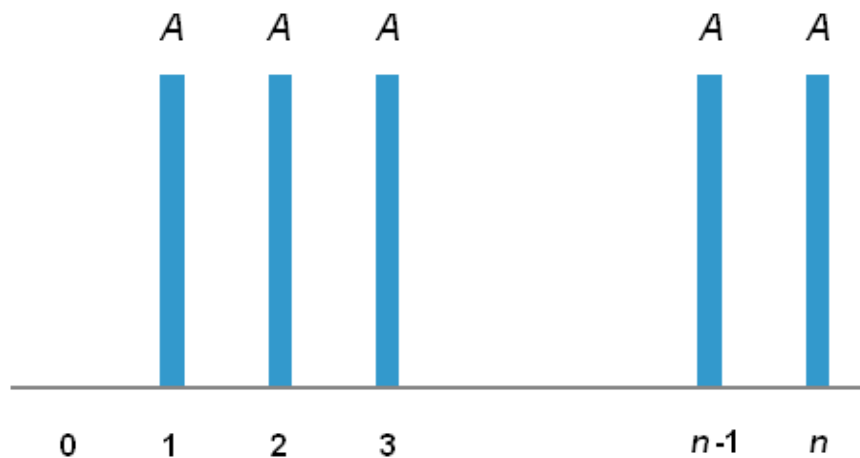
$j$  = índice para los meses.

$p$  = producción.

$w$  = agua.

# APÉNDICE A

## MONTO Y VALOR PRESENTE DE UNA SERIE DE CANTIDADES IGUALES



**Fig. 41** Serie de  $n$  cantidades iguales  $A$  distribuidas uniformemente en el tiempo

Como se indica en la **Fig. 41**, una serie consta de  $n$  cantidades iguales  $A$  distribuidas uniformemente en el tiempo, donde la primera  $A$  está colocada en el tiempo 1 y la última en el tiempo  $n$ . Si el tiempo se mide en años, se trata de una serie de anualidades; si los periodos son mensuales, es una serie de mensualidades. De la serie interesa calcular su monto  $F$  al tiempo  $n$  y su valor presente  $P$  al tiempo 0.

Monto  $F$  y valor presente  $P$  están relacionados por las expresiones fundamentales del interés compuesto:

$$F = P(1+i)^n, \quad (\text{A-1})$$

$$P = \frac{F}{(1+i)^n}. \quad (\text{A-2})$$

donde  $i$  es la tasa de interés y  $n$  el número de periodos.

Para calcular el monto de la serie, considérese que la primera cantidad  $A$  se deposita en un fondo al final del tiempo 1 y permanece guardada ahí, ganando intereses, durante  $n-1$  periodos, de manera que al finalizar el periodo  $n$  se habrá convertido, de acuerdo con la expresión 1, en

$$A(1+i)^{n-1}.$$

La segunda  $A$  se deposita en el tiempo 2; permanece depositada durante  $n-2$  periodos y al finalizar el tiempo  $n$  se convierte en

$$A(1+i)^{n-2}.$$

Así sucesivamente, la tercera  $A$ , que se deposita al terminar el periodo 3, permanece depositada durante  $n-3$  periodos y se convierte en  $A(1+i)^{n-3}$ ; la cuarta  $A$  se convierte en  $A(1+i)^{n-4}$ ; la penúltima  $A$ , que se deposita en el tiempo  $n-1$  y permanece depositada sólo 1 periodo, se convierte en  $A(1+i)$ ; y la última  $A$ , que al no disponer de tiempo para generar intereses, sigue siendo  $A$ . La suma de estos montos parciales es el monto total  $F$  buscado:

$$F = A(1+i)^{n-1} + A(1+i)^{n-2} + A(1+i)^{n-3} + \dots + A(1+i) + A. \quad (\text{A-3})$$

Si la expresión (A-3) se multiplica por  $(1+i)$  resulta

$$F(1+i) = A(1+i)^n + A(1+i)^{n-1} + A(1+i)^{n-2} + \dots + A(1+i)^2 + A(1+i). \quad (\text{A-4})$$

Si finalmente a la expresión (A-4) se le resta la expresión (A-3), resulta

$$F(1+i) - A = A(1+i)^n - A,$$

de donde

$$F = A \frac{(1+i)^n - 1}{i}. \quad (\text{A-5})$$

Por otra parte, tomando en cuenta las expresiones (A-1) y (A-2), se obtiene finalmente

$$P = A \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}. \quad (\text{A-6})$$

En resumen:

- Una cantidad  $P$  depositada en el tiempo 0 para ganar intereses durante  $n$  periodos, se convierte en  $F$  y tal monto se calcula con la expresión (A-1).
- Una cantidad  $F$  colocada en el tiempo  $n$  tiene por valor presente la cantidad  $P$  que se calcula conforme a la expresión (A-2).
- Una serie de  $n$  cantidades iguales  $A$  depositadas en los periodos 1, 2, 3, ...,  $n$ , tiene por monto total la cantidad única  $F$  que se calcula con la expresión (A-5).
- Una serie de  $n$  cantidades iguales  $A$  cuyo monto al tiempo  $n$  es  $F$ , tiene por valor presente (tiempo 0) la cantidad  $P$  calculada con la expresión (A-6).



Si el monto de una serie de  $n$  cantidades iguales  $A$  se deposita al término del tiempo  $n$  para que gane intereses durante  $m$  periodos, entonces, de acuerdo con (A-5) y (A-1), genera un monto total  $F_t$  de

$$F_t = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] (1+i)^m. \quad (\text{A-7})$$

# BIBLIOGRAFÍA

1. Craft, B. C. and Hawkins, M. F., Jr, 1959. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. 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, junio 8-9. doi: 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*, segunda edición. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologist.
6. Newendorp, P.D. and Schuyler, J. 2000. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*, segunda edición. 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, Ralph F. 1974. *Dynamics of Petroleum Reservoirs under Gas Injection*. Houston, Texas: Gulf Pub. Co.
9. Slider, H. C., 1976. *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Petroleum Publishing Company, Tulsa.
10. Smith, M.D. 1985. Exploration Decision Strategy. Artículo SPE 13782, presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, marzo 14-15. doi: 10.2118/13782-MS.
11. Solórzano, L. N. 1996. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras*. México: Argo.

12. Solórzano, L. N. 1999. *Bases Económicas, Técnicas y Financieras para la Planificación y Administración Integral de Activos Petroleros*. México: Argo.
13. Solórzano, L. N. 2000. *Apuntes de la Asignatura Análisis de Rentabilidad de Proyectos*. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado.
14. Steinmetz, R., ed. 1992. *The Business of Petroleum Exploration*. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologist.